Brazil Windpower Papers

19 e 20 de Outubro de 2020

ARTIGOS TRABALHOS TÉCNICOS

ISBN: 978-65-993279-0-2
CBL
9 786599 327902

ÍNDICE

CATEGORIA 1.0 – ANÁLISE DE RECURSOS DO VENTO

1.1 DESENVOLVIMENTO E ANÁLISE DE MODELOS CLÁSSICOS E DE MACHINE LEARNING NA PREVISÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

1.2 CENÁRIOS CLIMÁTICOS E NOVAS PERSPECTIVAS SOCIAIS PARA UMA REGIÃO DO NORTE DO ESTADO DA BAHIA

1.3 WIND POWER PROJECT PERFORMANCE WHITE PAPER

1.4 AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE EÓLICA-SOLAR PARA O NORDESTE BRASILEIRO E SUAS CONSEQUÊNCIAS PARA REDUÇÃO DA OCIOSIDADE DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E CONFIABILIDADE DO ATENDIMENTO À CARGA DO SISTEMA.

1.5 CÁLCULO DE SÉRIES TEMPORAIS DE ENERGIA PARA PROJETOS EÓLICOS

1.6 PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA DO NORDESTE BRASILEIRO PELO MODELO DA TEMPO OK

1.7 INVESTIGAÇÃO EXPERIMENTAL EM TÚNEL DE VENTO DAS CARACTERÍSTICAS DO ESCOAMENTO EM MORROS E TALUDES BIDIMENSIONAIS

1.8 GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ANÁLISE, DIVULGAÇÃO E UTILIZAÇÃO DOS DADOS PELO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS)

1.9 CONTRIBUIÇÃO DE FENÔMENOS ATMOSFÉRICOS NA VARIAÇÃO DA INTENSIDADE DO RECURSO EÓLICO EM REGIÕES DO RIO GRANDE DO NORTE E SUL DA BAHIA

1.10 BOAS PRÁTICAS BASEADAS EM TECNOLOGIA PARA GESTÃO EFICIENTE DAS MEDIÇÕES ANEMOMÉTRICAS

1.11 ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DA FONTE EÓLICA OFFSHORE: UM ESTUDO DE CASO NO RIO GRANDE DO NORTE

1.12 DEFINIÇÃO DO PERFIL DE VELOCIDADES COM MEDIDAS DE PEQUENAS ALTURAS E SUA UTILIZAÇÃO PARA ANALISAR A COMBINAÇÃO DIAMETRO DA TURBINA - ALTURA DA TORRE

1.13 ANÁLISE DA IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO NO SUDESTE BRASILEIRO

1.14 ANÁLISE DE ERRO PREDIÇÃO CRUZADA EM MODELO DE RECURSO EÓLICO AJUSTADO COM MÚLTIPLAS TORRES DE MEDIÇÃO ANEMOMÉTRICA

1.15 A COMPATIBILIZAÇÃO ENTRE MINERAÇÃO DE URÂNIO E FERRO, E A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTE EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA NO MUNICÍPIO DE CAETITÉ, BAHIA

CATEGORIA 2.0 – NOVAS TECNOLOGIAS, P&D

2.1 WEATHER CONDITIONS IMPACT ON WIND RESOURCES AND ATMOSPHERIC STABILITY AT A COMPLEX TERRAIN WIND FARM IN NORTHEAST BRAZIL

2.2 QUALIDADE DE DADOS DE MEDIÇÃO DE TORRES ANEMOMÉTRICAS – UMA ABORDAGEM EM MACHINE LEARNING

2.3 ENGINEERING COORDINATION MEMORANDUM

2.4 ESTIMATIVA DO CUSTO DE INVESTIMENTO (CAPEX) E DO CUSTO NIVELADO DE ENERGIA (LCOE) PARA A IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE NO NORDESTE BRASILEIRO

2.5 INOVAÇÃO APLICADA NA REDE COLETORA DE ENERGIA DE PARQUES EÓLICOS

2.6 VALIDAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO E DETERMINAÇÃO DAS CONDIÇÕES DO ESCOAMENTO PARA SIMULAÇÕES CFD NA OTIMIZAÇÃO DE AEROFÓLIOS DE TURBINAS EÓLICAS

2.7 CARACTERIZAÇÃO DE EMBARCAÇÕES UTILIZADAS NA CONSTRUÇÃO DE USINAS EÓLICAS OFFSHORE

2.8 CASO DE ANÁLISE DINÂMICA APLICADO A GERADORES DE TURBIA EÓLICA

2.9 RETROFIT DO SISTEMA DE ATERRAMENTO DO COMPLEXO EÓLICO BOM JARDIM DA SERRA

2.10 THE CHALLENGES OF WAKES CONTROL STRATEGIES FOR ONSHORE

2.11 APLICAÇÃO DO MÉTODO ELECTRE I NA SELEÇÃO DO PORTO DE SUPORTE APTO ÀS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE UMA USINA EÓLICA OFFSHORE

2.12 APLICAÇÃO DO MÉTODO RANDOM FOREST PARA RECONSTRUÇÃO DE SÉRIES DE VELOCIDADE DE VENTO2.13 PREVISÃO DA POTENCIA GERADA EM UM PARQUE EÓLICO POR MEIO DE REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

2.13 PREVISÃO DA POTENCIA GERADA EM UM PARQUE EÓLICO POR MEIO DE REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

2.14 FUNDAÇÕES ELEVADAS PARA TORRES DE AEROGERADORES ON SHORE

2.15 AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS EOLIOELÉTRICAS NO CEARÁ PELOS INDICADORES ÁREA IMOBILIZADA E CUSTO NIVELADO DE ENERGIA

2.16 A DIGITALIZAÇÃO INDUSTRIAL E O CAMINHO TRAÇADO PELO SETOR EÓLICO

2.17 FIRST BRAZILIAN PRECAST BRACED FOUNDATION WIND FARM

2.18 BIGGEST PRECAST CONCRETE TOWER COMPLEX IN BRAZIL

2.19 LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE USINAS DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL: VISÃO SOB UMA NOVA PERSPECTIVA

2.20 ELISA TECHOLOGY FOR OFFSHORE WIND POWER

2.21 PROPOSTA E PROTÓTIPO DE SOFTWARE PARA ANÁLISE DINÂMICA DE TURBINA EÓLICA

2.22 ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: DESAFIOS E CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL

2.23 DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL

CATEGORIA 3.0 – REGULAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO

3.1 A INFLUÊNCIA DOS IMPOSTOS FEDERAIS BRASILEIROS SOBRE ECONÔMICOS FINANCEIROS DE PROJETOS DE USINAS EÓLICAS OFFSHORE

3.2 ANÁLISE DOS IMPACTOS DA NOTA TÉCNICA Nº 147/2018-SRG/ANEEL NAS ATIVIDADES DE APURAÇÃO DE CONSTRAINED-OFF DAS USINAS EOLIOELÉTRICAS PELO NOS

3.3 OPORTUNIDADES PARA O MERCADO EÓLICO NO BRASIL A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DE REGULAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA NOVA ZELÂNDIA E AUSTRÁLIA

3.4 ANÁLISE DE MARGEM DE ESCOAMENTO SOB O PONTO DE VISTA DE PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO PARA OS AGENTES DE GERAÇÃO

CATEGORIA 4.0 – O&M

4.1 AN INNOVATION METHOD FOR WIND TURBINE OPERATIONAL MAINTENANCE IN BLADE PITCH SLEWING RING BEARING REPLACEMENT USING CRANE-LESS METHOD TO OBTAINED SIMPLE AND EFFECTIVE SOLUTION

4.2 CASOS OPERACIONAIS DE DETECÇÃO DE FALHAS EM AEROGERADORES COM MONITORAMENTO DA CONDIÇÃO ATRAVÉS DOS DADOS DE SCADA

4.3 DETECÇÃO DE DESBALANCEAMENTO EM AEROGERADOR UTILIZANDO APRENDIZAGEM DE MÁQUINA

4.4 REPAROS POLIMÉRICOS: UMA SOLUÇÃO CONVENIENTE PARA EIXOS DANIFICADOS EM AEROGERADORES

4.5 DNV GL EXPERIENCE ON ROOT CAUSE ANALYSIS OF BLADE FAILURES

4.6 MAPEAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DOS PARQUES EÓLICOS OFFSHORE: UMA ANÁLISE TEMPORAL E GLOBALS

4.7 PROJEÇÃO DA VIDA ÚTIL EM CABOS ELÉTRICOS DA REDE COLETORAE

4.8 STUDY ABOUT CRANELESS VIABILITY COMPARE WITH OTHER LIFTING SYSTEMS. LT1200

4.9 A NEW WAY TO SIMPLIFY THE MAINTENANCE OF PAINTING OF WIND TURBINES IN THE FIELD

4.10 INSPEÇÃO E ANÁLISE ESTRUTURAL DE PÁS EÓLICAS QUE APRESENTAM TRINCAS EM PAINÉIS VISANDO COMPREENDER OS RISCOS OPERACIONAIS E MINIMIZAR AS PARADAS DE MANUTENÇÃO

4.11 GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ANÁLISE, DIVULGAÇÃO E UTILIZAÇÃO DOS DADOS PELO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS)

4.12 IDENTIFICAÇÃO DE FALHAS NA OPERAÇÃO DE USINA EÓLICA ONSHORE: PROPOSTA DE DIRETRIZES

4.13 MANUTENÇÃO BASEADA NA CONDIÇÃO DO EQUIPAMENTO - PREDITIVA

4.14 TAXA DE EFETIVIDADE: A UNIFICAÇÃO DO FATOR DE CAPACIDADE COM A DISPONIBILIDADE PARA EFICÁCIA DA GERAÇÃO EÓLICA

4.15 QUALIDADE DE ENERGIA COM AS MUDANÇAS NA ESTRUTURA DO PRODUTOR E CONSUMIDOR O CASO DA EUROPA CENTRAL

CATEGORIA 5.0 – BENEFÍCIOS AMBIENTAIS, SOCIAIS E ECONÔMICOS DA FONTE EÓLICA

5.1 LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE USINAS DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL: VISÃO SOB UMA NOVA PERSPECTIVA

5.2 CONTRIBUIÇÃO DE PARQUES EÓLICOS PARA A EXPANSÃO DO CONHECIMENTO ARQUEOLÓGICO NA BACIA DO SÃO FRANCISCO

5.3 ANÁLISE DA IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO NO SUDESTE BRASILEIRO

5.4 COMPARANDO A SUSTENTABILIDADE DE EÓLICAS COM OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.5 ARTIGO: OS IMPACTOS DA ENERGIA EÓLICA ATRAVÉS DA ANALISE DE INDICADORES SOCIOAMBIENTAIS DE INFRAESTRUTURA SOCIAL E DE INVESTIMENTOS DIRETOS DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NO MUNICÍPIO DE SIMÕES/PI.

5.6 DESENVOLVIMENTO DE EMPREENDEDORISMO JOVEM COMO RSC DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS: DESENVOLVIMENTO DE CAPACIDADES, LIBERDADES, INICIATIVA E RESILIÊNCIA.

5.7 A APLICAÇÃO DE MODELOS PREDITIVOS EM ARQUEOLOGIA NA IMPLANTAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

5.8 CONTRIBUIÇÃO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL PARA A REDUÇÃO DOS GASES DE EFEITO ESTUFA

5.9 ARTIGO: PRIMEIRO ESTUDO DA DIVERSIDADE E RIQUEZA DAS ESPÉCIES ARBÓREAS DAS ÁREAS DE REPOSIÇÃO FLORESTAL NO COMPLEXO EÓLICO CHAPADA DO PIAUÍ I.

5.10 SUSTAINABILITY TRANSITION IN TAIWAN - THE CASE OF OFFSHORE RENEWABLE ENERGY

5.11 LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE USINAS EÓLICAS OFFSHORE NO BRASIL: DIRETRIZES E BOAS PRÁTICAS A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DO REINO UNIDO E DINAMARCA

5.12 RADAR SOLUTIONS FOR CONFLICTS BETWEEN WIND ENERGY TECHNOLOGIES AND BIRDS

5.13 COMPARANDO A SUSTENTABILIDADE DE EÓLICAS COM OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.14 ARTIGO: OS IMPACTOS DA ENERGIA EÓLICA ATRAVÉS DA ANALISE DE INDICADORES SOCIOAMBIENTAIS DE INSFRAESTRUTURA SOCIAL E DE INVESTIMENTOS DIRETOS DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NO MUNICÍPIO DE SIMÕES/PI.

5.15 LEADING EDGE PROTECTION BY POLYTECH A/S

CATEGORIA 6.0 – MISCELÂNEAS

6.1 ANÁLISE DA EXTRAPOLAÇÃO DA MEDIDA DE DENSIDADE DO AR: QUANTOS INSTRUMENTOS METEOROLÓGICOS SÃO NECESSÁRIOS EM UM PROJETO?

6.2 DECISÃO DO PORTO MAIS ADEQUADO PARA SUPORTE ÀS ATIVIDADES DE INSTALAÇÃO DE USINAS EÓLICAS OFFSHORE - APLICAÇÃO DE ELECTRE I

6.3 CONTRIBUIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS EÓLICOS PARA A EXPANSÃO DO CONHECIMENTO ARQUEOLÓGICO NA BACIA DO SÃO FRANCISCO

6.4 AVALIAÇÃO DA SENSIBILIDADE DOS ESFORÇOS SOLICITANTES DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL À VARIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE VENTO

6.5 DESCOMISSIONAMENTO DE PARQUE EÓLICO NO CONCEITO DA ECONOMIA CIRCULAR.

6.6 ESTUDOS E CASES COM INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS NA OPERAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

6.7 CARACTERÍSTICAS NECESSÁRIAS DE UM PORTO DE SUPORTE À USINAS EÓLICAS OFFSHORE: ESTUDO DE CASOS

6.8 MODELAGEM DA FUNDAÇÃO DA BASE DO AEROGERADOR: IMPORTÂNCIA DA ELEIÇÃO DO TIPO DE ELEMENTO FINITO ADOTADO NO MODELO MATEMÁTICO

6.9 PANORAMA HISTÓRICOS DO APROVEITAMENTO EÓLICO: MUNDIAL E BRASILEIRO

Brazil Windpower Papers

19 e 20 de Outubro de 2020

CATEGORIA 1

ANÁLISE DE RECURSOS DO VENTO

ISBN: 978-65-993279-0-2

Desenvolvimento e Análise de Modelos Clássicos e de *Machine Learning* na Previsão de Geração de Energia Eólica

Paulo Sérgio de C. Nascimento[1], Ana Carolyne G. França[2], Lucas de Souza Khenayfis[3], Vitor Silva Duarte[4], Hélio Camargo Junior[5]

[1,3,4,5] Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos – Operador Nacional do Sistema Elétrico – Rio de Janeiro, Brasil

[2] Departamento de Educação e Tecnologia, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Sudeste de Minas Gerais – Campus Juiz de Fora – MG, Brasil

pnascimento@ons.org.br, anacarolyne.franca@gmail.com, lkhenayfis@ons.org.br, vitor.duarte@ons.org.br, hcamargo@ons.org.br

RESUMO

Com o aumento da inserção das novas fontes renováveis na matriz eletroenergética do Brasil, tornou-se imprescindível investir na qualidade da previsão de geração destas fontes de energia para a programação diária da operação, a fim de reduzir a necessidade de reserva de energia e permitir o melhor uso dos recursos. Nesse sentido, este artigo propõe desenvolver uma análise comparativa entre modelos de previsão de geração de energia eólica utilizando métodos de redes neurais MLP e NARX, métodos de séries temporais Arima e Arimax e do modelo vigente em uso pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, utilizando um conjunto de dados com as informações históricas dos parques eólicos. Verificou-se que o modelo atual, bem como as redes MLP e NARX apresentaram bons resultados, quando comparados os erros das previsões. A partir desses resultados, podemos concluir que as técnicas de *Machine Learning* testadas nesse trabalho são promissoras para a utilização em previsão de geração de energia eólica.

Palavras chaves: *Previsão geração eólica; machine learning; redes MLP; redes NARX.*

ABSTRACT

With the increase in the insertion of new renewable sources in the Brazilian electro-energetic matrix, it became essential to invest in the quality of the forecast of generation of these energy sources for the daily programming of the operation, in order to reduce the need for energy reserve and allow the better use of resources. In this sense, this article proposes to develop a comparative analysis between forecasting models of wind power generation using MLP and NARX neural network methods, Arima and Arimax time series methods and the current model in use at the National Electric System Operator, using a data set with historical information on wind farms. It was found that the current model, as well as the MLP and NARX networks, presented good results, when comparing the forecast errors. From these results, we can conclude that the Machine Learning techniques tested in this work are promising for use in forecasting wind power generation.

Key words: *Wind power forecast; machine learning; MLP network; NARX network.*

INTRODUÇÃO

Atualmente, a geração da energia eólica tem uma participação significativa na matriz elétrica do Brasil. É uma fonte de energia renovável e amplamente disponível, contribuindo fortemente para o abastecimento energético, principalmente da região Nordeste. Esse tipo de geração possui uma clara vantagem sobre algumas fontes de geração de energia elétrica, pois sua operação causa menores impactos ambientais. Ainda que seja uma fonte limpa, houve, inicialmente, restrições quanto ao seu emprego, devido, entre outros aspectos, às dificuldades em se prever suas variações, com a consequente incerteza quanto ao seu planejamento para a operação.

Não obstante, no Brasil, o índice de crescimento de energia eólica atualmente supera o de outras fontes de energia (ONS, 2019), colocando o país entre os 10 maiores produtores do mundo dessa fonte. O país apresenta um grande potencial eólico, sobretudo nas regiões, Nordeste e Sul do país.

Em se tratando de previsão, a grande dificuldade dessa fonte de energia é a variabilidade da geração em curtos períodos, aliada à complexidade de prever a condição futura da geração eólica, devido à dependência de variáveis climatológicas de caráter estocástico. Tal situação causa grandes dificuldades para a operação do sistema eletroenergético do país, uma vez que a qualidade da previsão afeta diretamente o despacho hidrotérmico, a mitigação de problemas elétricos e a limitação de escoamento de energia entre regiões, entre outros.

Desta forma, torna-se necessário o aperfeiçoamento de técnicas de previsão de geração eólica e é de suma importância dispor de bons modelos de previsão desta geração, contribuindo, assim, para a redução do custo de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Este artigo visa comparar o comportamento do modelo de previsão atualmente utilizado no ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) com modelos baseados em redes neurais artificiais e modelo clássicos de séries temporais. Para tanto, será desenvolvida uma análise comparativa entre modelos de previsão de geração de energia eólica utilizando Redes Neurais MLP (*Multilayer Perceptron*) e NARX (*Nonlinear autoregressive exogenous*) e os métodos estatísticos Arima (*Autoregressive Integrated Moving Average*) e Arimax (*Autoregressive Integrated Moving Average with Exogenous Variable*).

Trabalhos relacionados

Recentemente, técnicas de aprendizagem de máquina têm sido utilizadas para tratar grandes quantidades de dados. Existem algoritmos capazes de extrair comportamentos típicos em conjuntos de dados de grande porte e que são muito úteis para previsão de séries temporais (WEIGEND, 2018). Neste contexto, a utilização de tais técnicas em previsão de geração de energia eólica tem se mostrado bastante promissora, com diversas pesquisas na área.

Em (COELHO, 2018), foi testada uma técnica de aprendizagem de máquina através da aplicação da rede *Long Short Term Memory* (LSTM) na previsão de geração de energia eólica. Esta rede possui a característica de separar acontecimentos recentes e distantes e atribuir valores diferentes para essas ocorrências, além de desconsiderar informações passadas que possam ser

desprezíveis para estimar a próxima saída. Constatou-se uma boa precisão e estabilidade nos resultados atingidos para a geração de energia eólica.

Em (SANTOS, 2014), foram comparadas redes *Radial Basis Function Network* (RBFN) e *Multi-Layer Perceptron* (MLP) para prever a geração de um parque eólico a partir de suas gerações passadas. De acordo com os dados apresentados, o método de redes RBFN teve o menor erro médio absoluto.

No trabalho desenvolvido em (HIRUMA, 2016), foi implementada a técnica de Redes Neurais Artificiais (RNA) para previsões de velocidade do vento e de geração elétrica na Usina Eólio-Elétrica de Palmas (PR), que cumpriu plenamente seus objetivos essenciais e realizou previsões satisfatórias para o horizonte de curtíssimo prazo, assim como foi verificado no trabalho desenvolvido em (SOUZA, 2012), que aplicou, de outro modo, a modelagem Box & Jenkins (BOX, JENKINS, *et al.*, 2015).

Em (ALENCAR, 2018), foram usados cinco modelos de previsão: Sarima (*Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average*), Sarima + Wavelet, Redes Neurais, Sarima + Redes Neurais e um Modelo Híbrido Proposto (Sarima + Redes Neurais 1 + Redes Neurais 2). Dos modelos utilizados, o modelo híbrido proposto foi o que apresentou os melhores resultados com os menores erros na previsão.

CONJUNTO DE DADOS

Os dados disponíveis para este trabalho são oriundos de uma base de dados real, de uso do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Os dados de geração verificada são obtidos da base histórica de tempo real do Sistema de Supervisão e Controle do ONS (discretização de 4 em 4 segundos) e do Sistema de Medição e Faturamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (discretização em intervalos 5 minutos e 1 hora). Os dados observados/verificados da velocidade do vento serão tratados como vento verificado. Esses dados são obtidos do Sistema de Supervisão e Controle do ONS (discretização de 4 em 4 segundos) e do Sistema Acompanhamento das Medições Anemométricas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (discretização em intervalos 10 minutos).

Considerando que os dados de geração eólica verificada são provenientes de diversas fontes de informação e que possuem diferentes discretizações temporais, todos os dados históricos foram transformados para discretização de 30 minutos, utilizando médias dos intervalos quando a discretização original é menor que 30 minutos e através de interpolação linear quando a discretização original é maior que 30 minutos.

Os dados de geração verificada, obtidos da base histórica de tempo real do ONS, possuem indicadores de qualidade das medidas coletadas e, adicionalmente, valores estimados advindos de estimadores de estado. Assim sendo, esses dados apresentam boa confiabilidade. Entretanto, em alguns momentos, os estimadores não são capazes de gerar dados com qualidade adequada.

Assim como os dados de geração, os dados de vento verificado, obtidos do sistema de supervisão e controle do ONS, também possuem indicadores de qualidade das medições. No entanto, por não ser uma medida elétrica, não existem estimadores capazes de reproduzir os valores nos momentos de erros na coleta dos dados. Consequentemente, nesta situação, a aplicação do tratamento é bem mais atuante, uma vez que existem muitos dados comprometidos.

O ONS criou um processo que realiza a identificação dos dados de geração considerados espúrios (ONS, 2018). Tal processo pode ser resumido nas seguintes etapas: (i) Correlacionar dados do ONS com dados da CCEE de 1h; (ii) Eliminar resultados ruins do Estimador de Estados do ONS; (iii) Eliminar dados onde: $\mathrm{Ger} < 0\mathrm{MW}$ ou $\mathrm{Ger} > 1.1 \cdot \mathrm{P_{inst}}\,\mathrm{MW}$; (iv) Eliminar dados congelados (ao longo dos dias e das horas); (iv) Eliminar dados dos dias com menos de 2,5 horas válidas.

O processo de seleção dos dados válidos de vento verificado pode ser resumido da seguinte forma: (i) Correlacionar os dados de vento verificado do ONS com o vento verificado da EPE e com a geração da CCEE1h; (ii) Eliminar dados onde: $\mathrm{Ven} < 0\ \mathrm{m/s}$ ou $\mathrm{Ven} > 30\ \mathrm{m/s}$; (iii) Eliminar dados congelados (ao longo dos dias e das horas); (iv) Eliminar dados dos dias com menos de 2,5 horas válidos. Maiores detalhes sobre o algoritmo de identificação de dados espúrios podem ser encontrados na Nota Técnica do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2018).

Uma vez que há redundância de informações de geração verificada entre os dados do ONS e da CCEE e de vento verificado entre os dados do ONS e da EPE, é possível montar uma série histórica de geração verificada em intervalos de 30 minutos com os melhores dados possíveis. Ainda assim, nem sempre se obtém os dados medidos para todos intervalos de tempo a partir destas fontes. Para tanto, foram criados alguns processos de reconstrução das informações de geração verificada. Maiores detalhes em (ONS, 2018).

As séries de vento previsto, bem como as demais variáveis climatológicas utilizadas, são oriundas do modelo GFS (*Global Forecast System*), do NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*), com resolução espacial de aproximadamente 25 km e temporal de 1h, estendendo a previsão para até cinco dias à frente (NOAA, 2019). Os arquivos oriundos desse modelo numérico são recebidos por quadrícula. Sendo assim é necessário associar cada usina à sua respectiva quadrícula. Há um algoritmo que gera arquivos associando cada usina à sua correspondente quadrícula em relação aos arquivos de vento previsto. A Figura 1 ilustra as quadrículas para o Nordeste e para o Sul do Brasil, respectivamente, considerando o modelo GFS. Nestas figuras são marcados pontos em vermelho representando exemplos de usinas eólicas consideradas pelo ONS.

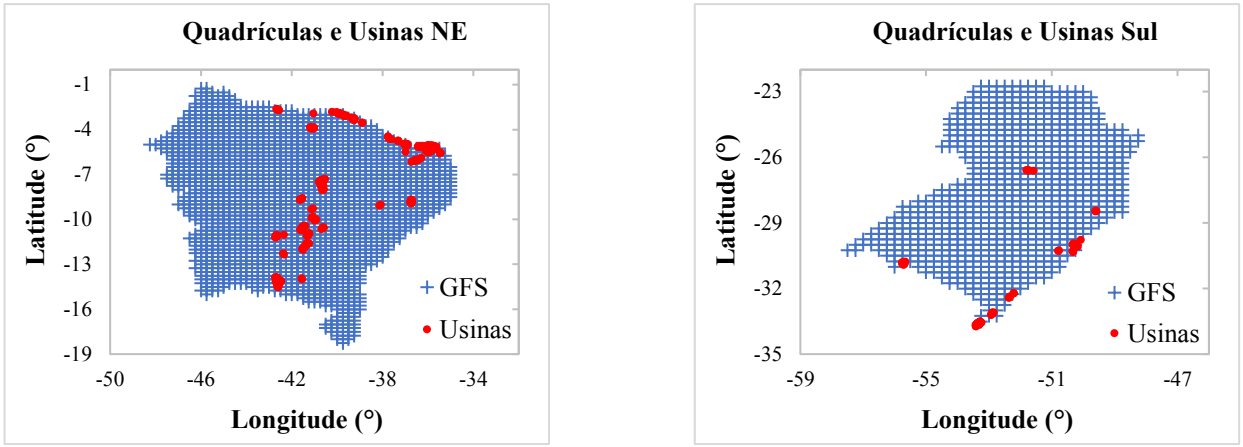


Figura 1. Quadrículas do modelo GFS para Nordeste e Sul (ONS, 2018).

METODOLOGIA PROPOSTA

Para o desenvolvimento dos modelos utilizados neste trabalho, foram consideradas dois grupos com as seguintes características: (i) Sem atraso temporal - Físico Estimado e redes neurais MLP: associam as variáveis meteorológicas previstas com a geração verificada de cada usina e realizam as previsões utilizando as variáveis meteorológicas previstas; (ii) Com atraso temporal - Arima, Arimax e redes neurais NARX: associam as variáveis meteorológicas previstas com a geração verificada de cada usina, utilizando também essas variáveis com atraso temporal, fornecendo o valor esperado da geração em função do vento previsto e da geração realizada.

Modelo Físico Estimado

Previamente ao estabelecimento dos modelos, foi necessária uma investigação das séries temporais. Vale salientar algumas conclusões importantes. Quando observada a série temporal na sua ordem natural, seus valores são seguidos pelas horas e pelos dias, respectivamente, conforme ilustração da Figura 2, à esquerda. Quando a série temporal é modelada desta forma, os modelos apresentam bom desempenho apenas para poucas horas à frente. Todavia, quando estamos fazendo previsões para o dia seguinte, temos históricos observados até o final do dia anterior. Nesta situação, as previsões devem ser para dois dias à frente, o que não gera bons resultados nesta representação da série temporal.

Como algumas características físicas dos ventos ocorrem em horários específicos, como é o caso dos ventos alísios no Nordeste, uma modelagem da série temporal de cada intervalo em separado acarreta benefícios nos resultados das previsões. A ilustração da Figura 2, à direita, mostra essa situação.

Figura 2. Esquema da série temporal para previsões.

As previsões de vento do modelo GFS apresentam desvios em relação ao vento que de fato ocorre. Observa-se, no entanto, um comportamento de desvio típico, ou seja, a previsão de vento apresenta, em quase todos as usinas eólicas, um viés em relação ao vento verificado, o que propicia um tratamento vantajoso para a previsão de geração eólica.

A metodologia empregada na correção da previsão do vento consiste em um ajuste de regressões lineares, uma para cada período da discretização considerada ao longo do dia, de forma semelhante a (CHOU, SOUZA, *et al.*, 2007). Originalmente, a metodologia utilizada denominada MOC (*Model Output Calibration*) foi proposta em (MAO, MCNIDER, *et al.*, 1999). Esta metodologia baseia-se em regressões lineares multivariadas.

A Figura 3 ilustra os resultados da correção do vento, as curvas em vermelho representam a velocidade do vento verificado para uma determinada usina. As curvas em azul e verde representam, respectivamente, o vento bruto do modelo numérico GFS e o vento corrigido. Adicionalmente, é apresentado um BoxPlot com os desvios para algumas horas. Cada região apresenta um viés característico que varia para cada intervalo do dia e períodos do ano, conforme pode ser visto na Figura 3. Esta é então outra razão para uma modelagem por intervalo, o que acarreta resultados melhores na previsão

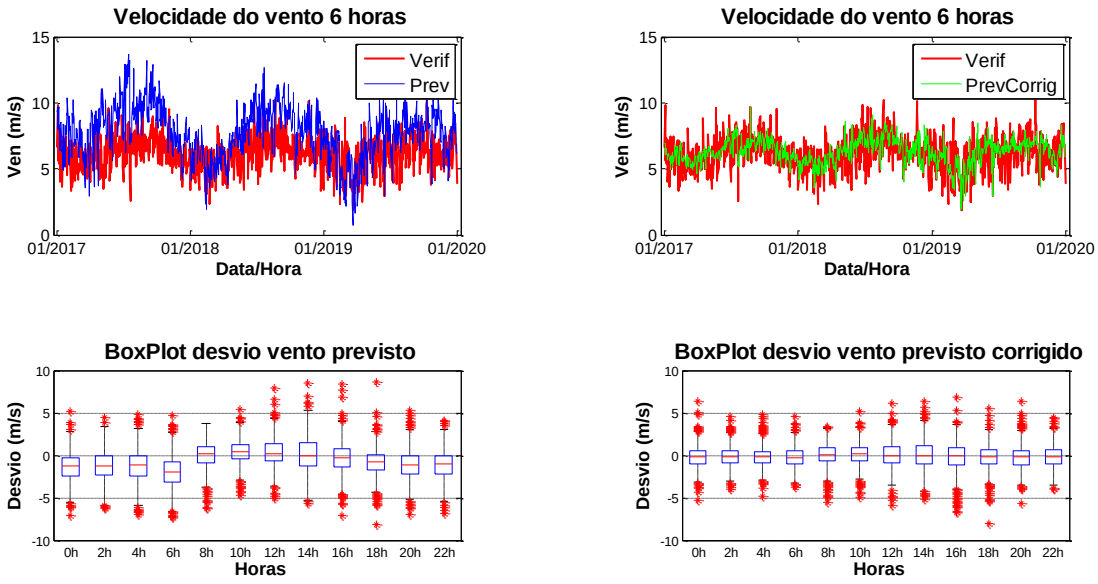


Figura 3. Desvios do vento previsto por intervalo.

A previsão da geração eólica provém do vento previsto aplicado à curva Vento x Potência de cada usina ou grupo de usinas. Esta curva é sempre disponibilizada pelo fabricante para cada aerogerador. Todavia, devido a características operativas, optou-se então por estimar esta curva a partir do melhor histórico de vento e geração, com o uso da regressão logística mostrada na Equação (1), que tem bom ajuste à relação Vento x Potência. De forma a capturar as características operativas próprias de cada período do dia, pelas variações de temperatura, pressão e direção do vento, bem como outros fatores, é estimada uma curva para cada intervalo de discretização. Isso significa que, se é utilizada uma discretização de meia-hora, para cada dia são ajustadas quarenta e oito curvas.

$$Ger = B + \frac{T - B}{(1 + 10^{b(V_{mid} - Ven)})^{s}} \quad (1)$$

Sendo: B e T são parte inferior e superior das assíntotas, respectivamente; b e V_{mid} são a inclinação e a coordenada x do ponto de inflexão, respectivamente; s é um coeficiente; Ger a geração; e Ven o vento.

A dispersão Vento x Potência apresenta uma série de características que exigem tratamentos adequados para uma boa estimação da equação de cada usina. Sendo assim, é feito

um processo de refinamento da dispersão Vento x Potência das usinas. A técnica descrita em (ROLO, 2014) visa eliminar os pontos da curva que não representam valores aceitáveis, tentando manter o maior número de pontos corretos. Sendo assim cria-se uma função superior e inferior, de forma a considerar apenas os dados que se encontram dentro destes limites.

O modelo Físico Estimado, com todas as características descritas, pode ser visto com mais detalhes em (ONS, 2018) e (NASCIMENTO, LIMA, *et al.*, 2017).

Modelo de séries temporais

Os métodos de Box-Jenkins (BOX, JENKINS, *et al.*, 2015) para a previsão se baseiam no ajuste de modelos com valores observados da série temporal, de forma que a diferença entre os valores gerados pelos modelos e os valores observados resulte em séries de resíduos de comportamento aleatório em torno de zero.

As variáveis consideradas podem ser assim definidas: (i) série temporal (g_t), conjunto de observações discretas ordenadas no tempo e que apresentam uma dependência serial; (ii) ruído branco (ε_t), sequência de variáveis aleatórias independentes, usualmente com distribuição normal de média zero e variância constante.

Esses métodos podem, para facilitar a compreensão, ser separados em modelos complementares: (i) modelo autorregressivo (AR), onde o nome autorregressivo se deve ao fato de que g_t, no instante t, é função dos $g's$ nos instantes anteriores a t. O primeiro somatório da Equação (2) mostra a componente de um modelo AR de ordem (p); (ii) modelo médias móveis (MA), onde g_t é uma função soma algébrica ponderada dos ε_t que se movem no tempo. O segundo somatório da Equação (2) apresenta um modelo de média móvel de ordem (q).

Como algumas séries temporais podem ser não estacionárias, deve-se realizar uma transformação na série diferenciando-a, o que gera um outro parâmetro do modelo (d). A junção destes modelos é denominada Arima - Autorregressivo Integrado de Médias Móveis.

Dado o exposto, o método Arima é denotado por Arima(p, d, q): onde p está relacionado ao número de componentes autorregressivos; d o número de diferenciações necessárias para tornar a série estacionária; e q é a ordem da média móvel.

Os métodos Arimax - Autorregressivo Integrado de Médias Móveis com Variáveis Exógenas, possuem os mesmos parâmetros do método Arima, adicionada a consideração de variáveis exógenas, sendo e o número de variáveis exógenas consideradas no modelo (BENNETT, STEWART e LU, 2014). O método é explicitado na Equação (2).

$$g_t = k + \sum_{i=1}^{p} \phi_i g_{t-i} + \sum_{j=1}^{q} \theta_j \varepsilon_{t-j} + \sum_{k=1}^{e} \beta_k v_k + \varepsilon_t \qquad (2)$$

Sendo: g_t a geração eólica no tempo t; k é uma constante; ϕ_i é o parâmetro da parte autorregressiva; g_{t-i} é a geração defasada por i passos; θ_j é o parâmetro relacionado a médias móveis; ε_{t-j} é o erro no tempo t defasado de j passos; β_k coeficiente do termo das variáveis exógenas; v_k representa as variáveis exógenas; $\varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2)$, erro normal de média 0 e variância constante.

Através da série temporal original é possível obter uma aproximação que explique o processo gerador da série, através das funções de autocorrelação ACF (*Autocorrelation Function*) e autocorrelação parcial PACF (*Partial Autocorrelation Function*), assim definidas: autocorrelação mede o comprimento e a memória de um processo, ou seja, a extensão para o qual o valor tomado no tempo t depende daquele tomado no tempo $t - i$; autocorrelação parcial: correlação entre duas observações seriais eliminando a dependência dos termos intermediários. Tais funções ajudam na escolha da ordem dos modelos através da significância de um determinado lag. Os lags, por sua vez, são definidos como o número de períodos de tempo que separa os dados. Detalhes podem ser encontrados em (BOX, JENKINS, *et al.*, 2015).

Para a aplicação dos modelos utilizando os métodos Arima e Arimax, foi utilizada a linguagem R na versão 3.5.2.

Modelo utilizando Redes MLP

As Redes Neurais Artificiais (RNA) se constituem em uma técnica de aprendizagem de máquina cuja aplicação prática está se tornando cada vez maior. As RNAs estão sendo amplamente aplicadas e apresentando um comportamento satisfatório em diversas áreas de pesquisas tais como: classificação e reconhecimento de padrões, aproximação de funções, processamento de imagens e de séries temporais, otimização, entre outras (BRAGA, CARVALHO e LUDERMIR, 2007).

As RNAs são mecanismos paralelos distribuídos e compostos por unidades de processamento, chamados de neurônios artificiais, que calculam determinadas funcionalidades matemáticas (normalmente não lineares). Esta forma de computação é caracterizada através de sistemas que lembram a estrutura do cérebro humano. Os maiores recursos destes métodos estão em sua capacidade de aprender, generalizar ou extrair regras automaticamente de conjuntos de dados complexos (HAYKIN, 2007). Entretanto, são métodos mais complexos, com maior dificuldade de interpretação dos parâmetros.

As redes *Perceptron* com múltiplas camadas MLP (*multi layer perceptron*) apresentam uma grande importância na classe de Redes Neurais Artificiais. É uma RNA que corresponde a um processador paralelo, constituído de neurônios (unidades de processamento). Os neurônios são dispostos em uma ou mais camadas interligadas por um grande número de conexões.

As conexões estão associadas a pesos que representam o conhecimento. As redes MLP têm sido aplicadas com sucesso para resolver problemas difíceis, através do seu treinamento de forma supervisionada com um algoritmo muito popular conhecido como algoritmo *back-propagation*. Este algoritmo e baseado na regra de aprendizagem por correção de erro (HAYKIN, 2007).

Para desenvolvimento do algoritmo de previsão, foi usado o software Matlab versão 2013. Foram criadas quarenta e oito redes neurais, uma para cada intervalo do dia. Nos exemplos, foi considerada apenas a velocidade do vento prevista pelo modelo GFS como entrada. Na saída da rede, foi usada a geração verificada.

Para os testes, os dados foram separados em 70% para treinamento, 30% para validação, considerando dois anos de dados. O período de teste para simulação de previsões futuras compreende mais um ano. A Figura 4 ilustra o esquema de uma rede neural do tipo MLP.

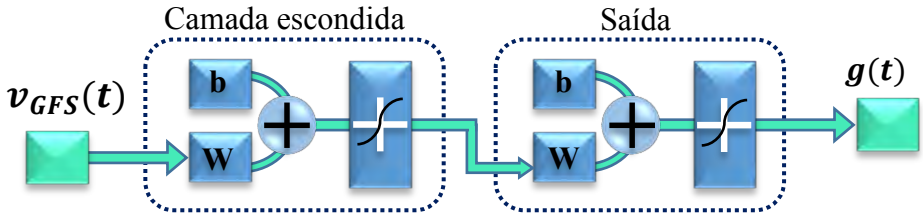


Figura 4. Exemplo de rede MLP no Matlab.

Modelo utilizando redes NARX

A rede neural baseada no método autorregressivo não linear com entradas exógenas NARX (*nonlinear autoregressive with external input*) é uma rede dinâmica e recorrente com alto desempenho. É considerada mais robusta do que as redes recorrentes convencionais (XIE, TANG e LIAO, 2009) pois, nesta arquitetura, há a realimentação pelo próprio sistema, conforme mostrado na Figura 5.

Como pode-se observar na Figura 5, a arquitetura genérica da rede NARX é formada por uma MLP com realimentação da sua saída para a entrada, com uma linha de atraso temporal. Tal característica aumenta a capacidade de mapeamento não linear da rede.

Similarmente ao modelo com MLP, no desenvolvimento do modelo de previsão com a rede NARX foi usado o software Matlab versão 2013, novamente ajustando 48 redes neurais, uma para cada intervalo do dia. Como entrada da rede foi utilizado as variáveis meteorológicas previstas pelo modelo GFS. Como saída da rede, foi utilizada a geração verificada. Por se tratar de uma rede com realimentação, a entrada também leva em consideração a geração verificada com defasagem no tempo.

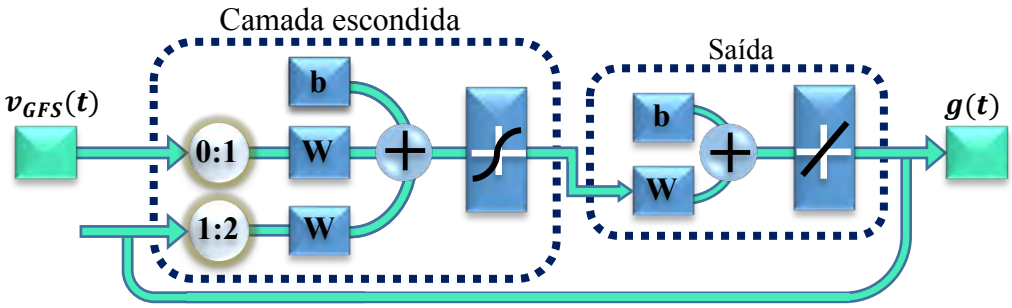


Figura 5. Esquema da NARX no Matlab.

Na rede NARX foi considerado 1 (um) atraso temporal nas variáveis de entrada, valores previstos pelo modelo GFS. e dois atrasos na geração verificada para a realimentação da rede. Ou seja, no tempo t deseja-se realizar a previsão $g(t+1)$, para isso utiliza-se $v_{GFS}(t)$, $v_{GFS}(t+1)$, $g(t)$ e $g(t-1)$. Em ambos os modelos, com MLP e com NARX, foram utilizadas: função de treinamento *traingdx (gradient descent with momentum and adaptive learning rate backpropagation*); função de transferência *tansig* (*tan-sigmoid*); número máximo de 500 (quinhentas) épocas; função de desempenho mse (*mean squared normalized erro*); 1 (uma) camada escondida com 12 (doze) neurônios na rede MLP e 20 (vinte) neurônios na rede NARX. Esses parâmetros foram escolhidos após diversos testes empíricos.

Os conjuntos de dados foram separados conforme o modelo com redes MLP. A mesma quantidade de dados foi considerada para simulação de previsões futuras.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção tem por objetivo descrever alguns resultados obtidos pelo uso dos modelos de previsão de geração eólica apresentados. O desempenho do modelo está relacionado à qualidade dos dados verificados, que são essenciais para um bom ajuste. O fator preponderante, no entanto, é a qualidade de previsão de vento. Por mais bem calibradas que estejam as funções Vento x Potência, previsões meteorológicas distantes da realidade acarretam um resultado ruim na previsão de geração eólica. Primeiramente, os testes foram feitos utilizando apenas o vento previsto como variável de entrada. Em seguida, também foram feitas análises utilizando mais variáveis meteorológicas e o vento verificado como entrada do sistema.

Foram utilizados dados de cinco usinas com maior geração eólica para cada estado brasileiro, representando as regiões Nordeste e Sul. Sendo assim, os estados contemplados são o Rio Grande do Norte, Bahia, Ceará, Pernambuco, Piauí, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Entretanto, os resultados que serão apresentados referem-se a uma usina para cada estado, escolhida aleatoriamente. Em todos os resultados, o período histórico considerado para calibração dos modelos estende-se de janeiro/2017 a dezembro/2018. O período para testes de avaliação do desempenho vai de janeiro/2019 a dezembro/2019. Sendo assim, os modelos são calibrados com dois anos de dados e testados com um ano de dados.

Métricas utilizadas para avaliação dos desvios de previsão

Várias métricas podem ser utilizadas para avaliação de desempenho dos modelos de previsão, tais como: ME (*mean error*); MAE (*mean absolute error*); MSE (*mean squared erro*); MAPE (*mean absolute percentage error*); RMSE (*root mean square error*); NMAPE (*normalized absolute percentage error*). Todas as métricas apresentam características positivas e negativas, conforme descrito em (ONS, 2018). O ME denota se o modelo de previsão possui algum viés na sua previsão e, devido esse valor ser muito baixo nos modelos apresentados, não serão utilizados este trabalho. O MAE, o MSE e o RMSE acarretam uma informação de quanto se erra da grandeza prevista, entretanto, como estamos interessados em comparar erros de geração (em MW) de usinas com diferentes capacidades, saber esses valores de forma absoluta não é relevante para as comparações. O uso dessas métricas seria interessante para grandezas naturais, como velocidade do vento (m/s) por exemplo.

A métrica do MAPE é muito útil na análise de desvios de previsão (ONS, 2018). Entretanto, deve-se ter cuidado com seu uso, uma vez que é um somatório de frações onde o denominador é a geração verificada. O inconveniente disso é que muitas vezes a usina eólica pode apresentar geração muito baixa ou zerada, levando à superestimação do desvio. Portanto, o uso do MAPE para usinas individuais ou pequenos conjuntos não é indicado (ONS, 2018).

Para o NMAPE, que possui a normalização pela potência instalada da usina, este inconveniente não ocorre. Em (HODGE, LEW, *et al.*, 2012) podem ser encontradas comparações de previsões de alguns operadores de rede mundiais utilizando essa métrica. Considerando as análises em questão, optou-se pela utilização da métrica NMAPE, mostrada na Equação (3):

$$NMAPE\ (\%) = \frac{1}{N \cdot P_{inst}^{tot}} \sum_{i=1}^{N} \left| {P_{verif}}^{i} - {P_{prev}}^{i} \right| \cdot 100\% \qquad (3)$$

Previsões com modelo Físico Estimado

O Físico Estimado é o modelo atualmente utilizado no ONS para a previsão de geração eólica para programação diária da operação e para o modelo de formação de preços. A calibração desse modelo é feita com informações de geração e vento verificados de várias fontes (ONS, CCEE, EPE, ANEEL). Para a realização das previsões o modelo utiliza as previsões dos modelos meteorológicos corrigidas com as informações verificadas similarmente ao realizado em (CHOU, SOUZA, *et al.*, 2007).

Na Figura 6 são apresentadas algumas relações para o período de treinamento do modelo (*in-sample*), de janeiro/2017 a dezembro/2018. O gráfico superior da Figura 6 ilustra a curva Vento x Potência para os dados verificados de geração e velocidade do vento originais (pontos em azul), bem como as quarenta e oito curvas ajustadas (pontos em amarelo). A dispersão em vermelho representa os pontos selecionados como válidos utilizados no ajuste, conforme metodologia de (ROLO, 2014). Na parte inferior desta figura, é apresentado o gráfico de geração com o vento GFS e a dispersão entre a geração estimada pelo modelo Físico Estimado e o vento previsto pelo GFS.

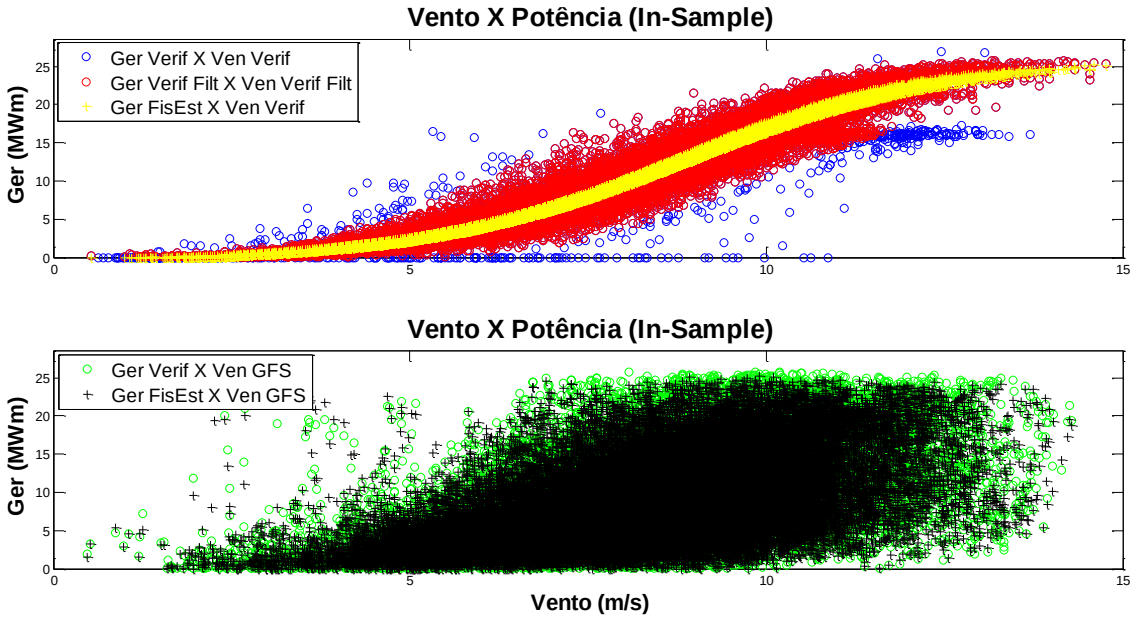


Figura 6. Curva VP com dados verificados e previstos para o período *in-sample*.

Já na Figura 7 é ilustrado o período de teste (*out-of-sample*), de janeiro/2019 a dezembro/2019. A maior diferença desta figura para a Figura 6 é que no período de teste o vento utilizado deixa de ser o verificado e passa ser o vento previsto pelo modelo GFS corrigido. Essa figura representa o comportamento real das previsões deste modelo.

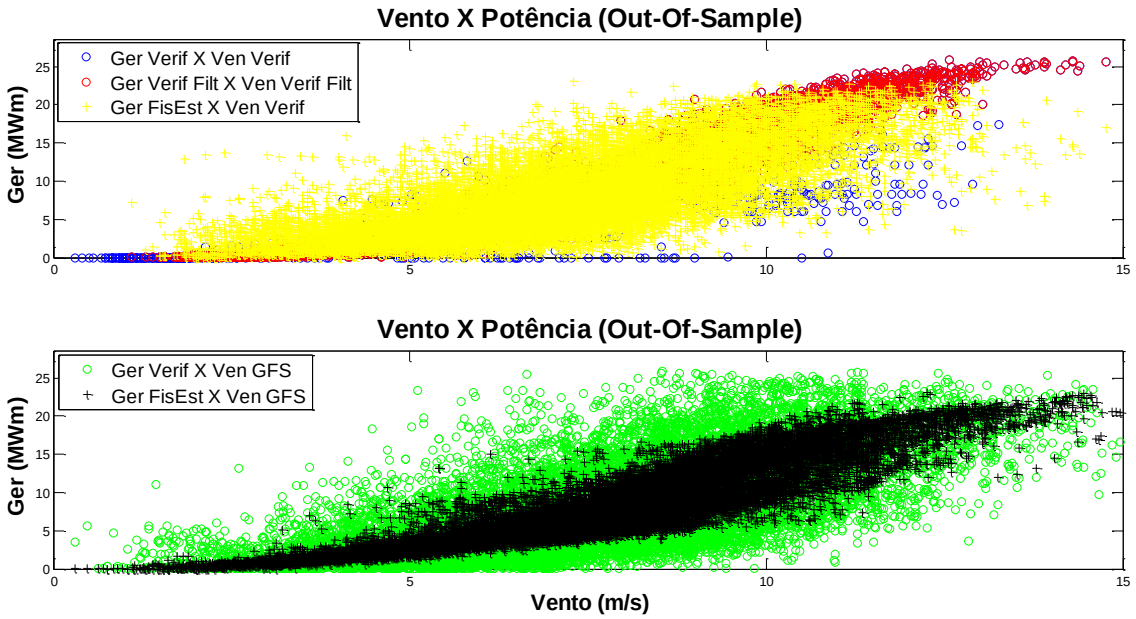


Figura 7. Curva VP com dados verificados e previstos para o período *out-of-sample*.

Como pode ser observado na Figura 6 e na Figura 7, nos pontos em verde as dispersões dos gráficos inferiores deveriam ter a mesma forma dos pontos em vermelho. Em resumo, o formato dessas dispersões deveria seguir uma função logística. No entanto, devido aos erros de previsão, sua forma é relativamente distorcida, acarretando o aumento da dispersão e a dificuldade de previsão.

Para fins de comparação dos modelos, as avaliações de desempenho que serão apresentadas referem-se a desvios *out-of-sample,* estendendo de janeiro/2019 a dezembro/2019. O período *in-sample*, janeiro/2017 a dezembro/2018, será utilizado apenas para avaliar a capacidade do modelo em ajustar-se aos dados.

O modelo Físico Estimado não otimiza seus parâmetros considerando as observações mais recentes, sendo assim, os resíduos do modelo podem apresentar correlação. A Figura 8 ilustra os resíduos para a série das 10 horas da manhã. Adicionalmente, é apresentado a autocorrelação (ACF) e a autocorrelação parcial (PACF) dos resíduos do modelo. Nota-se um pequeno valor da PACF no lag 1, indicando que o modelo ainda não conseguiu extrair todas as características modeláveis da série temporal.

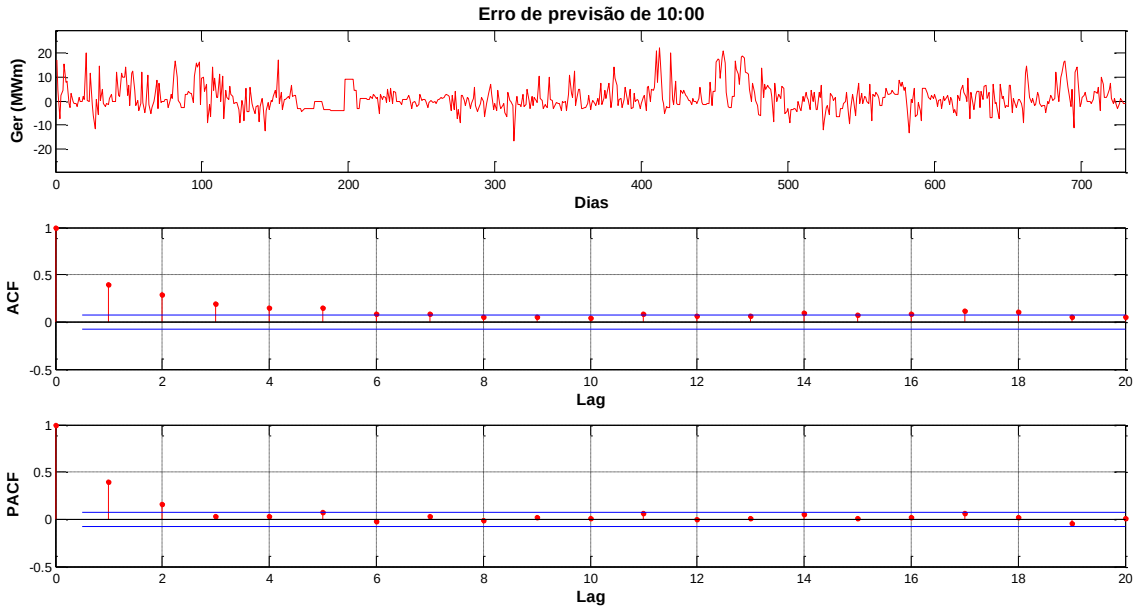


Figura 8. Comportamento dos resíduos do intervalo das 10 horas.

Considerando os valores da PACF da Figura 8, os resíduos do modelo Físico Estimado foram modelados com um Arima, com o propósito de extrair todas as correlações ainda existentes nos resíduos. Para avaliar os dois modelos serão apresentados os valores de desvios do Físico Estimado e do Físico Estimado com erro Arima. A Tabela 1 descreve o NMAPE (%) para os dois modelos para as sete usinas, utilizando os dados deste período.

Tabela 1. NMAPE do modelo Físico Estimado.

Usinas	**U1**	**U2**	**U3**	**U4**	**U5**	**U6**	**U7**
Físico Estimado	10.5	13.1	15.9	13.9	9.5	13.7	12.7
Físico Estimado Arima	10.5	13.1	15.9	13.7	9.4	14.1	12.4

Com o uso do modelo Físico Estimado com erro Arima os resíduos não apresentam mais correlação temporal. Sendo assim, não existe nenhum lag com valor da PACF significativo, indicando que todo o comportamento linear da série de erro já foi abstraído com o modelo. Vale salientar, no entanto, que apesar dos resíduos possuírem correlação, os ganhos de se aplicar um modelo Arima são muito pequenos, conforme a Tabela 1.

O efeito da PACF ilustrada na Figura 8 ocorre nos modelos Físico Estimado e redes neurais MLP. Isso acontece, pois, esses modelos associam as variáveis meteorológicas previstas com a geração verificada, não considerando nenhum efeito da geração verificada recente. Já nos modelos Arima, Arimax e redes neurais NARX esse efeito não existe, uma vez que esses modelos associam as variáveis meteorológicas previstas com a geração verificada de cada usina, utilizando também essas variáveis com atraso temporal. Sendo assim, espera-se que em um modelo bem ajustado, não haja correlação nos resíduos.

Previsões com modelo utilizando Arima e Arimax

A seguir serão apresentados os resultados dos modelos de séries temporais dos métodos de Box - Jenkins. Estes modelos servirão como base para comparação com os modelos com redes neurais, propostos neste trabalho, por serem técnicas bastante difundidas na área.

O modelo com Arimax utiliza uma ponderação entre o passado da série com os parâmetros de explicação da série com a própria série e a variável exógena vento previsto. Para se ter um conhecimento do impacto dessa variável exógena, foi ajustado um simples modelo com método Arima, ignorando a variável exógena. Sendo assim, realizaram-se as previsões apenas com o que pode ser explicado com o passado da série.

O gráfico superior da Figura 9 ilustra a aplicação do modelo com Arima para o conjunto de treinamento e teste. Os modelos não foram calibrados novamente em cada dia de previsão do período de teste, porém foram realimentados com a geração verificada de dois dias anteriores.

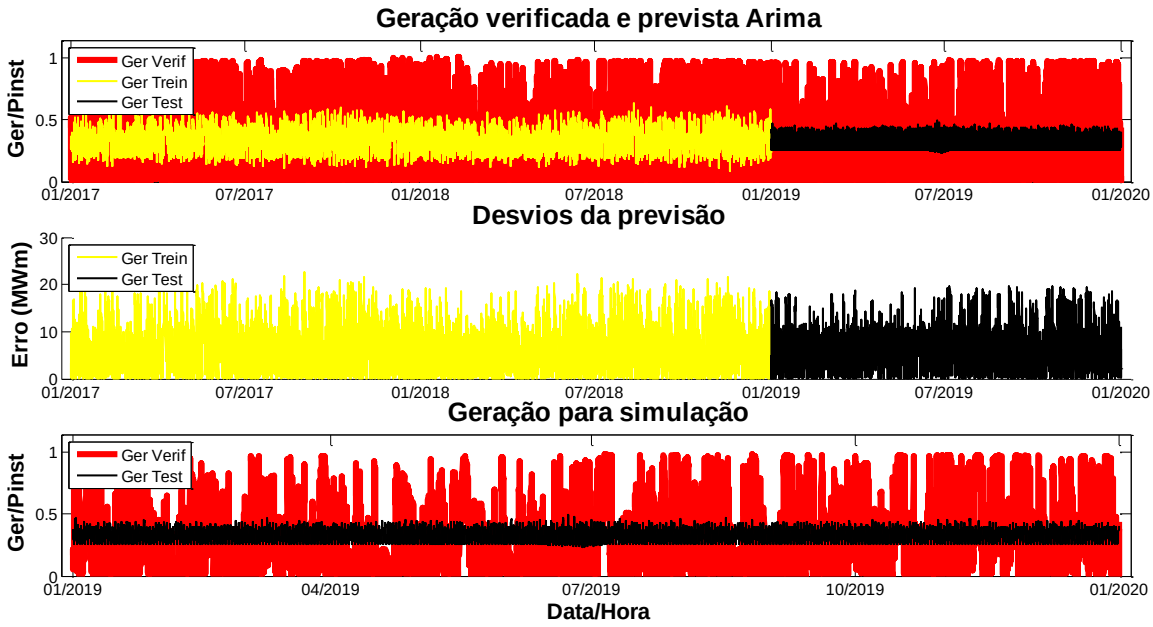


Figura 9. Aplicação do modelo com Arima.

O modelo Arima utiliza apenas a geração verificada passada, por esta razão a qualidade deste modelo está relacionada ao comportamento da série temporal. Em algumas regiões do Nordeste pode-se chegar à conclusão de que esse modelo poderia ser indicado, entretanto, para regiões onde o comportamento é mais variável, com baixa correlação da geração com seu passado, esse modelo não apresenta bons resultados. Esse efeito ocorre nos parques da região Sul do Brasil, como exemplificado na Figura 9.

Dado o exposto, o uso da variável exógena vento previsto corrigido do GFS acarreta ganhos substanciais ao modelo, conforme pode ser observado na Figura 10. Esta figura ilustra a aplicação do modelo com Arimax.

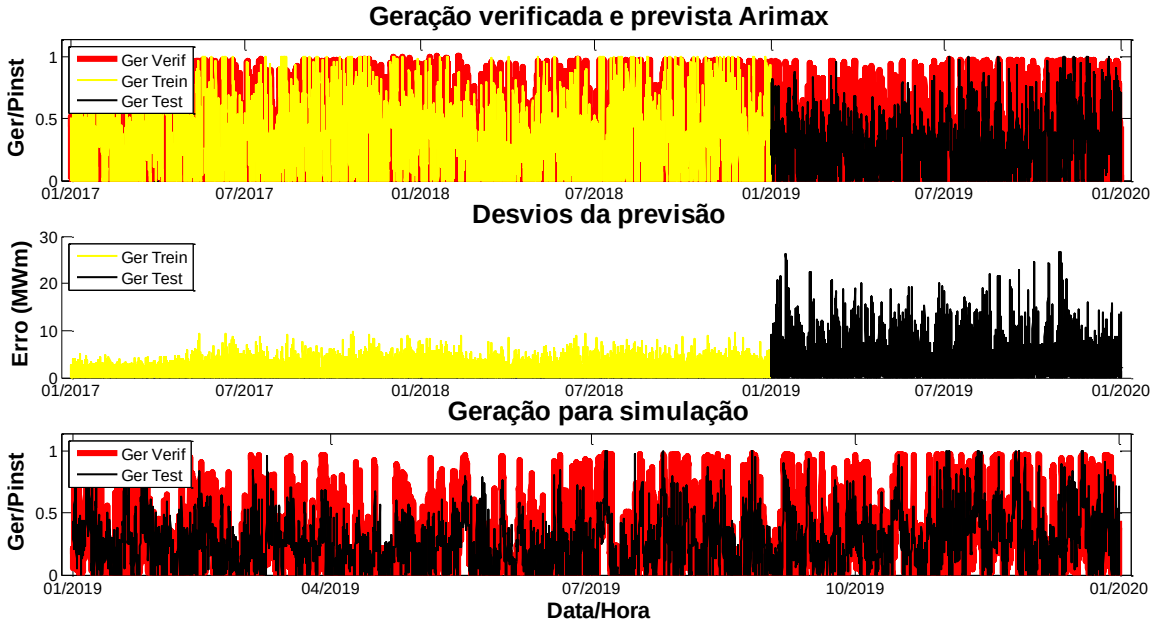


Figura 10. Aplicação do modelo com Arimax.

Os métodos da classe Arimax apresentam uma limitação, pois são métodos lineares e, como se nota na Figura 6, há regiões da curva que apresentam características não lineares. Esses métodos geralmente são utilizados para prever séries temporais mensais, porém o interesse neste trabalho é utilizar em dados com discretização semi-horária ou diária. Por serem conhecidos na literatura, oferecem a possibilidade de comparação com outros modelos.

A Tabela 2 descreve o NMAPE para o modelo Arima e Arimax de todas as usinas consideradas, usando os dados do período de teste para avaliação de desempenho.

Tabela 2. NMAPE dos modelos Arima e Arimax.

Usinas	**U1**	**U2**	**U3**	**U4**	**U5**	**U6**	**U7**
Arima	12.2	20.7	18.7	17.9	11.6	25.1	17.3
Arimax	10.6	13.5	15.7	14.4	9.7	14.7	13.0

Conforme visto na Tabela 2, os ganhos da inclusão da variável exógena no modelo são significativos, justificando seu uso.

Previsões com redes MLP

A seguir, serão apresentados os resultados do modelo com redes MLP, que ajusta uma função de transferência entre o histórico da geração verificada e vento verificado e as previsões de vento corrigido do modelo GFS para dois dias à frente. A Figura 11 ilustra os resultados da aplicação da rede MLP para o conjunto de treinamento, validação e teste. Diferentemente dos demais métodos, os modelos que utilizam as redes neurais são calibrados com uma quantidade menor de dados, devido a parcela necessária para validação. Esse conjunto não foi utilizado para avaliação de desempenho visto que, a seleção da melhor da rede neural se dá pelo conjunto de validação. Desta forma, evita-se a seleção do modelo com um conjunto que será utilizado na avaliação de desempenhos.

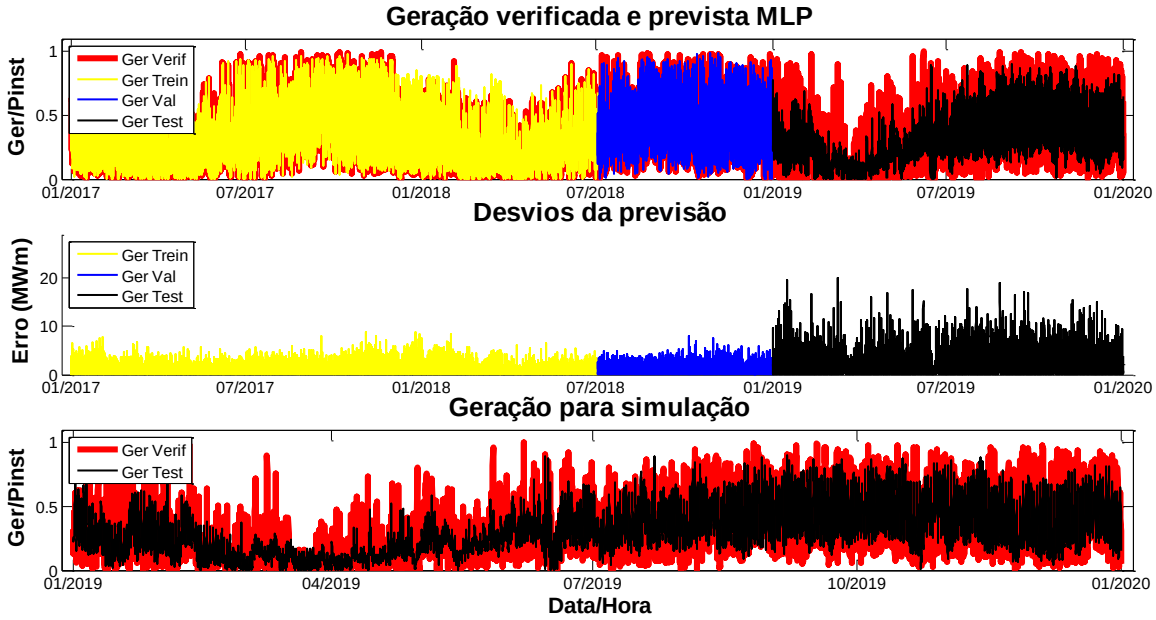


Figura 11. Aplicação do modelo com redes MLP.

Para o levantamento das métricas de desempenho, foi rodado o modelo dez vezes pegando a média dos oito melhores ajustes. Vale salientar que os desvios para o conjunto de treinamento e validação são bem inferiores ao conjunto de teste, uma vez que no período de teste é utilizado o vento verificado. O erro *in-sample* representa, portanto, o erro de ajuste do modelo. Em contrapartida, no conjunto de teste o vento utilizado é o vento previsto corrigido e assim, os desvios incorporam também o erro da previsão de vento do modelo GFS.

Previsões com redes NARX

As características da PACF expostas na Figura 8 para o Físico Estimado, mas com mesmo comportamento para o modelo com redes MLP, impulsionaram a pesquisa de um outro tipo de rede, mais avançada, capaz de extrair as informações do passado da série, bem como da variável exógena vento previsto do modelo GFS. A Figura 12 apresenta os resultados da aplicação da rede NARX para o mesmo conjunto de treinamento, validação e teste. São consideradas as mesmas condições utilizadas no modelo com redes MLP.

A Figura 11 e a Figura 12 são ilustrativas, exemplificam os ajustes de uma usina do Nordeste, com sua sazonalidade marcante, diferentemente do exemplo para a usina do Sul, apresentado na Figura 9 e na Figura 10. Desta forma, essas figuras não podem ser utilizadas para comparação de desempenho entre os modelos, que será realizada posteriormente. A Tabela 3 descreve o NMAPE do modelo MLP e NARX, usando os dados do período de teste. Conforme pode ser observado, os resultados dos dois modelos são muito próximos.

Tabela 3. NMAPE dos modelos MLP e NARX.

Usinas	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
MLP	10.5	13.1	15.9	14.0	9.6	13.7	12.7
NARX	10.6	13.1	15.8	14.0	9.6	14.5	12.8

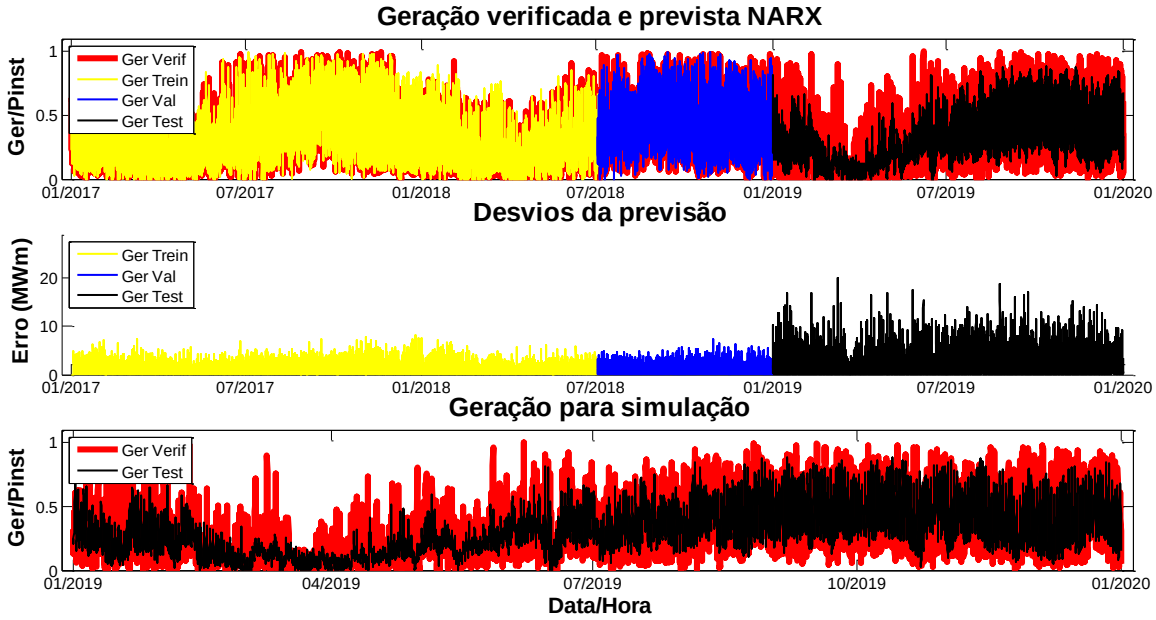


Figura 12. Aplicação do modelo com redes NARX.

COMPARAÇÃO E ANÁLISES DOS MODELOS

A fim de fornecer um maior entendimento do desempenho de cada um dos modelos, foi calculado o NMAPE para o período de janeiro/2019 a dezembro/2019 (*out-of-sample*) de todos os modelos. Em grande parte dos modelos encontrados na literatura, a calibração e previsão são feitas com os históricos de vento previsto, divergindo dos exemplos até aqui apresentados. A Figura 13 ilustra um gráfico de barras com NMAPE de cada modelo para essa forma de calibração.

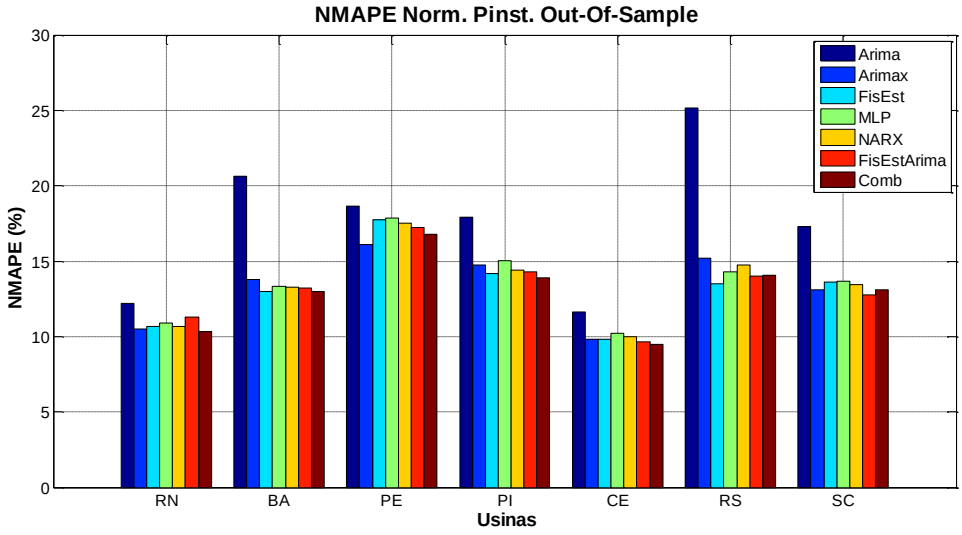


Figura 13. Comparação entre os modelos desenvolvidos (calibração vento previsto e previsão vento previsto).

Adicionalmente, é inserido na Figura 13 o desempenho da combinação dos principais modelos, Arimax, Físico Estimado, MLP e NARX. O modelo combinado consiste, como o próprio nome diz, em agregar duas ou mais previsões em uma só. Isso pode ser feito através de média aritmética simples ou por média ponderada. A metodologia adotada consiste numa combinação linear entre as previsões, com pesos distintos, conforme a Equação (4). Os pesos da equação são obtidos de acordo com o desvio das previsões individuais dos últimos três dias, (NASCIMENTO, LIMA, *et al.*, 2017). A grande vantagem da combinação de modelos é extrair características positivas de cada um dos modelos. Estudos difundidos na literatura demonstram que os resultados da combinação são melhores que os obtidos pelos modelos de previsão individualmente.

$$P_{comb} = \sum_{k}^{Nmodelos} \alpha_k P_k \qquad (4)$$

Sendo: α_k o coeficiente do modelo k; $Nmodelos$ os modelos considerados; P_k a previsão do modelo k.

Conforme pode ser observado nas simulações, os desvios apresentados para o período de teste com o modelo Arima são significativamente mais elevados que os apresentados para o modelo Arimax. Tal situação já era esperada, dado que informação do vento previsto tem maior poder explicativo que o passado da série. Isso decorre da grande variabilidade das séries temporais e sua grande dificuldade preditiva. Consequentemente, o modelo Arimax seria mais indicado para previsão de geração eólica.

O modelo com redes MLP, mesmo sem utilizar o passado da série para prever, consegue para todas as usinas desempenho superior ao modelo Arima e em grande parte dos casos superior ao Arimax. Apesar do modelo com Arimax considerar a variável exógena vento previsto, a representação no modelo é feita de forma linear, conforme Equação (1), no entanto a relação entre a geração e o vento é não linear, principalmente nas extremidades da dispersão, conforme pode ser visto na Figura 6. Todavia, o modelo com redes MLP consegue capturar a não linearidade presente nas grandezas envolvidas, e assim obtém ganhos mais significativos mesmo sem considerar o passado recente da série temporal.

Finalmente, comparando os erros obtidos pelos métodos MLP e NARX, verifica-se que são muito próximos, superior para algumas usinas e inferior para outras. Sendo assim, a escolha de um modelo ou outro dependerá do desempenho para cada parque eólico.

Na Figura 14 é apresentado o desempenho dos modelos considerando a calibração com vento verificado e previsão com o vento previsto corrigido, conforme modelo vigente no ONS.

Avaliando as mudanças nas aplicações dos modelos da Figura 13 e da Figura 14, observa-se uma melhora significativa nos resultados para todas as usinas. A razão é que os modelos passam a ser ajustados com informações mais realistas, sem os erros da previsão de vento, e assim obtendo maior estabilidade na calibração. Além disso, esses resultados evidenciam a importância da correção dinâmica das previsões de vento, ou seja, um dos maiores potenciais de ganhos na previsão de geração eólica se dá com melhorias nas variáveis explicativas.

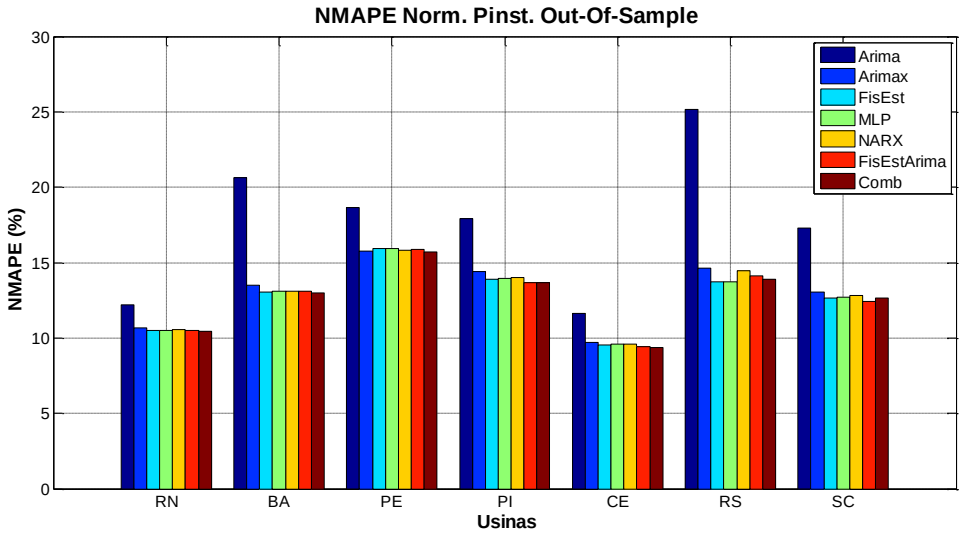


Figura 14. Comparação entre os modelos desenvolvidos (calibração vento verificado e previsão vento previsto corrigido).

Os desvios, Figura 13 e Figura 14, variam consideravelmente de uma usina para outra. Essa variação é causada pelo comportamento da própria série e pelo efeito da normalização pela potência instalada, que assim como o fator de capacidade, é diferente para cada usina.

CONCLUSÕES

Este trabalho propôs uma comparação entre modelos para previsão de geração eólica, de séries temporais (Arima e Arimax), de redes neurais (MLP e NARX), uma combinação e do atual modelo utilizado pelo ONS na programação diária da operação energética do país. Com o aumento da demanda energética essa fonte tem se mostrado cada vez mais promissora, por ser não deletéria ao meio ambiente. No entanto, sua produção depende de condições climatológicas, apresentando uma característica estocástica. Nesse sentido, o desenvolvimento de algoritmos inteligentes que tragam suporte para a operação da geração eólica é extremamente importante. Esta pesquisa mostrou que o modelo vigente utilizado no ONS é comparável às técnicas de redes neurais artificiais. Entretanto, os resultados mostraram-se promissores, especialmente para as redes NARX como uma proposta pertinente na previsão de geração eólica.

As simulações realizadas mostraram que os resultados dos algoritmos baseados em redes neurais apresentam erros menores em comparação às técnicas tradicionais de séries temporais Arima e Arimax. Dependendo das informações disponíveis e da forma de utilização, a rede NARX apresentou resultados ainda mais satisfatórios que a rede MLP, devido a sua característica de realimentação do sistema e uso dos dados previstos, o que aumenta sua capacidade ajuste aos dados, conforme exemplificado na Figura 13.

A partir dos resultados demonstrados neste trabalho, sugere-se como trabalhos futuros o desenvolvimento de algoritmos híbridos utilizando técnicas de redes neurais artificiais. Além disso, devido às características estocásticas próprias da geração eólica e a dificuldade da previsão de vento, os resultados mostraram que algoritmos com realimentação do sistema, como a rede NARX, apresentaram melhores resultados.

REFERÊNCIAS

ALENCAR, D. B. D. **Modelo híbrido baseado em séries temporais e redes neurais para previsão da geração de energia eólica**. Tese (Doutorado). Instituto de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Pará. Belém. 2018.

BENNETT, C.; STEWART, R. A.; LU, J. Autoregressive with Exogenous Variables and Neural Network Short-Term Load Forecast Models for Residential Low Voltage Distribution Networks. **Energies**, v. 7, p. 2938-2960, 2014.

BOX, G. E. P. et al. **Time Series Analysis:** Forecasting and Control. [S.l.]: Wiley, 2015.

BRAGA, A. D. P.; CARVALHO, A. P. D. L. E. D.; LUDERMIR, T. B. **Redes Neurais Artificiais:** Teoria e Aplicações. Rio de Janeiro: LTC Editora, 2007.

CHOU, S. C. et al. Refinamento estatístico das previsões horárias de temperatura a 2 m do modelo Eta em estações do Nordeste do Brasil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 22, p. 287-296, 2007.

COELHO, I. Estudo sobre a aplicação de redes neurais recorrentes para previsão da geração eólica e do preço de liquidação das diferenças. **Repositório Institucional da UFSC**, 07 Dezembro 2018.

HAYKIN, S. **Redes Neurais:** Princípios e Prática. [S.l.]: Bookman, 2007.

HIRUMA, F. S. **Previsão da geração de energia eólica com redes neurais artificiais**. Dissertação (Mestrado). Programa de PósGraduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Setor de Tecnologia. Universidade Federal do Paraná. Curitiba. 2016.

HODGE, B.-M. et al. Wind power forecasting error distributions: an international comparison. **National Renewable Energy Laboratory**, 2012.

MAO, Q. et al. An Optimal Model Output Calibration Algorithm Suitable for objective temperature forecasting. **Weather Analysis and Forecasting**, v. 14, p. 190-202, 1999.

NASCIMENTO, P. S. C. et al. Desenvolvimento e Implantação no ONS de um Modelo de Previsão de Geração de Fonte Eólica com Customização Temporal. **Brazil Wind Power**, 2017.

NOAA. National Oceanic and Atmospheric Administration. **Global Forecast System (GFS)**, 21 Agosto 2019. Disponivel em: <https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/model-data/model-datasets/global-forcast-system-gfs>. Acesso em: 15 ago. 2019.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Modelos de previsão de geração eólica**, 2018. Disponivel em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/6/27/48>. Acesso em: 07 Agosto 2019.

ONS. Operador Nacional do Sistema Eétrico. **Plano da Operação Energética - PEN**, 2019. Disponivel em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN_Executivo_2019-2023.pdf#search=PEN>. Acesso em: 07 fev. 2020.

ROLO, M. N. M. **Previsão de Produção Eólica com Modelização de Incertezas**. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto. 2014.

SANTOS, P. H. C. D. Escola Politécnica de Pernambuco, 24 Junho 2014. Disponivel em: <https://tcc.ecomp.poli.br/20141/TCC%20-%20Pedro%20Henrique%20Carvalho%20dos%20Santos.pdf>. Acesso em: 07 Agosto 2019.

SOUZA, I. M. M. D. **Um estudo comparativo para previsão da cotação de ações da bm&fbovespa utilizando redes neurais artificiais.** Monografia. Escola Politécnica de Pernambuco Graduação em Engenharia de Computação. Universidade de Pernambuco. Recife, p. 22. 2012.

WEIGEND, A. S. **Time series prediction:** forecasting the future and understanding the past. Routledge: [s.n.], 2018.

XIE, P.; TANG, H.; LIAO, Y.-H. Time series prediction based on NARX neural networks: An advanced approach. **International Conference on Machine Learning and Cybernetics**, 12 July 2009.

CENÁRIOS CLIMÁTICOS E NOVAS PERSPECTIVAS SOCIAIS PARA UMA REGIÃO DO NORTE DO ESTADO DA BAHIA

POYER, Felipe Husadel (felipepoyer@hotmail.com)
RAMOS DA SILVA, Renato (renato.ramos@ufsc.br)

PPGDN/UFSC: Programa de Pós-Graduação em Desastres Naturais da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

RESUMO:

Historicamente a região norte do estado da Bahia têm sofrido muitos eventos de estiagem. Os primeiros relatos acerca das dificuldades encontradas pelas populações locais são do ano de 1553 e, no decorrer dos tempos, muitos habitantes migraram para diferentes regiões do Brasil em busca de novas oportunidades. Neste estudo, foram analisados dados climáticos da região, as possíveis mudanças climáticas locais baseadas em modelos do projeto CMIP5 e as presumíveis mudanças sociais decorrentes destes cenários. As análises dos dados climáticos para a região dos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA) mostram que a região possui uma correlação negativa entre a precipitação e a intensidade dos ventos. Os resultados mostram que períodos de baixa precipitação estão correlacionados com períodos de ventos mais intensos. As análises dos cenários climáticos para a região apontam para uma tendência de diminuição de precipitação para as próximas décadas, agravando, ainda mais, os problemas de estiagem. Por outro lado, as análises dos cenários de ventos mostram que estes devem ficar mais intensos no mesmo período, podendo contribuir para o aproveitamento do potencial eólico da região. Atualmente, a exploração do potencial eólico para a geração de energia elétrica tem causado mudanças sociais profundas na região, grande oferta de empregos e possibilidades de novas perspectivas de vida têm feito com que o fluxo migratório ocorra no sentido contrário. Apesar do possível crescente aumento da estiagem, pela primeira vez as perspectivas sociais para estes municípios são boas. O desenvolvimento econômico oriundo da exploração eólica possibilita que a população local tenha acesso a emprego e a uma melhor qualidade de vida. A expectativa de aumento do potencial eólico no decorrer do século garante que esta situação se sustente por um longo período.

Palavras-chave: Estiagem. Seca. Mudanças Climáticas. Potencial Eólico. Geração de Energia.

CLIMATE SCENARIOS AND NEW SOCIAL PERSPECTIVES FOR A NORTH REGION OF THE STATE OF BAHIA

ABSTRACT:

The drought at the northeast states of Brazil is a well-known event, and an historical problem to the region. The first document reporting this hazardous situation dated back to 1553, and since the colonization period migratory movements have been made by many of the local population seeking for better opportunities in different parts of the country. This paper analyses social and climateological aspects of Umburanas and Sento Sé, small towns at the north of Bahia state. Based on the climate models of CMIP5 project, it is possible to predict the impacts of the climate change until the year 2100. The climatological results shows an inverse correlation between wind speed and cumulative precipitation at this region, during dry seasons, higher wind averages are verified, and on wet seasons lower winds averages are reported. For the future scenarios, the climate models predict a decrease at the precipitation average, and an increase at the mean wind values. The region that already has a great wind capacity to power generation, may have even better winds in the future, making the Umburanas and Sento Sé cities even better places to develop wind-farm projects. Nowadays it is already possible to verify a good social development of the region due to the construction of two big wind farms. These projects are bringing jobs and opportunities to the local population, and even with the increasing drought, the social perspectives for the region are still very good due to the growing wind potential.

Keywords: Drought, Climate Change, Wind Power, Power Generation

INTRODUÇÃO

A problemática da estiagem na Região Nordeste do Brasil é demasiada conhecida e tem sido muito estudada ao longo dos anos, principalmente na área denominada Polígono das Secas. Este polígono compreende as regiões áridas dos estados da Bahia, Paraíba, Ceará, Alagoas, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Piauí, Sergipe e norte de Minas Gerais, e se destaca por apresentar altas temperaturas, clima seco e baixa precipitação (ANJOS et al., 2017).

Esta região está localizada numa área com baixa influência de massas de ar úmidas e frias vindas do sul, fazendo com que as chuvas ocorram poucas vezes durante o ano. Por esse motivo, durante a maior parte do ano, a região permanece com uma massa de ar quente e seca (CORDEIRO; BEZERRA; MELLO, 2012).

Além dos impactos climáticos, advindos da baixa precipitação e consequente estiagem, as questões sociais oriundas deste processo são impactantes para toda a sociedade do local. A falta de água inviabiliza o desenvolvimento agrário, tanto para a produção de alimentos como de animais, causando falta de recursos financeiros para as comunidades locais e, consequentemente, fome e miséria. Os períodos de seca têm sido responsáveis por um grande processo migratório ao longo dos anos. Historicamente a falta de água nesta área fez muitas famílias deixar suas casas e procurar melhores oportunidades em outras regiões do Brasil (COELHO, 2012).

Recentes cenários climáticos, produzidos por modelos do sistema terrestre, mostram que esta região poderá ter uma diminuição da precipitação, nas próximas décadas, em decorrência das mudanças climáticas globais geradas, principalmente, pelo aumento da concentração dos Gases de Efeito Estufa- GEE (IPCC, 2014; ; SILVA; HAAS, 2016; SILVA; CEPEL; BARRETO, 2016).

Apesar das questões relativas à estiagem e às diversas dificuldades expostas anteriormente, em contrapartida, o nordeste brasileiro é reconhecido mundialmente por ter um regime de ventos muito favorável para a exploração eólica. Nesta região, o fator de capacidade alcançado pelas usinas nacionais é bastante alto, se comparado à média mundial. Atualmente, parte da energia elétrica gerada na região é proveniente desta fonte e existe uma grande expectativa de crescimento para os próximos anos (AMARANTE; ZACK; BROWER, 2001; IPCC, 2011; MARENGO; ALVES; ALVALA., 2017; MME, 2014).

Esta condição climática privilegiada para a geração de energia eólica vem aos poucos alterando a situação econômica de algumas regiões do nordeste do Brasil. Com a implantação de grandes parques eólicos em regiões tradicionalmente castigadas pela seca, inclusive com a instalação de indústrias para suprir as demandas destas usinas, está sendo possível garantir trabalho e qualidade de vida para as populações destes locais.

Nos municípios de Umburanas e Sento Sé, norte do estado da Bahia, é verificado que alterações positivas no regime de ventos podem estar correlacionadas com alterações negativas no regime de chuvas. Recentes estudos para a região mostram que os ventos locais são de grande qualidade para a geração eólica (AMARANTE; ZACK; BROWER 2001; SCHAEFFER, 2017; SILVA et al., 2016). Portanto, apesar de um possível aumento da estiagem na região, pode haver um maior aproveitamento da energia eólica através da instalação de usinas de geração de energia elétrica que, por sua vez, trazem benefícios sociais para a comunidade local. O aumento do regime de ventos pode ser um fator determinante para uma nova perspectiva de vida para estas populações.

Apesar do possível crescente aumento da estiagem, pela primeira vez as perspectivas sociais para estes municípios são boas. Atualmente, esta região possui dois grandes complexos eólicos em construção: o Complexo Eólico Campo Largo e o Complexo Eólico Umburanas. Estes parques têm capacidade instalada total de 683 MW, e empregam mais de 1500 trabalhadores em sua

construção, sem considerar as obras das Linhas de Transmissão e Subestações para escoamento da energia gerada.

Dentro deste contexto, este estudo se propõe: analisar os regimes de ventos e chuva para os municípios de Umburanas e Sento Sé - BA; estimar os cenários de mudanças climáticas; discutir como estas mudanças podem afetar a vida das populações locais.

MATERIAL E MÉTODOS

Local de Estudo

O local do estudo está situado no norte do estado da Bahia, e compreende os municípios de Sento Sé e Umburanas (Mesorregiões do Vale do São Francisco, e Centro Norte), conforme apresentado na Figura 1.

Figura 1 - Local de estudo
Fonte: IBGE

De acordo com o Índice FIRJAN de Desenvolvimento Municipal, os dois municípios pertencentes ao local de estudo possuem notas muito baixas em relação à média nacional. Sento Sé ocupa a 5.429ª posição entre os municípios brasileiros, e Umburanas não aparece na listagem. A população habita, na sua maioria, a zona rural que carece de condições básicas de infraestrutura e que sofre, historicamente, com grandes períodos de estiagem (FIRJAN 2011). A Figura 2 é da Comunidade de Rodoleiro, pertencente ao município de Umburanas, e retrata bem as dificuldades enfrentadas pela população local.

Figura 2 – Comunidade de Rodoleiro – Município de Umburanas.
Fonte: ENGIE Brasil Energia, 2015.

Diferente dos outros estados da região, que tem maior incidência de ventos no litoral, a Bahia concentra seu potencial eólico no interior, o que permite que investimentos sejam realizados e empregos sejam gerados em zonas economicamente menos favorecidas (PAPYRUS, 2016).

Na Figura 3 é apresentado o excelente potencial eólico da região de Umburanas e Sento Sé, com ventos médios a 70 metros de altura, na ordem de 7,0 m/s. A região apresenta elevação média de 900 metros em relação ao nível do mar (AMPLA; QUIFEL, 2011a).

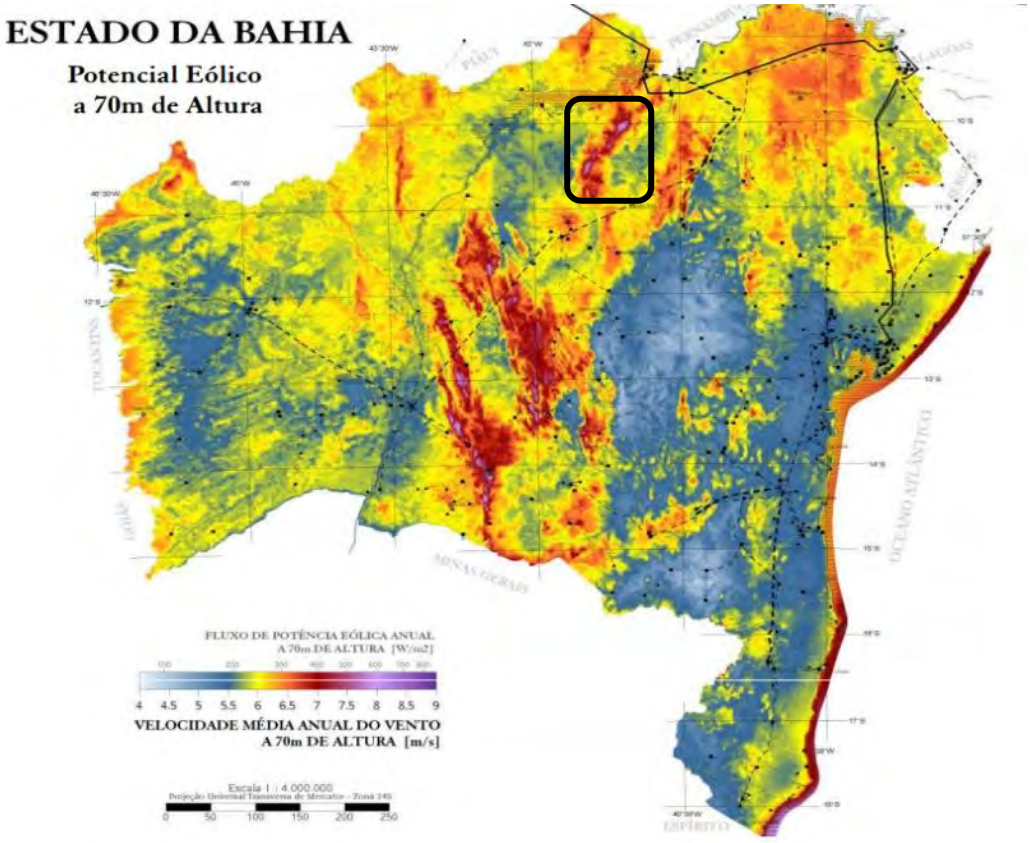


Figura 3 – Potencial eólico do estado da Bahia para o nível de 70 metros, delimitando a região de estudo. Fonte: Atlas eólico da Bahia, 2013.

A escolha do local está relacionada com o Complexo Eólico Campo Largo e o Complexo Eólico Umburanas, empreendimentos para geração de energia elétrica, que estão sendo implantados nestes municípios.

Dados climáticos

Dados climáticos de ventos foram obtidos a partir do projeto de reanálises do NCEP/NCAR (Kalnay et al., 1996). Dados de vento são avaliados na altura de 10 metros que corresponde á altura padrão de medidas das estações meteorológicas. Este nível está abaixo da estimativa do Atlas do estado da Bahia que foi estimado para os níveis de 30, 50 e 70 metros. Estes dados compreendem o período entre 1948 e a presente data e estão disponíveis em: https://psl.noaa.gov/.

Dados climáticos de precipitação foram obtidos do projeto *Global Precipitation Climatology Project* (GPCP). As estimativas incluem dados de satélite e dados in situ e estão disponíveis em: https://climatedataguide.ucar.edu/climate-data/gpcp-monthly-global-precipitation-climatology-project.

Dados de cenários climáticos foram oriundos do Projeto de Intercomparação de Modelos Acoplados Fase 5 (CMIP5). Estes dados são resultados de simulações de modelos globais de vários centros de pesquisa e estão disponíveis em: http://cera-www.dkrz.de.

RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados tanto para a caracterização da climatologia da região de estudo, utilizando dados reais, como para as análises estatísticas futuras, utilizando dados estimados dos modelos climáticos até o ano de 2100.

CARACTERIZAÇÃO DA CLIMATOLOGIA DA REGIÃO DE ESTUDO

A partir dos dados observados ao longo dos anos para as grandezas de ventos e chuvas no local de estudo, foi possível caracterizar a climatologia e a sazonalidade da região. Na Figura 4 é possível verificar as alterações na intensidade do vento ao longo do período e, na Figura 5, é possível fazer o mesmo tipo de análise para a precipitação.

Em ambas as Figuras é possível verificar claramente o regime de sazonalidade de cada variável, e a relação inversa entre elas. O período de ventos fortes está associado com o período de baixa precipitação, e o oposto também é verificado. Nos meses de verão (i.e., dezembro a fevereiro) nota-se uma maior variabilidade dos ventos e das chuvas. Esta maior variação está associada à formação de chuvas que alteram localmente os regimes de ventos.

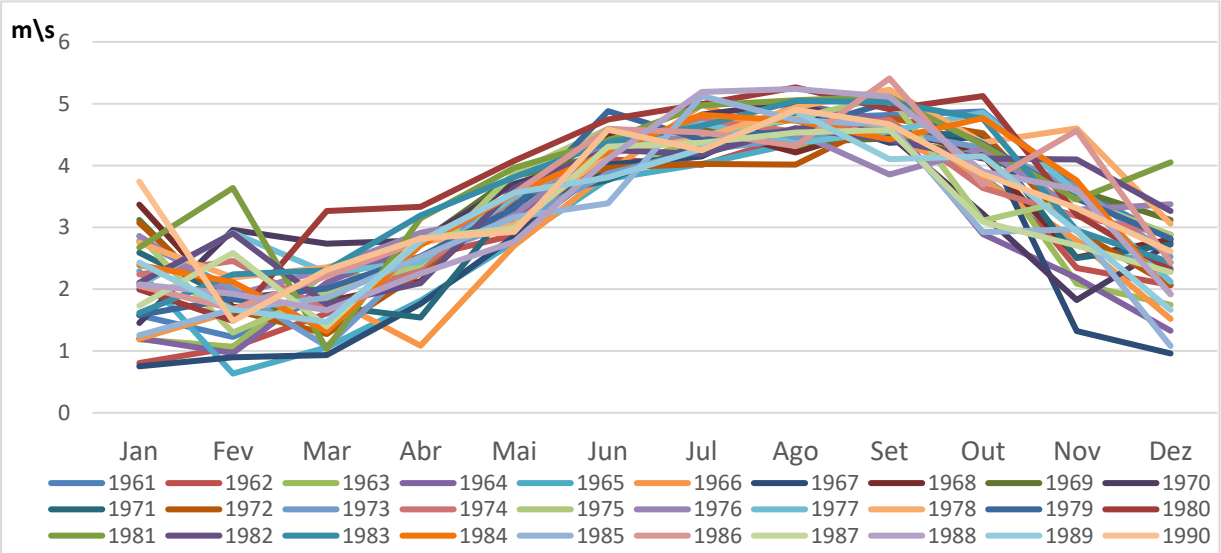


Figura 4 - Dados históricos da intensidade do vento (m/s), na altura de 10m no local de estudo (10,43’ de latitude sul e 41,19’). Fonte: Projeto NCEP/NCAR Reanalises.

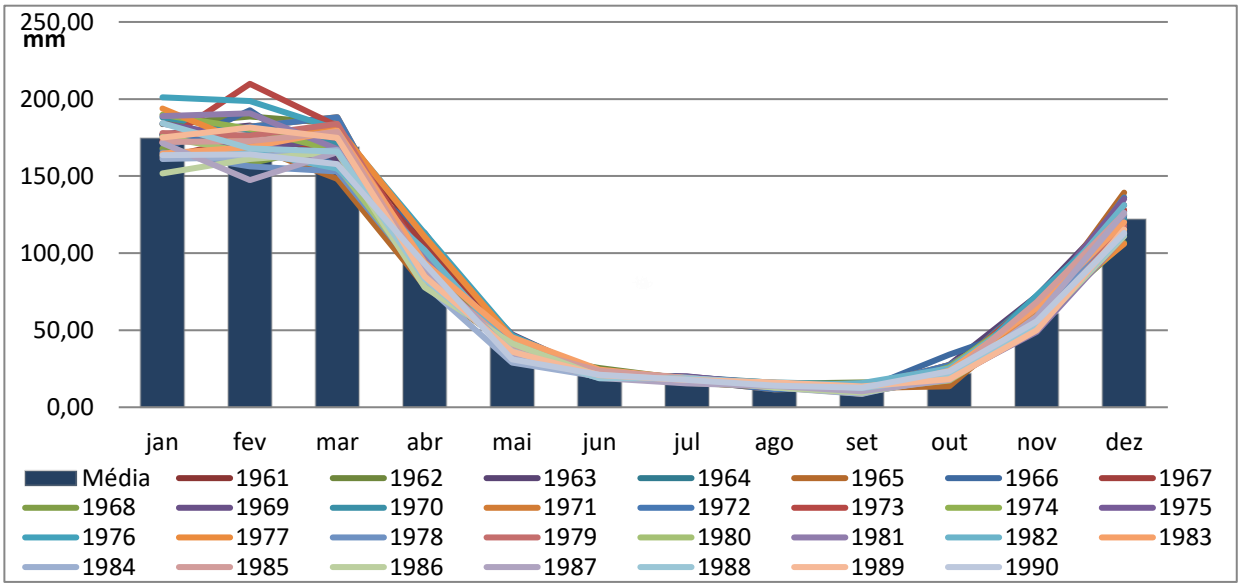


Figura 5 - Dados históricos da precipitação (mm), no local de estudo (10,43’ de latitude sul e 41,19’ longitude oeste). Fonte: Projeto GPCP.

A relação inversa entre os ventos e as chuvas na região ficam bem caracterizadas na Figura 6. A análise da série temporal mostra que anomalias positivas no regime de ventos geralmente estão associadas com anomalias negativas no regime de chuvas, e anomalias positivas nos regimes de chuvas estão associadas com anomalias negativas no regime de ventos. Estas anomalias foram obtidas após a remoção do ciclo sazonal climático.

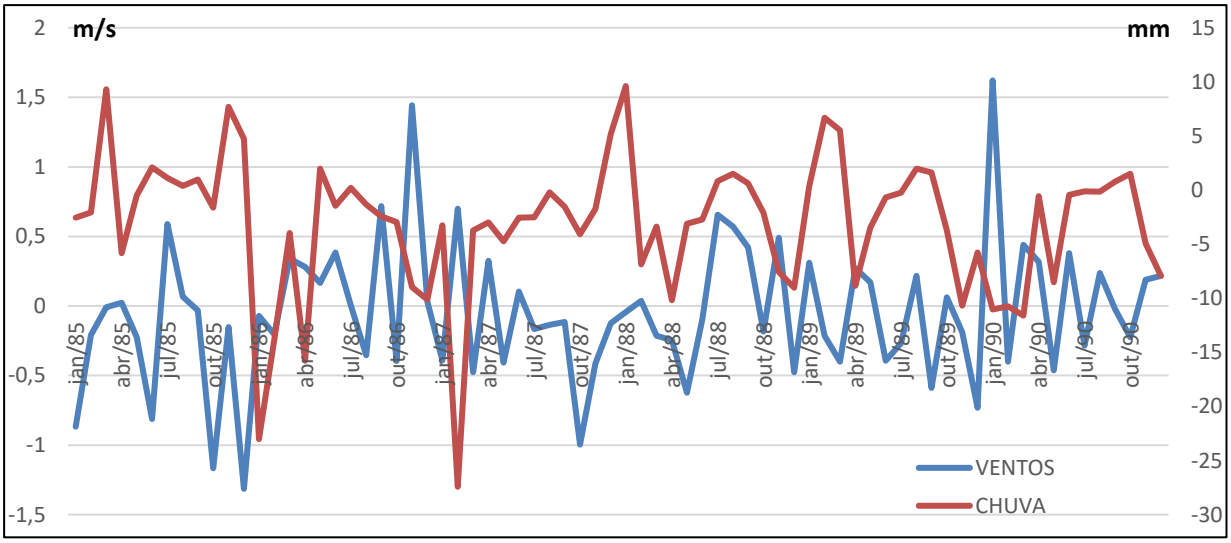


Figura 6 – Anomalias referentes à precipitação acumulada (mm) e ao vento médio mensal (m/s). Fonte: Projetos GPCP e NCEP/NCAR Reanálises.

Na Figura 7, é verificado que existe uma relação inversa entre as anomalias de vento e precipitação. Em geral, altas precipitações estão associadas com ventos fracos e ventos mais altos ocorrem em períodos de ausência ou de mínima precipitação. Esta relação é comprovada estatisticamente através do Coeficiente de Determinação entre as séries. O coeficiente obtido de 0,7236 indica que 72,36% dos dados de precipitação estão inversamente correlacionados com os dados médios dos ventos.

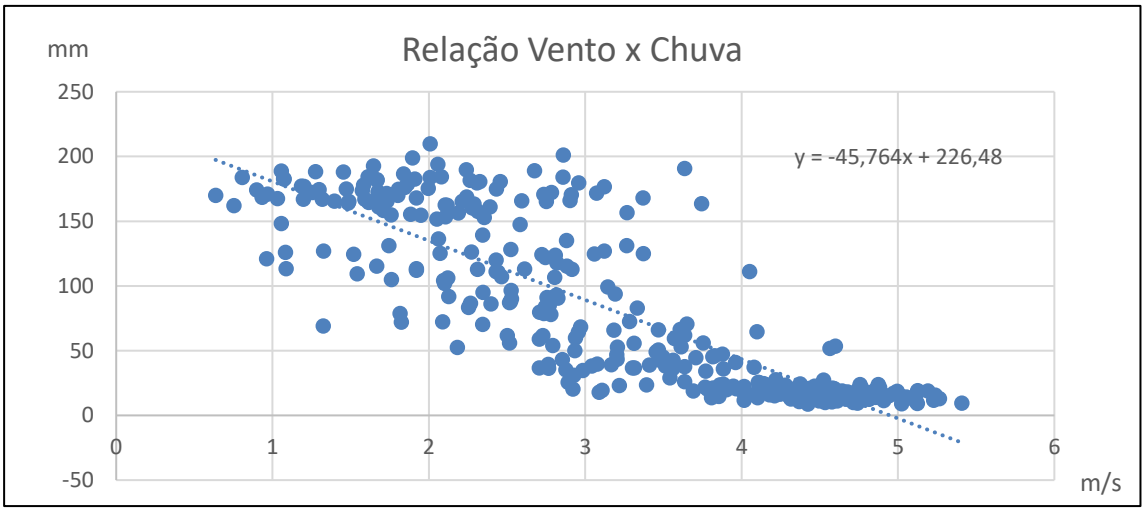
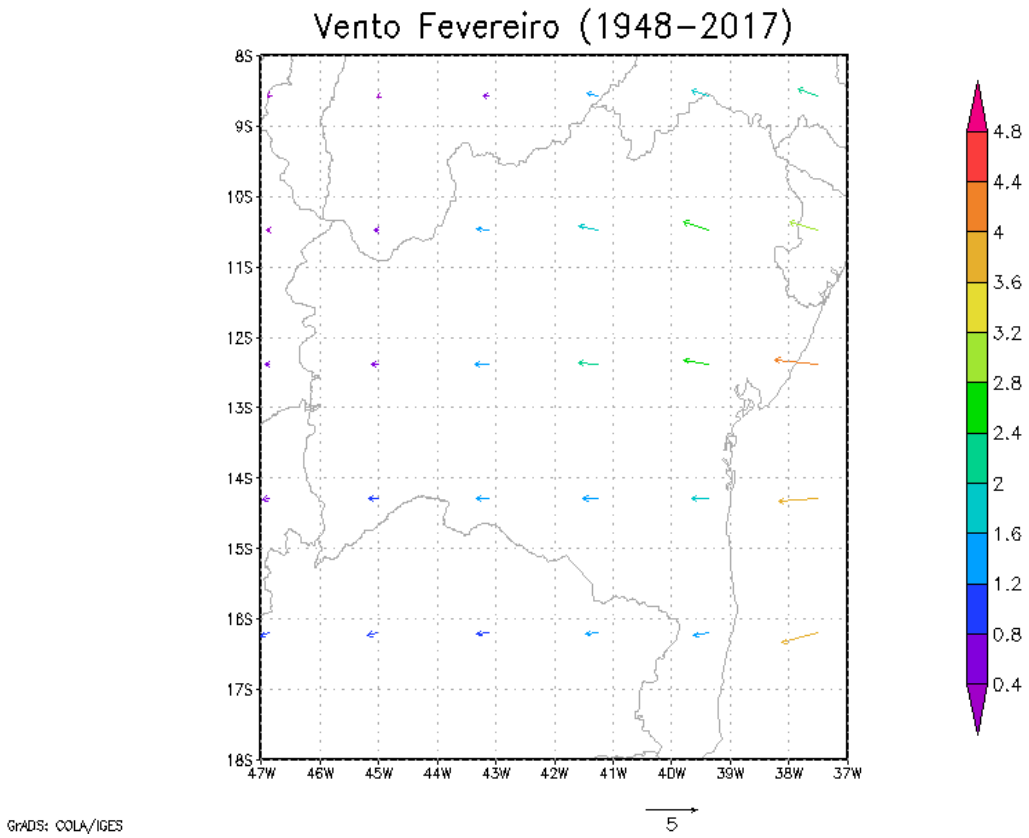


Figura 7 – Relação entre à precipitação mensal acumulada (mm) e o vento médio mensal (m/s).
Fonte: Projeto GPCP e NCEP/NCAR Reanálises.

A variação da posição geográfica da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) ao longo do ano influencia diretamente a intensidade e direção dos ventos na região norte do estado da Bahia. Analisando os dados históricos do projeto Reanalises, é possível verificar que no mês de agosto, quando a ZCIT se encontra mais afastada do local de estudo, os ventos são mais fortes (podendo chegar à 6.3 m/s) e a direção predominante é a sudeste. Já no mês de fevereiro, a ZCIT está próxima da região de estudo, os ventos são mais fracos (máximo observado 4,8 m/s), e a direção do vento predominante é de leste conforme Figura 8.



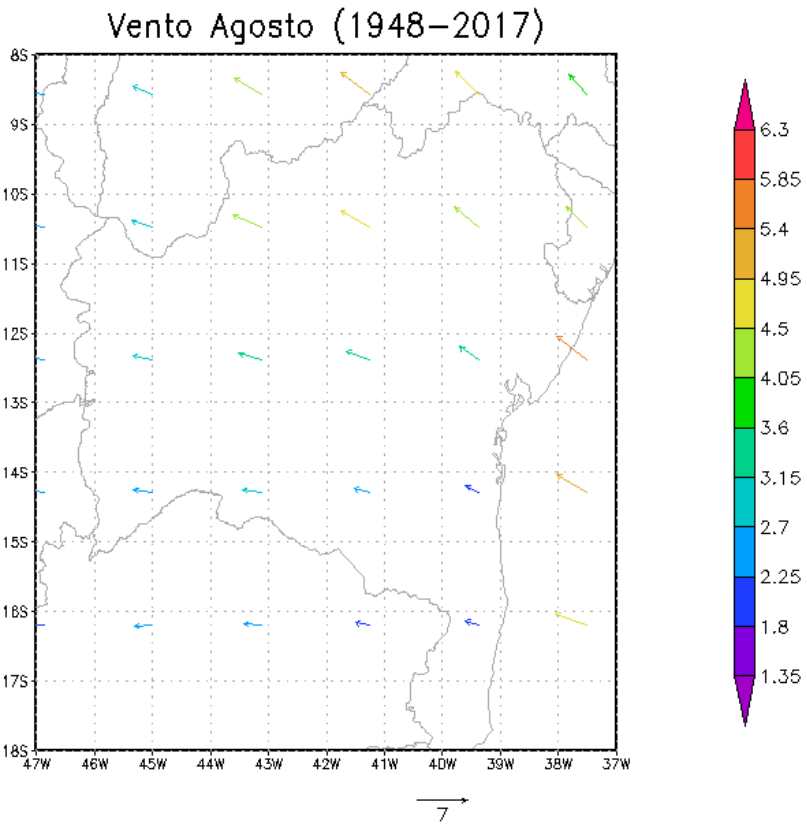


Figura 8 - Variação da direção do vento médio, de acordo com a época do ano, para fevereiro (acima) e agosto (abaixo). Fonte: Projeto NCEP/NCAR Reanálises, período 1948-2017.

Nas Figura 9, é apresentada a imagem do local de estudo (Umburanas, BA). As fotos foram tiradas exatamente do mesmo local, em diferentes meses do ano (fevereiro e agosto), sendo possível verificar a mudança na paisagem devido à sazonalidade pluviométrica da região. No mês de fevereiro é possível verificar que a vegetação se encontra mais verde e com maior cobertura, enquanto no mês de agosto apresenta uma vegetação mais seca.

Figura 9 – Umburanas – BA, período úmido (esquerda -fevereiro), e no período seco (direita – agosto). Fonte: ENGIE Brasil Energia, 2016.

ANÁLISE DE TENDÊNCIA DOS CENÁRIOS FUTUROS

Conforme apresentado, a partir da média dos dados obtidos dos diferentes modelos climáticos utilizados no projeto CMIP5, e referenciados para o local de estudo, foi possível analisar, em escala decenal, a evolução local dos cenários de vento e precipitação. Desta maneira, foi possível traçar a função de tendência, sendo mensurado o aumento ou diminuição das referidas variáveis.

Na Figura 10 é possível verificar a evolução da intensidade média do vento ao longo dos anos. A partir de análise estatística da função de tendência, é possível verificar que tanto o coeficiente angular como o coeficiente linear são positivos, demonstrando um relativo aumento da intensidade dos ventos da ordem de 3,73 cm/s por década.

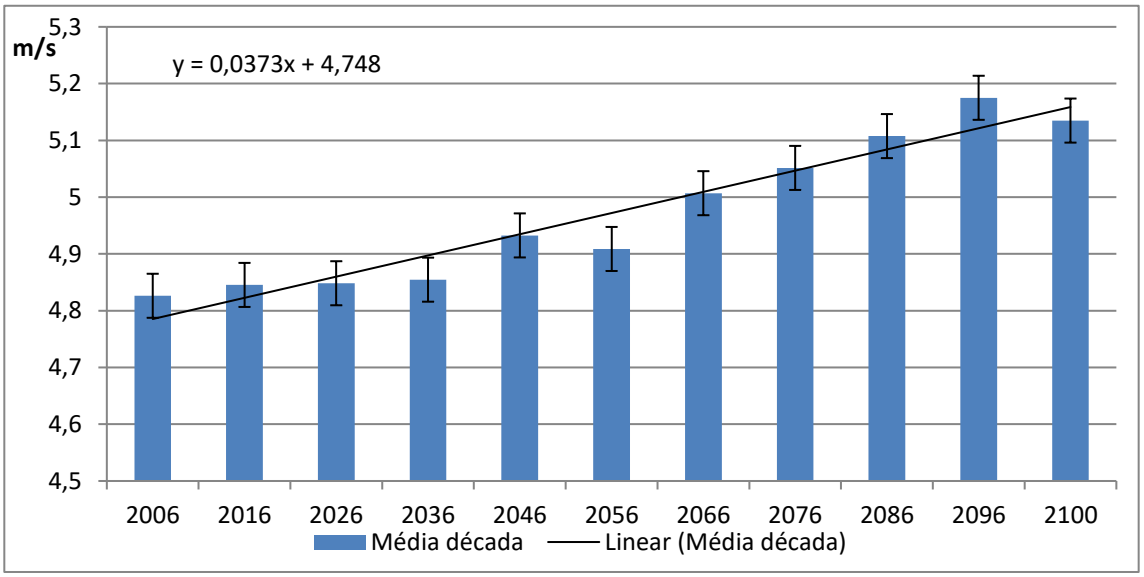


Figura 10 – Previsão média de ventos futuros (m/s) por décadas, obtidos a partir dos cenários RCP8.5. Fonte: Projeto CMIP5.

Da mesma forma, na Figura 11, é possível verificar a evolução dos cenários de precipitação acumulada ao longo dos anos. A partir da função de tendência, é possível constatar que o coeficiente angular apresenta valor negativo e o coeficiente linear apresenta valor positivo, demonstrando um relativo decaimento dos valores acumulados de precipitação (mm) da ordem de 112 mm por década.

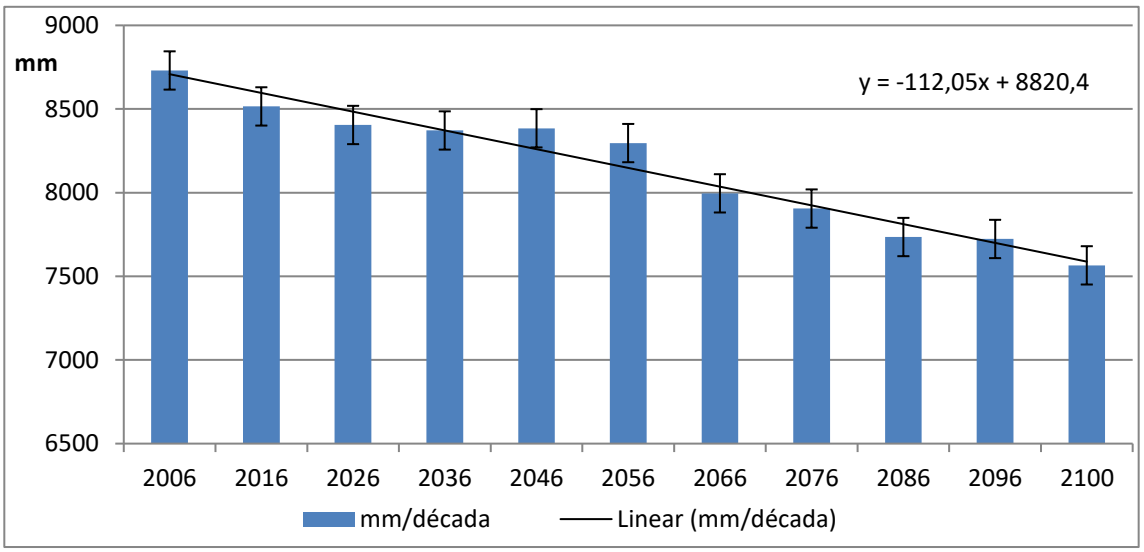


Figura 11 – Projeção da média das precipitações (mm) por décadas, obtidos a partir dos cenários RCP8.5. Fonte: projeto CMIP5.

Indiretamente, a temperatura está relacionada com o regime de ventos e chuvas da região. Na Figura 12 é possível verificar a evolução dos valores médios de temperatura local ao longo das décadas. Novamente, é possível verificar que os coeficientes angulares e lineares da função tendência apresentam valores positivos, indicando um aumento ao longo dos anos, podendo chegar a um incremento de 4° C ao final do século.

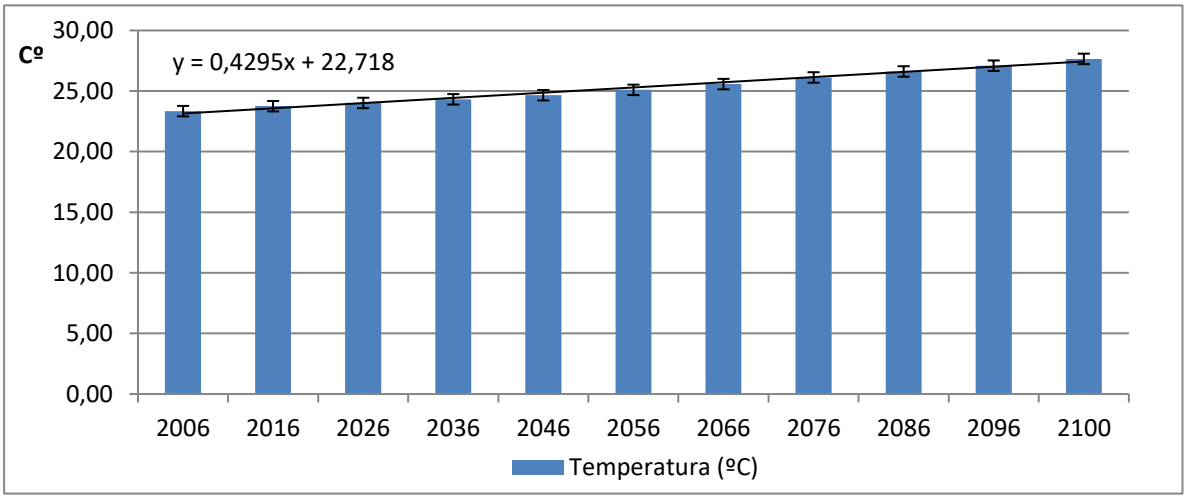


Figura 12 - Projeção média das temperaturas (ºC) por décadas, obtidos a partir dos cenários RCP8.5 do projeto CMIP5 correspondentes a todos os modelos disponíveis.

Análise estatística dos cenários para os meses de março e agosto

Além das análises dos valores médios ao longo das décadas, foram feitas também análises através de histogramas e box plots das previsões futuras obtidas pelos modelos climáticos.

O mês de Março é um período tradicionalmente chuvoso na região, conforme verificado na Figura 5. A análise estatística dos dados do cenário para a pluviometria do local demonstra que, ao longo do próximo século, poderá ocorrer uma diminuição nestes montantes. Comparando as

duas metades do século, verifica-se, através do histograma, Figura 13, um aumento na ocorrência de precipitações com valores inferiores à 140 mm mensais no período de 2050 a 2100 e no gráfico de box plot, Figura 14, é possível perceber que este mesmo período (2050 à 2100) apresenta uma diminuição do valor da mediana em comparação com a série 2000 -2050.

Além da tendência de diminuição da precipitação acumulada no local, verificado na Figura 11, o histograma, Figura 13, mostra também uma diminuição na ocorrência de eventos com maior precipitação na segunda metade do século.

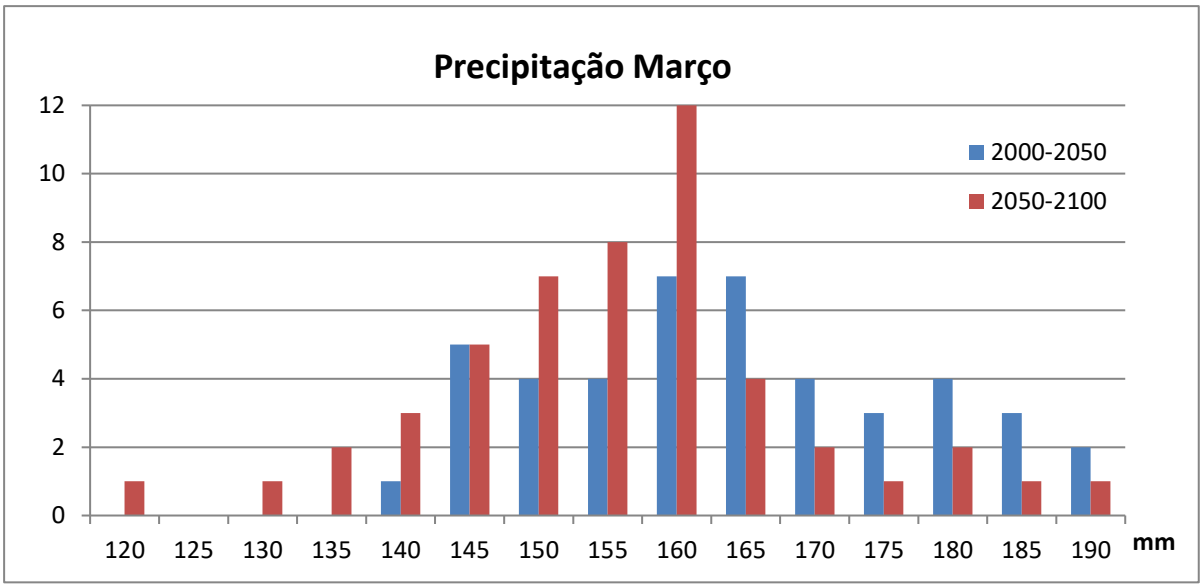


Figura 13–Projeções para precipitação média mensal (mm) do mês de março, para as duas metades do século XXI, baseadas nos cenários (RCP8.5). Fonte: Projeto CMIP5.

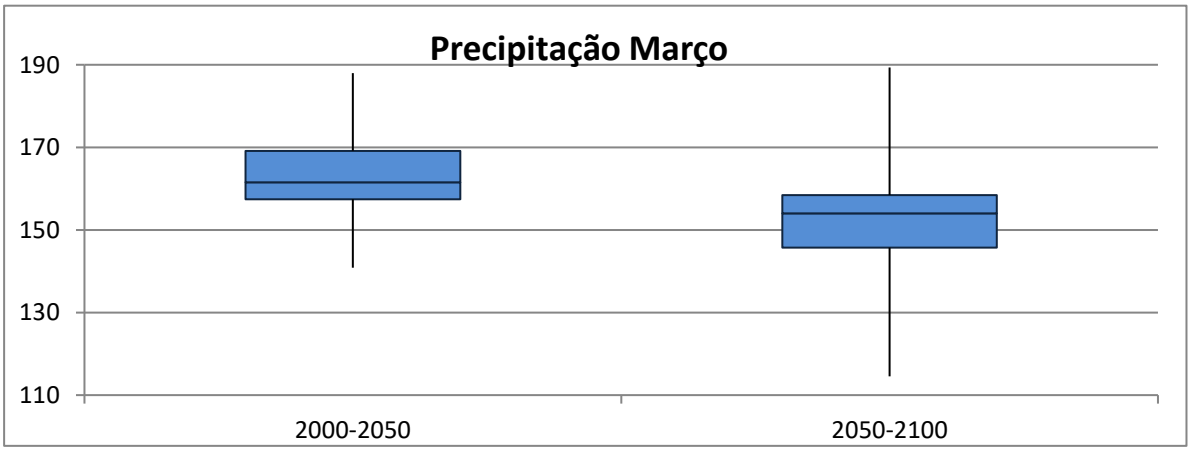


Figura 14– Projeções para precipitação média mensal (mm) do mês de março, para as duas metades do século, baseadas no cenário RCP8.5. Fonte: Projeto CMIP5.

Utilizando a mesma metodologia estatística para avaliar os dados da velocidade média dos ventos durante o mês de março, que é um mês tradicionalmente com ventos de baixa intensidade, conforme apresentado Figura 4, verifica-se uma tendência contrária em comparação com os dados pluviométricos. No histograma, Figura 15, é apresentado um aumento na ocorrência de eventos de maior magnitude na segunda metade do século (2050-2100). No gráfico de *box plot,* Figura 16, é apresentada uma pequena alteração positiva para os valores médios da intensidade dos ventos, verificado através do aumento do valor da mediana da série 2050-2100 em comparação com a série 2000-2050. Nota-se que deveremos ter uma maior frequência de eventos extremos a partir da segunda metade do século.

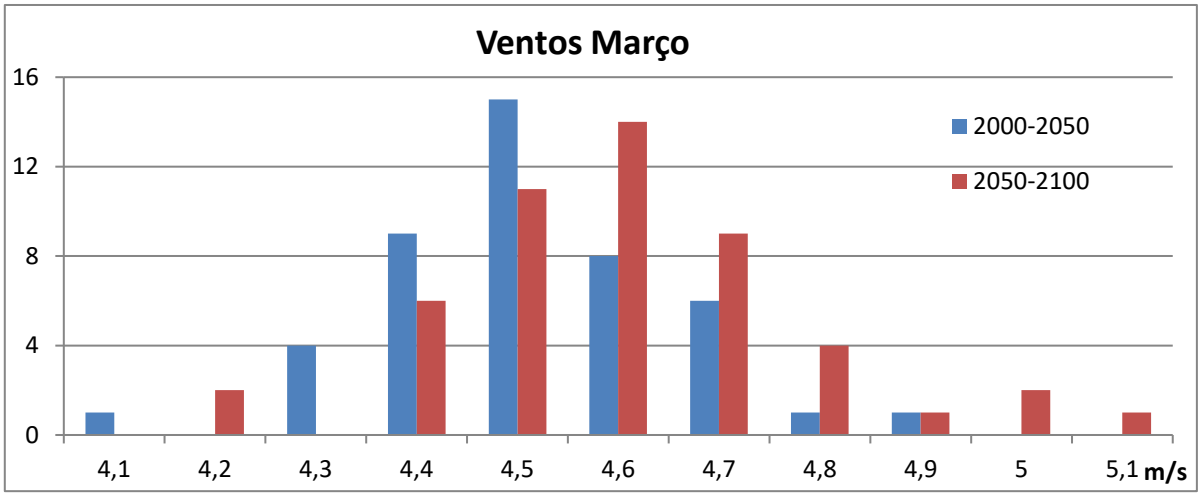


Figura 15 –Projeção para intensidade média mensal dos ventos (m/s) para mês de março, para as duas metades do século, baseadas no cenário RCP8.5. Fonte: Projeto CMIP5.

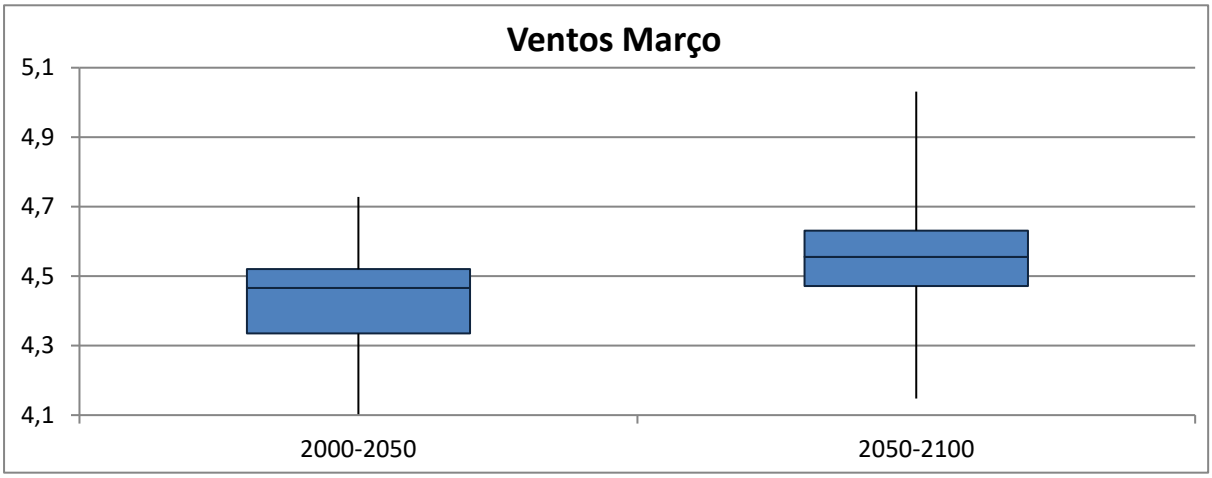


Figura 16 – Projeções para intensidade média dos ventos (m/s) do mês de março, para as duas metades do século, baseadas no cenário RCP8.5. Fonte: Projeto CMIP5.

Fazendo a mesma análise para o mês de agosto, que é reconhecidamente um mês de ventos de grande intensidade e chuvas de baixo volume, é possível perceber o mesmo comportamento dos dados. Tanto os histogramas, Figura 17 e Figura 19, como os gráficos de box plot, Figura 18 e Figura 20, evidenciam que a segunda metade do século XXI apresenta a tendência de ventos mais intensos e precipitações acumuladas menores.

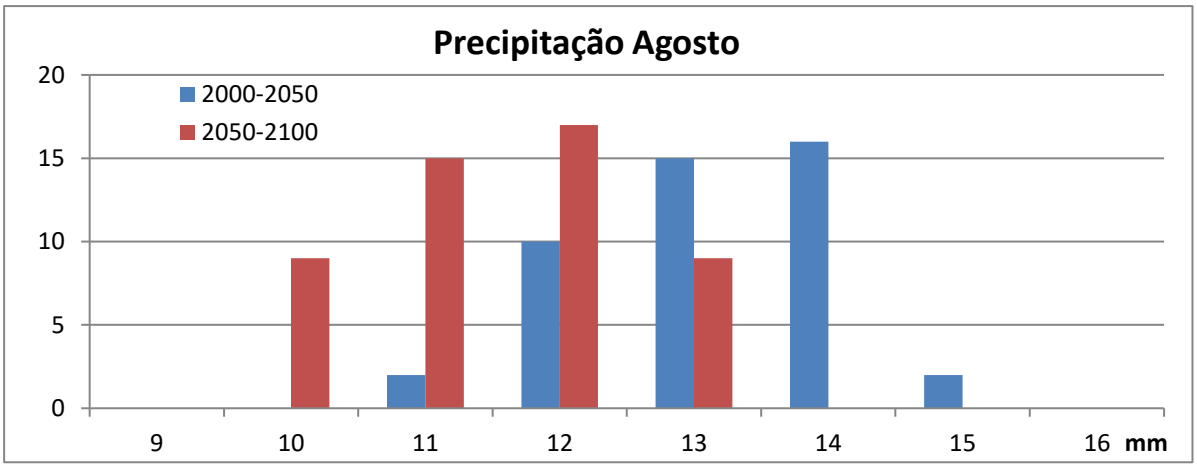


Figura 17 – Projeções para precipitação média mensal (mm) do mês de agosto, para as duas metades do século XXI, baseadas nos cenários RCP8.5. Fonte: Projeto CMIP5.

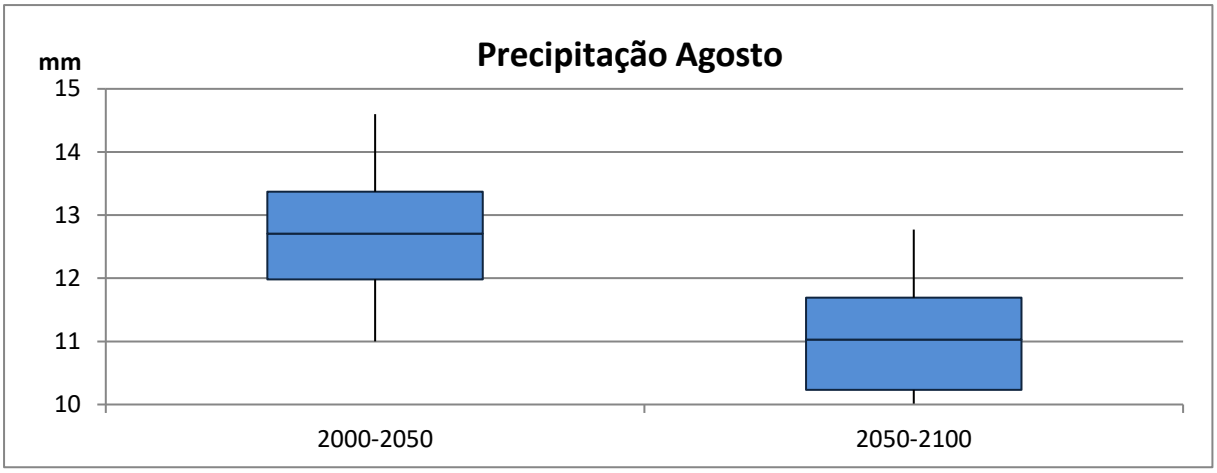


Figura 18 – Projeções para precipitação média mensal (mm) do mês de agosto, para as duas metades do século XXI, baseadas nos cenários RCP8.5. Fonte: Projeto CMIP5.

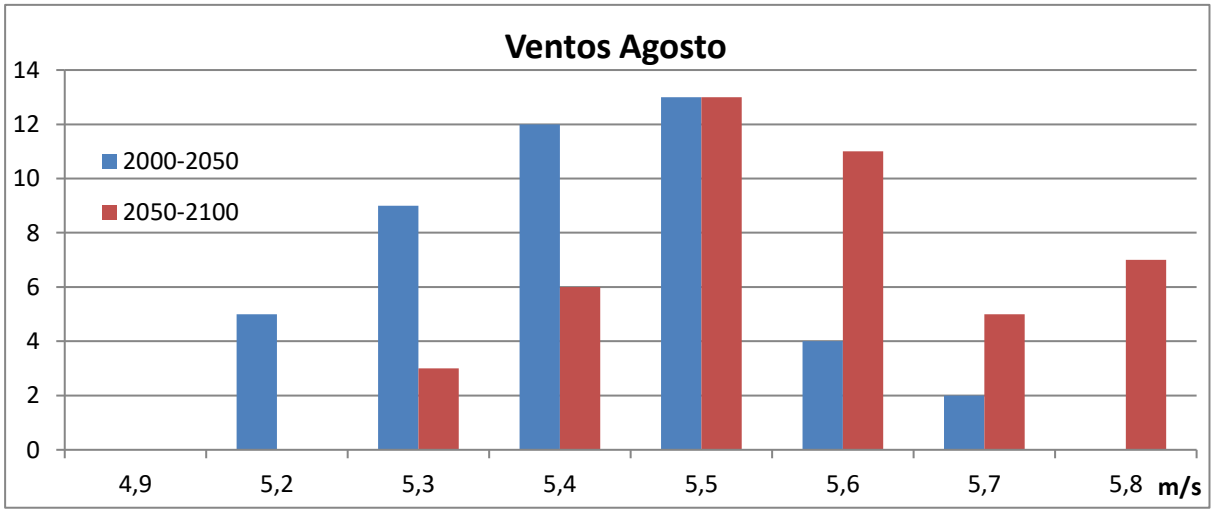


Figura 19 – Projeção para intensidade média mensal dos ventos (m/s) para mês de agosto, para as duas metades do século, baseadas no cenário RCP8.5. Fonte: Projeto CMIP5.

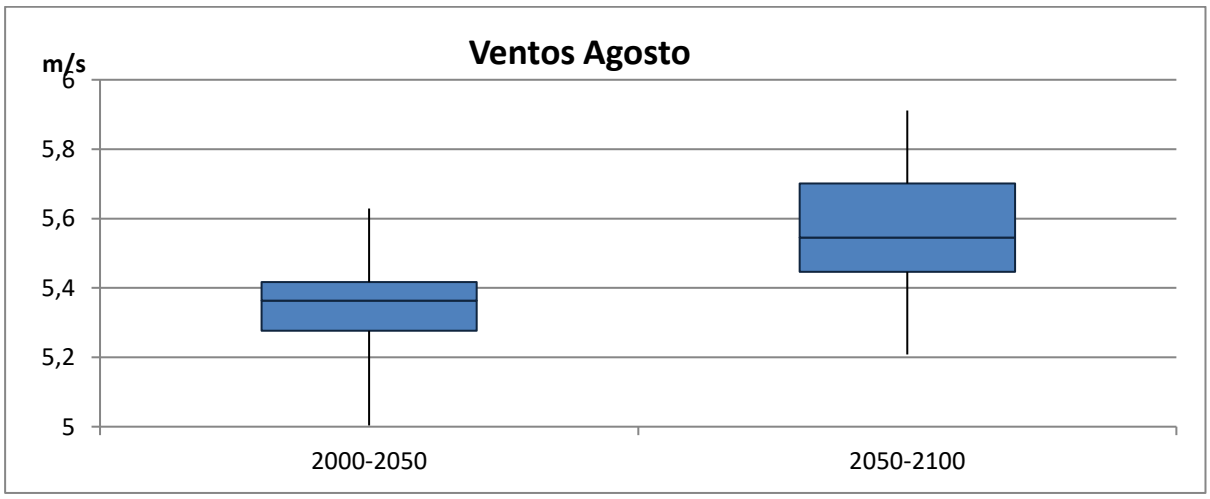


Figura 20 – Projeção para intensidade média mensal dos ventos (m/s) para mês de agosto, para as duas metades do século, baseadas no cenário RCP8.5. Fonte: Projeto CMIP5.

CONCLUSÕES

Os resultados obtidos por este estudo, para a região dos municípios de Umburanas e Sento Sé, no norte do estado da Bahia, mostram que existe um grande potencial eólico para a exploração de energia elétrica e um grave problema social oriundo da estiagem causada pelas baixíssimas precipitações verificadas na região. As previsões climáticas para o próximo século mostram que estas características da região ficarão cada vez mais intensas, tanto no aumento médio na velocidade dos ventos, como na diminuição nos valores acumulados de precipitação. Estes resultados estão de acordo com alguns estudos recentes para as mudanças climáticas em escala global (IPCC, 2014; MARENGO et al., 2017; SILVA; HAAS, 2016).

Atualmente o nordeste brasileiro já vem presenciando um período de severa estiagem e grande crise hídrica. No período de 25 anos, compreendido de 1990 à 2016, 16 anos apresentaram médias de chuvas acumuladas abaixo do normal (MARENGO et al., 2017).

A recente exploração do potencial eólico da região, através da implantação de parques de geração de energia elétrica, tem causado uma grande alteração dos aspectos socioeconômicos do local. A população, que anteriormente carecia de recursos e empregos, passou a ter contato com a tecnologia e com uma nova oportunidade de desenvolvimento profissional e pessoal; e ainda que o problema da estiagem persista, a perspectiva de melhora da qualidade de vida para estas pessoas teve um aumento significativo.

As preocupações acerca do aquecimento global têm feito com que diversos países assumam compromissos de logo prazo para reduzir as emissões de GEE no futuro. Com o avanço tecnológico e redução dos custos de implantação de uma matriz energética mais sustentável, a migração para uma matriz energética mais renovável tem sido a forma encontrada por muitos para atingir suas metas de redução de emissões destes gases. Segundo a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), o número de postos de trabalho, criados no mundo, em 2017, diretamente relacionados com a implantação de usinas de fontes renováveis (principalmente solar, eólica e biomassa) foi de 10,3 milhões, sendo o Brasil um importante agente desta mudança (IRENA 2013).

Durante todo processo de implantação dos parques eólicos, milhares de postos de trabalho são criados, tanto nas empresas diretamente envolvidas na obra, como nas empresas que prestam serviço para as demais. Além dos postos de trabalho no canteiro de obras, muitas indústrias, que fornecem peças para instalação dos aerogeradores, se instalam na região visando atender de forma mais ágil as necessidades e melhorar a logística para entrega do material. Desta forma, a economia do local rapidamente se desenvolve, devido a nova demanda por diversos bens de consumo e o comércio, naturalmente, responde. As pessoas não têm mais necessidade de buscar melhores oportunidades em outras localidades, os processos migratórios passaram a ocorrer no sentido inverso e os trabalhadores de outras regiões se mudam para o local de influência dos projetos em implantação.

Após a implantação dos parques eólicos, os postos de trabalho se reduzem para algumas centenas, porém os *royalties* referentes ao processo de geração de energia passam a ser pagos diretamente para os municípios impactados. Este imposto é cobrado durante todo o período de exploração dos parques (no mínimo 30 anos), e vai permitir que o município tenha condições de continuar investindo no bem-estar da sua população.

DISCUSSÃO FINAL

As questões relativas à seca na Região Nordeste são de conhecimento geral, e mesmo com as melhorias sociais oriundas da perenização de alguns rios, com a construção de reservatórios com sistema de irrigação, a implantação de cisternas e a abertura de poços artesianos, verifica-se que estas ações, ainda tímidas, não são suficientes para atender a demanda da região, principalmente no setor rural. (FRANCISCA, 2013; MARENGO et al., 2017).

De forma equivocada, o problema da seca ainda é apresentado como justificativa para a falta de desenvolvimento do nordeste brasileiro, o nordestino deve ser preparado para conviver com esse fenômeno e não para combatê-lo. O desenvolvimento da região depende, sobretudo, de significativas transformações sociais, econômicas, institucionais e tecnológicas (SOBRINHO et al., 2016).

A população dos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA), que durante muitos séculos foi resiliente, sempre castigada pela seca e pelas dificuldades de acesso às condições mínimas de sobrevivência, agora vê nos grandes projetos de exploração eólica uma alternativa para uma vida mais digna. Conforme apresentado neste trabalho, o potencial eólico da região, que já é extraordinário, deverá aumentar ainda mais no decorrer do século, garantindo que a implantação e exploração desta fonte energética se mantenha por um longo prazo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Amarante, Odilon;, Jonh Zack, and Michael Brower. 2001. 1 *Atlas Do Potencial Eólico Brasileiro*. Ministério de Minas e Energia. http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas do Potencial Eolico Brasileiro.pdf.

Ampla, and Quifel. 2011. *Relatório de Impacto Ambiental Campo Largo - Climatologia*.

Anjos, Denize Monteiro et al. 2017. "Temporal Analysis of Water Volume at Capoeira Reservoir Mãe d ' Água , Paraíba." *Revista Verde de Agroecologia e Desenvolvimento Sustentável*: 138–42.

Coelho, Thiago. 2012. "MIGRAÇÃO NORDESTINA NO BRASIL VARGUISTA: DIFERENTES OLHARES SOBRE A TRAJETÓRIA DOS RETIRANTES." PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL. http://tede2.pucrs.br/tede2/handle/tede/2425.

Cordeiro, Maryana, Kedyna Bezerra, and Danielle Mello. 2012. I Workshop Internacional Sobre Água no Semiárido Brasileiro Campina Grande - PB *ESTUDO DA SECA EM 2012 NO ESTADO DA BAHIA*.

FIRJAN. 2011. *Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal - IFDM*.

Francisca, Maria. 2013. 25 Sociedade e Território *A Fragilidade Ambiental Do Nordeste Brasileiro : O Clima Semiárido e as Imprevisões Das Grandes Estiagens*. https://periodicos.ufrn.br/sociedadeeterritorio/article/view/3629.

IPCC. 2011. *RENEWABLE ENERGY SOURCES AND CLIMATE CHANGE MITIGATION*. https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pd.

———. 2014. IPCC *IPCC Fifth Assessment Report (AR5) - The Physical Science Basis*.

IRENA, International Renewable Energy Agency. 2013. "Renewable Energy and Jobs." (December). file:///C:/Users/ADM/Downloads/IRENA_RE_Jobs_Annual_Review_2018.pdf.

Kalnay et al., The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project, Bull. Amer. Meteor. Soc., 77, 437-470, 1996.

Marengo, José. 2007. Biodiversidade 26 *Mudanças Climáticas Globais e Seus Efeitos Sobre a Biodiversidade*. www.mma.gov.br/.../biodiversidade/.../142-serie-biodiversidade?...biodiversidade-bio...

Marengo, José, Lincoln M Alves, and Regina C S Alvala. 2017. "Climatic Characteristics of the 2010-2016 Drought in the Semiarid Northeast Brazil Region." *Academia Brasileira de Ciências*: 1–13. http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0001-37652017005019115.

Marengo, José, Roger Rodrigues Torres, and Lincoln Muniz Alves. 2017. "Drought in Northeast Brazil—Past, Present, and Future." *Theoretical and Applied Climatology* 129(3–4): 1189–1200. http://dx.doi.org/10.1007/s00704-016-1840-8.

MME. 2014. *Plano de Decenal de Expansão de Energia 2024*. http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2024.

Papyrus, Consultoria Ambiental. 2016. RCE *Caracterização Do Empreendimento Complexo Eólico Campo Largo*.

Ramos da Silva, Renato, and Reinaldo Haas. 2016. "Ocean Global Warming Impacts on the South America Climate." *Frontiers in Earth Science* 4(March): 1–8. http://journal.frontiersin.org/Article/10.3389/feart.2016.00030/abstract.

Schaeffer, Roberto. 2017. "CENÁRIOS INTEGRADOS DE MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE GASES

DE EFEITO ESTUFA PARA O BRASIL ATÉ 2050.” : 35. http://www.fazenda.gov.br/orgaos/spe/pmr-brasil/oficinas-tecnicas/2o-workshop-tecnico/apresentacoes-2o-workshop/07-sessao-energia-6-pedro-rochedo-mop-coppe.pdf.

Silva, Wanderson Luiz, Eletrobras Cepel, and Renata Barreto. 2016. *Modelagem Climática e Vulnerabilidades Setoriais à Mudança Do Clima No Brasil*.

Sobrinho, Antônio Izidro, Aleksandro Jânio, and Jacinto De Sousa. 2016. “A Seca No Sertão Paraibano : Causas e Consequências.” *Revista Brasileira de Gestão Ambiental*: 26–30. http://www.gvaa.com.br/revista/index.php/RBGA/article/view/4356/4014.

WIND POWER PROJECT PERFORMANCE WHITE PAPER

Alvaro Machado - alvaro.machado@dnvgl.com
Leonardo Barriatto - leonardo.barriatto@dnvgl.com
Frederico Tilman - frederico.tilman@dnvgl.com

SUMMARY

A robust and sustainable wind energy industry requires a predictable return on investment, which can only be achieved when wind power plants perform as expected. DNV GL maintains a database of wind power plant production that currently includes projects across Brazil that began operations after 2011.

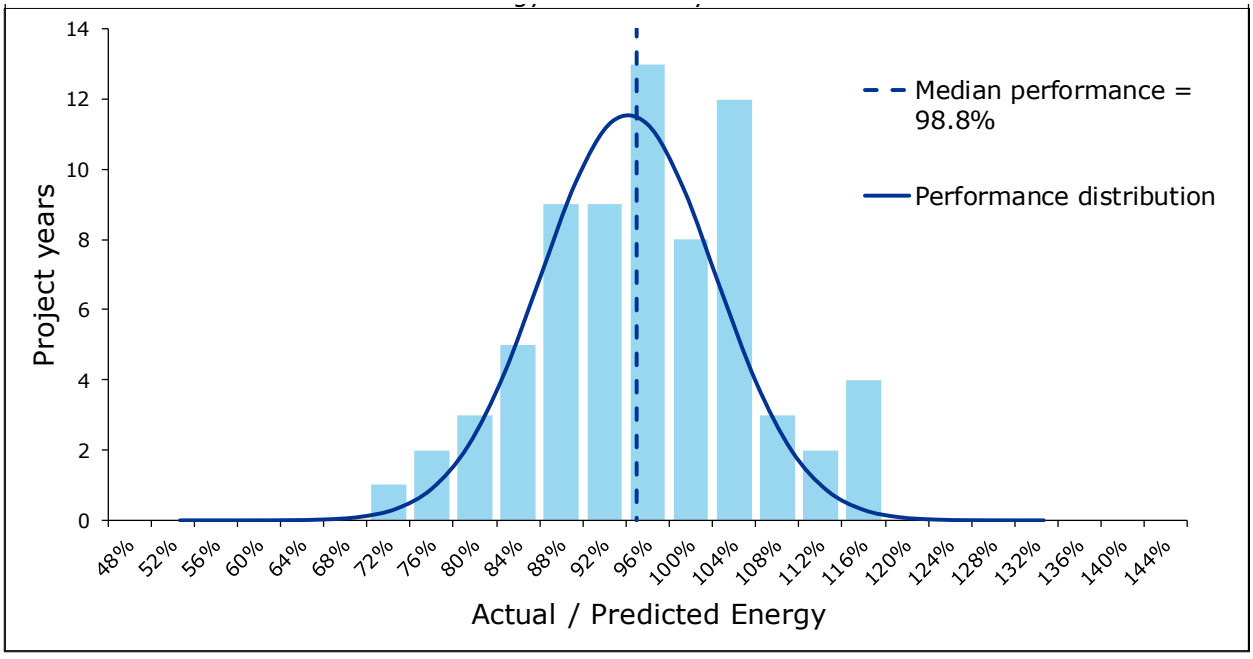
DNV GL has investigated how these operating projects have performed in relation to pre-construction predictions prepared by DNV GL. The database of projects was filtered to enable for a fair comparison against pre-construction assessments, and the resulting dataset consists of 1304 wind turbines that yield 2604 MW of installed capacity and 72 years of commercial wind farm operation.

The results of this comparison indicate that wind power plants with pre-construction predictions made in 2011 or later have, on average, performed close to the DNV GL prediction of annual output, with a project performance gap of approximately 6.5%. When methodology refinements are also applied to historical predictions, the difference between predicted and actual production for the entire database is approximately 1.2%.

An examination of the pre-construction energy assessment uncertainty predictions indicates that the downside risks have been accurately captured at the P90 level.

Even as additional refinements are needed in the near-term, there is a need for continued vigilance in the future as turbine technology evolves, curtailment risks ebb and flow in different markets, and advanced plant-level control strategies are implemented.

Keywords: Wind energy project performance; wind energy assessments.



1 INTRODUCTION AND MOTIVATION

Across the world, wind farms are designed and built based on expectations for their future energy production potential. These expectations are driven by pre-construction energy predictions. Consequently, high quality and accurate predictions are a crucial step in the successful development of any wind power project.

After a wind farm starts operating, its real performance starts to be monitored. For certain projects, real performance may correspond to the pre-construction predictions, resulting in pleased stakeholders. However, for other projects real performance may be considerably below the pre-construction predictions, and in such cases, distress may arise among the stakeholders involved, which include project developers, turbine manufacturers, investors, lenders, and grid operators.

Validating and improving the underlying methods used for pre-construction energy predictions allows the wind industry to identify any existing shortcomings in methods and guide future methodology improvements. Demonstrable accuracy and increased confidence in energy predictions should serve to reduce the cost of wind energy via lower costs for capital, as project risks are better understood and minimized.

DNV GL has been committed to this improvement exercise for over 15 years, having published wind power performance white papers for projects in North America [1] and for projects in the United Kingdom [2]. With a maturing fleet of wind turbines, now it's time for wind power projects in Brazil to undergo the same exercise.

This paper examines the recent trends in project performance while discussing potential sources of prediction errors. DNV GL is uniquely positioned as a global leader in pre-construction energy predictions, to analyze trends in project performance from operating assets across Brazil, from a wide range of geographies and turbine technologies. This perspective allows DNV GL to identify real signals amongst the noise of operational project data.

2 DNV GL PROJECT PERFORMANCE DATABASE

DNV GL has performed pre-construction energy prediction assessments on over 45000 MW of proposed wind power plants in Brazil. These assessments were based on wind data registered by more than 600 meteorological masts that have been monitored by DNV GL.

Many wind farm projects assessed by DNV GL during pre-construction stage have been subsequently constructed and entered service. For several of these cases, DNV GL was contracted again to conduct operational assessments and monitor the actual energy production.

Projects included in this study meet the following criteria:

- The wind farm is located in Brazil;
- DNV GL has performed a pre-construction energy assessment;
- The project has been constructed and operational for at least 1 year with production statistics available;
- The as-built layout, turbine model, and hub height are identical to those assessed in the DNV GL pre-construction study.

Operational data have either been provided by a project stakeholder, often including availability and curtailment statistics, or DNV GL has obtained production-only data from publicly available sources [3].

After applying these filters, the statistics for the remaining projects in the database that were used in this study are detailed in Table 2-1.

Table 2-1 DNV GL project performance database statistics after filtering

	Filtered database
Number of projects	36
Number of project years	72
Average operating years per project	2.0
Maximum operating years per project	7.0
Total number of turbines	1336
Total installed capacity in MW	2604

Figure 2-1 provides a breakdown of the filtered database by project age.

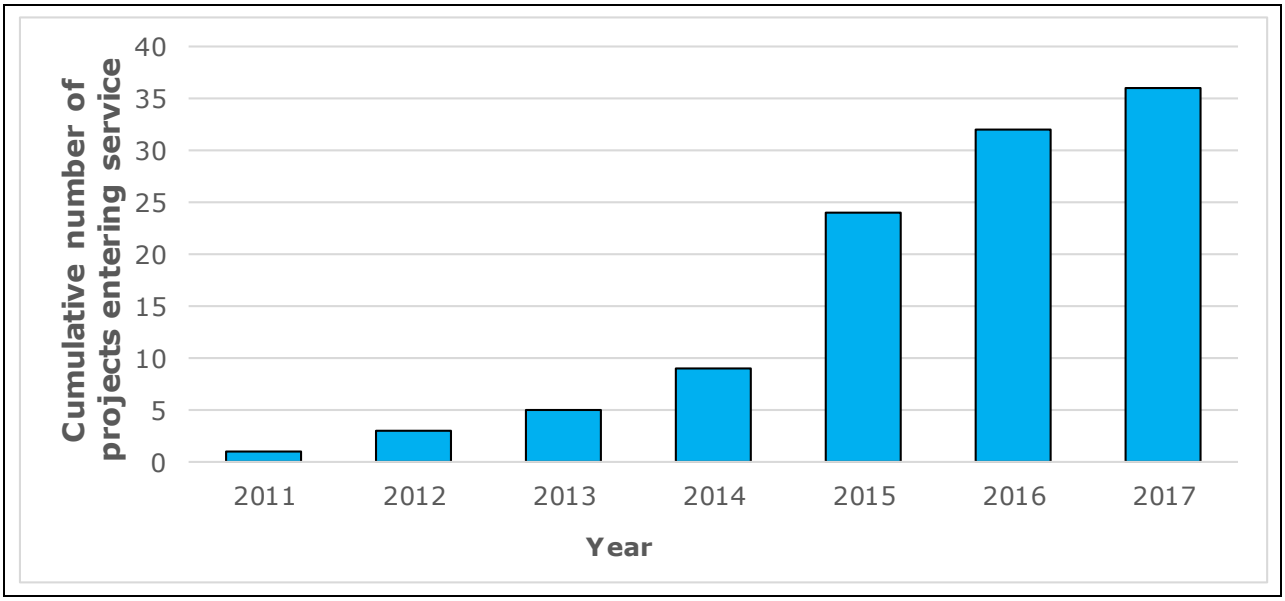


Figure 2-1 DNV GL project performance database cumulative contribution by first full year of operation

Figure 2-2 illustrates the geographical coverage of the filtered database.

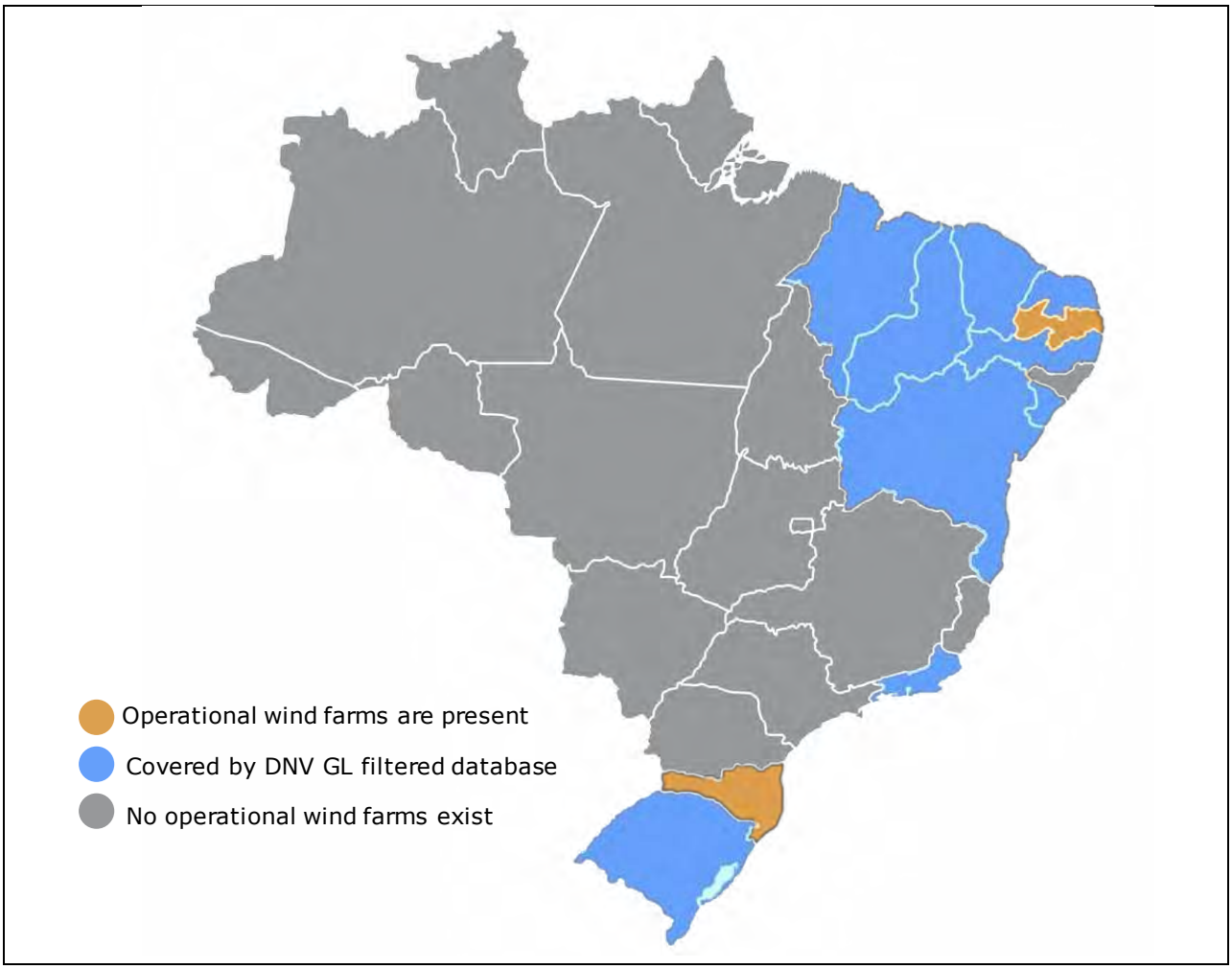


Figure 2-2 Geographic coverage of DNV GL filtered project performance database

3 METHODOLOGY

3.1 Comparing operation data and pre-construction predictions

The analysis involved several steps, detailed below:

1. The pre-construction energy predictions for each project reference future long-term periods of 20 years. The historical operational data is available for shorter periods, as shown in Table 2-1. In order to enable a comparison, for each project, the windiness of the operational period was defined based on the ERA-5 reference data source [4]. The historical data was then adjusted to remove the impact of wind resource variability during the operational period. The resulting adjusted dataset ("windiness corrected production") was then compared to the pre-construction predictions for each project year. The distribution of errors is shown in Figure 4-1.

2. Where available, estimated lost energy due to system unavailability events was reapplied to the historical energy production data for each project-year. The resulting dataset ("availability corrected production") represents the energy that each windfarm would have produced if it had always operated at 100% availability. The pre-constructive predictions were also adjusted to reflect maximum project availability. The historical adjusted data was then compared to the

equivalent pre-construction predictions for each project year. The distribution of errors is shown in Figure 4-2.

3. Where appropriate, historic pre-construction energy predictions were updated to reflect the current state-of-the-art, DNV GL methodologies. The list of applicable methodology improvements is detailed in Table 3-1. Consequently, outdated pre-construction energy predictions were updated to reflect closely the current best-practice DNV GL methodologies. Finally, the historical adjusted data was again compared to the equivalent pre-construction estimates for each project year. The distribution of errors is shown in Figure 4-3.

3.2 Current DNV GL pre-constructive energy prediction methods

Table 3-1 below presents a timeline of refinements made to DNV GL energy assessment methods as a result of the ongoing validation and methodology refinement process.

Table 3-1 Timeline of DNV GL energy assessment methodology refinements

Methodology refinement	Effective date
External - Reduced measurement bias (stub-mounted anemometers)	Pre-2008
Improved understanding of wind flow on mesas and ridges	Pre-2008
Refined wake loss modeling for closely spaced wind turbines	Pre-2008
Revision of energy loss factors	2008
Large wind farm wake loss modeling	2011
External - Back to basics - more and improved measurements	2011
Air density calculation	2011
Refined turbine performance model	2011-2014
Refined wind flow and wake modeling in stable atmospheric conditions	2011-2015
Improved mountain pass wake model	2014
Stochastic non-normal uncertainties	2014
Wind farm scale blockage effect	2017-2018

More detail is provided below for a number of the more recent issues highlighted as a result of DNV GL's ongoing work to refine pre-construction energy assessment methods:

- **Wind flow and wake modeling in complex or stable atmospheric conditions**: DNV GL's industry-leading computational fluid dynamics (CFD) wind flow model represented a major step forward in accuracy, particularly at sites where stable atmospheric conditions are present. Validations and blind tests involving DNV GL's CFD wind flow model based on over 1,000 mast pairs demonstrated significantly improved accuracy over other available wind flow models. Further refinements to the CFD model, including consideration of stability in the free atmosphere, have reduced errors further in both stable and neutral atmospheric conditions [5].
- **Turbine performance:** Turbine under-performance has been a persistent issue in the industry since being formally recognized in 2012 with the formation of the Power Curve Working Group (PCWG), an international group of consultants, developers, investors, and turbine manufacturers. The formation and continuing work of this group attests to the ongoing efforts of the industry to understand the issue and more accurately model turbine performance under the

full range of possible atmospheric conditions. DNV GL has been an active member of the PCWG since its formation and has actively engaged in continuing research and development (R&D) efforts to refine and improve pre-construction energy predictions in this area.

DNV GL utilizes a large database of power performance data to derive an empirical performance correction matrix. DNV GL continues to refine this correction matrix as the data set grows as well as contributing actively to the PCWG activities [6].

- **Uncertainty model improvements**: As the focus has moved away from bias, toward the uncertainty in pre-construction energy predictions, DNV GL has maintained its position as an industry leader with the development and application of a new uncertainty model in 2014 [7].The new uncertainty model uses a stochastic approach to model tens of thousands of possible outcomes for each project. The model also accounts for non-normal probability distributions associated with project availability as well as the non-linear relationship between wind speed and energy uncertainties. The accuracy of DNV GL energy prediction uncertainties is discussed in more detail in chapter 4.2.
- **Wind farm scale blockage effect**: Measurements taken before and after the commissioning of multiple wind farms revealed that the wind speeds just upstream of each wind farm decrease relative to locations farther away after the turbines are turned on. Reynolds-Averaged Navier-Stokes (RANS) simulations pointed to wind-farm-scale blockage as the primary cause of these slowdowns. Blockage effects also cause front row turbines to produce less energy than they each would operating in isolation. Outdated wind energy prediction procedures ignored this effect, resulting in an overprediction bias that pervades the entire wind farm [8].

  DNV GL has developed the Blockage Effect Estimation Tool (BEET), that represents a derivation of DNV GL's research and development work and constitutes a parameterization of numerous CFD results. The parameterization was developed from consideration of wind farm simulations with a variety of wind farm topographies. All cases have assumed modern turbine sizes with a range of hub heights representative of modern wind farms.

3.3 Uncertainty sources and terminology

Investors in wind power projects manage various risks. Along with financing, technology, price, and interconnection risks, production risk is a key component in evaluating a project. In a pre-construction energy assessment, the overall project production risk is determined by a combination of uncertainties and variabilities.

Uncertainties represent the distribution of possible results around the inputs to the energy production estimate (wind measurements, modeling, loss factor assumptions, etc.) and capture the potential range of long-term P50 energy production levels of the project.

Variabilities capture the year-to-year fluctuation in production of a project independent of the uncertainties mentioned previously – even if the long-term P50 value is known perfectly, the production each year will vary; generally, the largest contributor to project variability is the wind resource, followed by project availability.

Energy assessments typically quantify energy production risk by predicting production for a range of probability levels and time scales (e.g., a 20-years P50 value and a 20-years P90 value are commonly reported). The reported P-values in pre-construction energy assessments represent the production risk and are therefore the combination of the uncertainties and variabilities detailed above.

When reporting long-term (20-years) P50 and P90 values it is implied that:

- There is a 50% chance that the project's long-term average energy production will exceed the long-term P50 and a 50% chance that it will not.
- There is a 90% chance that the project's long-term average energy production will exceed the long-term P90, and a 10% chance that it will not.

The comparisons and errors distribution presented along chapter 4.1 consider the long-term net P50 energy production forecasts from the pre-constructive predictions.

4 RESULTS

4.1 Accuracy of DNV GL predictions

The results of the analyses described in chapter 3 are hereby presented in the form of distributions of project-year results, that present a data point for each project year, so a project with 3 years of data is represented by three data points.

Figure 4-1 illustrates the distribution of errors obtained after comparing 72 years of operational data for wind farms located in Brazil against the related pre-construction energy predictions. For this comparison the operational data was adjusted to remove the impact of wind resource variability during the operational period.

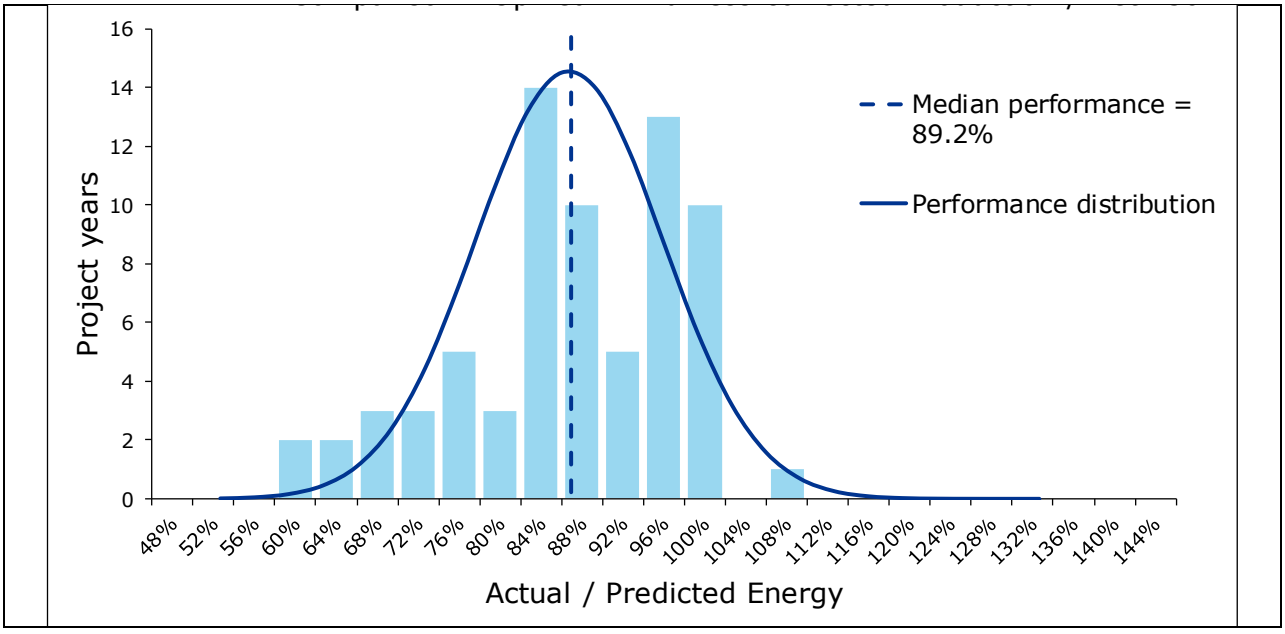


Figure 4-1 Project-year validation results for energy assessments in Brazil adjusted for windiness

In addition to the windiness adjustment, the data were also adjusted to reflect expected energy production if all projects had operated at maximum availability. The resulting comparison between actual energy production data and preconstruction predictions is shown in Figure 4-2.

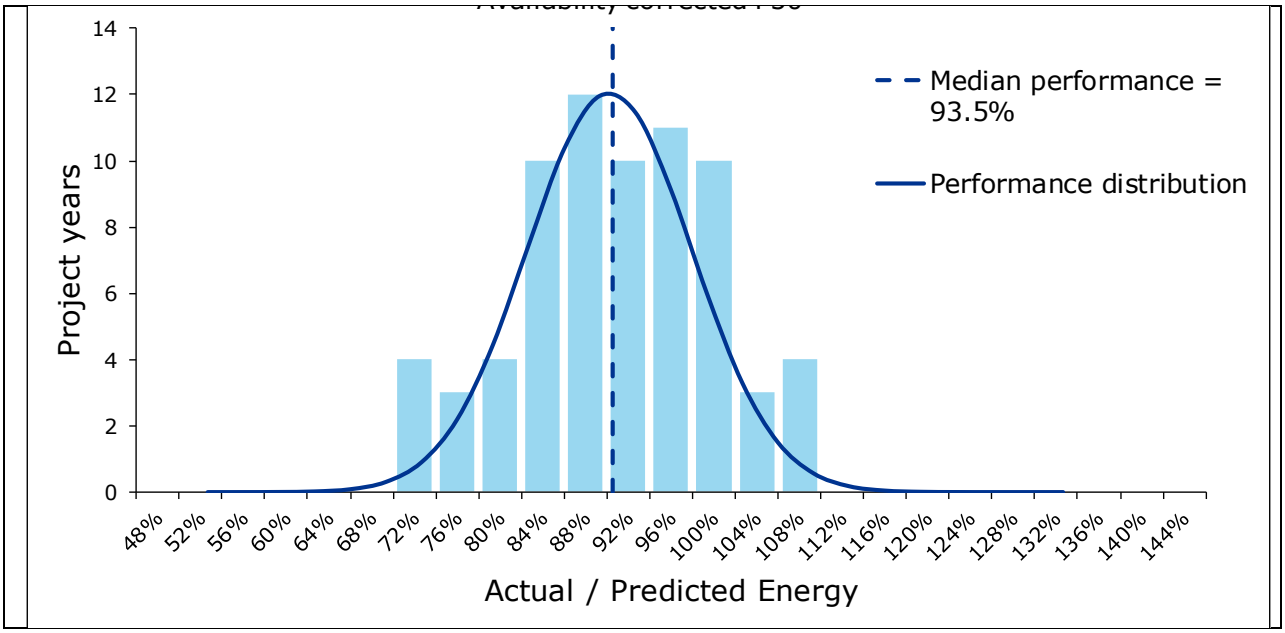


Figure 4-2 Project-year validation results for energy assessments in Brazil adjusted for windiness and availability

After the adjustments listed above were applied ("windiness" and "availability"), the outdated pre-construction energy predictions were updated to reflect closely the current best-practice DNV GL methodologies. The operational data was compared to the updated pre-construction predictions for each project year. The distribution of errors is shown in Figure 4-3.

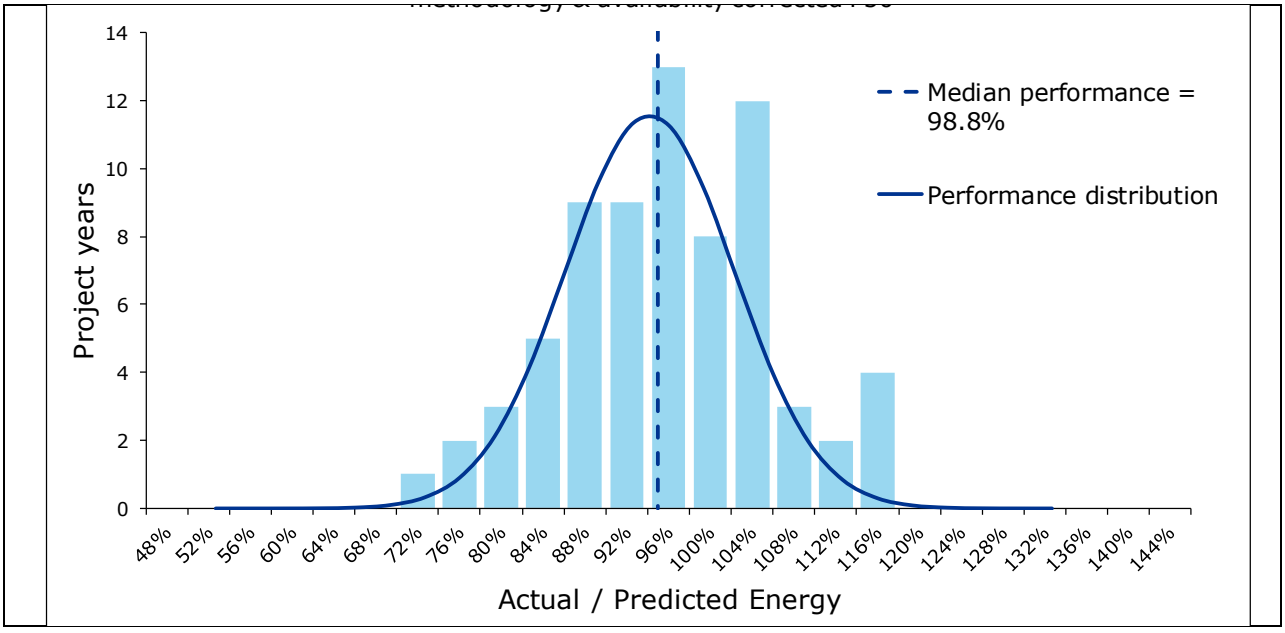


Figure 4-3 Project-year validation results for energy assessments in Brazil adjusted for windiness, availability and methodology refinements

4.2 Performance of DNV GL uncertainty model

The validation data set also allows for some comparison of the predicted and actual level of production risk through analysis of the predicted and observed distributions.

Ideally, the sample size of project years would be large enough so that no data adjustments would be required prior to plotting the observed prediction error distribution. In this case no corrections would be required to account for windiness to remove the variability of wind resource, nor the variability of project availability. The ideal distribution would have enough project years to represent the full range of possible and observed downside cases.

This is not the case of the DNV GL filtered project performance database of wind farms in Brazil. With about 72 project years and 36 projects, the sample size is not large enough for a direct comparison. Consequently, the shape of the expected and observed error distributions will hereby be compared using the adjusted datasets (the same data used to produce Figure 4-3). Although this choice does not allow for rigorous quantitatively comparison from a statistical perspective, it still provides valuable insights about DNV GL uncertainty model currently in use for pre-constructive assessments.

The expected long-term standard deviation of the subset of projects is approximately 10.2% based on the pre-construction predictions, while the equivalent observed standard deviation is approximately 9.7%. Idealized normal distributions representing the expected and observed probability distributions are shown below in Figure 4-4.

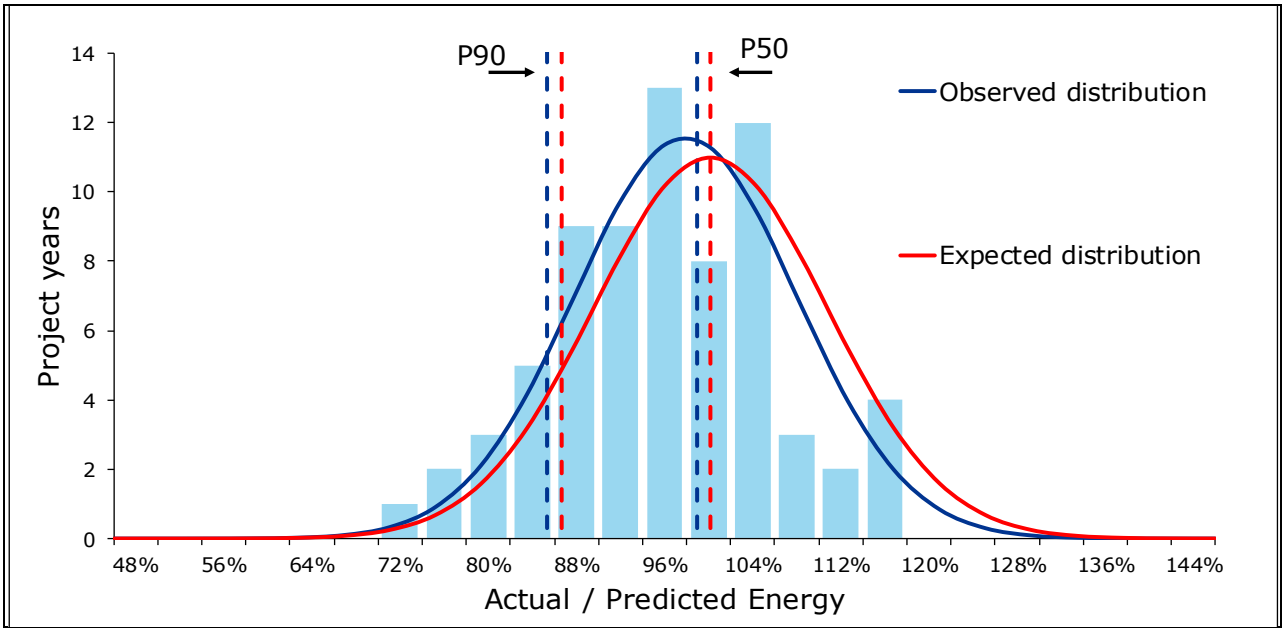


Figure 4-4 Idealized normal distributions representing the observed and expected long term production risk

5 CONCLUSIONS

5.1 Predictions accuracy

As illustrated by Figure 4-1, after adjusting the historical data to remove the impact of wind resource variability during the operational period, the median of the prediction error distribution is about 89.2%. Since the wind resource variability over time has been accounted for, this gap of about 10.8% can be interpreted as an overprediction bias in the pre-constructive estimates resulting of the combination of the following variables:

- Wind farm system availability and technical methodology (applied during the project stage for estimating the wind farm future energy production).

An effort was made to isolate the effect of the system availability over time. As explained in chapter 3.1, both sides of the comparison (actual and predicted energy) were adjusted to reflect energy production at maximum availability. The median of the prediction error distribution in this case is about 93.5% (with a remaining gap of 6.5%).

The variation in the median between the results shown in Figure 4-1 and Figure 4-2 can be interpreted as the bias related to wind farm system availability. In other words, 4.3 percentage points of the median error in the actual/predicted energy comparison can be attributed to Brazilian wind farms having operated at availability levels that are considerably lower than those predicted during the pre-construction stage.

The remaining gap of about 6.5% can be interpreted as an overprediction bias in the pre-constructive estimates resulting of the following:

- Technical methodology applied during the project stage for estimating the wind farm future energy production.

As explained in chapter 3.2, where appropriate, historic pre-construction energy predictions were updated to reflect the current state-of-the-art, DNV GL methodologies. After all applicable data adjustments, the energy assessments performed in Brazil have a median performance gap of approximately 1.2%. The resulting distribution of errors is illustrated by Figure 4-3.

The variation in the median between the results shown in Figure 4-2 and Figure 4-3 can be interpreted as the bias related to divergences in technical methodology. In other words, 5.3 percentage points of the median error in the actual/predicted energy comparison can be attributed to the upgrades in technical methodology that were adopted by DNV GL over time, and are well detailed in chapter 3.2. Of all the methodology improvements listed in Table 3-1, the wind farm scaled blockage effect is the one with the greatest impact, accounting for about 2.0 percentage points of the gap (considering the average of all projects studied).

The shape of the distribution of errors was also investigated in chapter 4.2. While the width of the observed distributions is slightly smaller than the expected distributions, there is good agreement at the P90 level. This may suggest that DNV GL predictions have captured the risk level successfully.

5.2 Sample size

The comparisons between actual and predicted energy production that were presented through this study in the form of distribution of errors are dependent on the sample size (the number of comparison points).From a statistical perspective, the comparison results could be interpreted as having a 90% confidence level and a margin of error of 2% if the sample size was composed of at least 1700 project years.

In other words, 1700 or more surveys would be required to have a confidence level of 90% that the real value is within ±2% of the surveyed value.

However, for the database considered for this study, after all the filters described in chapter 2 are applied, the remaining sample consists of 72 project years. This means, in this case, that there is a 90% chance that the real value is within ±9.7% of the surveyed value. Consequently, all results presented in this study should be interpreted with caution, as the margin of error is high.

DNV GL intents to constantly upgrade this study with more data as the Brazilian turbine fleet matures.

5.3 Possible sources of remaining project performance gap

While the overall prediction gap is relatively small, several potential sources currently under investigation are discussed below:

- **Turbine performance:** Despite recent improvements within the industry, there remains uncertainty associated with predicting the performance of new and unproven turbine models. As noted above, several projects experienced significant levels of under-performance compared to pre-construction energy assessments.
- **Sub-optimal turbine operational losses:** This loss factor is difficult to validate due to the need for detailed 10-minute supervisory control and data acquisition (SCADA) system data and a thorough analysis. The magnitude of the lost energy at any given project is also partially dependent on the combination of project owner, operator, and turbine manufacturer, along with the terms of operations and maintenance (O&M) contracts. However, it is possible that turbines within a wind project, particularly those not subject to the increased scrutiny of a warranted power curve test, may be subject to higher energy losses than are currently assumed in pre-construction assessments.
- **Curtailment events:** This type of event remains a persistent issue for projects in many regions. Estimates of lost energy as a result of curtailment are difficult to accurately calculate. Curtailment also remains challenging to predict at the pre-construction stage of project development, especially over the timescales of project lifetimes, and in most cases is not included in the energy prediction. Given the potential for some projects to experience substantial curtailments, more comprehensive assessment of grid curtailment is warranted.

5.4 Future improvements

Figure 2-1 below illustrates the validation process and how the results of DNV GL's regular validation studies feedback into DNV GL pre-construction energy predictions. DNV GL intends to keep this cycle moving in the future and constantly upgrade this study with more data as the Brazilian turbine fleet matures.

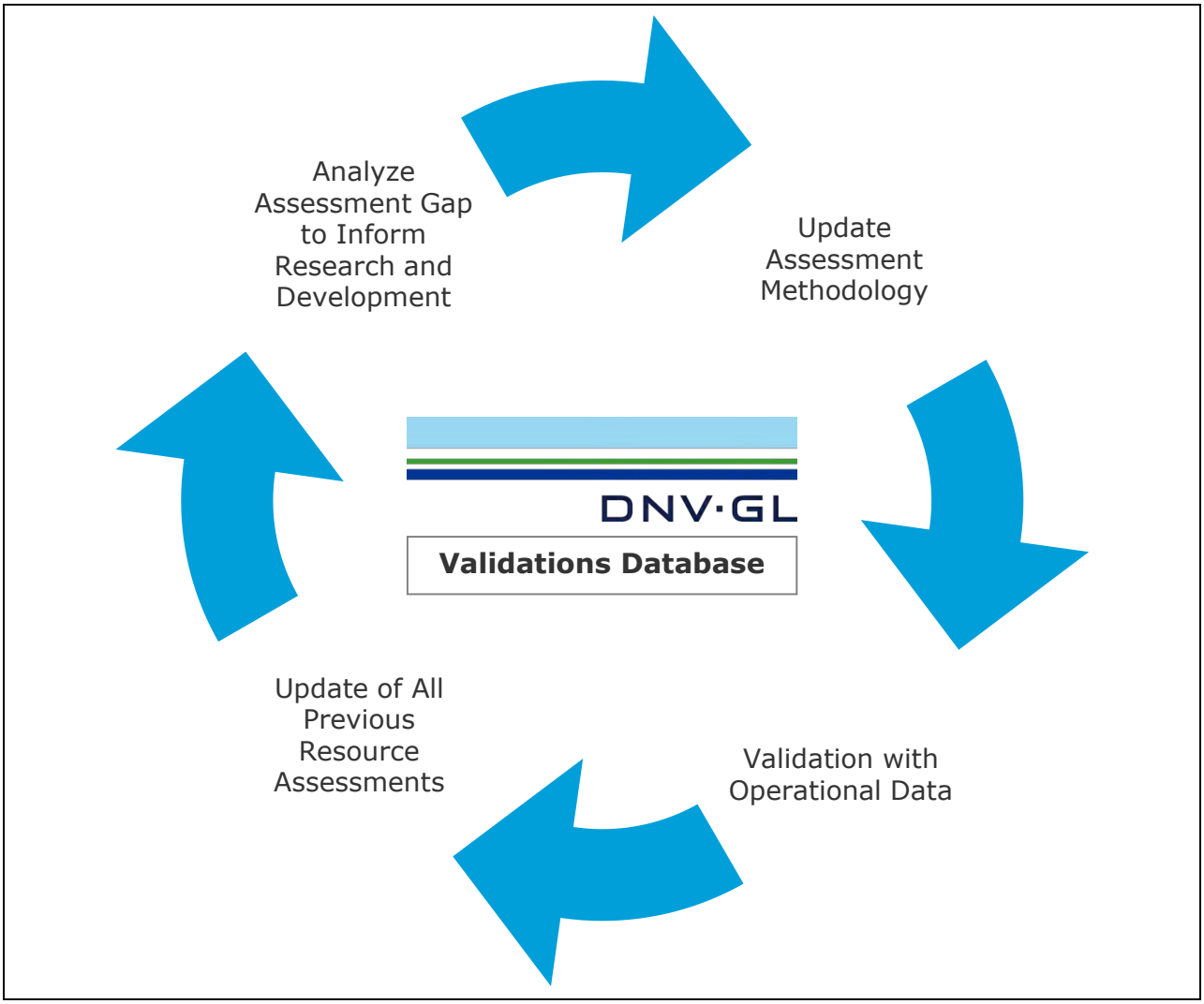


Figure 5-1 The validation and methodology refinement cycle

6 REFERENCES

[1] Ostridge, C. | Geer, T. | Elkinton, M. | Hill, M. | Johnson, C. **"Wind Power Project Performance White Paper, 2017 Update"**, EAA-WP-16-A, Houston, 2017.

[2] Papadopoulos, I. | Geer, T. | Beckford, T. | Ribeiro, C. **"Energy Production Assessment Validation 2019 Whitepaper"**, Great Britain, Ireland, North Europe offshore and South Africa, 2019.

[3] ONS. **"Operador Nacional Do Sistema Elétrico"**, February 2020. Website at: www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao.

[4] ERA-5. **"The European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF)"**, February 2020. Website at: www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/archive-datasets/reanalysis-datasets/era5.

[5] Bleeg, J. | Digraskar, D. | Woodcock, J. | Corbett, J. F. **"Modeling Stable Thermal Stratification and Its Impact on Wind Flow over Topography"**, Wind Energy, vol. 18, no. 2, 2014, pp. 369–383., doi:10.1002/we.1692.

[6] Ostridge, C. | Geer, T. | Parkhe, V. **"Modeling Turbine Performance Using the Dynamic Trio"**, AWEA Wind Resource Assessment Workshop, September 2015.

[7] Geer, T. **"Towards a More Realistic Uncertainty Model"**, AWEA Wind Resource & Project Energy Seminar, December 2014.

[8] Bleeg, J. | Purcell, M. | Ruisi, R. | Traiger, E. **"Wind Farm Blockage and the Consequences of Neglecting Its Impact on Energy Production"**, Energies, vol. 11, no. 6, 2018, p. 1609., doi:10.3390/en11061609.

IMPORTANT NOTICE AND DISCLAIMER

Neither DNV GL nor any group company (the "Group") assumes any responsibility whether in contract, tort (including without limitation negligence), or otherwise and no company in the Group including DNV GL shall be liable for any loss or damage whatsoever. This document is issued on a no reliance basis and nothing in this document guarantees any particular wind speed or energy output.

This report should be considered in its entirety. Reference to part of this report may lead to misinterpretation and is not permissible

ABOUT DNV GL

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification, technical assurance, software and independent expert advisory services to the maritime, oil & gas and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Combining leading technical and operational expertise, risk methodology and in-depth industry knowledge, we empower our customers' decisions and actions with trust and confidence. We continuously invest in research and collaborative innovation to provide customers and society with operational and technological foresight. Operating in more than 100 countries, our professionals are dedicated to helping customers make the world safer, smarter and greener.

© DNV GL Classificação, Certificação e Consultoria Brasil Ltda. All rights reserved.

AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE EÓLICA-SOLAR PARA O NORDESTE BRASILEIRO E SUAS CONSEQUÊNCIAS PARA REDUÇÃO DA OCIOSIDADE DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E CONFIABILIDADE DO ATENDIMENTO À CARGA DO SISTEMA.

Luis Henrique Zapparolli[1], Ricardo Abreu Peixoto da Silva[2], André Caiaffo Pereira[3], Rubens Brandt[4]

RESUMO

No Brasil observa-se um aumento expressivo na participação da geração eólica e solar na matriz energética nacional. Por se tratarem de fontes de geração inerentemente variáveis, é inevitável que haja momentos nos quais o sistema de transmissão de interesse restrito implantado esteja ocioso. Neste contexto, partindo-se de uma avaliação da complementariedade entre fontes eólicas e solares para o nordeste brasileiro, o artigo busca classificar os Estados do nordeste brasileiro com base em seu potencial de se associar projetos solares à eólicos preexistentes.

Propondo uma metodologia que visa maximizar a utilização do sistema de transmissão de interesse restrito e minimizar níveis de restrição de operação, o artigo avalia as consequências de se associar uma usina solar fotovoltaica, de potência de 124 MWac, ao Complexo Eólico Campo Formoso. A partir dos resultados obtidos, nota-se uma diminuição expressiva da ociosidade do sistema de transmissão de interesse restrito desta usina associada, além de haver um aumento considerável na confiabilidade do atendimento de uma carga típica do Sistema Interligado Nacional. Estendendo os resultados para o âmbito nacional, este artigo ressalta a importância de se garantir a segurança regulatória para que empreendedores busquem a associação de usinas de geração de energia por fontes inerentemente variáveis e distintas.

Palavras-chave: *Eólica, Solar, Híbrido, Associado, Complementariedade, Sistema de Transmissão, Ociosidade, Confiabilidade, Regulação.*

---

[1] B.[el] Engenharia Civil. Energia Consult – Engenharia, Consultoria e Gerenciamento de Projetos Ltda. Rua Sampaio Vidal, 1032, São Paulo, 01443-001. Brasil. luis.zapparolli@grupoenergia.com.br
[2] MSc Engenharia Civil. Energia Consult – Engenharia, Consultoria e Gerenciamento de Projetos Ltda. Rua Sampaio Vidal, 1032, São Paulo, 01443-001. Brasil. ricardo.silva@grupoenergia.com.br
[3] B.[el] Engenharia Civil. Energia Consult – Engenharia, Consultoria e Gerenciamento de Projetos Ltda. Rua Sampaio Vidal, 1032, São Paulo, 01443-001. Brasil. andre.caiaffo@grupoenergia.com.br
[4] B.[el] Engenharia Mecânica. Energia Consult – Engenharia, Consultoria e Gerenciamento de Projetos Ltda. Rua Sampaio Vidal, 1032, São Paulo, 01443-001. Brasil. rubens.brandt@grupoenergia.com.br

EVALUATION OF THE SOLAR WIND COMPLEMENTARITY FOR THE BRAZILIAN NORTHEAST REGION AND ITS CONSEQUENCES TO REDUCE THE TRANSMISSION SYSTEM IDLENESS AND TO INCREASE THE SYSTEM'S LOAD SUPPLY RELIABILITY.

ABSTRACT

In Brazil, there is a significant increase of the participation of wind and solar generation in the national energy matrix. As these are inherently variable sources of generation, it is inevitable that there are times when the restricted interest transmission system is idle. In this context, based on an assessment of the complementarity between wind and solar sources for Brazil's Northeastern region, this article seeks to classify States in Brazil's Northeastern region based on their potential to associate solar projects to pre-existing wind farms.

Suggesting a methodology that aims to maximize the use of the restricted interest transmission system, minimizing operating restriction levels, the article analyse the consequences of associating a 124 MWac photovoltaic solar plant to the Campo Formoso Wind Complex. From the results obtained, it is noted a significant decrease in the restricted interest transmission system idleness of this associated plant, besides considerable increasing in system loads supply reliability, of a National Interconnected System typical load. Extending the results to the national sphere, this article highlights the importance of ensuring the necessary regulatory security as an incentive to entrepreneurs to associate generation plants of inherently variable sources.

Key-words: *Wind Energy, Solar Energy, Complementarity, Transmission System, System Idleness, Reliability, Regulatory.*

1. Introdução

Ao longo dos últimos 15 anos foi observado no Brasil um aumento na participação das fontes eólica e solar na matriz energética de geração centralizada (desconsiderando geração distribuída), alcançando, em janeiro de 2020, respectivamente 9,01% e 1,45% da potência instalada no sistema (ANEEL, 2020).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, o incremento na participação da matriz energética deverá continuar a ser observado, sendo previsto um aumento em cerca de 2,6 vezes da potência eólica instalada, e em cerca de 5,0 vezes da potência solar instalada até 2029. Paralelamente, a Geração Distribuída (GD) deverá ter um incremento ainda mais relevante, aumentando em cerca de 12 vezes a participação atual (EPE, 2019). Destaca-se que apesar de a GD contemplar diferentes fontes, observa-se que os projetos nesse segmento vêm sendo majoritariamente da fonte solar. A Figura 1 apresenta esta evolução prevista.

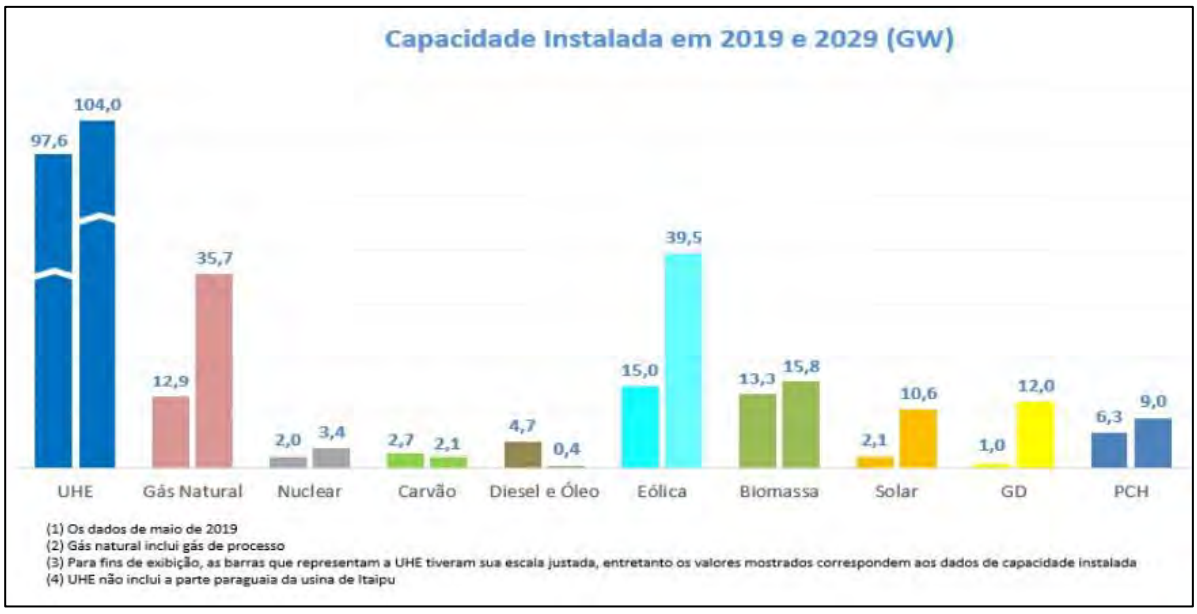


Figura 1: Evolução da Capacidade Instalada por Tecnologia (EPE, 2019)

Especificamente para a região nordeste, a partir do Boletim Mensal de Geração Eólica de outubro de 2019, identifica-se que a região era responsável por cerca de 83% da potência eólica total instalada no Brasil (O.N.S, 2019). Com relação às usinas fotovoltaicas, nota-se pelo Boletim Mensal de Geração Solar de outubro de 2019, uma capacidade instalada menos concentrada na região, a qual apresentava cerca de 43% da potência solar fotovoltaica instalada no país (O.N.S, 2019).

Os dados apresentados corroboram a inserção definitiva destas fontes de geração de energia na matriz energética brasileira.

Ressalta-se que em geral os projetos supracitados, apesar de englobarem diferentes fontes de geração, podem vir a enfrentar uma competição pelo sistema de transmissão, o que pode limitar o desenvolvimento de novos projetos.

Desta forma, entende-se como importante a discussão sobre a eficiência da utilização dos sistemas de transmissão e distribuição por estas fontes de geração de energia.

Uma vez que tanto a geração eólica quanto a fotovoltaica se caracterizam por geração intermitente e não controlável, invariavelmente haverá momentos durante um dia típico nos quais o sistema de conexão das usinas ao Sistema Interligado Nacional – SIN estará subutilizado. Deve ser ressaltado, entretanto, que, apesar de incontrolável, usinas solares fotovoltaicas apresentam considerável previsibilidade sobre o seu regime horário de geração.

Para exemplificar, o gráfico abaixo detalha a geração horária observada para o Conjunto Eólico Cristal localizado na Bahia, para o mês de novembro de 2019, assim como a potência máxima associada ao pico de geração.

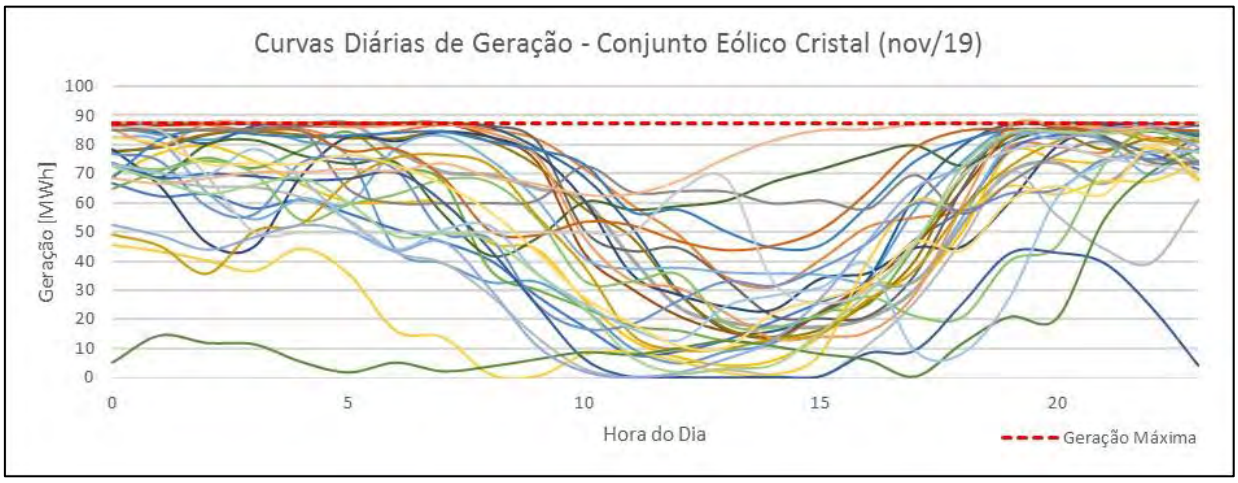


Figura 2: Geração Horária e Potência Máxima Associada ao Pico de Geração (adaptado de O.N.S, 2020)

Considerando que a usina tenha Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST contratado em valor equivalente à máxima potência associada ao pico de geração do mês, houve uma subutilização do sistema de transmissão de interesse

restrito do Complexo Eólico Cristal de cerca de 36%, ou seja, a 36% da capacidade nominal do sistema deixou de ser plenamente utilizada .

De uma maneira mais abrangente, considerando a distribuição horária de geração eólica para o ano de 2018 na Bahia, identifica-se uma subutilização de 33% da capacidade nominal dos sistemas de transmissão locais das usinas eólicas instaladas no estado, conforme detalhado pelo gráfico a seguir:

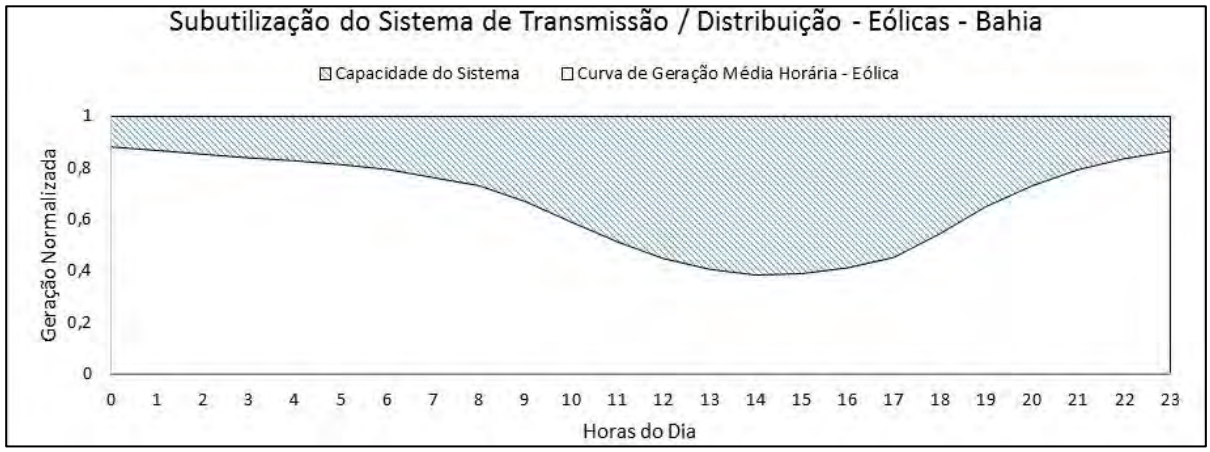


Figura 3: Subutilização do Sistema de Transmissão da Bahia – Dados Médios Horários de 2018 (adaptado de O.N.S, 2020)

Diante desta situação, interessa discutir alternativas que possam resultar em ganhos de eficiência do sistema de transmissão, dentre as quais a associação de usinas eólicas e solares para o uso de um mesmo sistema de transmissão de energia.

A implantação de usinas associadas eólico-fotovoltaicas, mesmo atualmente não apresentando regulação especifica vigente, mostra-se, por meio de cálculos teóricos, viável, sobretudo para o caso de parte da região nordeste, onde há predomínio de ventos noturnos em complemento à geração fotovoltaica.

Neste sentido, considerando a curva de geração observada para os empreendimentos eólicos e solares instalados na região Nordeste, sobretudo para a Bahia, propõe-se a discussão sobre a utilização conjunta de um mesmo sistema de transmissão por meio de usinas de geração eólica e fotovoltaica de forma a buscar uma otimização na utilização do Sistema Interligado Nacional, evitando, pois, momentos no qual a capacidade de transmissão instalada esteja ociosa.

2. Objetivo

Este artigo se inicia com uma proposta de classificação com base na complementariedade entre gerações eólica e fotovoltaica, com base em métodos matemáticos e dados horários disponibilizados pelo O.N.S para o Nordeste do país.

Adicionalmente, buscar-se-á apresentar uma metodologia simplificada para definição da potência fotovoltaica associada a uma usina eólica preexistente com vistas a maximizar a utilização do sistema de transmissão de interesse restrito do empreendimento, em detrimento a restrições da geração decorrentes de ultrapassagem do MUST contratado.

Ainda, as condições apresentadas serão a base de uma discussão da utilização do sistema de transmissão, considerando, dentre outras condições, as limitações regulatórias vigentes para o desenvolvimento de projetos eólico-fotovoltaicos associados.

3. Metodologia

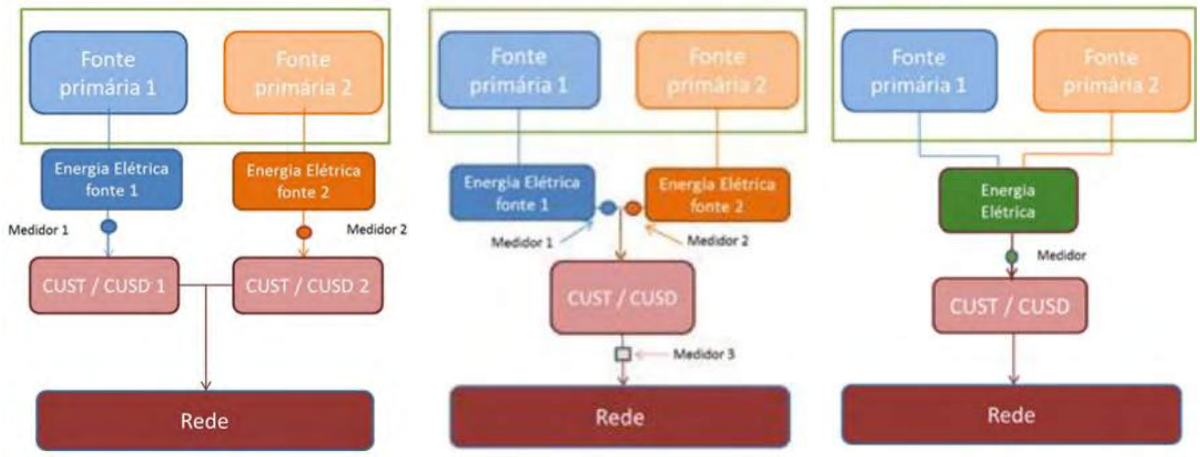
Após a definição dos conceitos básicos propostos pela EPE para classificação de usinas que se utilizam do mesmo ponto de conexão para escoamento de suas produções, a presente avaliação pode ser resumida nas seguintes etapas principais:

- Levantamento e normalização de dados de geração eólica e solar fotovoltaica, em base horária, disponibilizados pelo O.N.S;
- Levantamento mensal dos perfis médios de geração eólica e fotovoltaica por estado do Nordeste, classificando-os com base na ordem inversa dos coeficientes de correlação de Pearson obtidos;
- Desenvolvimento da metodologia para determinação da potência solar associada que minimize vacâncias do sistema de transmissão, assim como restrições de geração por ultrapassagem do MUST contratado;
- Aplicação da metodologia para um complexo eólico instalado na Bahia, no caso o Complexo Eólico Campo Formoso;
- Discussão dos resultados focado na avaliação da ociosidade de seu sistema de transmissão, assim como sua confiabilidade no atendimento à carga do SIN.

Ressalta-se que toda a avaliação foi realizada com base em dados de geração médios disponibilizados pelo O.N.S, sendo imprescindível que a avaliação da complementariedade entre usinas eólicas e fotovoltaicas para uma mesma área seja avaliada individualmente para definição do potencial exato de cada projeto.

4. Conceituação

A complementariedade entre a geração de duas usinas de fontes diferentes, sendo uma eólica e outra fotovoltaica para o caso em questão, pode ser obtida por meio das seguintes maneiras, conforme preconizado pela EPE (EPE, 2017):



Usinas Adjacentes Usinas Associadas Usinas Híbridas

Figura 4: Classificação de Usinas (EPE, 2017)

Usinas Adjacentes: alternativa na qual duas usinas são conectadas à rede por meio de um mesmo sistema de conexão, sendo assinado, entretanto, dois contratos de conexão distintos (CUST / D), um para cada usina. Neste caso específico, podem ser observados ganhos nos custos de implantação do sistema de conexão, assim como durante o período de operação e manutenção. Esta metodologia é utilizada pelo mercado quando se verifica, em uma mesma área, diversas usinas cujas Sociedades de Propósito Específico – SPE sejam detidas pelo mesmo empreendedor.

Usinas Associadas: alternativa semelhante à das usinas adjacentes, porém com apenas um contrato de conexão à rede (CUST / D) assinado. Para este caso, atualmente inexiste regulamentação específica tratando do assunto. Além dos ganhos observados para os custos de implantação da conexão e de operação e manutenção,

esta metodologia de associação pode acarretar em eventuais reduções nos valores totais referentes a encargos de uso do sistema de transmissão / distribuição.

Usinas Híbridas: usinas consideradas como híbridas são classificadas pela EPE como aquelas na qual há compartilhamento de equipamentos de geração / conversão de energia, não sendo possível, portanto, distinguir a fonte primária responsável pela geração verificada de energia. Para o caso específico de usinas eólicas e fotovoltaicas, empreendimentos seriam classificados como híbridos no caso, por exemplo, de compartilhamento dos conversores pela geração eólica e fotovoltaica ou, de maneira mais abrangente, caso haja armazenamento da geração (eólica ou solar, no caso) para posterior atendimento da carga.

As observações apresentadas a seguir são aplicáveis, em linhas gerais, a qualquer uma das três configurações acima apresentadas para a discussão entre a complementariedade de recursos eólico e solar.

Os próximos itens apresentarão o desenvolvimento e os resultados obtidos por meio da aplicação da metodologia proposta de classificação.

4.1. Levantamento de Dados

As avaliações apresentadas neste estudo foram baseadas em dados de geração de 01 de dezembro de 2018 a 30 de novembro de 2019 disponibilizados pelo O.N.S.. Em função da maior concentração de usinas eólicas em 4 Estados do Nordeste do país, o levantamento de dados compilou os resultados da operação para os seguintes Estados (O.N.S, 2019):

Tabela 1: Capacidade Instalada de Geração (O.N.S., 2019)

Estado	Eólica	Fotovoltaica
Rio Grande do Norte	3.959 MW	116 MW
Bahia	3.900 MW	607 MW
Ceará	1.813 MW	213 MW
Piauí	1.594 MW	210 MW

Especificamente para o caso da Bahia, a Figura 5 exemplifica os resultados da geração eólica observada no período entre dezembro de 2018 e novembro de 2019:

Figura 5: Curva de Geração Média Horária - Usinas Eólicas Bahia (adaptado de O.N.S, 2020)

Como pode ser observado, há um aumento na potência pico observada para a geração eólica no decorrer dos anos. Esta situação é explicada pela entrada em operação de novos empreendimentos de geração ao longo do período de análise, o que impossibilita a utilização direta dos dados de geração disponibilizados pelo O.N.S para o desenvolvimento da avaliação proposta. Cabe, neste caso, uma normalização dos dados de geração, conforme será apresentado na sequência.

4.2. Normalização dos Dados de Geração Brutos

Inicialmente foi aplicada uma normalização dos dados de geração com base na máxima geração observada em cada dia de operação. Como resultado, o intervalo de geração foi restringido entre 0,0 e 1,0, independentemente da potência instalada no período. A Figura 6 exemplifica os resultados desta normalização:

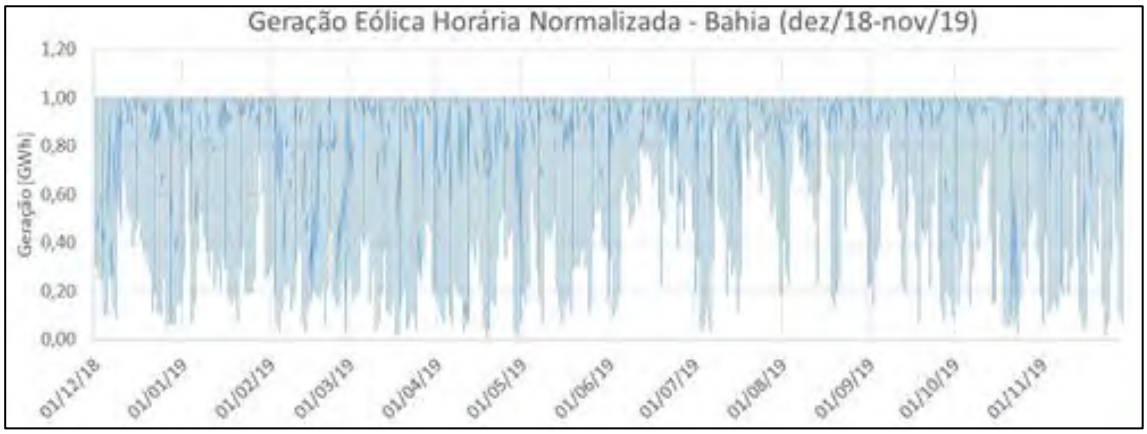


Figura 6: Curva de Geração Média Horária Normalizada - Eólicas Bahia (adaptado de O.N.S, 2020)

A escolha pela normalização diária é explicada pelo fato de as usinas serem usualmente liberadas para a operação em períodos diários. A normalização considerando geração máxima mensal poderia interferir nos resultados obtidos uma vez que a entrada de novas usinas ao longo do mês invariavelmente geraria uma distorção dos dados. Em seguida, para viabilizar a avaliação em base mensal, foi definida a geração média horária para cada mês do período.

A mesma metodologia foi aplicada nos dados de geração eólica observada para cada estado sob avaliação.

4.3. Perfis de Geração Mensais e Complementariedade Eólica – Solar

A partir da metodologia apresentada foram obtidos perfis de geração mensal eólica e solar fotovoltaica para todos os Estados analisados, resultando em um total de 48 perfis semelhantes ao indicado na Figura 7.

Os estados do nordeste foram classificados de acordo com sua complementariedade entre geração eólica e solar fotovoltaica a partir da avaliação pelo Coeficiente de Correlação de Pearson, o qual conforme detalhado por Monforti, et al. (2013) é computado da seguinte forma:

$$R_h = \frac{\sigma_{eólica,solar}}{\sqrt{\sigma_{eólica} \cdot \sigma_{solar)}}} \qquad [1]$$

Sendo: $\sigma_{eólica,solar}$: covariância entre dados de geração eólica e solar;

$\sigma_{eólica}$: desvio padrão dos dados de geração eólica;

σ_{solar} : desvio padrão dos dados de geração solar fotovoltaica;

Rh : coeficiente de correlação de Pearson, variando entre -1,0 a 1,0.

Uma vez que se busca complementariedade entre as fontes de energia, quanto mais negativos os resultados obtidos, mais favorável é a implantação conjunta de usinas fotovoltaicas e eólicas, ou seja, valores mais negativos indicam períodos de geração eólico e solar opostos ao longo do dia.

Aplicando-se esta formulação para os 48 perfis de geração obtidos, encontram-se os resultados apresentados pela Tabela 2:

Tabela 2: Coeficientes de Correlação de Pearson Mensal por Estado (autoria própria)

Coef. Pierson	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
RN	0,07	0,19	-0,18	-0,55	-0,56	-0,48	0,14	0,37	0,25	0,07	0,07	0,07	-0,08
BA	-0,65	-0,68	-0,81	-0,78	-0,66	-0,38	-0,66	-0,61	-0,80	-0,68	-0,73	-0,88	-0,73
CE	0,07	-0,06	-0,04	-0,33	0,12	-0,16	0,03	-0,02	0,18	0,14	0,30	0,21	0,03
PI	-0,43	-0,78	-0,75	-0,64	-0,30	-0,15	-0,48	-0,37	-0,41	-0,56	-0,63	-0,46	-0,53

Pela metodologia proposta, identifica-se que a Bahia foi classificada como melhor Estado, dentre os quatro avaliados, para a implantação conjunta de empreendimentos eólicos e solares. Evidentemente, como a metodologia considera resultados médios para toda a geração eólica e solar fotovoltaica observada para os Estados avaliados, análise em localidades específicas podem trazer resultados diferentes daqueles apresentados pela Tabela 2.

Para exemplificar os perfis de geração mais e menos favoráveis à implantação conjunta de usinas solares e eólicas, as figuras subsequentes ilustram os resultados, respectivamente, para dezembro na Bahia e agosto no Rio Grande do Norte:

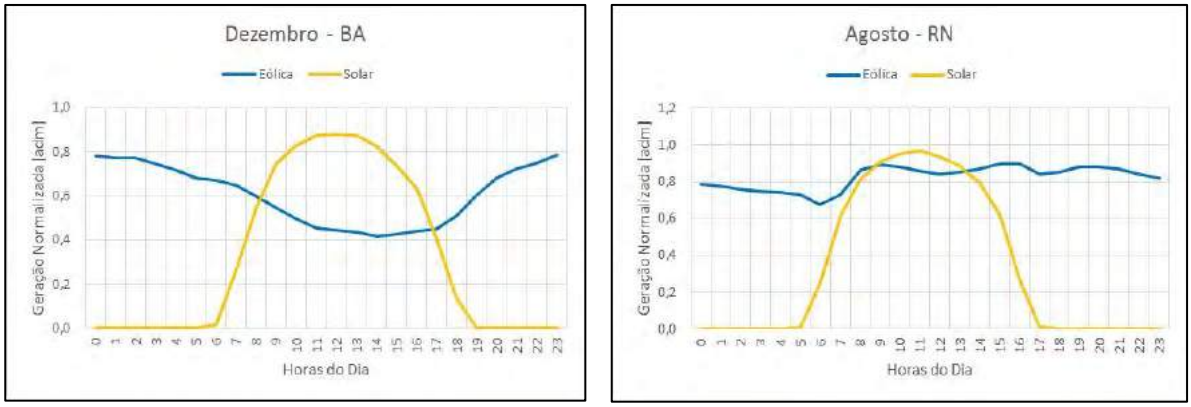


Figura 7: Perfis de Geração Eólica e Solar – Dezembro / Bahia e Agosto / Rio Grande do Norte (adaptado de O.N.S, 2020)

5. Definição Preliminar da Potência Fotovoltaica Associada

Com vista à identificação preliminar da potência fotovoltaica ótima a ser associada a uma usina eólica, partiu-se de duas premissas básicas: (i) maximização da geração de energia escoada e (ii) redução do volume de cortes de geração.

Considerando a regulamentação vigente e o volume representativo de empreendimentos eólicos instalados atualmente no Brasil, a metodologia proposta se baseia na implantação de uma usina fotovoltaica associada a uma eólica já existente. Para o cenário proposto, com compartilhamento da infraestrutura elétrica e sistema de conexão à rede e atendimento às premissas apresentadas, deve ser garantida a seguinte condição:

$$Mínimo\ \{\ \sum_t (CAP_t - (EOL_t + UFV_t)^2\ \} \qquad [\ 2\ ]$$

Sendo: $CAP_t = capacidade\ do\ sistema\ de\ conexão\ no\ tempo\ t\ [W]$

$EOL_t = potência\ eólica\ injetada\ no\ tempo\ t\ [W]$

$$UFV_t = potência\ fotovoltaica\ injetada\ no\ tempo\ i\ [W]$$

Buscando a máxima utilização do sistema de transmissão de interesse restrito, em um cenário ótimo, para cada intervalo de tempo “t”, a potência associada EOL + UFV deveria idealmente utilizar toda a capacidade disponível do sistema de conexão de interesse restrito implantado. Evidentemente, existem diversos outros fatores que interferem na definição da potência fotovoltaica ótima a ser associada a uma usina eólica existente, devendo ser ressaltado que a formulação aqui proposta busca maximizar a utilização do sistema de transmissão de interesse restrito, com minimização do nível de restrições operacionais por extrapolação da capacidade do sistema.

5.1. Aplicação

Como forma de validar a proposta apresentada para determinação preliminar da potência fotovoltaica ótima associada a uma eólica já existente, partiu-se dos dados de geração disponibilizados pelo O.N.S para o Conjunto Eólico Campo Formoso, localizado na Bahia, de 180 MW de potência instalada. Este mesmo valor de potência foi considerado como limite de escoamento do sistema de transmissão de interesse restrito, assim como do ponto de conexão do projeto.

Considerando a distribuição de geração observada entre dezembro de 2018 e novembro de 2019, identifica-se uma subutilização de 46% da capacidade nominal do sistema de transmissão de interesse restrito. A Figura 8 detalha, por exemplo, a utilização do sistema de transmissão pelo CGE Campo Formoso durante o mês de dezembro de 2018. A partir dela é possível identificar, por meio da área hachurada, quando o sistema se encontra ocioso, ou seja, com sua capacidade não sendo plenamente utilizada pela geração eólica.

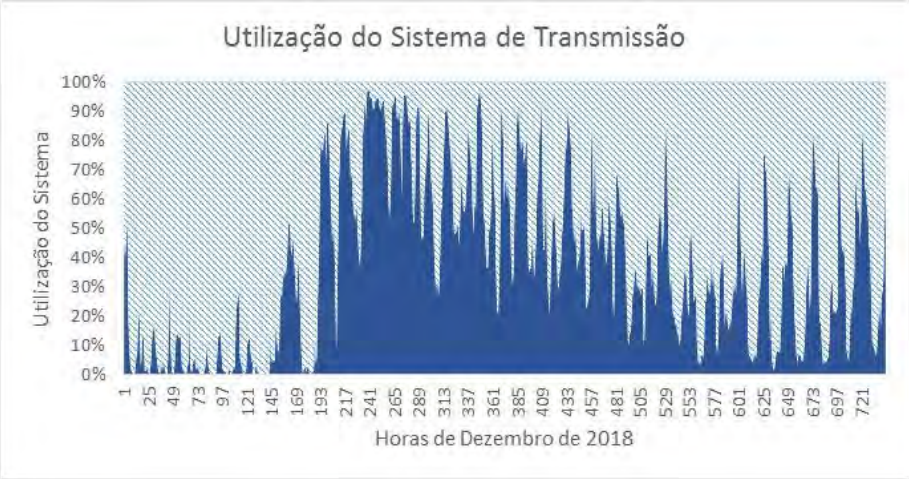


Figura 8: Utilização do Sistema de Transmissão pelo Complexo Eólico Campo Formoso em Dezembro de 2018 (adaptado de O.N.S, 2020)

Considerando os perfis diários normalizados de geração solar observados para o período entre dezembro de 2018 e novembro de 2019, é possível determinar a potência instalada da usina solar. Aplicando-se a minimização da equação [2], obtém-se um potência solar associada ótima de 124,2 MWac a ser instalada de forma a compartilhar e maximizar a utilização do sistema de transmissão deste empreendimento, minimizando os níveis de restrição decorrentes de ultrapassagem da capacidade do sistema de transmissão de interesse restrito.

Ressalta-se que esta potência foi definida considerando o período que se estende de dezembro de 2018 a novembro de 2019, sendo que idealmente a definição da potência associada deverá ser avaliada para séries representativas de longo prazo.

5.2. Resultados

Como forma de avaliar a eficácia da associação de usinas eólicas e solares, os resultados obtidos podem ser analisados sob duas óticas distintas: (i) redução da subutilização do sistema de transmissão e (ii) atendimento da carga pela geração eólica-fotovoltaica associada.

5.2.1. Redução da Subutilização do Sistema de Transmissão

Para dezembro de 2018, a Figura 9 detalha a utilização do sistema de transmissão (com capacidade assumida de 180 MW), quando da implantação da usina solar associada (curvas amarelas):

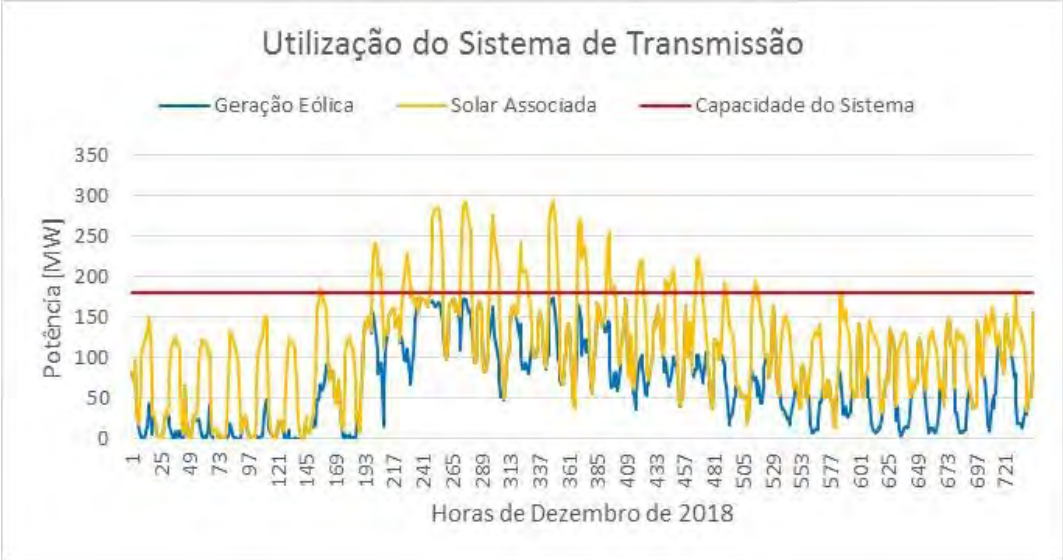


Figura 9: Utilização do Sistema de Transmissão pelo Complexo Eólico Campo Formoso e Usina Solar Associada em Dezembro de 2018 (adaptado de O.N.S, 2020)

Pela Figura 9, nota-se que, pelo sistema apresentar capacidade limitada de 180 MW, haverá restrições de geração da ordem de 4,7 GWh no mês de dezembro de 2018, o que representa cerca de 5,3% da geração total mensal. Por outro lado, para o mesmo mês, a taxa de ociosidade do sistema de transmissão é reduzida de 59% para 39%.

Para o período inteiro de análise, de dezembro de 2018 a novembro de 2019, há um aumento de 34% na geração total, passando de 839 GWh/ano para 1.127 GWh/ano, além de uma redução na ociosidade do sistema de 46% para 28% quando da associação da usina solar. Por outro lado, a taxa de curtailment devido à restrição do sistema de conexão é da ordem de 7,3%, redução aplicável sobre a geração da usina solar, dado que esta foi implantada associada à eólica preexistente.

A Figura 10 foi elaborada como forma de avaliar o impacto do aumento da potência solar associada com relação ao nível de ociosidade do sistema e nível de *curtailments* observados.

A Figura 10 apresenta de forma gráfica que a minimização conjunta da ociosidade do sistema de transmissão e do nível de curtailment resulta em uma potência associada da ordem de 120 MW, conforme aquela obtida com o método proposto. Por outro lado, como existem custos associados tanto à potência solar a ser instalada, quanto na perda de geração ocasionada pelos curtailments ocorridos, é de primeira importância que se pondere, caso a caso, os reais ganhos gerados com a implantação de uma usina solar associada a uma eólica operacional.

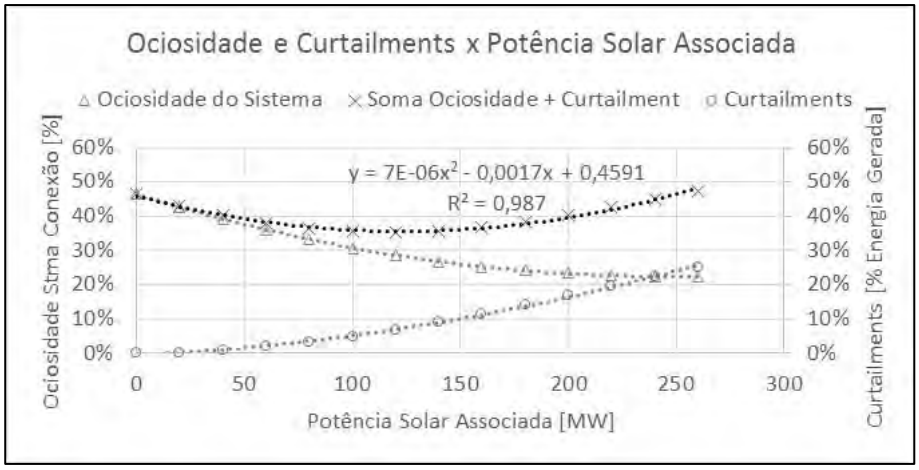


Figura 10: Curtailments e Ociosidade do Sistema Função da Pot. Solar Associada (autoria própria)

5.2.2. Confiabilidade no Atendimento à Carga

Com vistas a identificar a confiabilidade no atendimento à carga, a Figura 11 detalha as curvas de permanência da potência gerada pelo Complexo Eólico Campo Formoso de forma isolada, e associada com a usina solar com potência instalada de potência 124 MWca.

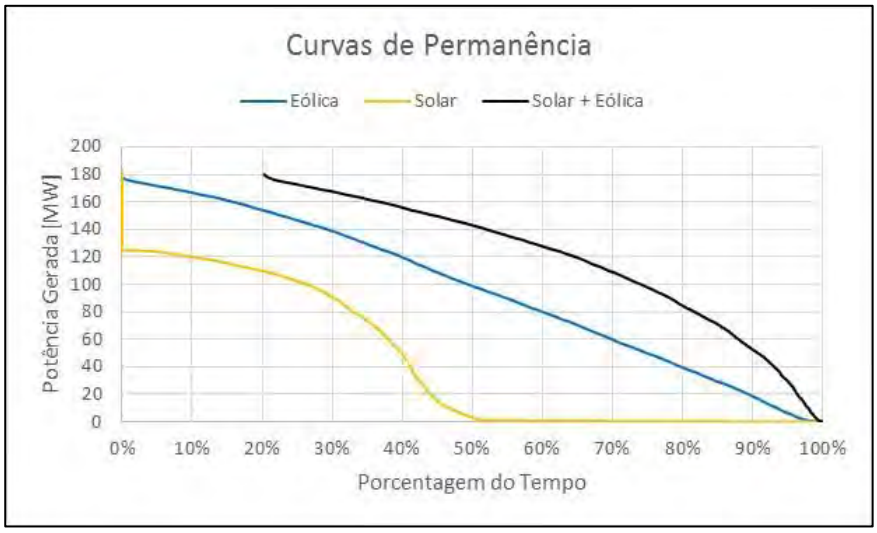


Figura 11: Curva de Permanência para Atendimento de Carga (autoria própria)

É possível identificar que há uma melhoria representativa na confiabilidade de atendimento de cargas do sistema, ou seja, uma carga de mesma potência é atendida em uma maior porcentagem do tempo. Por exemplo, para uma carga de 100 MW, a usina eólica apresenta uma confiabilidade de atendimento em 50% do tempo,

enquanto que a usina associada apresenta uma confiabilidade de atendimento da ordem de 75%, com a carga nominal de 180 MW sendo atendida em ao menos 20% do tempo de operação do conjunto.

Por outro lado, é evidente que existe uma variação horária da carga do sistema. Sendo assim, com base na distribuição horária de carga do sistema nacional observada para o período entre dezembro de 2018 e novembro de 2019, foi traçada a curva de permanência de carga do SIN (Figura 12).

Figura 12: Curva de Permanência de Carga do SIN (adaptado de O.N.S, 2020)

Como a usina em estudo detém, supostamente, potência contratada de 180 MW, esse valor equivale à máxima carga instantânea que pode ser atendida unicamente por sua geração. Desta forma, ao se comparar os gráficos da Figura 11 e da Figura 12, adequando-se a carga máxima da curva de permanência do SIN para equivaler à potência máxima atendida pela usina, obtêm-se os resultados detalhados a seguir.

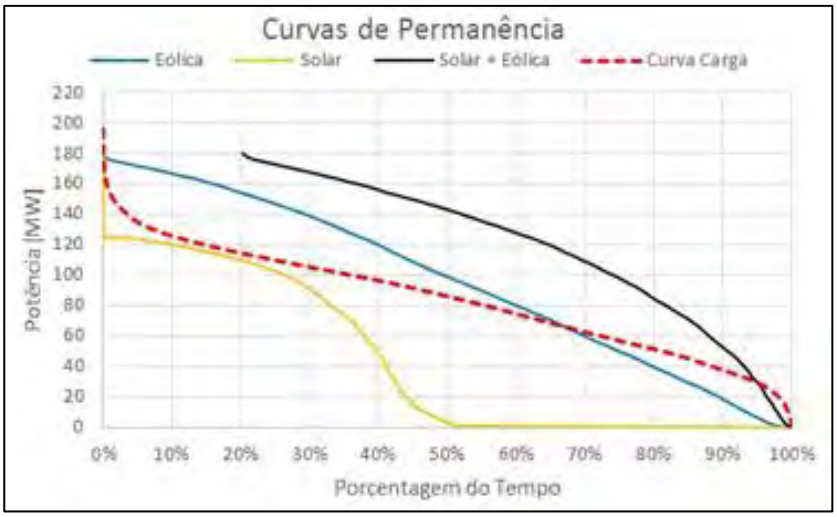


Figura 13: Atendimento Curva de Carga 180 MW de Permanência Típica do Sistema (autoria própria)

A Figura 13 evidencia uma melhora representativa no atendimento de distribuição de carga semelhante àquela observada para o SIN (curva vermelha) quando se associam usinas eólicas e solares por meio de um mesmo sistema de conexão. A usina isolada atende a potência da carga em cerca de 66% do tempo, enquanto a associação com a usina solar resulta em um aumento desta confiabilidade do atendimento da potência da carga para cerca de 95% do tempo.

Analisando-se, então, a curva de carga horária média ao longo de todo o período de análise, obtém-se uma melhora da taxa de atendimento de 61% para o caso da usina eólica isolada, para 82% quando da associação com a usina solar proposta. A Figura 14 demonstra, visualmente, uma melhora expressiva no atendimento da carga média anual quando da associação das usinas:

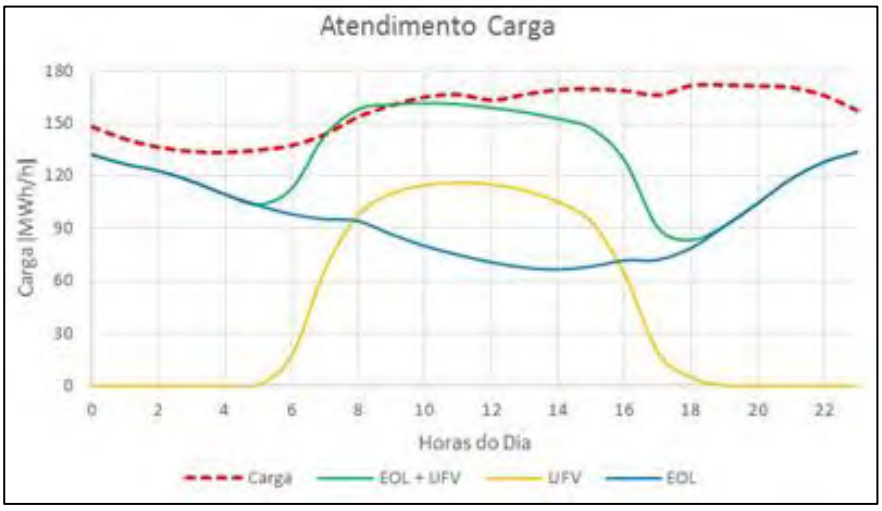


Figura 14: Atendimento da Carga Horária Média Anual (autoria própria)

Ressalta-se, por outro lado, que para o período de ponta, usualmente adotado pelas concessionárias, entre às 17h e 20h, observa-se uma melhora pouco expressiva na melhoria no atendimento da carga média:

Tabela 3: Melhoria no Atendimento da Carga de Pico (autoria própria)

Horário		17h	18h	19h	20h
Carga (MWh/h)		166,52	172,03	172,42	171,79
Geração (MWm)	Eólica	72,05	78,83	91,18	104,45
	Eólica + Solar	90,66	83,45	91,33	104,45
Melhora no Atendimento		19,7%	5,0%	0,2%	0,0%

6. Discussão

Ao se avaliar a relação potência instalada e carga instalada do sistema elétrico nacional entre 2014 e 2019, nota-se uma piora constante neste índice. Em 2014, o sistema contava com 134 GW de potência instalada para atendimento de uma carga de 62 GWmédios (2,16 GWinstalado / GWmédios). Já em 2019, para atendimento de uma carga de 68 GWmédios, existia uma capacidade instalada total de 168 GW (2,48 GWinstalado / GWmédios). Como resultado, identifica-se uma redução de 13% na eficiência de atendimento da carga do sistema.

Considerando que o sistema interligado nacional é dimensionado para atendimento de toda a capacidade de geração elétrica instalada, usinas geradoras que apresentam fonte de energia inerentemente variável, quando isoladas, contribuem para a perda de eficiência do sistema elétrico nacional. Por outro lado, ao se associar fontes de geração complementares, dentre elas eólica e solar, nota-se uma melhora na utilização do sistema de transmissão e, consequentemente, uma redução dos custos relacionados ao seu uso e a expansões que se fazem necessárias para atendimento dos pontos de geração e consumo espalhados no território nacional.

Desta forma, entende-se ser de primeira importância que existam condições favoráveis para a associação completa entre usinas de fontes variáveis com vistas a maximizar a eficiência de atendimento da carga.

Dentre os sinais que poderão incentivar a maximização da eficiência de geração à carga, pode-se citar (i) implementação de preço de liquidação de diferenças (PLD) horário (atualmente em fase de implantação), e (ii) possibilidade de associação de usinas com a assinatura de um único contrato de uso do sistema de transmissão.

O PLD horário deverá expor geradores eólicos a valores mais elevados de energia dado que, no geral, a geração eólica no nordeste do Brasil é concentrada durante períodos noturnos, quando há menor demanda energética. Neste sentido, a associação de usinas solares a eólicas existentes, por resultar um patamar mais constante de geração, poderá reduz a exposição dos geradores eólicos às variações observadas do PLD horário.

Por outro lado, faz-se necessária regulamentação específica que permita a associação completa de usinas solares e eólicas, de forma que, além de ser contratado um único montante de uso do sistema de transmissão, seja prevista uma garantia física para a associação de usinas: resultado de um aumento expressivo na confiabilidade de atendimento da carga, conforme detalhado neste artigo.

Desta forma, alinhando as condições mencionadas às reduções de custos relacionados à utilização de grande parte de uma mesma infraestrutura elétrica por projetos associados, as condições de curtailments observadas quando da associação de usinas de fontes variáveis passarão a ser melhor avaliadas pelos empreendedores.

7. Conclusões

Conforme detalhado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, o qual apresentou pela primeira vez a citação sobre usinas híbridas, o compartilhamento entre fontes eólica e solar poderia levar a uma otimização da utilização do sistema de transmissão, incluindo subestações e linhas de transmissão, sendo ressaltado, entretanto, que tal conclusão não deve ser generalizada (EPE, 2017).

O estudo apresentado buscou detalhar que existem vantagens suficientes que justifiquem a avaliação, por parte dos empreendedores, da possibilidade de associação de usinas solares a eólicas existentes, com vistas, além de uma eventual redução de sua exposição a riscos regulatórios, a buscar sinergias inerentes a esta associação, com reduções nos custos de implantação e operação e manutenção dos projetos associados.

Mesmo atualmente já existindo sinais que permitam ao menos a avaliação da complementariedade entre as fontes estudadas, ressalta-se a importância de se garantir a atualização das condições regulatórias que regem à implantação de tais sistemas de forma que seja transmitida, aos empreendedores, a segurança regulatória necessária para implantação de projetos associados.

8. Bibliografia

ANEEL. (21 de janeiro de 2020). *Agência Nacional de Energia Elétrcia*. Fonte: Banco de Informações de Geração: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm

EPE. (2017). *Empresa de Pesquisas Energéticas - Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.* Brasília - DF: Ministério de Minas e Energia - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético.

EPE. (2017). *Empresa de Pesquisas Energéticas, Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Avaliação da Geraçao de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas. Propostas Metodológica e Estudos de Caso.* Brasília - DF: Ministério de Minas e Energia.

EPE. (2019). *Empresa de Pesquisas Energéticas - Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.* Brasília - DF: MInistério de Minas e Energia - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético.

Monforti, F., Huld, T., Bódis, K., Vitali, L., D'Isidoro, M., & Lacal-Arántegui, R. (13 de Outubro de 2013). Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy. A Monte Carlo approach. *Renewable Energy*, pp. 576 - 586.

O.N.S. (2019). *Operador Nacional do Sistema Elétrico. Boletim Mensal de Geração Eólica - Outubro, 2019.* Rio de Janeiro: Diretoria de Operação - DOP, Gerência Executiva de Apuração, Análise e Custos de Operação - AO.

O.N.S. (2019). *Operador Nacional do Sistema Elétrico. Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica - Outubro, 2019.* Rio de Janeiro: Diretoria de Operações - DOP, Gerência Executiva de Apuração, Análise e Custos de Operação - OP.

O.N.S. (25 de janeiro de 2020). *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Fonte: Resultados da Operação - Histórico de Operação: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

O.N.S. (02 de fevereiro de 2020). *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Fonte: Carga de Energia: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx

Pereira, F. A., & Oliveira, . M. (2011). *Laboratórios de Energia Solar Fotovoltaica* (1 ed., Vol. 1). Publindústria.

Cálculo de Séries Temporais de Energia para Projetos Eólicos

João Caldas, Thales Delmiro, Vicente Ferrer
Departamento de Engenharia/Casa dos Ventos
Av. Brigadeiro Faria Lima 3477 14º Andar, São Paulo-SP, Brasil
joao.caldas@casadosventos.com.br
thales.delmiro@casadosventos.com.br
vicente.ferrer@casadosventos.com.br

Resumo: Considerando a necessidade de fornecer séries de geração de usinas eólicas vista a demanda por soluções de usinas híbridas e alternativas de armazenamento, diferentes formas de cálculo foram avaliadas neste estudo. A comparação entre os diferentes métodos de estimativas fornece uma sensibilidade da possível variação dos resultados para um projeto eólico de grande porte com grande quantidade de medições anemométricas em construção no Nordeste do Brasil. Ainda, abordagens para perdas variáveis no tempo foram avaliadas, como perdas elétricas e modelagem probabilística para perdas por indisponibilidade.

Abstract: Considering the need for time series of energy estimates for wind power due to market evolution demanding hybrid power plant and storage solutions, different time series approach were evaluated in this study. A comparison among estimates provides a sensitivity of the possible variation of the results for a large wind project with a large quantity of high quality measurements under construction in the Northeast of Brazil. Time-varying losses were also evaluated, such as electrical losses and probabilistic modeling for unavailability losses.

Palavras-chave: Geração Eólica, Séries Temporais de Geração, Recurso Eólico, Sazonalidade, Modulação.

INTRODUÇÃO

A estimativa de geração de energia de um projeto eólico pode ser feita de várias formas, visto que ainda não há um cálculo padrão estabelecido por normas, embora existam iniciativas

nesse sentido [1]. Consultorias independentes calculam as estimativas de produção das usinas por métodos próprios, utilizando medições locais, modelos satelitais, métodos de CFD, microescala e/ou mesoescala com modelos de meteorologia. É muito mais comum na indústria, entretanto, uma modelagem estatística por médias e distribuições em frequência, em detrimento do cálculo detalhado em função do tempo. Esse tipo de simplificação surgiu quando os recursos computacionais não eram tão disponíveis como hoje, permitindo estimativas suficientemente robustas, sem precisar estimar a energia para cada intervalo de tempo da série temporal. Porém, essa abordagem por médias não permite o cálculo de sazonalidade mensal ou perfil diário de energia diretamente, nem consegue expressar as perdas de forma mais realística (manutenção programada em um período de calmaria, por exemplo). Alguns artifícios ou cálculos posteriores são realizados para entregar os resultados de geração média horária e mensal, atualmente bastante demandados para comercialização de energia e modelagem de usinas híbridas.

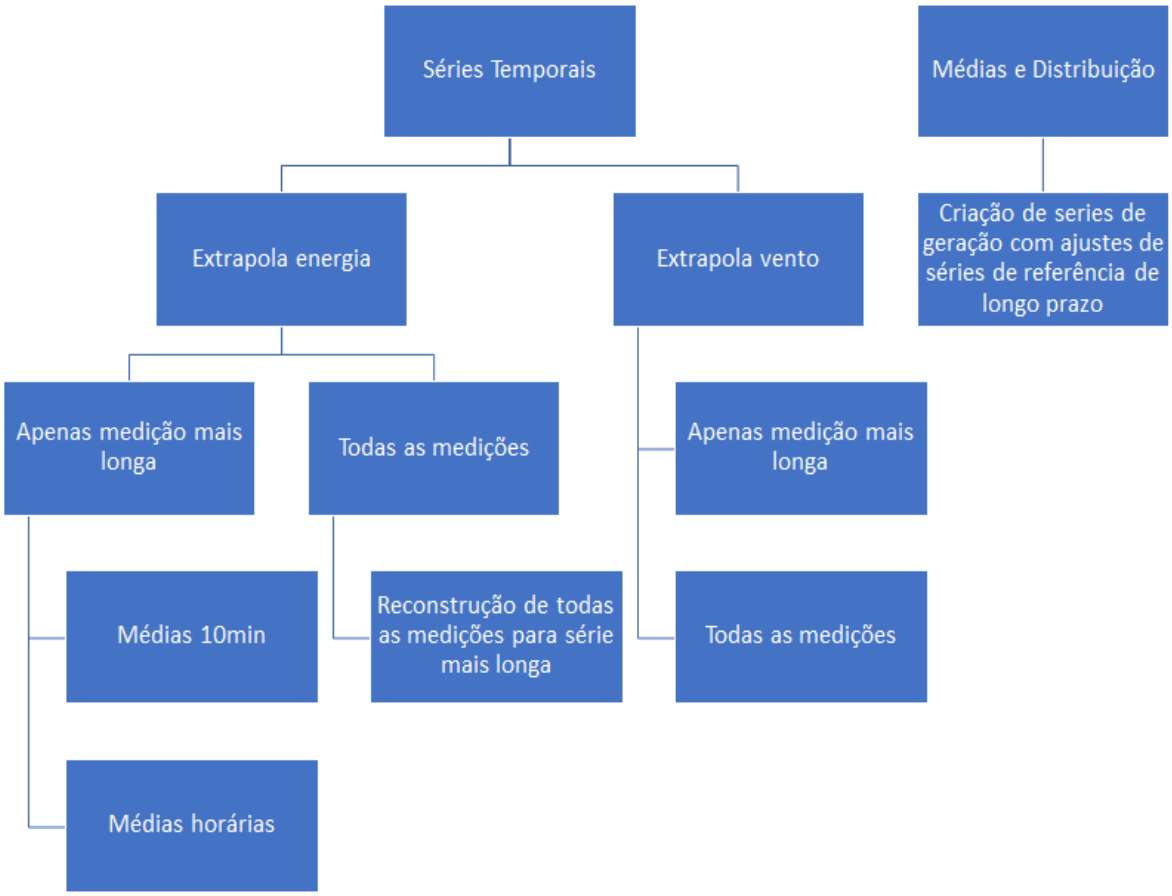


Figura 1 - Possibilidades de cálculo de energia por séries temporais.

A Figura 1 ilustra algumas possibilidades para cálculo de energia em séries temporais, além da abordagem por médias e distribuição. Como mencionado, os métodos de cálculo em séries temporais podem ser dividido em 2 grupos: cálculo de energia pode ser feito antes ou depois da

extrapolação temporal das séries medidas para o longo prazo, seja para o período anterior ou posterior às medições. Visto que os dados de referência do período anterior às medições estão disponíveis para este estudo, as extrapolações de longo prazo foram feitas utilizando os dados das séries de referência do passado; embora a projeção de séries para cenários futuros também seja uma possibilidade.

A Figura 2 ilustra um exemplo hipotético de períodos de medições e extrapolações para longo prazo.

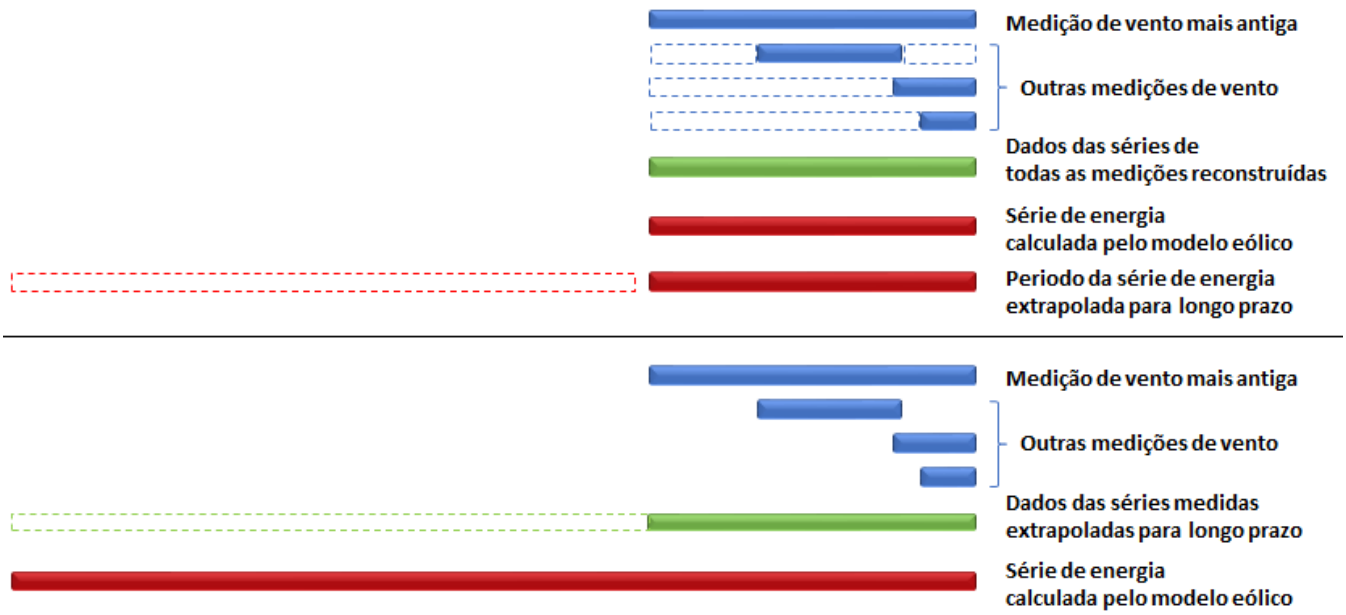


Figura 2 - Extrapolações de longo prazo antes ou depois do cálculo de energia pelo modelo eólico.

Ainda, os resultados de perfil diário e sazonalidade podem ser obtidos utilizando apenas uma medição (a mais longa) ou adotando todas as torres anemométricas do projeto. Neste último caso, utiliza-se ou o período comum mais longo da maioria das torres (*e.g.* 3 anos de medição) e se descarta as medições fora desse periodo, ou se faz necessária a reconstrução das séries com períodos de medição distintos para que o cálculo de energia seja feito no período da medição mais longa possível. Assim, possuindo um bom método de reconstrução (*Linear Least Square* - LLS*, Matrix Time Series* - MTS*, Machine Learning* - ML, etc), consegue-se utilizar todo o dado medido, evitando-se qualquer desperdício, utilizando-se das correlações entre as medições para se estender as mais curtas. Para o caso da série de energia calculada para o período de medição mais longo, foi avaliado ainda o impacto do cálculo de energia em série 10-minutos com agregação horária dos resultados ou diretamente em médias horárias. Pressupõe-se que agregações em

médias horárias podem apresentar perdas por efeito esteira ou de cortes setoriais diferentes se a distribuição em frequência da direção for alterada pela agregação.

No método tradicional de estimativa energética (médias e distribuição), os perfis médios de geração podem ser calculados por ajuste de séries de referência de longo prazo. Séries de vento e densidade são convertidas em séries de potência com a curva de desempenho da máquina e valores proporcionalizados para a energia média do projeto. Por essa abordagem, fica evidente que fenômenos físicos e não-lineares (tais como efeito esteira) não conseguem ser representados nesses resultados.

Base de dados de referência de longo prazo utilizada: ERA5.

O ERA5 pertence ao ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), instituto de pesquisa europeu que fornece previsões climáticas e monitoramento atmosférico de todo o globo. O ERA5 utiliza o sistema de assimilação 4D-Var do ciclo CY41R2 do ECMWF IFS (Integrated Forecast System), fornecendo séries horárias de vento zonal e meridional a 100m de altura desde 1979 em resolução de 0,25ºx0,25º. Para compor seus modelos, o ERA5 utiliza dados satelitais, de radiossondas, aeronaves, entre outros. Para o estudo da melhor base de reanálise para o projeto, correlacionou-se suas medições anemométricas com pontos de grid mais próximos, utilizando-se as bases de reanálise mais conhecidas do mercado. Como percebe-se pela Figura 3, a base ERA5 é a que melhor se correlaciona com as medições anemométricas do projeto em estudo (média de 0,88 em correlação diária para a posição de grid Pos1).

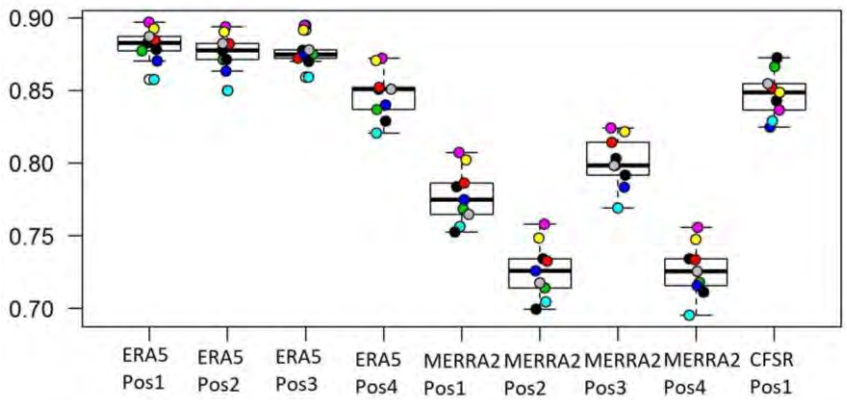


Figura 3 - Correlações entre séries de velocidade do vento (medições e referências) para correções de longo prazo de torres anemométricas do projeto com diferentes séries de referência. Correlações com as posições do ERA5 são as de melhor performance.

MÉTODOS

Método de cálculo de energia adotado

O método de cálculo de energia depende da distribuição tanto espacial como temporal do recurso eólico no projeto de interesse. No método adotado a distribuição espacial de informações são disponibilizadas em forma de um mapa de recurso eólico ajustado com medições, que inclui velocidade do vento e parâmetros de distribuição estatística por direção do vento (frequência e parâmetros de Weibull) em pontos com espaçamento fixado. A distribuição temporal do recurso, vem da própria medição anemométrica em si, disponíveis pela instrumentação de anemômetros, birutas e estações meteorológicas ao longo do projeto. Além disso, características de funcionamento da turbina de acordo com as condições do escoamento e suas curvas de potência e modelos de terreno e de rugosidade também são entradas do cálculo. A figura 4 resume de maneira geral o fluxograma do cálculo de energia adotado. Na ocasião, utilizou-se o software OpenWind [2].

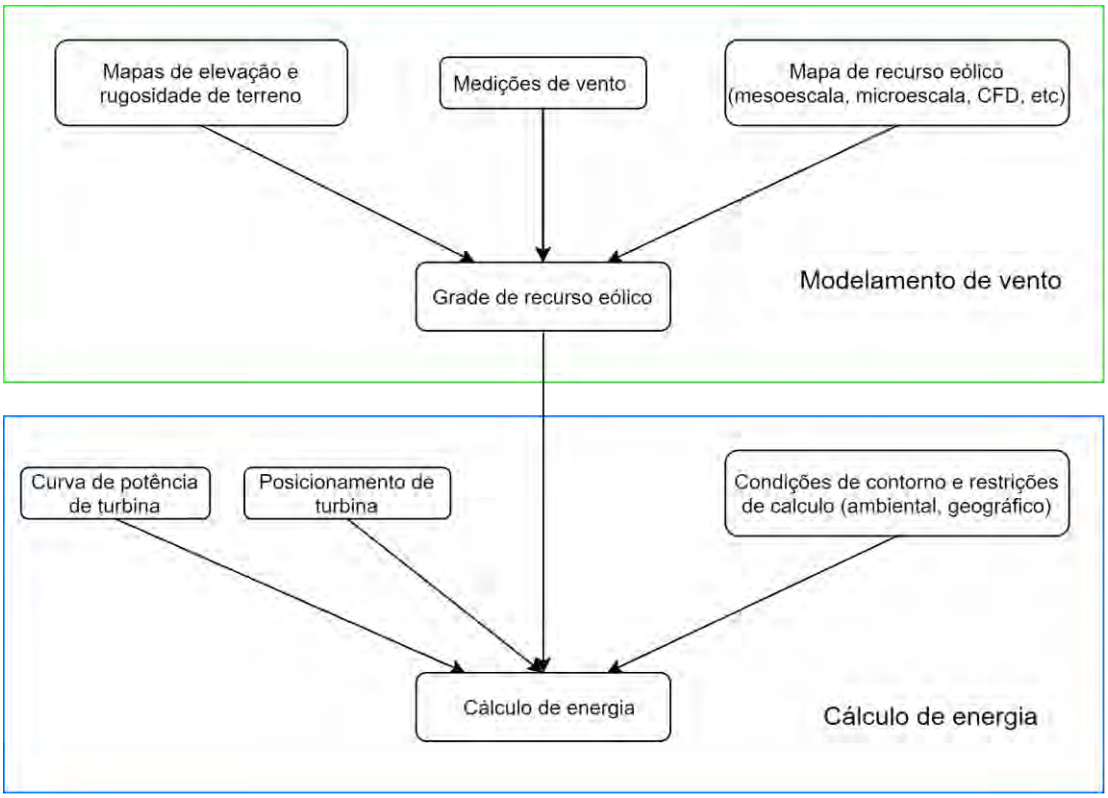


Figura 4 - Fluxograma resumido de operação para cálculo de produção anual de energia.

A soma de energia anual (em kWh) pelo método probabilístico, sem considerar as perdas da usina é dada pelo somatório:

$$Energia = 8766 \sum_{i=1}^{nD} \sum_{j=1}^{nU} \sum_{k=1}^{nT} F_{ijk} P_{ijk} \quad \text{(eq 1)}$$

onde nD é número de setores de direção, nU é número de passos de velocidade de vento, nT número de turbinas no projeto de interesse, F_{ijk} é a frequência de probabilidade de vento vindo no setor i, faixa de vento j na turbina k, P_{ijk} é a potência de produção para turbina k, na mesma velocidade e direção, e 8766 é média de horas em um ano levando em conta anos bissextos.

O cálculo de energia em série temporal, por sua vez, é governado pelo somatório:

$$Energia = I\Delta t(1 + B(S - 1)) \sum_{k=1}^{nT} p_k \quad \text{(eq 2)}$$

onde p_k é a potência para o intervalo de tempo $(T - \Delta t/2, T + \Delta t/2)$considerado, Δté o passo de tempo da série temporal em horas, I é o período total de produção em horas, S é o fator de correção para a variação sazonal que escala a produção anual para a quantidade de horas totais de um ano ($S = 8766/I$) e B é a booleana de ativação do fator S.

Diferente do método probabilístico comumente adotado, o método de cálculo de energia anual por série temporal utiliza os dados genuínos de recurso eólico em cada cada faixa temporal $(T - \Delta t/2, T + \Delta t/2)$.

O mapa de velocidades que vem originalmente da grade de recurso eólico é ajustado pelas medições de séries temporais de cada torre que funcionam como referência para aplicação de *speed-ups* (razões entre médias de velocidade ou velocidades das séries temporais de pontos distintos).

O mapa de velocidades ajustado é entrada no cálculo de produção, assim como a curva de potência de cada turbina juntamente com efeitos de esteira e densidade local. Para o cálculo de esteira aerodinâmica, utiliza-se o Deep Array Wake Model (DAWM), que estima a redução local de velocidade no mapa de vento em decorrência da presença dos aerogeradores. A intensidade de turbulência local também é levada em conta no processo.

A densidade do ar na posição de cada turbina é dada pela extrapolação da densidade calculada nas estações climatológicas, utilizando o modelo de terreno de alta resolução, obtido por aerolevantamento a laser.

Consideram-se ainda as perdas energéticas advindas de diversos fatores para cálculo de energia líquida como *inflow* e degradação de pás. A energia líquida pode ser estimada de forma mais realista caso sejam adotadas as fontes de perdas baseados no tempo os quais geralmente

são modelados no método probabilístico como por exemplo: disponibilidade de markov, histerese em vento de alta velocidade, ajuste de curva de potência.

Ademais, dados de entrada que influenciam a produção energética e que tendem a variar no tempo como densidade, direção do vento, velocidade, intensidade de turbulência, esteira podem ser considerados temporalmente desde que sejam medidos/estimados em séries temporais. [3]

Modelo de Disponibilidade Probabilístico

A opção de modelar a disponibilidade como uma cadeia de Markov com matrizes de transição visa permitir a criação de uma série temporal mais realista, que possa atingir valores máximos de geração da usina, o que não é permitido quando se aplica uma perda média de disponibilidade para toda a série. Matrizes de transição são calculadas baseadas em séries temporais de disponibilidade selecionadas com uma amostragem de períodos representativa de projetos já em geração. Na tabela da Figura 5 pode ser visto um exemplo de uma matriz de transição.

Pxx	p1	p0.99	p0.95	p0.85	p0.75	p0.65	p0.55	p0.45	p0.35	p0.25	p0.15	p0.05	p0.01
p1	90.1%	9.7%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
p0.99	4.2%	92.1%	3.6%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
p0.95	0.1%	13.1%	85.3%	1.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
p0.85	1.0%	1.7%	15.3%	74.8%	6.0%	1.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
p0.75	0.4%	2.0%	0.8%	21.8%	66.9%	6.5%	0.0%	0.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.8%
p0.65	0.9%	0.0%	3.6%	0.9%	25.2%	59.5%	9.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.9%
p0.55	0.0%	0.0%	1.2%	0.0%	6.0%	16.9%	72.3%	2.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.2%
p0.45	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	12.5%	84.4%	3.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
p0.35	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	4.5%	0.0%	9.1%	4.5%	81.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
p0.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%
p0.15	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	40.0%	20.0%	40.0%	0.0%	0.0%
p0.05	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	50.0%	0.0%	50.0%	0.0%	0.0%
p0.01	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.7%	0.7%	98.3%

Figura 5 - Exemplo de matriz de transição para cadeia de Markov da indisponibilidade operativa.

Perda Elétrica Variável

Além do modelo probabilístico de perdas por indisponibilidade, as perdas elétricas instantâneas do projeto também podem ser simuladas por cálculo de energia com séries temporais. Para cada patamar de geração, a perda elétrica em um conjunto gerador é diferente. Um exemplo disso está na perda por efeito joule dos cabos, é que proporcional à corrente instantânea elevada ao quadrado. Desse forma, em um cálculo de geração de energia por série temporal, pode-se explorar a perda elétrica diferente em cada instante de cálculo, conforme a potência gerada pela usina. Ilustrada na Figura 6, calculou-se uma curva de perdas elétricas de um complexo eólico baseado no percentual de sua geração máxima (conhecido como fator de capacidade). Essa perda variável é importante para representar não linearidades nas estimativas de sazonalidade e perfil diário: em momentos de maior geração, a perda será menor, e vice versa. O detalhamento da perda

elétrica no tempo proporciona maior precisão para essas estimativas do que a aplicação de perdas médias constantes ao longo dos meses ou horas do dia.

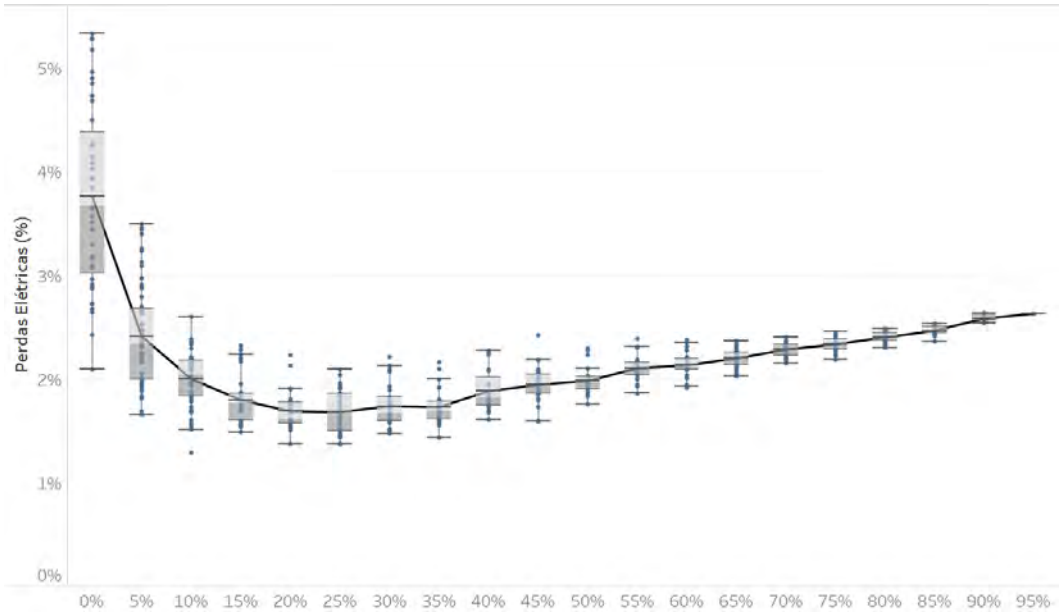


Figura 6 - Perda elétrica em função do fator de capacidade da usina.

RESULTADOS

Os resultados de diferentes séries de geração foram comparados utilizando desvios médios das matrizes médias de sazonalidade e perfil diário de geração (12x24). Os resultados podem ser expressados em termos do percentual de energia produzida na hora e mês específicos em relação ao total de energia gerada do ano. Na Figura 7 pode ser vista uma matriz 12x24.

Month	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	0h
January	0.28%	0.29%	0.29%	0.30%	0.30%	0.30%	0.31%	0.30%	0.29%	0.31%	0.30%	0.29%	0.28%	0.28%	0.29%	0.32%	0.35%	0.38%	0.39%	0.36%	0.34%	0.31%	0.30%	0.29%
February	0.25%	0.25%	0.26%	0.27%	0.28%	0.28%	0.28%	0.27%	0.26%	0.27%	0.26%	0.25%	0.23%	0.23%	0.25%	0.27%	0.30%	0.32%	0.33%	0.31%	0.28%	0.26%	0.25%	0.25%
March	0.24%	0.25%	0.25%	0.25%	0.26%	0.26%	0.26%	0.24%	0.23%	0.25%	0.25%	0.23%	0.21%	0.21%	0.23%	0.25%	0.28%	0.30%	0.31%	0.29%	0.27%	0.25%	0.24%	0.24%
April	0.27%	0.29%	0.30%	0.30%	0.31%	0.31%	0.31%	0.28%	0.27%	0.29%	0.29%	0.27%	0.25%	0.23%	0.23%	0.26%	0.28%	0.29%	0.29%	0.28%	0.26%	0.26%	0.26%	0.27%
May	0.33%	0.33%	0.34%	0.34%	0.34%	0.34%	0.33%	0.31%	0.30%	0.31%	0.32%	0.30%	0.28%	0.27%	0.27%	0.28%	0.29%	0.30%	0.29%	0.29%	0.29%	0.30%	0.32%	0.33%
June	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.37%	0.35%	0.33%	0.34%	0.37%	0.37%	0.35%	0.34%	0.33%	0.33%	0.34%	0.34%	0.33%	0.32%	0.34%	0.36%	0.38%	0.38%
July	0.43%	0.42%	0.42%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.40%	0.38%	0.40%	0.40%	0.40%	0.39%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.39%	0.40%	0.41%	0.42%	0.43%
August	0.45%	0.46%	0.46%	0.46%	0.46%	0.45%	0.45%	0.44%	0.43%	0.45%	0.45%	0.44%	0.43%	0.42%	0.42%	0.43%	0.44%	0.44%	0.44%	0.43%	0.43%	0.44%	0.45%	0.45%
September	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.44%	0.44%	0.44%	0.42%	0.44%	0.45%	0.44%	0.43%	0.43%	0.42%	0.43%	0.44%	0.45%	0.46%	0.46%	0.44%	0.44%	0.44%	0.44%	0.44%
October	0.41%	0.41%	0.40%	0.40%	0.41%	0.41%	0.40%	0.40%	0.42%	0.42%	0.41%	0.41%	0.40%	0.40%	0.41%	0.43%	0.45%	0.46%	0.45%	0.44%	0.42%	0.42%	0.41%	0.41%
November	0.35%	0.35%	0.34%	0.34%	0.35%	0.36%	0.35%	0.34%	0.37%	0.37%	0.36%	0.36%	0.35%	0.36%	0.37%	0.39%	0.42%	0.44%	0.43%	0.41%	0.38%	0.37%	0.35%	0.35%
December	0.28%	0.28%	0.28%	0.29%	0.29%	0.29%	0.29%	0.28%	0.31%	0.32%	0.32%	0.31%	0.31%	0.32%	0.33%	0.36%	0.39%	0.41%	0.41%	0.38%	0.35%	0.31%	0.30%	0.29%

Figura 7 - Exemplo de matriz de geração média (12x24) em termos de percentual de energia.

Para comparação, os resultados foram expressados em termos de desvio médio de fatores de capacidade esperados para a hora e mês específicos.

$$Desvio\ médio = \{\sum \quad [e_{hm}^2/(12 * 24)]\}^{(1/2)}$$

Onde: “e” é a diferença de geração entre a hora “h” do mês “m”.

Comparação de séries de energia horárias e em 10 minutos

Séries de 10 minutos de energia foram agrupadas e comparadas com séries calculadas em base horária. Aquelas podem trazer uma discretização maior de rosa dos ventos, trazendo assim uma maior eficácia na previsão de perdas por esteira aerodinâmica ou por cortes setoriais em relação à série de geração horária, ao custo computacional 6 vezes maior. As diferenças de fator de capacidade são mostradas na Tabela 1.

O desvio médio encontrado entre os dois métodos foi de 0,8p.p em fator de capacidade, considerado bastante aceitável. Em relação ao resultado de geração, os resultados ficaram idênticos, com diferenças percentuais na segunda casa decimal. Como o cálculo 10-minutal consome 6 vezes mais tempo computacional do que o cálculo horário, este último foi considerado como método validado para geração temporal de séries de energia para o projeto específico.

Comparação de séries de energia reconstruídas e gerada a partir da torre mais longa

Discutem-se as metodologias de reconstrução de séries ou se não existe problema em se descartar os dados das estações meteorológicas com período incompleto ou inferior ao da maior medição. Na Tabela 2 pode ser vista a matriz 12x24 de desvios entre a série de geração obtida por todas as torres, reconstruídas pela série mais longa, e a gerada por apenas a torre mais longa.

O desvio foi de 0,4p.p. em termos de fator de capacidade, considerado bastante baixo. Porém, nota-se desvios máximos na ordem de 7%, o que pode gerar inconsistências entre a série de geração real do parque e a esperada nos cálculos pré-operacionais. Nesse sentido, recomenda-se utilizar o maior número de torres possíveis no cálculo de séries temporais de geração, fazendo-se uso da reconstrução das séries incompletas a partir de algoritmos testados caso a caso (LLS, MTS, ML, etc). A recomendação é reforçada para projetos em terrenos complexos, em que cada ponto de medição possui extremo valor. Os resultados em energia chegaram a 1% de diferença nessa comparação. Essa diferença tende a se acentuar caso o relevo sobre o qual a usina será instalada seja complexo e que sua extensão geográfica aumente.

Comparação de séries de energia reconstruídas e ajustadas para longo prazo

Nesta seção serão apresentadas as diferenças entre o cálculo de energia utilizando todas as medições do projeto reconstruídas para o período de medição da torre anemométrica mais antiga e todas as medições ajustadas para longo prazo (20 anos).

Tabela 1 - Diferenças entre cálculo com séries de 10 minutos e valores médios horários em pontos percentuais de fator de capacidade.

Month	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	0h
January	0.0	-0.3	0.3	0.4	0.2	0.5	0.0	-1.1	0.8	0.1	-0.3	0.7	-0.5	0.0	2.0	1.8	2.7	2.0	-0.4	-2.6	-0.7	-2.3	-2.3	-0.4
February	0.4	0.9	1.0	1.2	-0.4	0.6	-0.9	-0.7	0.7	-0.5	-0.2	-0.6	-0.9	1.0	-0.1	2.7	2.6	1.6	0.2	-2.7	-1.5	-0.2	-1.2	0.1
March	0.6	0.2	0.2	1.0	0.7	-0.1	0.5	-1.9	-0.2	1.2	0.2	-0.3	-0.5	0.4	2.9	3.4	1.8	1.9	-0.2	-1.9	-2.4	-0.6	-0.8	0.0
April	-0.5	1.4	0.5	-0.5	0.6	0.7	-0.4	-2.6	-0.5	0.1	-0.8	-1.8	-1.8	0.0	-0.1	3.2	2.8	-0.3	0.0	-0.3	-0.9	-0.4	0.4	1.0
May	-0.1	0.5	0.2	0.0	0.5	0.1	-1.0	-2.3	0.8	0.7	0.0	-0.5	-0.6	-1.3	-0.4	0.8	1.3	-0.1	-0.8	-1.0	0.4	0.8	0.9	0.4
June	-0.1	-0.5	-0.1	-1.1	0.1	-0.3	-0.7	-1.6	-1.8	2.2	0.2	-0.5	-1.2	-0.8	0.3	0.3	0.9	0.3	-1.0	-0.4	1.4	0.7	1.3	1.0
July	-0.7	0.0	-0.1	0.0	-0.3	0.7	-0.5	-1.1	-0.2	1.9	0.3	-0.4	-0.5	-1.1	0.3	0.0	0.1	1.3	-0.4	0.8	1.4	0.7	0.1	1.2
August	0.4	0.3	-0.1	0.1	0.1	-0.3	-0.6	-1.0	0.4	0.7	0.0	-1.2	-1.0	-0.6	0.9	-0.3	0.9	0.1	-1.0	-0.6	0.4	0.7	0.4	-0.3
September	0.5	0.2	0.2	-0.6	0.0	-0.1	-1.1	-1.2	1.7	-0.4	-0.3	-1.2	-0.7	-0.4	0.8	1.3	0.6	0.1	-0.8	-0.8	0.4	0.3	-0.1	-0.1
October	0.1	-0.6	0.1	0.0	0.6	0.3	-1.1	0.9	1.9	-0.7	-0.8	-0.1	-0.6	0.3	1.4	1.3	1.4	0.7	-0.3	-0.6	-0.7	-0.5	-0.2	-0.4
November	-0.2	-0.3	-0.1	1.1	0.4	0.0	-1.2	0.2	2.2	-1.0	-0.4	-0.3	-0.1	-0.1	0.7	1.0	2.1	0.9	-1.1	-2.5	-1.1	-0.7	-1.1	0.1
December	-0.7	0.0	0.1	1.1	-0.2	0.6	-1.1	0.1	2.2	-0.3	0.2	-0.8	1.0	1.1	1.1	2.4	1.9	0.2	-1.1	-2.0	-3.0	-2.2	-0.6	-0.8

Tabela 2 - Diferenças entre cálculo com apenas uma torre e com várias torres estendidas para a mais antiga em pontos percentuais de fator de capacidade.

Month	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	0h
January	-1.2	-1.0	-0.9	-1.3	-0.9	-1.6	-0.8	1.8	0.5	3.0	3.9	3.8	4.7	3.6	2.5	2.3	0.8	0.5	2.0	3.1	1.8	2.2	0.2	-0.6
February	-3.8	-3.5	-3.0	-3.3	-2.0	-2.3	-1.9	-1.1	-0.3	2.5	2.8	3.8	3.8	2.6	3.0	1.1	1.3	2.1	1.9	1.6	-0.3	-2.1	-1.9	-2.8
March	-2.2	-1.0	-1.3	-1.2	-0.7	-0.2	-1.5	0.9	0.4	0.4	3.4	2.7	4.0	2.4	0.3	-0.2	0.6	-0.4	1.8	0.9	0.3	-2.4	-2.0	-3.2
April	-2.5	-3.0	-0.9	-0.3	-0.6	-1.1	-0.9	1.8	0.4	0.7	2.5	4.7	4.5	3.0	1.6	0.2	0.3	1.3	0.6	-1.3	-3.1	-4.0	-4.5	-3.3
May	-4.0	-2.9	-2.5	-2.4	-1.8	-0.9	-0.5	1.0	-0.6	-0.3	2.2	3.7	4.7	4.3	3.3	2.5	1.0	2.4	-0.4	-2.8	-6.9	-7.9	-6.1	-4.9
June	-3.3	-2.6	-1.1	-0.1	-0.5	-0.3	-0.6	0.1	0.0	-2.8	-0.1	2.2	2.7	1.9	2.2	1.0	0.6	1.5	-1.2	-4.3	-6.4	-5.8	-4.8	-4.4
July	-0.6	-0.6	-0.1	0.4	0.6	-0.2	0.2	0.6	-0.9	-2.1	-0.5	1.3	1.9	2.0	1.2	2.6	1.3	0.2	-0.2	-3.5	-4.3	-2.9	-2.0	-2.5
August	-1.0	-0.2	0.6	0.1	0.3	0.7	0.8	1.2	0.3	-0.7	1.5	3.0	4.1	4.0	3.2	3.0	1.7	1.5	1.9	-0.8	-2.3	-2.3	-1.4	-0.3
September	0.4	1.0	0.9	1.2	0.2	0.6	1.5	2.6	0.2	2.3	2.4	3.4	3.2	3.8	2.1	1.6	0.9	0.8	1.6	0.2	-0.6	-1.4	-0.2	0.3
October	1.0	1.4	0.4	0.6	0.4	0.6	1.6	1.6	1.0	3.4	4.6	4.3	4.2	3.6	2.5	1.4	1.1	0.6	1.5	2.0	1.5	0.6	0.6	0.5
November	1.0	1.4	0.8	-0.5	1.1	1.4	2.5	3.2	0.6	4.4	4.5	5.3	5.0	4.9	3.9	3.6	2.3	2.4	2.9	3.8	2.5	1.8	1.6	0.5
December	-1.1	-1.2	-1.0	-1.7	-0.2	-0.6	0.1	1.4	0.6	3.8	4.8	5.5	3.9	4.4	3.6	2.5	1.9	2.8	3.1	3.1	3.0	1.4	0.0	-1.0

Tabela 3 - Diferenças entre cálculo com séries de reconstruídas e ajustadas para longo prazo com método linear dos mínimos quadrados (linear least squares, LLS) em pontos percentuais de fator de capacidade.

Month	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	0h
January	-6.9	-8.6	-9.1	-10.2	-9.6	-9.9	-8.2	-1.5	4.4	6.4	6.9	9.7	11.2	10.7	11.0	8.0	3.7	-1.2	-4.0	-5.0	-7.6	-6.5	-7.6	-6.5
February	-4.6	-5.3	-5.8	-7.1	-8.2	-7.1	-5.8	0.0	6.1	11.7	11.7	13.8	15.1	15.2	12.4	10.1	6.5	4.3	0.1	-3.0	-4.1	-3.7	-4.3	-4.1
March	-7.8	-8.3	-7.6	-6.5	-6.2	-6.0	-5.2	0.6	6.0	9.4	10.1	9.8	11.9	11.6	8.9	6.1	1.1	-3.5	-7.5	-9.7	-10.4	-9.3	-8.9	-9.9
April	-7.4	-7.3	-7.4	-6.2	-5.3	-5.1	-4.1	2.1	8.5	11.3	10.3	11.4	12.7	13.6	12.2	7.7	3.6	-1.7	-6.1	-6.8	-7.9	-7.8	-6.9	-6.5
May	-6.5	-4.8	-4.4	-3.4	-1.7	-0.3	1.9	8.7	15.9	17.8	16.7	18.2	19.9	18.7	17.6	15.6	11.0	6.5	0.3	-2.6	-5.7	-6.8	-6.8	-7.2
June	-4.9	-3.2	-1.4	-0.1	1.0	1.0	2.3	7.2	12.1	16.1	13.1	13.0	13.6	14.5	15.6	14.3	11.3	8.4	1.4	-0.1	-3.0	-5.1	-5.6	-5.4
July	-2.7	-1.2	0.0	1.2	1.6	2.0	2.6	5.6	8.9	10.9	9.9	9.9	11.6	12.5	12.5	13.0	11.2	9.7	2.2	-0.3	-3.0	-3.6	-3.5	-3.3
August	-4.3	-3.8	-3.3	-3.0	-2.7	-2.0	-0.3	3.2	6.4	5.9	6.0	6.9	9.3	9.8	11.1	8.7	6.9	4.5	1.2	0.2	-2.0	-3.3	-4.0	-4.1
September	-4.9	-5.3	-5.6	-5.3	-4.7	-4.1	-2.1	3.3	5.8	5.4	5.9	6.6	7.7	8.5	7.5	6.3	3.0	2.2	-0.2	-0.7	-2.4	-4.0	-4.3	-4.9
October	-8.1	-9.0	-8.9	-8.7	-9.3	-8.4	-5.1	1.1	4.3	4.8	7.3	8.3	7.9	8.1	7.0	4.6	2.3	0.3	-1.3	-1.6	-4.1	-5.8	-6.9	-8.1
November	-6.5	-7.1	-7.9	-8.1	-8.6	-7.4	-3.8	3.9	6.6	7.9	10.2	12.3	12.7	12.5	12.0	9.3	5.7	2.2	-1.0	-1.9	-4.3	-5.1	-5.3	-5.7
December	-3.4	-4.2	-4.8	-4.9	-4.8	-4.1	-2.3	5.6	9.8	10.3	11.9	12.4	13.0	12.6	11.5	8.4	5.3	1.8	-0.5	-0.8	-4.2	-2.3	-1.6	-2.7

Tabela 4 - Diferenças entre cálculo com séries de reconstruídas e ajustadas para longo prazo com método de *Machine Learning, ML (Random Forest)* em pontos percentuais de fator de capacidade.

Month	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	0h
January	14.0	12.4	11.9	11.3	10.4	8.7	7.2	7.9	7.7	9.1	7.5	7.9	7.2	5.6	4.5	4.0	2.3	-2.2	-3.2	0.3	2.4	6.2	9.0	11.9
February	14.6	13.8	12.5	9.9	7.9	7.8	7.2	6.9	8.2	10.6	9.8	12.0	11.4	10.0	6.1	5.9	5.9	5.5	4.1	4.4	6.0	9.1	11.5	12.4
March	12.8	10.9	9.5	8.0	6.3	5.1	3.9	5.0	7.2	3.4	4.4	4.5	6.2	4.8	1.3	0.8	1.0	-1.7	-2.5	-1.3	1.1	5.4	9.4	9.6
April	6.7	5.5	2.7	2.4	1.7	1.8	1.8	2.3	5.3	0.5	-1.3	1.9	4.4	5.0	3.5	0.8	0.7	-1.6	-2.0	-3.0	-2.2	1.8	5.2	5.8
May	5.2	5.1	3.0	3.5	3.9	4.9	5.1	6.1	9.2	4.8	4.7	5.1	6.7	5.9	4.0	3.4	2.8	1.9	0.9	-3.1	-3.6	-0.6	1.1	0.7
June	5.1	5.1	5.7	6.8	7.5	7.6	8.0	8.0	10.9	7.9	6.6	7.7	7.4	8.3	9.0	8.3	7.4	7.5	5.7	2.9	2.4	4.4	3.8	3.1
July	5.3	6.2	7.0	7.9	7.8	8.2	7.4	6.6	8.9	5.2	6.3	8.4	8.7	9.5	9.5	9.9	8.8	9.0	6.2	4.3	5.2	5.9	5.8	4.8
August	6.2	6.3	6.2	6.3	6.0	6.3	6.5	6.6	7.9	4.4	6.4	7.0	8.2	8.2	8.4	5.2	4.2	2.8	3.6	4.1	4.7	6.3	6.6	6.3
September	8.8	8.2	7.5	8.3	8.2	7.9	7.7	9.5	7.3	6.4	8.0	7.1	7.9	8.0	5.8	4.3	1.6	1.5	2.8	4.4	4.9	7.4	8.8	8.8
October	11.9	11.8	11.8	12.6	11.2	10.5	11.2	12.5	7.7	9.1	10.2	9.5	8.5	7.9	5.5	3.7	2.4	0.5	1.9	4.4	6.0	9.0	10.6	10.7
November	17.0	17.0	15.9	16.8	15.3	14.7	15.5	17.1	10.5	14.2	12.5	12.2	10.9	9.3	7.8	6.5	4.7	2.2	2.2	5.0	8.2	11.1	13.7	15.8
December	16.2	16.7	15.6	16.3	14.8	13.7	12.8	14.2	10.5	14.4	12.8	10.1	9.3	8.4	6.4	4.9	3.7	1.1	1.6	5.0	6.0	10.1	12.9	13.9

O desvio médio obtido foi de 1,3p.p. para o método LLS (*linear least square*, Tabela 3) e de 1,4p.p. para o método de ML (Tabela 4). Percebe-se, portanto, que os métodos ficaram próximos em termos de desvio com relação a série sem extrapolação para o longo prazo. De toda forma, ambos desvios são consideráveis, devendo cada caso ser considerado. Nesse caso específico, a série mais longa de medição possuía 6 anos e teve sua medição estendida para 20 anos. Vale a reflexão se o engenheiro está usando mais dados sintéticos do que dados realmente medidos para realizar seu cálculo, e se a série medida já seria representativa do longo prazo do complexo.

Comparação de regimes diurnos e sazonalidades obtidos

Comparou-se ainda os métodos em termos de regime diurnos globais de vento (Figura 8) e de sua sazonalidade (Figura 9).

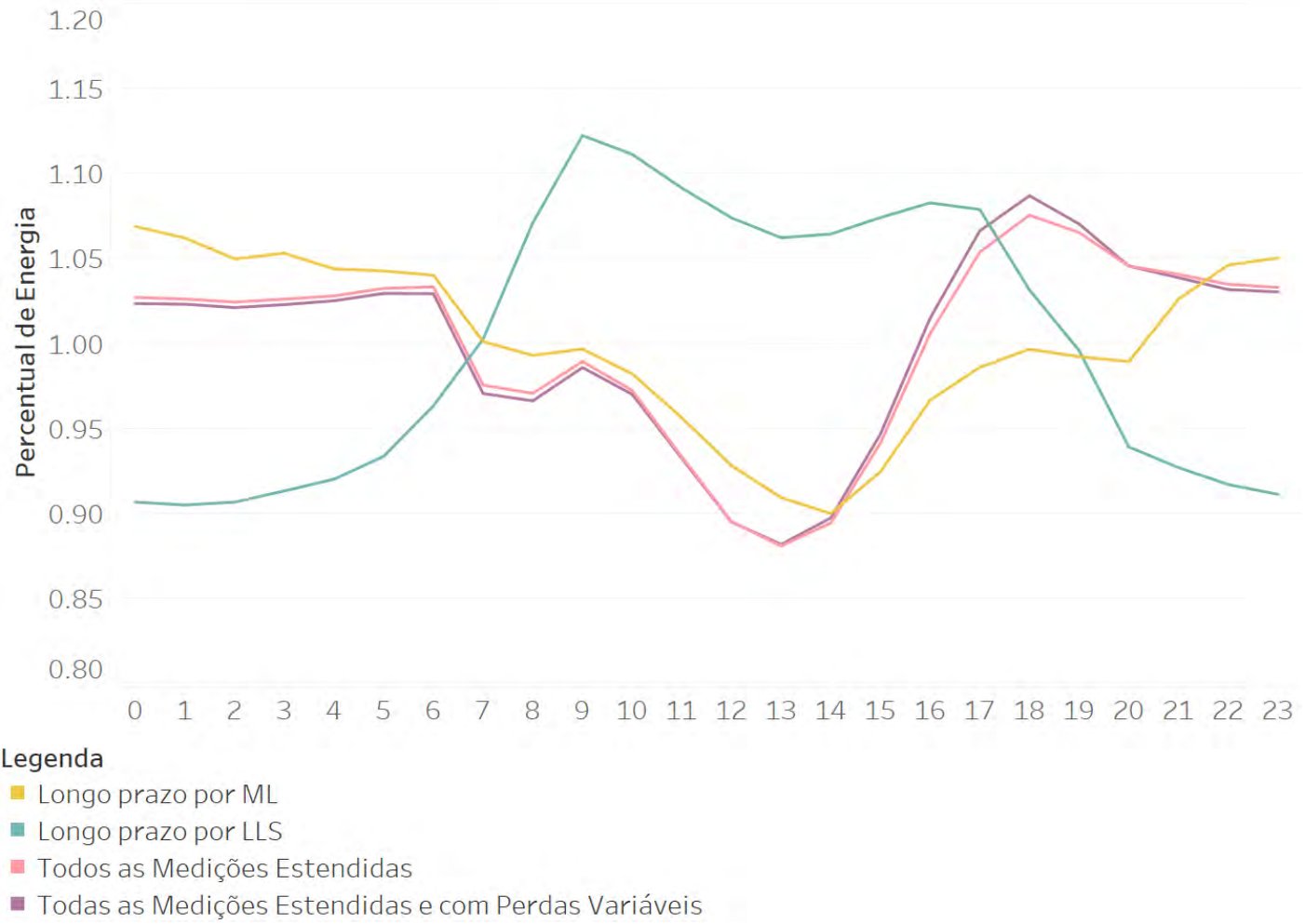


Figura 8 – Regime diurno de vento obtido pelos diversos métodos de reconstrução

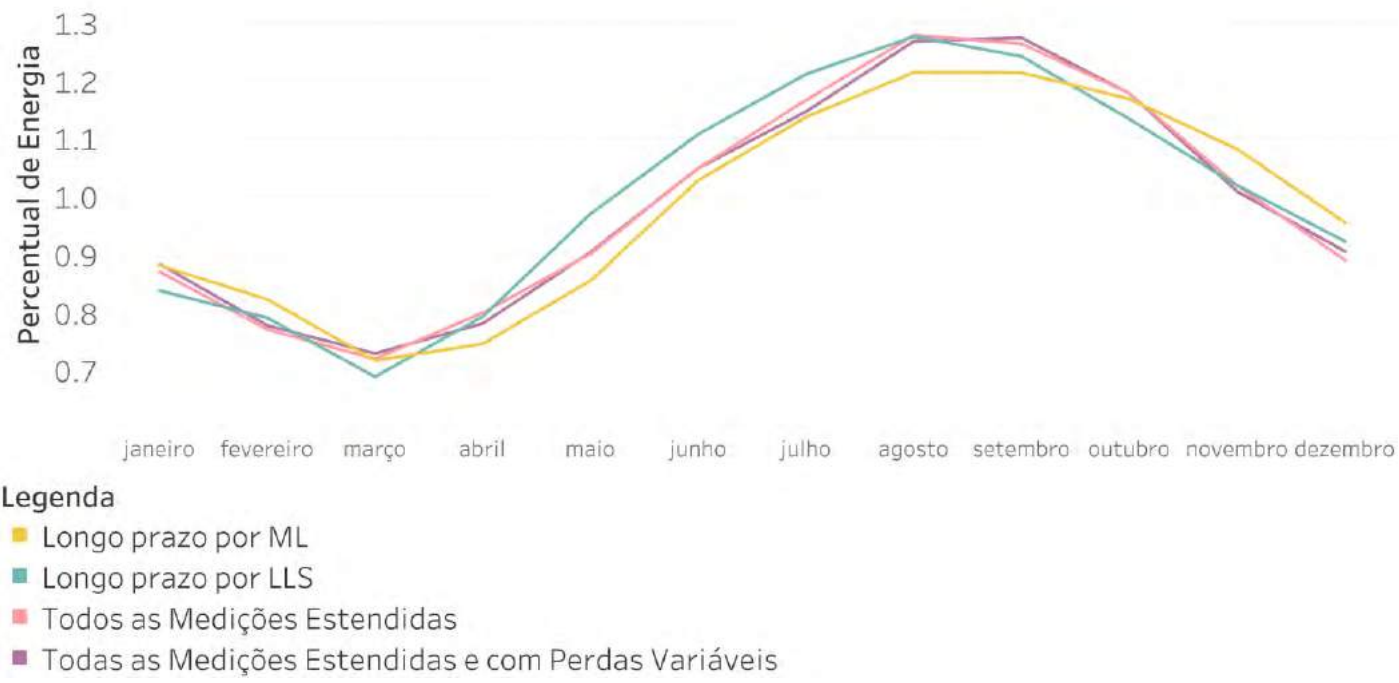


Figura 9 – Sazonalidade de vento obtida pelos diversos métodos de reconstrução

Nota-se que o método por LLS traz consigo um regime diurno bastante distorcido dos demais tendo em vista que sua série gerada atribui um grande peso ao regime diurno da base de referência, quase que ignorando os dados medidos para esse quesito.

Já experimentado em outros estudos, os métodos de reconstrução por ML acabam por não representar fielmente cristas e vales das séries anemométricas medidas, tendo assim um perfil diurno mais achatado, traduzindo um fator de forma de Weibull maior do que o normal. Isso deve ser um fator a ser avaliado, pois pode acarretar erros grosseiros nos resultados de energia.

O efeito das perdas variáveis fica pouco evidenciado nos gráficos, mas percebe-se que adotando esse tipo de cálculo, tem-se um ganho pela aleatoriedade das disponibilidades e uma precisão maior quanto às perdas elétricas em relação ao cenário de perdas constantes.

Em linhas gerais, a sazonalidade ficou parecida em todos os casos com algumas distorções nos casos das séries estendidas para o longo prazo. Percebe-se que a razão entre a extensão do período medido e período estendido deve ser levada em conta, de forma que a parte sintética da série não se sobreponha à parte realmente medida e ocasione distorções.

CONCLUSÃO

O cálculo de energia em séries temporais com dados medidos permite a consideração de efeitos de turbulência, direção, densidade e outras variáveis de difícil extrapolação temporal com as séries de referência, mesmo em médias horárias. Dessa forma o cálculo com séries medidas (ou com extrapolação temporal entre as próprias medições) permite maior precisão na estimativa de energia, que pode posteriormente ser estendida para o longo prazo em função da necessidade. O perfil diário será mais consistente com as medições das torres e o perfil mensal pode ser calculado com séries mais longas, uma vez que ficam menos distorcidos, incorporando meses mais diferentes (em anos que não possuem medições) à média para ter um perfil mais representativo de longo prazo.

Ainda são inúmeras as opções para se realizar esse tipo de cálculo, sendo importante a efetuação de testes baseados em dados medidos e a avaliação crítica dos resultados obtidos.

REFERÊNCIAS

[1] IEC 61400-15 ED1. **Wind energy generation systems - Part 15: Assessment of site specific wind conditions for wind power stations.** Disponível em: <https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:0::::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1282,23,21031>. Acesso em 26 de fevereiro de 2020.

[2] Truepower, AWS, **openWind theoretical basis and validation.** Albany, NY. v1.3, 2010. Disponível em: <https://aws-dewi.ul.com/assets/OpenWindTheoryAndValidation_v1p3_Apr2010.pdf>. Acesso em 26 de fevereiro de 2020.

[3] Truepower, AWS, **openWind: User Manual** Albany, NY. v1.8, 2017. Disponível em: <https://aws-dewi.ul.com/assets/2016/12/Openwind_user_manual_2017.pdf>. Acesso em 26 de fevereiro de 2020.

BIOGRAFIA

João Caldas – Natural de Recife/PE e nascido em 03 de julho de 1987, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo ITA (2012). Trabalhou com modelagem CFD para turbinas à gás na *Alstom Power Switzerland*. Possui MBA em *BigData* e *Analytics* pela FGV. Com oito anos

trabalhando no setor eólico, acumula experiência em prospecção *greenfield* de recursos eólicos e projeto de parques eólicos na Casa dos Ventos.

Thales Delmiro – Natural de Mossoró/RN e nascido em 23 de março de 1991, formou-se com dupla diplomação em Engenharia Aeronáutica (BSc) pelo ITA (2019) e em Engenharia Aeroespacial (MSc) com especialização em dinâmica dos fluidos, aerodinâmica externa e concepção de aeronaves pelo ISAE-SUPAERO (Toulouse, 2019). Trabalhou durante 5 meses com otimização multidisciplinar de aeronaves no instituto de pesquisa *IRT Saint-Exupéry* em Toulouse, França. Atualmente atua em modelagem CFD de projetos de parques eólicos e prospecção *greenfield* de recursos eólicos na Casa dos Ventos.

Vicente Ferrer – Natural do Rio de Janeiro/RJ e nascido em 23 de março de 1991, formou-se em Engenharia Aeronáutica pelo ITA (2014). Durante a graduação, trabalhou com vibrações no laboratório do VLS brasileiro e na Safran Aircelle, em Toulouse, França. É pós-graduado em energias renováveis pela UTFPR. Trabalhou quatro anos na consultoria Camargo-Schubert, acumulando experiência em prospecção *greenfield* de recursos eólicos, projeto e análise de operação de parques eólicos, e na elaboração de atlas solares e eólicos. Atualmente é gerente de projetos em desenvolvimento na Casa dos Ventos.

PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA DO NORDESTE BRASILEIRO PELO MODELO DA *TEMPO OK*

Vítor S. Lopes[1]
João A. Hackerott[2]
João Caetano Mancini Vaz[3]
Ólafur Rögnvaldsson[4]

Resumo: O objetivo geral deste trabalho é realizar uma validação da aplicação das previsões do sistema de previsão da empresa *Tempo OK Tecnologia em Meteorologia Ltda.*, TOK, na estimativa da geração eólica total do Nordeste brasileiro. Para tanto, foi desenvolvida uma metodologia de previsão de geração eólica específica para o âmbito operacional, cujos dados utilizados são as previsões diárias de velocidade do vento processadas pelo TOK. Além do sistema TOK, também foram avaliados os resultados a partir das previsões dos modelos *Global Forecast System* (GFS) e do sistema europeu *European Centre for Medium-Range Weather Forecast* (ECMWF). Os resultados destes modelos para o período entre março e dezembro de 2019 foram comparados entre si e também com a geração realizada fornecida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Os resultados iniciais mostraram um melhor desempenho do sistema TOK em relação ao GFS e ECMWF, com diferenças no Erro Médio Absoluto (EMA) de cerca de 0,9 GW. De modo geral, os modelos norte-americano e europeu apresentaram um viés majoritariamente negativo. Ao aplicar uma metodologia simples de remoção de viés, os três modelos passaram a apresentar diferenças no EMA em torno de 0,05 GW entre si. Dividindo a série de dados entre 3 grupos (baixa, média e alta geração), notou-se que casos de baixa geração apresentam maiores valores de EMA, porém melhor correlação ($R^2 \approx 0{,}4$). Em resumo, o sistema TOK demonstrou ser extremamente eficaz na estimativa da geração eólica do Nordeste, justificando seu uso no ambiente operacional. Os demais modelos também provaram ser eficazes, porém, apenas sob a aplicação de técnicas estatísticas de correção.

Abstract: The main goal of this work is to validate power production forecasts from *Tempo OK Tecnologia em Meteorologia Ltda* in north-eastern Brazil. A wind power production forecast method has been designed to meet operational demands, using high resolution wind forecasts as input. In addition to the *Tempo OK's* system (TOK), the power production model has also been evaluated using input from both the *Global Forecast System* (GFS) and the *European Centre for Medium-Range Weather Forecast* (ECMWF) models. The evaluation period was between March and December 2019, and results were compared to the power production observed by the Operador Nacional do Sistema (ONS). Initial results showed that the TOK model outperformed both the GFS and ECMWF models, with Mean Absolute Error (MAE) differences around 0.9 GW. Both GFS and ECMWF models showed a negative bias. After applying a simple bias removal method, all three models showed similar results, with differences in the MAE around 0.05 GW. Splitting the data in three groups (low, medium and high production), we noted that low-production cases have higher MAE values, but better correlation ($R^2 \approx 0.4$). In summary, the TOK model showed good performance in evaluating power production in north-eastern Brazil, justifying its operational use. The GFS and ECMWF models also showed acceptable results, but only after the forecasts had undergone statistical post-processing.

Palavras-chave: Geração eólica; previsão meteorológica.

[1] Meteorologista da Tempo OK. Email: vitor.lopes@tempook.com
[2] Meteorologista doutor, CEO da Tempo OK. Email: joao.hackerott@tempook.com
[3] Meteorologista da Tempo OK. Email: caetano.mancini@tempook.com
[4] Meteorologista doutor, CEO da Belgingur. Email: or@belgingur.eu

1 INTRODUÇÃO

A geração eólica brasileira vem crescendo significativamente nas últimas décadas, tendo superado a marca de 15,4 GW de capacidade instalada (ABEEÓLICA, 2019), dos quais cerca de 86% (13,3 GW) são gerados na região Nordeste. Este montante já ultrapassa 9% da matriz elétrica brasileira, e o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (EPE, 2019) aponta um crescimento da geração eólica para 40 GW ainda nesta década, alcançando 18% da matriz em 2029.

Essa expansão é motivo de preocupação para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), pois a geração eólica é intermitente e sua baixa previsibilidade pode elevar os riscos de falhas no SIN. Por esse motivo, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) demanda dos agentes geradores eólicos o envio de uma previsão com horizonte de 120 horas e resolução temporal de 30 minutos, de acordo com o indicado no Submódulo 8.1 do ONS (ONS, 2020).

Além de auxiliar na maior segurança do sistema de potência, uma previsão de geração eólica mais assertiva pode ajudar no planejamento da operação e manutenção dos empreendimentos dos parques eólicos (FARIAS et al., 2019) e também no manejo de outras fontes como a térmica, que é acionada nos casos de redução abrupta da geração eólica.

De acordo com NEIVA et al. (2019), na recente alteração da modalidade contratual por quantidade de energia para a fonte eólica definida pela ANEEL a partir do Leilão de Geração 003 A-6 de 2018 (ANEEL, 2018), a remuneração do empreendimento se dará em função de uma previsão mensal, que pode ser atualizada anualmente pelo empreendedor, que assume riscos maiores do que na modalidade de contrato por disponibilidade anual. Tratando-se de previsão que envolve considerável incerteza, é natural que se premie o empreendedor que apresente resultado conforme previsto, e se penalize aquele que apresente resultado diferente do previsto. Este mecanismo envolve valores que podem ser significativos. Portanto, é interessante que o empreendedor se empenhe em usar as melhores ferramentas para que a incerteza da previsão e o possível desvio entre o previsto e o realizado seja o menor possível.

Seguindo o trabalho exposto por HACKEROTT; RÖGNVALDSSON (2019), este estudo faz a avaliação da aplicação das previsões do sistema de previsão da empresa *Tempo OK Tecnologia em Meteorologia Ltda.*, sistema TOK, na estimativa da geração eólica total do Nordeste brasileiro. Foi implementada uma metodologia de previsão de geração eólica específica para o âmbito operacional, onde os resultados das simulações diárias do sistema da *Tempo Ok* durante o ano de 2019 foram usados como dados de entrada. Esta pesquisa avalia o desempenho do sistema TOK na estimativa da geração eólica diária, comparando seus resultados não apenas com o observado pelo ONS, mas também com previsões de outros dois modelos que são referência no mercado brasileiro de energia elétrica: o modelo norte-americano *Global Forecast System* (GFS) e o modelo do centro europeu *European Centre for Medium-Range Weather Forecast* (ECMWF).

Este trabalho é dividido em mais 3 seções: metodologia, resultados e conclusões. Na seção de metodologia são relatados brevemente os dados do ONS e dos três modelos empregados

na obtenção das previsões de magnitude do vento (TOK, GFS e ECMWF), além da técnica desenvolvida para estimativa da geração eólica. Em seguida, são revelados parte dos resultados obtidos. Finalmente, na última seção, são apresentadas as considerações finais deste trabalho.

2 METODOLOGIA

Nesta seção são detalhados os dados utilizados neste trabalho e cada um dos processos realizados para estimar a geração eólica para o Nordeste brasileiro a partir das previsões feitas por modelos meteorológicos.

2.1 Dados observados

Por meio do portal de dados do Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (SIGEL), foram coletadas as informações de latitude, longitude, altura do rotor (z) e potência nominal (P_i) de todos aerogeradores em operação localizados na região Nordeste (NE). Os aerogeradores foram separados em 4 grupos, os quais se referem aos níveis dos modelos em que mais se aproxima a altura de cada rotor. A Figura 1 ilustra a posição de todos os aerogeradores em operação no Nordeste brasileiro, onde a linha em preto delimita a grade de alta resolução do sistema TOK, detalhado mais adiante na seção 2.2.3.

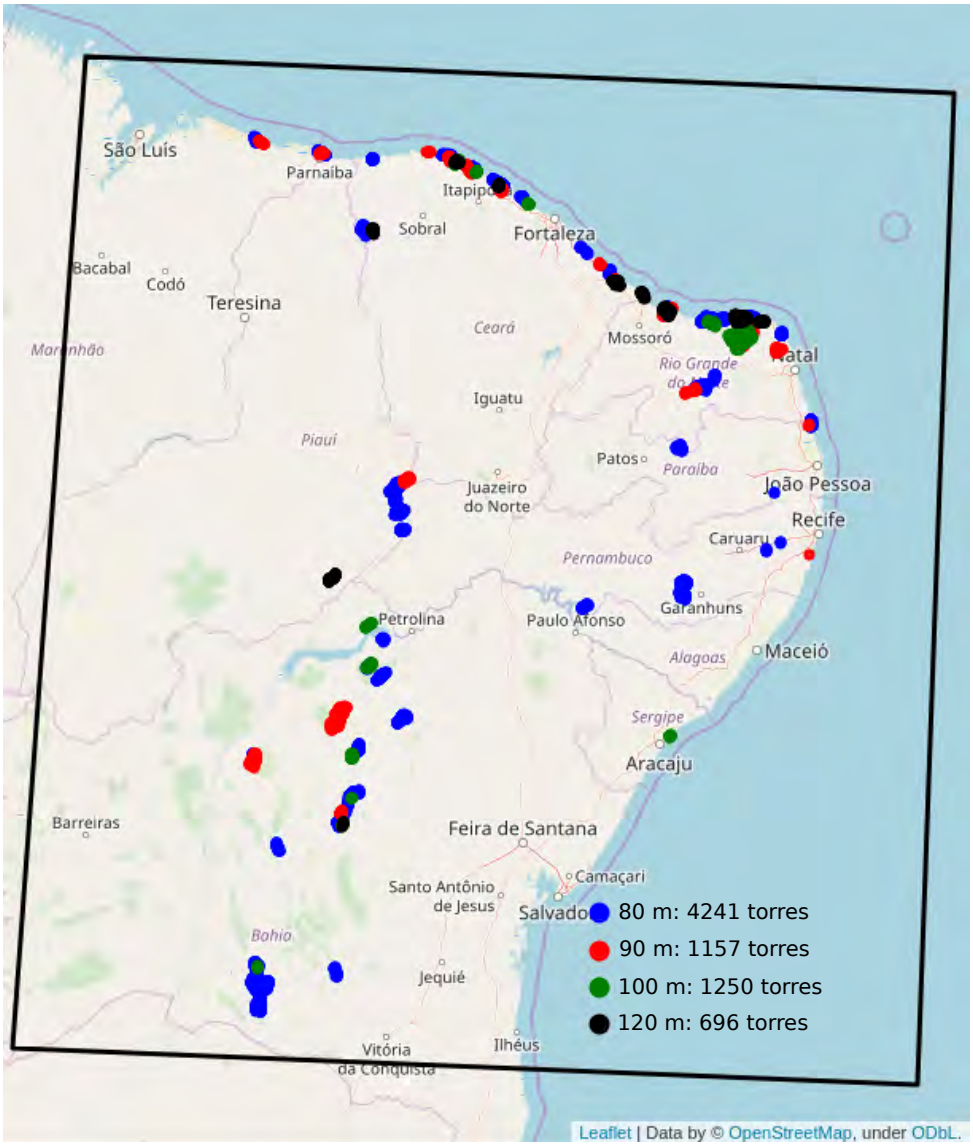


Figura 1: Localização dos aerogeradores da região Nordeste. Os aerogeradores foram divididos em 4 grupos de acordo a altura do rotor. As coordenadas de cada aerogerador foram obtidas através do *Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico - SIGEL* (ANEEL, 2020).

2.2 Modelos

Os modelos meteorológicos utilizados neste trabalho foram o modelo *Global Forecast System* (GFS), o modelo *Integrated Forecast System* (ECMWF) e o sistema de previsão da Tempo OK (TOK), detalhados a seguir.

2.2.1 Modelo GFS

O modelo *Global Forecast System* (GFS) (YANG, 2020) é processado pelo centro meteorológico norte americano *National Centers for Environmental Prediction* (NCEP) diariamente, quatro vezes ao dia. Neste trabalho, usamos apenas as previsões das 00Z. Atualmente em sua versão 15, possui em média uma atualização majoritária a cada 2 anos e está em operação

desde 1980. O GFS atualmente é um modelo de ponto de grade retangular (volume finito) não-hidrostático projetado em um cubo (esfera-cúbica) com resolução homogênea por todo o globo de 13 km na horizontal. Na vertical, o modelo possui 64 níveis entre 20 m e 0,1 hPa (aproximadamente 70 km) distribuídos de forma não-uniforme em coordenada híbrida sigma-pressão. O banco de dados históricos de intensidade do vento nas alturas 80 e 100 m são disponibilizados na resolução horizontal de 0,25 e com 3 horas de resolução temporal.

2.2.2 Modelo ECMWF

O modelo global *Integrated Forecast System* (ECMWF, 2020), do centro meteorológico europeu (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* - ECMWF), atualmente na versão 46r1 (junho de 2019), possui de uma a duas atualizações por ano e está em operação desde 1979. O IFS 46r1 é um modelo semi-lagrangiano espectral com truncamento cúbico-octaédrico TCo1279 (aproximadamente 9 km de resolução horizontal). O banco de dados históricos de intensidade do vento nas alturas 80 e 100 m são disponibilizados com 3 horas de resolução temporal.

2.2.3 Sistema de previsão TOK

O sistema de previsão TOK, descrito em detalhes por HACKEROTT; RÖGNVALDSSON (2019), foi configurado para resolver melhor os sistemas tropicais que atingem a Região Nordeste do Brasil.

Este modelo é processado pela Tempo OK em um computador de alto desempenho (mais de 900 núcleos de processamento) diariamente para previsão das 00Z desde junho de 2018. Seus resultados são gerados em aproximadamente 5h de processamento e disponibilizados antes das 7h da manhã (horário de Brasília).

O sistema é baseado no software *Weather, Research and Forecasting Model* (WRF), versão 3.9.1, com core dinâmico, não-hidrostático (SKAMAROCK et al., 2008). Os dados para condições iniciais, contorno inferior e lateral do domínio de baixa resolução são obtidos a partir do modelo GFS. As previsões de vento nas alturas 80, 90, 100 e 120 m são geradas e armazenadas com resolução temporal de uma hora

Os domínios do modelo foram configurados pela Tempo OK com duas grades aninhadas, uma de baixa resolução, com 12.5 km de espaçamento horizontal, processada para até 10 dias de previsão, com 520 x 620 pontos de grade, e outra com 2.5 km sobre a região Nordeste brasileira com 566 x 516 pontos de grade, processada para 5 dias. Esta configuração está ilustrada na Figura 2, extraída de HACKEROTT; RÖGNVALDSSON (2019). Os níveis verticais dos dois domínios também foram cuidadosamente distribuídos em 41 níveis sigma-pressão de forma não-homogênea entre a superfície e 50 hPa (aproximadamente 25 km de altitude), sendo 14 deles entre as alturas de 40 e 1.000 m acima da superfície. O arquivo de topografia do modelo possui 100 m de resolução horizontal, e o arquivo de vegetação possui 20 tipos de solo. Os esquemas físicos para resolver processos radiativos, turbulência e fluxos de calor, umidade e momentum

foram cuidadosamente selecionados para um melhor desempenho sobre o Nordeste brasileiro e estão detalhados em HACKEROTT; RÖGNVALDSSON (2019).

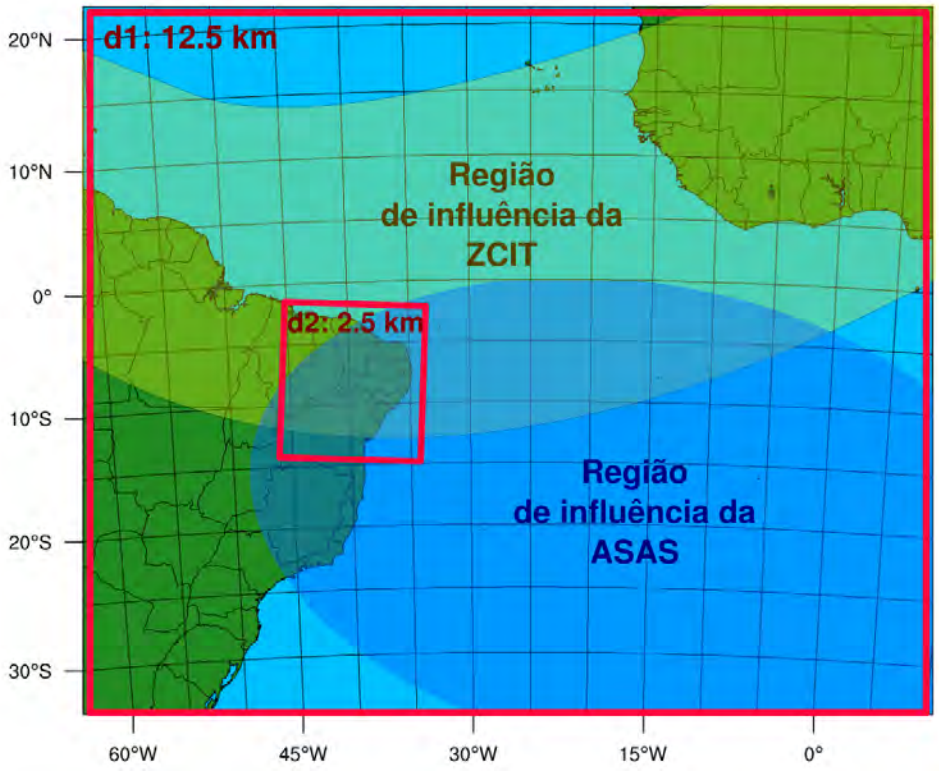


Figura 2: Posição dos dois domínios do sistema de previsão da Tempo OK, destacando a região de influência da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS). Imagem extraída de HACKEROTT; RÖGNVALDSSON (2019).

É importante ressaltar que o domínio de alta resolução engloba os principais fenômenos meteorológicos de meso-escala que os afetam os parques eólicos do Nordeste brasileiro, como brisas locais, linhas de instabilidade e complexos convectivos. Já o domínio de baixa resolução é grande o suficiente para englobar os fenômenos de escala sinótica que atingem a região, como a Alta Subtropical do Atlântico Sul e a Zona de Convergência Intertropical.

2.3 Estimativa da geração eólica do Nordeste

Os dados de previsão foram coletados para o período compreendido entre 01 de março de 2019 (início do armazenamento de registros de vento em diferentes alturas do sistema TOK para o Nordeste brasileiro) e 31 de dezembro de 2019. Para estimar a magnitude do vento na altura do rotor de cada aerogerador (z), foi utilizada a seguinte relação semi-empírica do perfil logarítmico do vento (KONDO et al., 2005) para interpolação a partir do nível mais próximo disponibilizado pelo modelo meteorológico (z_m):

$$u(z) = u(z_m)\frac{ln(z/z_0)}{ln(z_m/z_0)}\,, \tag{1}$$

onde $z_0 = 0,05$ m é o comprimento de rugosidade comumente utilizado para superfícies de vegetação rasteira.

O vento potencial para geração de energia eólica (U $[ms^{-1}]$) foi estimado a partir da magnitude do vento previsto para a altura do rotor (u $[ms^{-1}]$), supondo que não há geração quando o vento está abaixo de 3 ms^{-1} ou acima de 20 ms^{-1}, e que a geração é constante para velocidades entre 10 e 20 ms^{-1}. Assim, utilizamos a seguinte relação para estimativa de U:

$$U = \begin{cases} 0\,, & u \leq 3 \\ u\,, & 3 < u < 10 \\ 10\,, & 10 \leq u < 20 \\ 0\,, & u \geq 20 \end{cases} \tag{2}$$

A potência nominal de um aerogerador (P_i) é definida como a potência máxima que este pode gerar para dada velocidade do vento. Sabendo-se que a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento (PINTO, 2012), podemos padronizar todos os aerogeradores de uma região multiplicando P_i por um fator adimensional obtido pela razão entre o cubo do vento potencial para geração eólica (U_i) e o cubo do vento necessário para máxima geração eólica (U_{max} = 10 ms^{-1}). Podemos definir o resultado desta relação (Equação 3) como sendo o potencial eólico de cada aerogerador (Pe_i).

$$Pe_i = P_i \frac{U_i^3}{U_{max}^3} \tag{3}$$

Os valores de P_i de cada aerogerador do Nordeste brasileiro podem ser obtidos no portal do *SIGEL* (ANEEL, 2020).

Finalmente, a geração eólica do Nordeste brasileiro (G_{NE}) pode ser estimada pelo somatório do potencial eólico de cada aerogerador (Pe_i), multiplicado por um coeficiente de eficiência (c), conforme a Equação 4. Este coeficiente de eficiência é definido pela razão entre a geração máxima efetiva e o potencial máximo de geração, cujos valores são respectivamente 8,51 GW e 12,723 GW, de acordo com dados registrados pelo ONS para a região Nordeste.

$$G_{NE} = c \sum Pe_i \tag{4}$$

O procedimento descrito nesta seção pode ser resumido no diagrama apresentado na Figura 3.

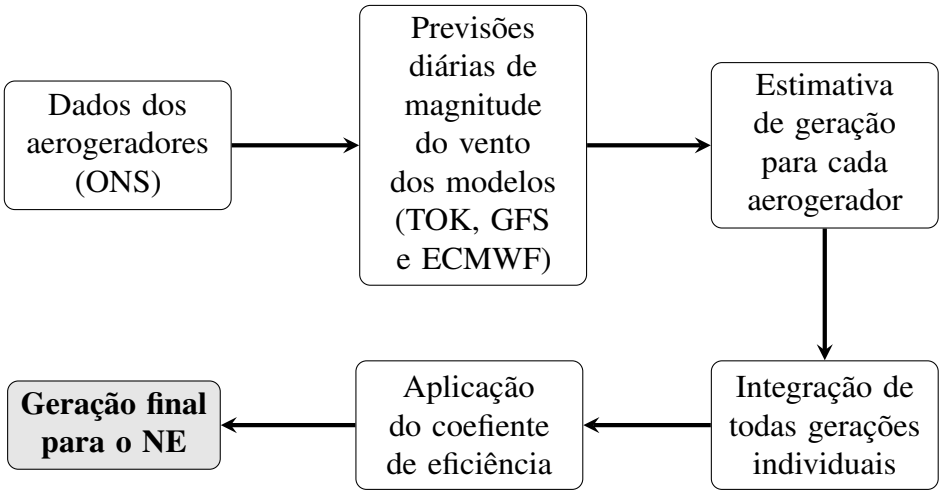


Figura 3: Fluxograma da metodologia

2.4 Remoção de viés

Como forma de melhorar os resultados para geração estimada, foi aplicada uma metodologia simples de remoção de viés nos resultados para os 1º, 2º, 3º, 4º e 5º dias das previsões de cada modelo. Ou seja, inicialmente foi calculado o viés a partir da geração prevista (G_{prev}) e da geração realizada (G_{ONS}), resultando num viés médio para cada modelo ($VIES_{mod}$), conforme a Equação 5. O valor encontrado foi subtraído pontualmente nos resultados originais das previsões, obtendo-se a geração eólica do Nordeste brasileiro ‘’com remoção de viés”.

$$VIES_{mod} = \frac{1}{N}\sum_{t=1}^{N}(G_{prev}(t) - G_{ONS}(t)) \tag{5}$$

onde N é o número total de previsões utilizadas no cálculo.

2.5 Análise estatística

Para avaliação do desempenho de cada modelo em relação ao observado (ONS), foram calculados os índices estatísticos Erro Médio Absoluto (EMA), viés (VIES) e o Coeficiente de determinação (R^2), apresentados respectivamente nas equações 6, 7 e 8.

$$EMA = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\sqrt{(p_i - o_i)^2} \tag{6}$$

$$VIES = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(p_i - o_i) \tag{7}$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum(o_i - p_i)^2}{\sum(o_i - \bar{o})^2} \tag{8}$$

onde p representa os dados previstos, o os dados observados, $\bar{o}$ a média das observações e N o número de observações.

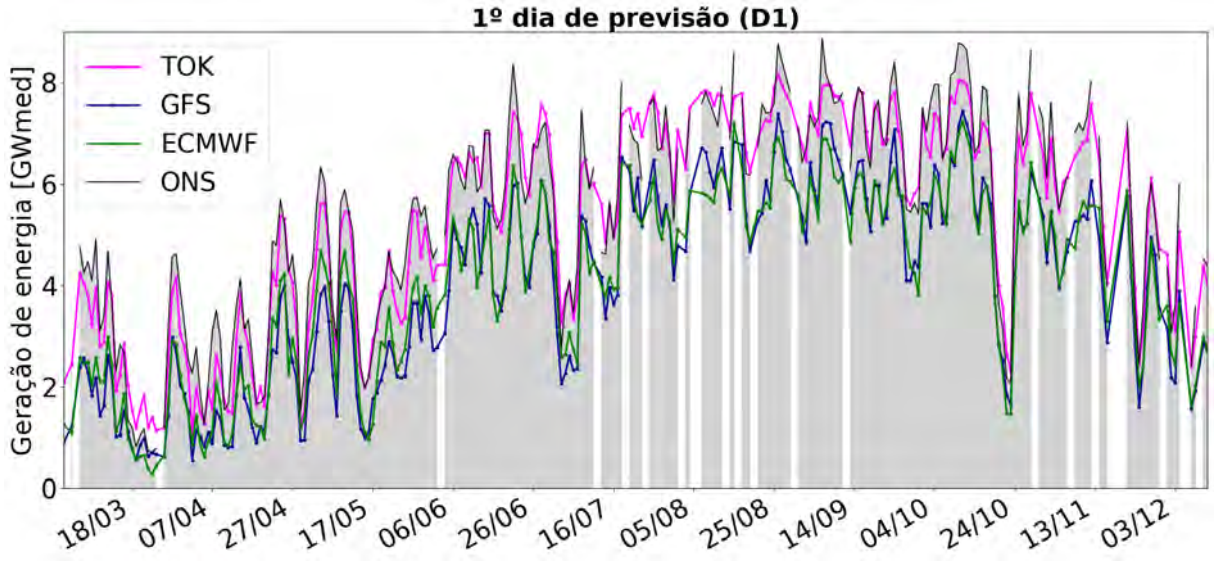
Além desses índices, foram calculados os tercis de 33% e 66% da série de observados. A partir desses valores, foram estabelecidos limiares para geração de alta, média e baixa intensidade.

3 RESULTADOS

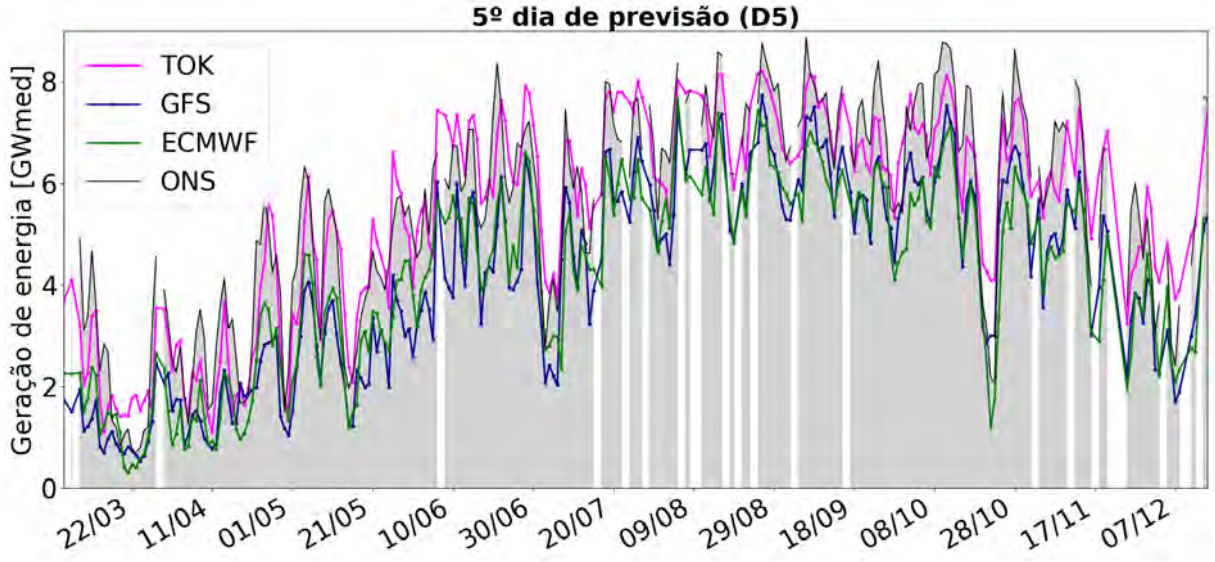
Nesta seção são expostos os resultados obtidos pelo sistema TOK na estimativa da geração eólica diária para região Nordeste e sua respectiva comparação com os modelos GFS e ECMWF. Posteriormente é apresentada uma análise considerando grupos distintos em termos do nível de geração (baixo, médio e alto). Por fim, é mostrado um episódio que exemplifica como a previsão de geração eólica do sistema TOK é disponibilizada de forma operacional.

3.1 Previsão de geração eólica para o Nordeste (com e sem remoção de viés)

As séries diárias de geração observada (região sombreada cinza e linha preta) e geração estimada pelo sistema TOK (rosa) e modelos GFS (azul) e ECMWF (verde) estão apresentadas na Figura 4. No caso da geração estimada, as séries temporais correspondem a todos os 1os (Figura 4a) e 5os (Figura 4b) dias de cada previsão. A comparação entre previsto e observado também está apresentada em forma de gráficos de dispersão na Figura 5. A linha preta representa a situação ideal, quando o previsto é igual ao observado. Pontos localizados acima da linha preta indicam uma superestimativa por parte do modelo, enquanto pontos abaixo uma subestimativa. As Figuras 5b e 5d representam as séries temporais pós processadas pela metodologia de remoção de viés. A Tabela 1 apresenta um compilado das informações fornecidas pelas Figuras 4 e 5, porém discretizando também para os dias 2, 3 e 4 das previsões. Ressaltamos que apenas os dias com dados completos de previsão de todos os modelos e dos observado pelo ONS foram considerados nos cálculos. Para qualquer eventual falha nos dados, todas as informações do referente dia foram descartadas.



(a)

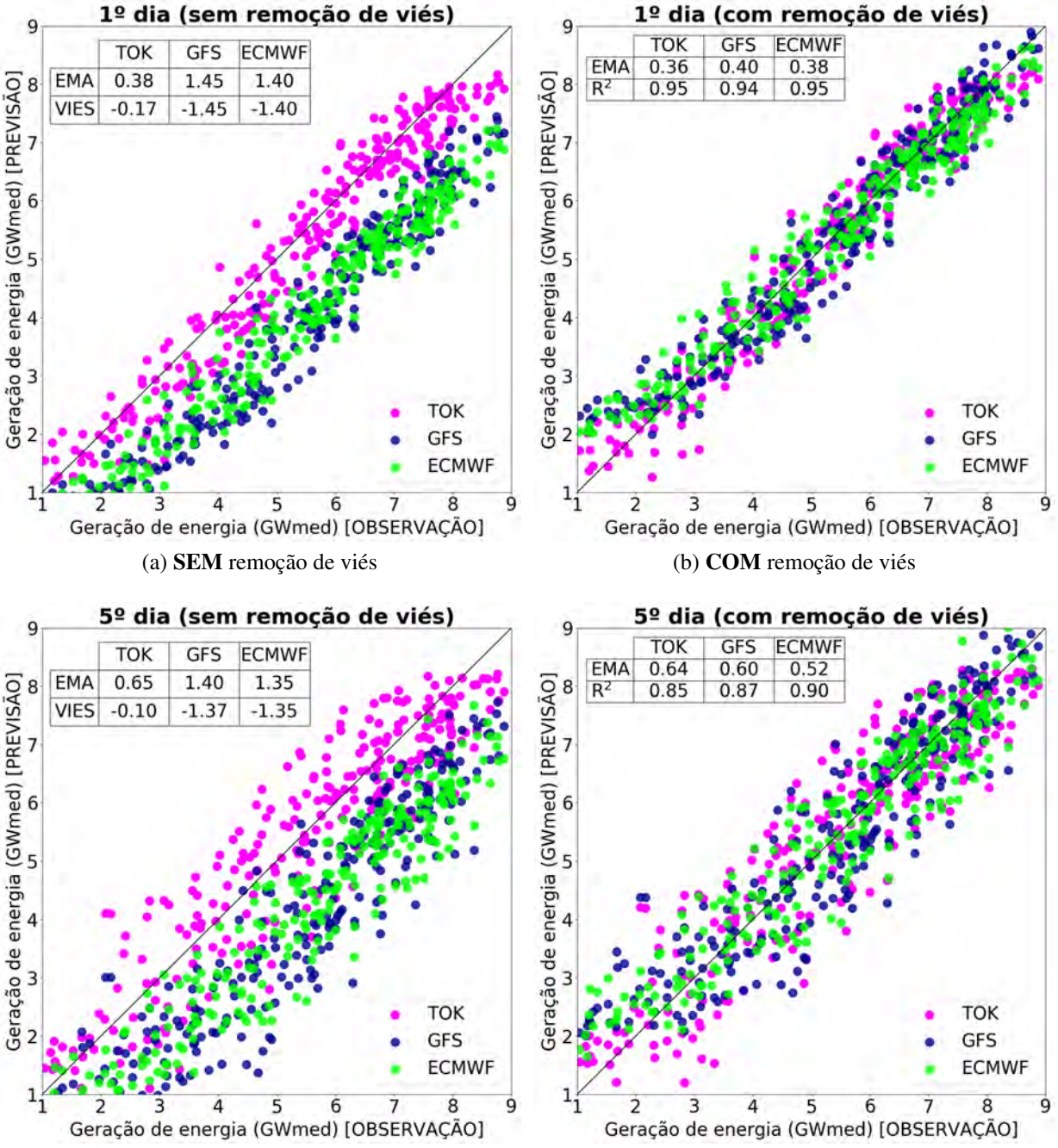


(b)

Figura 4: Geração média diária [GW] observada pelo ONS (região sombreada cinza) e previsão do sistema TOK (rosa) e modelos GFS (azul) e ECMWF (verde). A previsão se refere a série temporal composta pela média dos dias 1 (a) e 5 (b) de cada previsão.

Conforme o esperado, todos os modelos apresentam um aumento do EMA com o avanço do dia de previsão, uma vez que ela se distancia condições iniciais. Para os casos sem remoção de viés, o EMA do sistema TOK é significativamente menor em todos os dias de simulação, sendo inferior à metade do EMA apresentado pelo outros dois modelos. Nestes casos, tanto o GFS como o ECMWF possuem um viés majoritariamente negativo. Em outras palavras, estes dois modelos sempre subestimam a geração observada. Por outro lado, esse erro passa a ser aproximadamente da mesma grandeza do sistema TOK quando todos os modelos são submetidos à uma metodologia simples de remoção de viés. Destacamos aqui que o ganho de qualidade apresentado pelos modelos GFS e ECMWF com a remoção de viés é muito mais expressivo

em relação ao do sistema da *Tempo Ok*. Ressaltamos que o sistema TOK possui episódios tanto de superestimar quanto subestimar, embora seu viés seja, em média, ligeiramente negativo (-0,2 GW). Desta forma, seu ganho de desempenho com a remoção de viés é significativamente menor em relação aos outros dois.



(a) **SEM** remoção de viés

(b) **COM** remoção de viés

(c) **SEM** remoção de viés

(d) **COM** remoção de viés

Figura 5: Geração média diária [GW]: observado pelo ONS comparado com as previsões do sistema TOK (rosa) e modelos GFS (azul) e ECMWF (verde). A previsão se refere a série temporal composta pela média de cada simulação dos dias 1 (a; b) e 5 (c; d)

Para o coeficiente de determinação (R^2), os modelos também apresentaram o comportamento esperado, piorando à medida que a previsão avança nos dias. No entanto, destaca-se

que, em média, todos os modelos mantiveram valores próximos de 0,9 para todos os 5 dias de previsão, sendo um resultado bastante satisfatório.

EMA	TOK	GFS	ECMWF
D1	0,38	1,45	1,40
D2	0,50	1,43	1,32
D3	0,54	1,43	1,31
D4	0,58	1,37	1,31
D5	0,65	1,40	1,45
Média	**0,53**	**1,42**	**1,34**

(a) **SEM** remoção de viés

EMA	TOK	GFS	ECMWF
D1	0,36	0,40	0,38
D2	0,49	0,45	0,42
D3	0,54	0,50	0,46
D4	0,58	0,52	0,49
D5	0,64	0,60	0,52
Média	**0,52**	**0,49**	**0,45**

(b) **COM** remoção de viés

$\mathbf{R^2}$	TOK	GFS	ECMWF
D1	0,95	0,94	0,92
D2	0,92	0,92	0,91
D3	0,90	0,91	0,89
D4	0,89	0,90	0,88
D5	0,85	0,87	0,88
Média	**0,90**	**0,91**	**0,90**

(c)

Tabela 1: Erro Médio Absoluto (EMA) [GW] sem remoção de viés (a) e com remoção de viés (b). Coeficiente de determinação, R^2, (c).

3.2 Previsão de geração eólica para o Nordeste: Episódios de baixa, média e alta geração

No intuito de aprofundar a análise do desempenho dos modelos meteorológicos para previsão de geração eólica no Nordeste brasileiro, dividimos os resultados em 3 grupos distintos em relação à geração: 1) baixa, 2) média e 3) alta. Os limiares para dividir os grupos foram calculados a partir dos tercis da série temporal de geração observada: tercil inferior ou igual a 4,13 GW e tercil superior ou igual a 6,61 GW. Portanto, valores abaixo de 4,13 GW foram classificados como eventos de baixa geração; valores entre 4,13 e 6,61 GW eventos de média geração; e episódios acima de 6,61 alta geração. A comparação dos resultados para os diferentes grupos é apresentada nos gráficos de dispersão entre observado e previsto com remoção de viés pelo sistema TOK e modelos GFS e ECMWF na Figura 6, 1º dia de previsão, e Figura 7, 5 dia de previsão. Nestas figuras, também são mostrados os valores de EMA e R^2. A Tabela 2 apresenta os índices estatísticos EMA e R^2 associados a cada grupo de geração e discriminados para os dias 1, 2, 3, 4 e 5 das previsões, bem como a geração média para cada grupo.

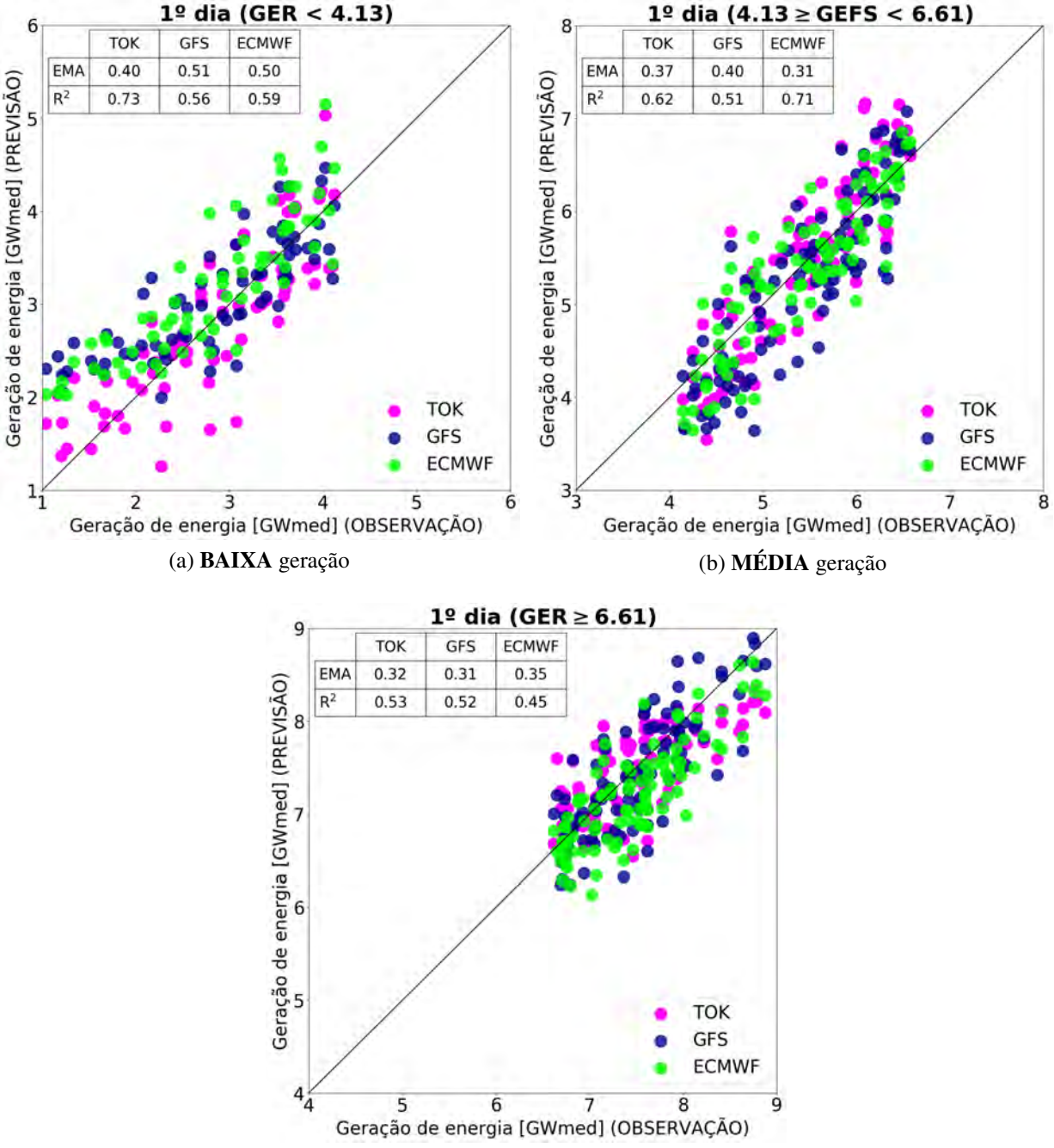
No primeiro grupo, baixa geração (Figuras 6a e 7a), observa-se que o erro dos modelos é significativamente maior que os demais grupos, com EMA médio em torno de 0,6 GW. Apesar disso, nota-se que o índice R^2 é maior nos episódios em baixa geração. De modo geral, isso

indica que os modelos captam melhor a variabilidade do vento para esse grupo. Avaliando o ciclo anual da geração eólica para a região Nordeste, notamos que os mínimos ocorreram entre os meses de fevereiro e março, enquanto os máximos variaram entre os meses de agosto e outubro, coincidindo com o ciclo natural da variabilidade sazonal do vento, apresentado por OLIVEIRA; COSTA et al. (2011). Esse ciclo se deve ao movimento sazonal dos ventos alísios, que hora intensifica e hora diminui a intensidade dos ventos na região Nordeste: Diretamente associada ao movimento dos ventos alísios, a ZCIT se encontra em sua posição mais ao sul durante os meses de geração mínima (verão), quando há mais chuvas no Nordeste (MOLION; BERNARDO, 2000). Durante as chuvas, a magnitude do vento é significativamente reduzida, uma vez que o escoamento de maior escala é perturbado. Neste cenário, a mudança brusca no campo de ventos é capturada pelos modelos, justificando o maior valor de R^2, no entanto, a intensidade não é bem representada, corroborando os valores elevados de EMA.

Em dias de geração média e alta (Figuras 6b, 6c, 7b e 7c), os valores do erro médio são reduzidos para valores entre 0,37 e 0,55 GW. Nesses casos, o cenário é exatamente o oposto ao dos dias com baixa geração. Ou seja, por ser o período de seca no Nordeste (inverno/primavera), predomina a ação dos ventos alísios mais fortes, que são bem representados nas simulações. Logo, há uma diminuição significativa nos valores de EMA. Por outro lado, nota-se que os valores de R^2 também reduzem (exceto para o ECMWF em casos de média geração). Apesar do predomínio da escala sinótica, a entrada esporádica de sistemas como ondas de leste ou linhas de instabilidade (FERREIRA; MELLO, 2005) costumam perturbar o escoamento e estes fenômenos aparentemente não foram bem capturados pelos modelos neste período. Ou seja, o erro médio diminui pois as perturbações são menos intensas, mas, por outro lado, por serem eventos muito específicos, eles não são bem capturados pelos modelos, refletindo na baixa correlação.

Ressaltamos que o peso do EMA em relação à média é diferente para cada um dos grupos de geração. Em média, os valores de EMA representam cerca de 22, 10 e 5% para o grupos de baixa, média e alta geração, respectivamente. Ou seja, o EMA reduz aproximadamente numa razão de dois dos grupos de baixa para média e, posteriormente, média para alta.

Avaliando os modelos separadamente, nota-se que nenhum deles apresenta um desempenho muito superior ou inferior aos demais, exceto para o grupo de geração intermediária, onde o ECMWF apresenta melhores resultados. Novamente, ressaltamos que os bons resultados obtidos por GFS e ECMWF só foram possíveis a partir da aplicação de uma metodologia estatística.

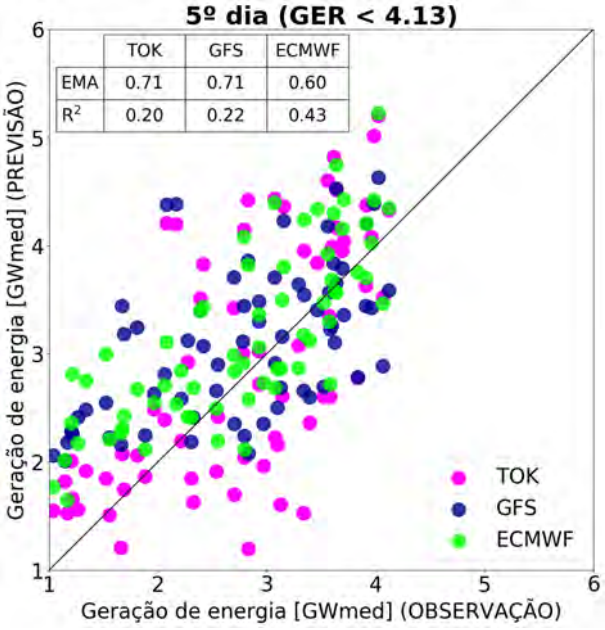


(a) **BAIXA** geração

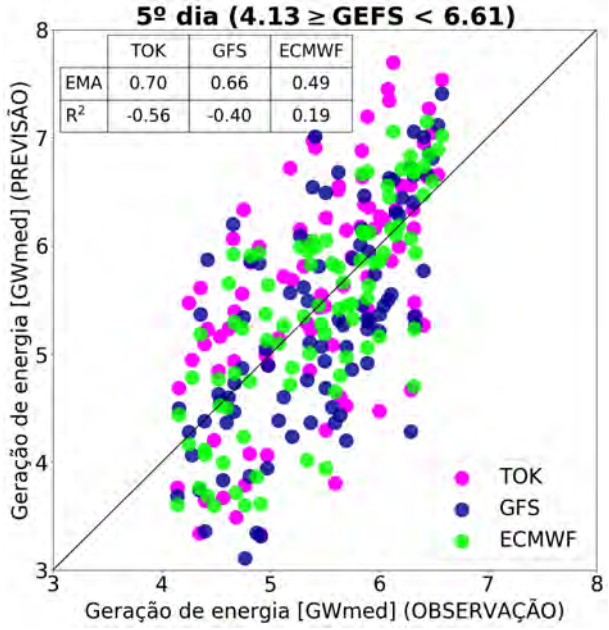
(b) **MÉDIA** geração

(c) **ALTA** geração

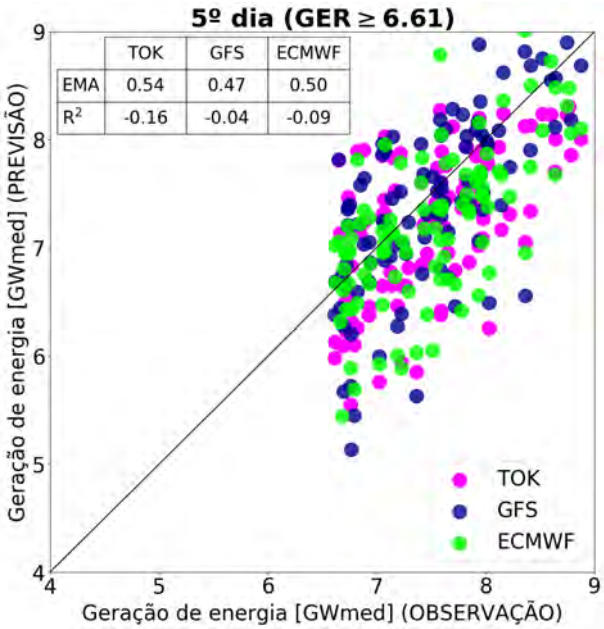
Figura 6: Geração média diária (GW): observação X previsão do sistema TOK (rosa) e modelos GFS (azul) e ECMWF (verde) para média das primeiras 24 horas de simulação (1º dia), com remoção de viés. Os índices a, b, e c se referem aos episódios de baixa, média e alta geração (G), respectivamente.



(a) **BAIXA** geração



(b) **MÉDIA** geração



(c) **ALTA** geração

Figura 7: Geração média diária (GW): observação X previsão do sistema TOK (rosa) e modelos GFS (azul) e ECMWF (verde) para média entre as horas 96 e 120 de simulação (5º dia), com remoção de viés. Os índices a, b, e c se referem aos episódios de baixa, média e alta geração (G), respectivamente.

EMA	TOK	GFS	ECMWF
D1	0,40	0,51	0,50
D2	0,65	0,60	0,56
D3	0,61	0,65	0,58
D4	0,60	0,64	0,60
D5	0,71	0,71	0,60
Média	**0,59**	**0,62**	**0,57**

R^2	TOK	GFS	ECMWF
D1	0,73	0,56	0,59
D2	0,42	0,42	0,52
D3	0,44	0,37	0,50
D4	0,42	0,33	0,43
D5	0,20	0,22	0,43
Média	**0,44**	**0,38**	**0,49**

(a) Eventos de **BAIXA** geração (**geração média = 2,65 GW**).

EMA	TOK	GFS	ECMWF
D1	0,37	0,40	0,31
D2	0,50	0,48	0,32
D3	0,57	0,55	0,39
D4	0,60	0,54	0,42
D5	0,70	0,66	0,49
Média	**0,55**	**0,53**	**0,39**

R^2	TOK	GFS	ECMWF
D1	0,62	0,51	0,71
D2	0,20	0,28	0,64
D3	0,02	0,05	0,41
D4	-0,04	0,11	0,37
D5	-0,56	-0,40	0,19
Média	**0,05**	**0,11**	**0,46**

(b) Eventos de **MÉDIA** geração (**geração média = 5,44 GW**).

EMA	TOK	GFS	ECMWF
D1	0,32	0,31	0,35
D2	0,34	0,32	0,42
D3	0,45	0,36	0,43
D4	0,54	0,41	0,47
D5	0,54	0,47	0,50
Média	**0,44**	**0,37**	**0,43**

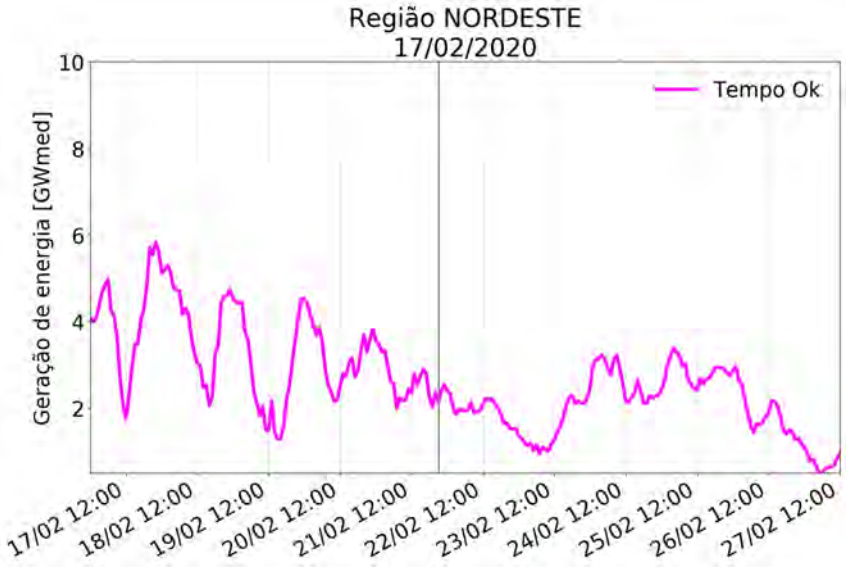
R^2	TOK	GFS	ECMWF
D1	0,53	0,52	0,45
D2	0,47	0,50	0,27
D3	0,17	0,35	0,19
D4	-0,23	0,08	-0,04
D5	-0,16	-0,04	-0,09
Média	**0,16**	**0,28**	**0,16**

(c) Eventos de **ALTA** geração (**geração média = 7,5 GW**).

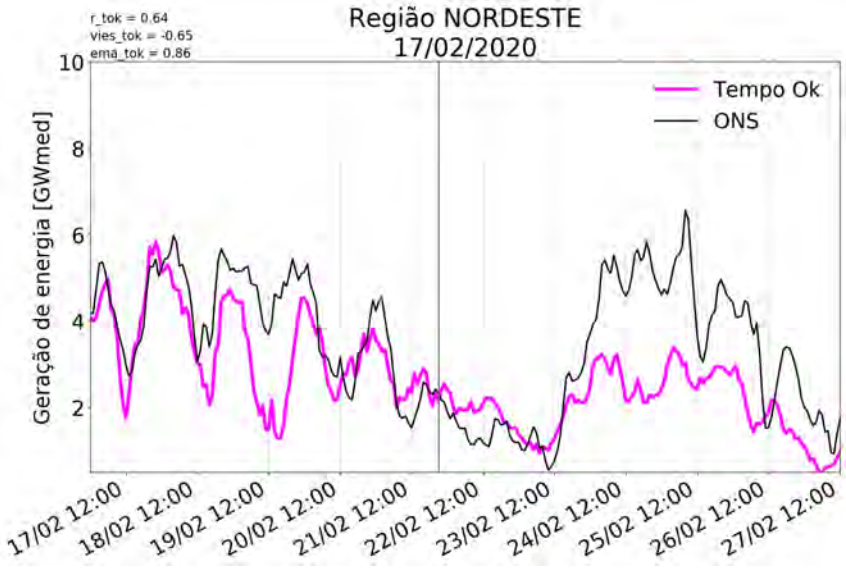
Tabela 2: Erro médio absoluto (EMA) [GWmed] e R^2 para os episódios de baixa (a), média (b) e alta (c) geração.

3.3 Previsão de geração eólica no ambiente operacional

Todos os resultados descritos anteriormente mostram que as previsões do sistema TOK são eficazes na estimativa da geração eólica no Nordeste. Neste contexto, toda metodologia foi adaptada para operação automática, atualizando diariamente previsões de geração eólica num horizonte de 10 dias e em frequência horária. À medida que o ONS disponibiliza os dados realizados, os gráficos vão sendo atualizados para avaliação do desempenho do modelo, como mostra a Figura 8. Ressaltamos que a partir do quinto dia, o sistema TOK perde sua resolução de 2,5 km para 12,5 km, prejudicando a qualidade da previsão. Esse momento é indicado na figura por um linha vertical cinza. De modo geral, nota-se que neste caso o sistema de previsão da Tempo Ok manteve seu desempenho mudando da escala diária (analisada nas seções anteriores) para horaria, captando inclusive variações de maior frequência. Conforme o esperado, a qualidade da previsão cai significativamente com a perda de resolução. Após o quinto dia, no entanto, ressalta-se que mesmo com essa queda as tendências de maior escala temporal são bem previstas.



(a) Previsão do sistema TOK feita no dia 17 de fevereiro de 2020.



(b) Previsão do sistema TOK comparada com o dado observado pelo ONS.

Figura 8: Exemplo de previsão diária de geração eólica para região Nordeste [GWmed] comparada ao observado pelo ONS (curva em preto). A linha vertical em cinza no centro do gráfico indica o momento em que o modelo perde resolução de 2,5 km para 12,5 km.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo a avaliação do desempenho das previsões do sistema TOK na estimativa da geração eólica para a região Nordeste brasileira. Para tanto, foi desenvolvida uma metodologia de previsão de geração eólica no âmbito operacional a partir das previsões diárias do ano de 2019 de magnitude do vento do sistema TOK. Além deste sistema, também foram comparados os resultados obtidos a partir das previsões feitas pelos modelos GFS e ECMWF, que são referência no mercado brasileiro de energia. Todos esses resultados foram analisados e comparados com dados de geração realizada fornecidos pelo ONS, possibilitando a

validação e aplicação desta metodologia no dia-a-dia da operação.

Os resultados iniciais mostraram um desempenho muito superior do sistema TOK em relação ao GFS e ECMWF. Neste ponto, chamamos atenção para diferença nos valores do EMA, onde o sistema da *Tempo Ok* apresenta resultados cerca de 0,9 GW melhores que os demais modelos. De modo geral, tanto o modelo norte-americano como europeu apresentaram um viés majoritariamente negativo (subestimam a geração), na ordem de -1,4 GW, enquanto esse viés no sistema TOK é praticamente nulo, de aproximadamente -0,2 GW.

A partir de uma metodologia simples de remoção de viés, todos os modelos passaram a apresentar um comportamento mais próximo, com diferenças no EMA em torno de 0,05 GW. Baseada na aplicação desta metodologia, a correção para os dois modelos foi muito maior quando comparada ao sistema TOK. Neste ponto, como o sistema da Tempo Ok apresenta um viés praticamente nulo, dificilmente ele vai apresentar um ganho com a remoção de viés simples, podendo inclusive piorar sua estimativa. Ressaltamos que para alguns casos específicos, por exemplo uma linha de instabilidade, correções estatísticas não são suficientes para melhorar as previsões, como já apresentado por HACKEROTT; RÖGNVALDSSON (2019).

Posteriormente, as séries de previsões foram separadas em tercis, possibilitando a distinção entre casos de baixa, média e alta geração. De modo geral, foi constatado que os casos de baixa geração são os que apresentam maior EMA, apesar de maior correlação ($R^2 \approx 0{,}4$). Atribuímos esse comportamento ao fato de que o período de baixa geração no Nordeste brasileiro também corresponde aos meses chuvosos. As variações nos campos de vento provocadas pelas tempestades convectivas são bem previstas pelos modelos, mas não sua intensidade. Por outro lado, nos casos de média e alta geração tanto EMA quanto R^2 reduzem. Nesses casos, a estação seca apresenta um predomínio dos ventos de escala sinótica, cuja magnitude é bem prevista, embora as oscilações causadas por eventos esporádicos não.

Em resumo, concluímos que o sistema de previsão TOK é bastante eficaz na estimativa da geração eólica da região Nordeste, capturando tanto variações de baixa como alta frequência. Os modelos GFS e ECMWF também se mostraram eficazes nessa estimativa, no entanto, isso só foi possível quando os dados foram pós processados por uma metodologia de remoção de viés. Novamente, ressaltamos que esse tipo de metodologia pode dificultar a análise num ambiente operacional, pois técnicas estatísticas nem sempre são capazes de corrigir efeitos dinâmicos da atmosfera.

Como trabalhos futuros, a *Tempo Ok* aprovou um projeto de pesquisa e desenvolvimento que tem como principal objetivo a assimilação de dados observados no sistema TOK. Esse projeto, que será desenvolvido ao longo dos próximos dois anos, permitirá empregar técnicas mais avançadas de *machine learning* para melhorar as previsões. Consequentemente, esperamos apresentar uma técnica estatística que melhore ainda mais os resultados do sistema TOK na estimativa da geração eólica no Nordeste.

Neste trabalho também apresentamos como já é feita a previsão de geração eólica no Nordeste pela *Tempo Ok* no âmbito operacional. De forma simplificada, as previsões com alcance de 10 dias e frequência horária são disponibilizadas diariamente em forma gráfica. Toda

essa base de dados é constantemente atualizada com dados observados fornecidos pelo ONS, possibilitando acompanhar o desempenho das previsões no dia-a-dia. Atualmente, essa previsão é disponibilizada apenas para região Nordeste, no entanto, toda metodologia foi desenvolvida para que seja possível a seleção de parques e usinas específicas, permitindo que cada cliente avalie localidades específicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA. **Energia Eólica - Os bons ventos do Brasil**. 2019. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/02/Infovento-14_PT.pdf>. Acesso em: 26 de fevereiro de 2020.

ANEEL. **Leilão 003/2018**. 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=174>. Acesso em: 05 de março de 2020.

ANEEL. **Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico**. 2020. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>. Acesso em: 26 de fevereiro de 2020.

ECMWF. **ECMWF Documentation**. 2020. Disponível em: <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/documentation-and-support>. Acesso em: 26 de fevereiro de 2020.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.** 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em: 26 de fevereiro de 2020.

FARIAS, J. G. D. et al. Previsão de Geração no Médio Prazo em um Parque Eólico no Rio Grande do Sul utilizando o GFS e Redes Neurais Artificiais. **Brazil Windpower**, p. 379–399, 2019.

FERREIRA, A. G.; MELLO, N. G. da S. Principais sistemas atmosféricos atuantes sobre a região Nordeste do Brasil e a influência dos oceanos Pacífico e Atlântico no clima da região. **Revista Brasileira de Climatologia**, v. 1, n. 1, 2005.

HACKEROTT, J. A.; RÖGNVALDSSON, O. **Avaliação e validação da previsão de geração eólica do Nordeste brasileiro do modelo da Tempo Ok**. 2019. 39-54 p. Disponível em: <https://www.brazilwindpower.com.br/content/dam/Informa/brazil-windpower/pt/2020/ebook/AnuarioTrabalhosTecnicosBWP2019.pdf>.

KONDO, H. et al. Development of a multi-layer urban canopy model for the analysis of energy consumption in a big city: Structure of the urban canopy model and its basic performance. **Boundary-Layer Meteorology**, Springer, v. 116, n. 3, p. 395–421, 2005.

MOLION, L. C. B.; BERNARDO, S. d. O. Dinâmica das chuvas no Nordeste Brasileiro. **Anais do Congresso Brasileiro de Meteorologia - Rio de Janeiro**, 2000.

NEIVA, A. C. et al. Validação de Previsão de Ventos—Estudo de Caso com 9 Anos de Dados. 2019.

OLIVEIRA, J.; COSTA, A. et al. Study of wind variability in seasonal scale over Northeast Brazil using RAMS: events of 1973-1974 and 1982-1983. **Revista Brasileira de Meteorologia**, Sociedade Brasileira de Meteorologia, v. 26, n. 1, p. 53–66, 2011.

ONS. **Submódulo 8.1: Programação diária da operação eletroenergética.** 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/ProcedimentosDeRede/M%C3%B3dulo%208/Subm%C3%B3dulo%208.1/Subm%C3%B3dulo%208.1%202020.01.pdf#search=submodulo%208.1>. Acesso em: 4 de março de 2020.

PINTO, O. **Fundamentos de Energia Eólica**. 1. ed. [S.l.]: LTC, 2012.

SKAMAROCK, W. C. et al. A description of the Advanced Research WRF version 3. NCAR Technical note-475+ STR. Citeseer, 2008.

YANG, F. **GDAS/GFS V15.0.0.** 2020. Disponível em: <https://www.emc.ncep.noaa.gov/gmb/wx24fy/doc/CCB_FV3GFS_24sept2018_v4.pdf>. Acesso em: 26 de fevereiro de 2020.

INVESTIGAÇÃO EXPERIMENTAL EM TÚNEL DE VENTO DAS CARACTERÍSTICAS DO ESCOAMENTO EM MORROS E TALUDES BIDIMENSIONAIS

Josiane Anderle Scotton[1]; Acir M. Loredo-Souza[1], Mário Gustavo Klaus Oliveira[2]; Jussara Maria Leite Mattuella[3]; Roges de Mari Leopoldo[1]; João Pedro Miranda Anzolch[1]

Laboratório de Aerodinâmica das Construções[1] UFRGS
Vento S Consultoria em Engenharia do Vento[2]
Mattuella Consultoria[3]

e-mail: josiane.scotton@ufrgs.br; lac@ufrgs.br

RESUMO

O escoamento do vento de camada limite atmosférica em terrenos complexos apresenta características relevantes para as engenharias estrutural e eólica. A implantação de parques eólicos em regiões com topografia complexa e cume de morros tem se tornado recorrente. Para tanto, é necessário um estudo detalhado do comportamento do vento nestas regiões a fim de otimizar a implantação das turbinas eólicas. Um dos principais efeitos causados pela presença de morros e taludes é o aumento de velocidades no cume, também conhecido como *speed-up*. A análise experimental em túnel de vento é uma ferramenta importante para entender o real comportamento do vento e assim estimar com maior precisão e confiabilidade a geração de energia [1], [2]. Neste estudo o comportamento do escoamento do vento é analisado para um terreno de Categoria I – terrenos planos, com expoente de lei de potência $p = 0{,}11$. As medições do perfil de velocidades e intensidade de turbulência são realizadas com sonda de fio quente. Os ensaios são realizados em túnel de vento utilizando modelos reduzidos bidimensionais, com seção transversal sinusoidal e triangular e ângulos de 20° e 45°, para ambas seções transversais. Os resultados mostram que o efeito *speed-up* ocorre para todos os modelos estudados e as maiores velocidades foram observadas no modelo de sinusoidal de 45°, 34% maior em relação a referência. A posição a barlavento, para todos os modelos, apresentou redução nas velocidades e a maior redução foi de 62% para o modelo sinusoidal de 45°. Nestas posições não houve significativa mudança na intensidade de turbulência. Diferentemente, da posição localizada a sotavento que são observadas as maiores intensidades de turbulência e menores velocidades.

Palavras – Chave: *escoamento do vento; speed-up; perfil de velocidades do vento; morros; taludes; túnel de vento.*

ABSTRACT

The boundary layer wind flow in complex terrains presents relevant features for structural and wind engineering. The implementation of wind farms in regions with complex topography and hill tops has become recurrent. Therefore, a detailed study of the wind behavior in these regions is necessary to optimize the deployment of wind turbines. One of the main the effects caused by the presence of hills and scarpments is the velocity increase at the top, also known as speed-up. The experimental analysis in the wind tunnel is as important tool for understand the real behavior of the wind and thus to estimate with greater precision and reliability. In this study the behavior of wind flow is analyzed for one terrain of Category I – plain terrain, with power law exponent $p = 0{,}11$. The measure of wind speed profile and turbulence intensity were realized with a hot wire anemometry system. The tests are realized in a wind tunnel using two-dimensional reducing models, with a sinusoidal and triangular cross section and angles of 20° e 45°, for both cross sections. The results show that the speed-up effect occurs for all models studied and the highest speeds were observed in the 45 ° sinusoidal model, 34% higher than the reference. The upwind position, for all models, showed a reduction in speeds and the greatest reduction was 62% for the 45 ° sinusoidal model. In these positions there was no significant change in the intensity of turbulence. In contrast to the position located to the downwind, the highest turbulence intensities and lowest speeds are observed.

Key – Words: *wind flow; speed-up; wind speed profile; hills; scarpments; wind tunnel.*

1. INTRODUÇÃO

O Brasil apresenta uma matriz elétrica bastante diversificada, porém mais de 66,6% da energia elétrica provém de recursos hídricos, e apenas 7,6% da energia elétrica produzida no país é gerada pela energia eólica [3], o que representa 15,4 GW. Ainda que a energia eólica tenha uma pequena parcela da matriz elétrica brasileira, o Brasil é o 5° país no mundo que mais instalou energia eólica [4]. Atualmente, grande parte dos parques estão localizados na costa brasileira, entretanto com a crescente expansão novos parques eólicos deverão ser implantados em alto mar e, principalmente, em regiões de topografia e rugosidade variáveis. Existem algumas ferramentas capazes de reproduzir o escoamento do vento, no entanto quando a topografia é complexa alguns comportamentos do escoamento não tem sido adequadamente representado como por exemplo: separação e recolamento do escoamento do vento [1]. Ensaios experimentais em túnel de vento apresentam bons resultados, além de serem capazes de reproduzir o comportamento do ao transpor um obstáculo com bastante acurácia, mostrando-se fidedignos à realidade [5].

2. ESTUDOS TOPOGRÁFICOS EM TÚNEL DE VENTO

Os primeiros estudos em topografias complexas foram publicados na década de 40, no entanto foram apenas estudos analíticos. Nesta pesquisa foi analisada a influência de um morro no escoamento do vento, provando que grande parte das características observadas no escoamento podem ser explicadas pela teoria hidrodinâmica [6].

De uma maneira geral, à medida que o escoamento se aproxima de uma mudança topográfica há, primeiramente, uma ligeira diminuição das velocidades até que a topografia comece a mudar sua inclinação de forma ascendente. Em seguida, as velocidades tendem a aumentar gradativamente até o cume do morro ou talude [7]. Quando o vento se aproxima do cume do morro as linhas de corrente, mais próximas da superfície, se aproximam entre si diminuindo a pressão nesta região e consequentemente aumentando as velocidades, este fenômeno é conhecido como *speed-up*. A região localizada à sotavento do morro é a mais instável e é nesta região onde a turbulência é muito alta e as velocidades mais próximas da superfície do morro são muito pequenas, cerca de 10% da velocidade não perturbada. Além disso, nesta região ocorre o desprendimento de vórtices e consequente formação da esteira de recirculação, que fica localizada mais próxima ao pé do morro [8].

Na década de 60, estudos comprovaram que era possível reproduzir a estrutura da camada limite atmosférica em túnel de vento, para que isto fosse factível o piso do túnel foi coberto com dispositivos capazes de reproduzir os efeitos da rugosidade superficial terrestre [9]. Com este avanço tecnológico

o túnel de vento torna-se uma importante ferramenta para solucionar casos complexos na engenharia do vento, onde modelos analíticos não poderiam ser usados para estimar o perfil de velocidades do vento [10].

Em meados da década de 70, após muitos anos desde os primeiros indícios de variabilidade de velocidades no entorno de morros, os pesquisadores Jackson e Hunt desenvolveram modelos analíticos 2D com escoamento em camada turbulenta para um morro de pequena altura e isolado. Até hoje estes autores são considerados referência devido à grande relevância de seus estudos e serviram de base para estudos posteriores e códigos normativos. O modelo analítico, embora tenha sido parametrizado para morros isolados com pequena inclinação, é conciso e apresenta mudanças para as velocidades médias do vento e estrutura da turbulência nessas circunstâncias. Além disso, os autores estudaram a razão entre a altura do morro e o comprimento característico do morro na direção do escoamento, se esta razão for muito menor que 1 é possível empregar as equações que regem o movimento dos fluidos. Neste estudo, foi observado que a forma, tamanho e rugosidade do objeto inserido no escoamento tinham influência nos resultados [8].

Na continuidade dos avanços acadêmicos foram sendo realizados inúmeros estudos para entender o real comportamento do vento em terrenos não planos. Outrossim, observou-se que foi imprescindível a pesquisa comparativa entre os diversos meios de obtenção de resultados: modelos analíticos e numéricos, túnel de vento e medições de campo. Visto a grande relevância dos estudos de Jackson e Hunt, outros pesquisadores lançaram mão desta teoria para aprimorar os conhecimentos e extrapolar para topografia 3D [11], [12]. Além disso, as pesquisas mostraram que as maiores mudanças na intensidade de turbulência são observadas na esteira formada a sotavento do morro [11].

A fim de comprovar o modelo de Jackson e Hunt estendido a modelos 3D era compatível com os dados medidos em campo, morros reais foram analisados. Entre alguns estudos, em 1979 o morro Brent Knoll que é considerado um morro quase ideal por ser morro baixo isolado, 3D, assimétrico e superfície lisa [12]. Outros morros reais foram estudados como por exemplo: a *Black Mountain* [13], *Rocky Mountains* [12], *South Wales* [14], *Rietholzbach* [15], *Kettles Hill* [16] , *As*kervein [17], *Kettles Hill* [18].

O constante aprimoramento das pesquisas mostrou que o escoamento do vento ao transpor uma topografia pode ser influenciado por diversas variáveis. Dentre as variáveis as dimensões vertical e horizontal, que podem ser descritas como declividade, ângulo ou razão H/L (altura, largura a meia altura), observou-se há uma diferença significativa no perfil de velocidades médias do vento [19], [20],

[21], [22]. Outra importante variável é a seção transversal do morro, as seções mais estudadas são as triangulares e sinusoidais. Comparativamente morros com seção transversal sinusoidal apresentam maior *speed-up* indiferente da inclinação [21], [22], [23].

Como dito anteriormente, para que a C.L.A. seja corretamente reproduzida a rugosidade do entorno do morro deve ser reproduzida. Os primeiros ensaios em túnel de vento não consideravam a rugosidade do morro e percebeu-se que para se obter um perfil de velocidades e comportamento acurados deveria ser considerada esta variável. Estudos de 2004, provaram que dependendo da inclinação do morro a rugosidade tem papel fundamental no comportamento do escoamento do vento, visto que se observou a separação do escoamento para um morro rugoso [24]. Em relação ao *speed-up* tanto para escoamento rugoso ou não, o maior *speed-up* é medido quando o morro não apresenta rugosidade. Por outro lado, analisando a rugosidade do escoamento, escoamentos rugosos apresentam maior *speed-up* independente do morro apresentar ou não rugosidade. Desta forma $S_{\text{escoamento rugoso, morro não-rugoso}} > S_{\text{escoamento rugoso, morro rugoso}} > S_{\text{escoamento não-rugoso, morro não-rugoso}} > S_{\text{escoamento não-rugoso, morro rugoso}}$ [25]. Em relação a turbulência do escoamento, observou-se que a rugosidade do morro tem grande influência na estrutura da turbulência. Para a região a sotavento do morro, onde obtém-se os maiores turbulências, a influência da rugosidade do morro e do escoamento foi a seguinte: $/\ \sigma_{0\ \text{escoamento não-rugoso, morro rugoso}} > \sigma/\ \sigma_{0\ \text{escoamento rugoso, morro rugoso}} > \sigma/\ \sigma_{0\ \text{escoamento não-rugoso, morro não-rugoso}} > \sigma/\ \sigma_{0\ \text{escoamento rugoso, morro não-rugoso}}$, onde σ/σ_0 é definido como a razão entre o desvio padrão das flutuações de velocidades dividido pelo desvio padrão das flutuações de velocidades em um escoamento onde não há morros [26].

A separação e recolamento do escoamento como visto depende da rugosidade, mas também depende da inclinação do morro ou talude. Derickson e Peterka em 2004 estudaram taludes com inclinações acima de 30° e observaram que a separação do escoamento se dá dentro de uma faixa próxima ao pico tanto a barlavento como a sotavento. Eles reiteram que os fenômenos de separação e recolamento do escoamento é altamente transitório, irregulares, imprevisíveis e dependem da orografia do terreno e da turbulência do escoamento [27].

Para avaliar corretamente o recurso eólico em terrenos complexos, pode ser necessário mais de uma ferramenta para a obtenção das características do vento como por exemplo o trabalho conjunto de medições em campo, simulações numéricas e ensaios em túnel de vento. O túnel de vento tem um papel importante no estudo do perfil de velocidade, perfil de intensidade de turbulência e esteiras, que podem ser provenientes da topografia ou de turbinas eólicas adjacentes. Com o estudo detalhado do escoamento do vento e suas interferências é possível definir um layout estabelecendo a quantidade de turbinas, localização e espaçamentos otimizados entre turbinas [28], [29].

3. PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS EM TÚNEL DE VENTO

O túnel de vento de camada limite permite reproduzir os fenômenos do escoamento do vento na camada limite atmosférica (CLA). Para aplicações da aerodinâmica à engenharia civil a zona mais importante é a turbulenta, já que grande parte das superfícies estão expostas a esta região e é onde a separação do escoamento é observada. O perfil de velocidades para o regime turbulento pode ser aproximado por uma distribuição segundo a lei de potência. Em túnel de vento, para reproduzir corretamente a camada limite atmosférica são necessários alguns dispositivos: rugosidade, barreiras e dispositivos mistos. Estes dispositivos são fundamentais para que a estrutura da camada limite atmosférica, ou seja, perfil de velocidades seja compatível com os dados reais [30].

Além dos fenômenos do escoamento do vento serem adequadamente reportados, é importante que as semelhanças físicas entre o modelo real e o reduzido sejam proporcionalmente reproduzidos. O que torna o túnel de vento uma importante ferramenta na análise quantitativa e qualitativa do escoamento do vento em topografias complexas. Este estudo foi desenvolvido no túnel de vento Professor Joaquim Blessmann (figura 1a), da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. A posição das mesas de ensaio e dimensões do túnel estão indicadas na figura 1b.

Figura 1a – Túnel de Vento Professor Joaquim Blessmann – UFRGS [cm].

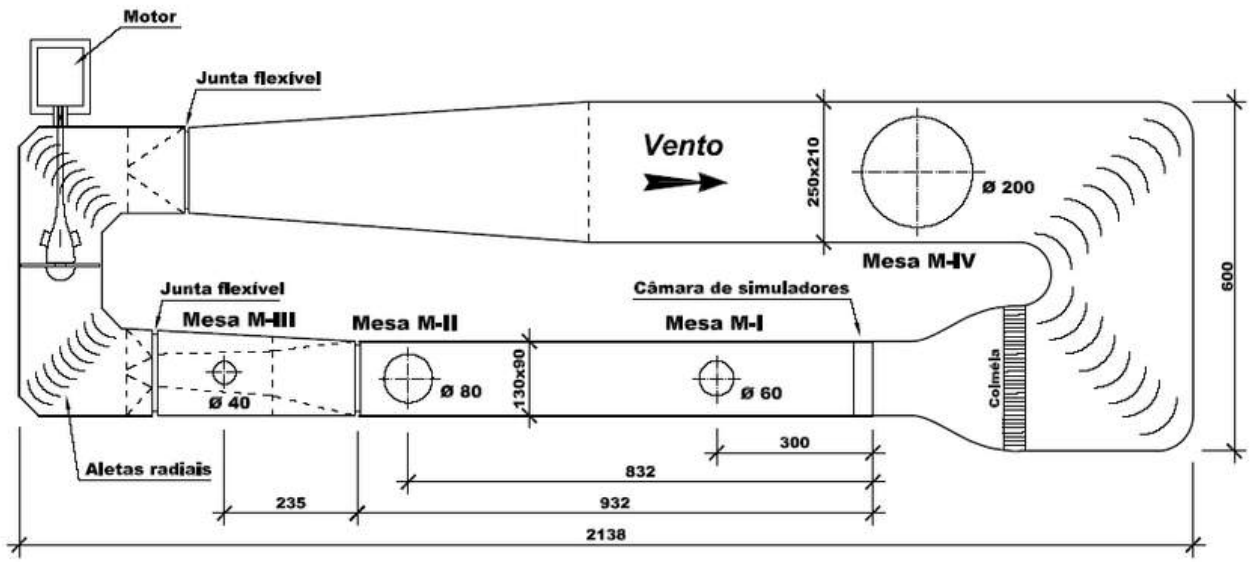


Figura 1b – Planta baixa e posição das mesas no Túnel de Vento Professor Joaquim Blessmann – UFRGS [cm].

3.1 Simulação do Vento Natural

O vento simulado para realização dos ensaios experimentais em túnel de vento é do tipo deslizante e turbulento. O perfil de velocidades médias, o qual reproduz a variação vertical da velocidade média do vento em uma seção do túnel, é descrito através da lei de potência (equação 1).

$$\frac{V(z)}{V_{ref}} = \left(\frac{z}{z_{ref}}\right)^{p} \qquad (1)$$

Onde:

$V(z)$ = velocidade média na cota z;

V_{ref} = velocidade de referência na cota z_{ref};

z_{ref} = cota de referência, 450 mm a partir do piso do túnel de vento;

z = cota vertical, medida a partir do piso do túnel de vento;

p = expoente da curva de potência.

O valor do expoente p da equação 63 é igual a 0,11, que é correspondente à categoria I da Norma Brasileira NBR 6123 [31]. Para esta categoria, o terreno contempla superfícies lisas de grandes dimensões e mais de 5 km de extensão (sentido do vento incidente), como por exemplo: mar calmo, lagos, rios.

3.2 Definições Experimentais

Os ensaios experimentais foram realizados por meio de modelos reduzidos bidimensionais com altura de 150 mm e escala de 1:1000. Os modelos reduzidos foram divididos em dois grupos conforme a seção transversal: triangular e sinusoidal, este foi desenvolvido a partir dos modelos de Ferreira et al. [32]. Neste estudo foram fabricados modelos com (prolongamento igual a 3H) e sem o prolongamento do patamar superior e com inclinações de 20° e 45°.

Para compor o perfil de velocidade para a categoria I, segundo a NBR 6123, o expoente da lei de potência é igual a p = 0,11. As medições foram obtidas por meio da sonda de fio quente, e foram medidas vinte alturas acima do terreno em análise para cada posição, as quais, em milímetros, são: 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450 mm. Para cada posição obteve-se uma velocidade média no intervalo de 60 s e integrando-as obtém-se o perfil de velocidades médias do vento. Os perfis de velocidade média foram medidos em três regiões: barlavento, patamar e sotavento, as posições barlavento e sotavento são a meia altura, ou seja, 75 mm.

As figuras 2a e 2b mostram a vista superior e seção transversal, respectivamente, para o morro sinusoidal com ângulo de 20° sem patamar. As figuras 3a e 3b mostram a vista superior e seção transversal, respectivamente, para o morro sinusoidal com ângulo de 20° com patamar P3H.

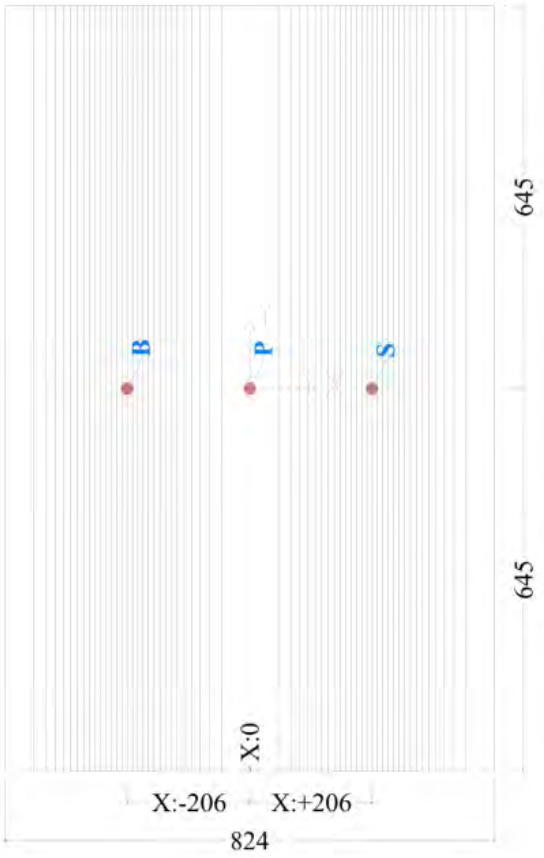


Figura 2a – Vista superior do morro sinusoidal 20° sem patamar

Figura 2b – Seção transversal do morro sinusoidal 20° sem patamar

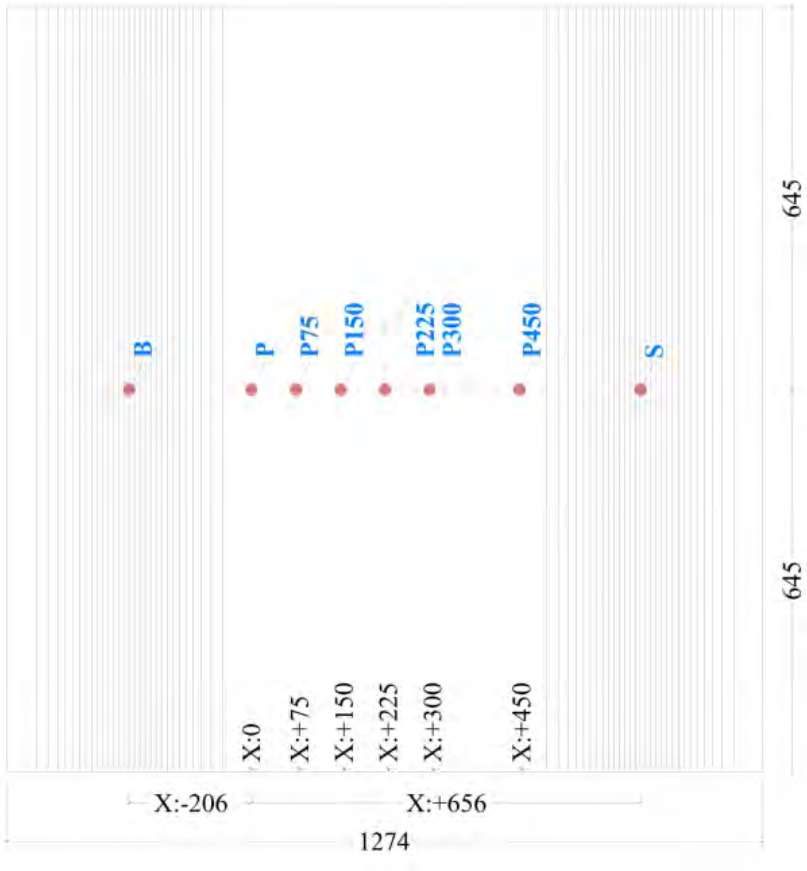


Figura 3a – Vista superior do morro sinusoidal 20° com patamar P3H

Figura 3b – Seção transversal do morro sinusoidal 20° com patamar P3H

As figuras 4a e 4b mostram a vista superior e seção transversal, respectivamente, para o morro triangular com ângulo de 20° sem patamar. As figuras 5a e 5b mostram a vista superior e seção transversal, respectivamente, para o morro triangular com ângulo de 20° com patamar P3H. Para o ângulo de 45° foram utilizadas as mesmas características para os modelos, sinusoidal e triangular, com e sem patamar. A figura 6 mostra o modelo triangular na mesa de ensaio no interior do túnel de vento. Este modelo tem inclinação de 20° com patamar P3H, ou seja, patamar no topo do morro igual a três vezes a altura do morro.

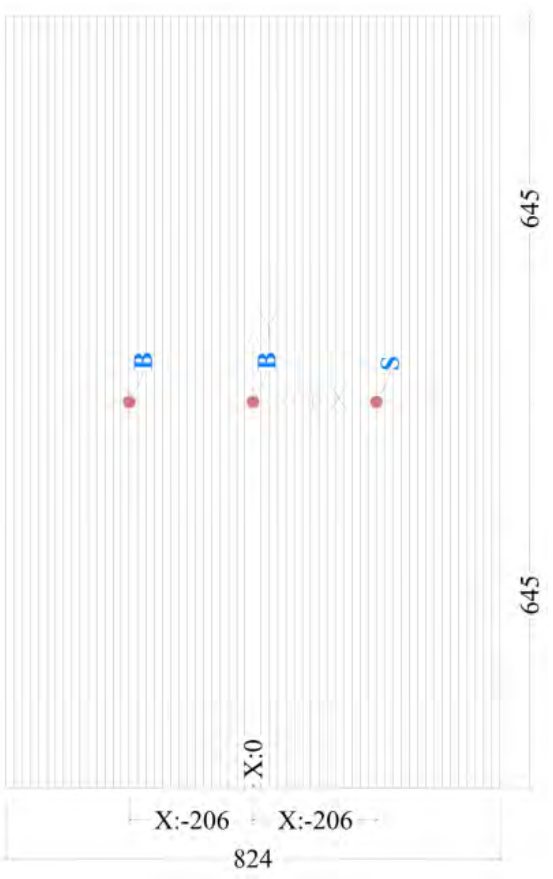


Figura 4a – Vista superior do morro triangular 20° sem patamar

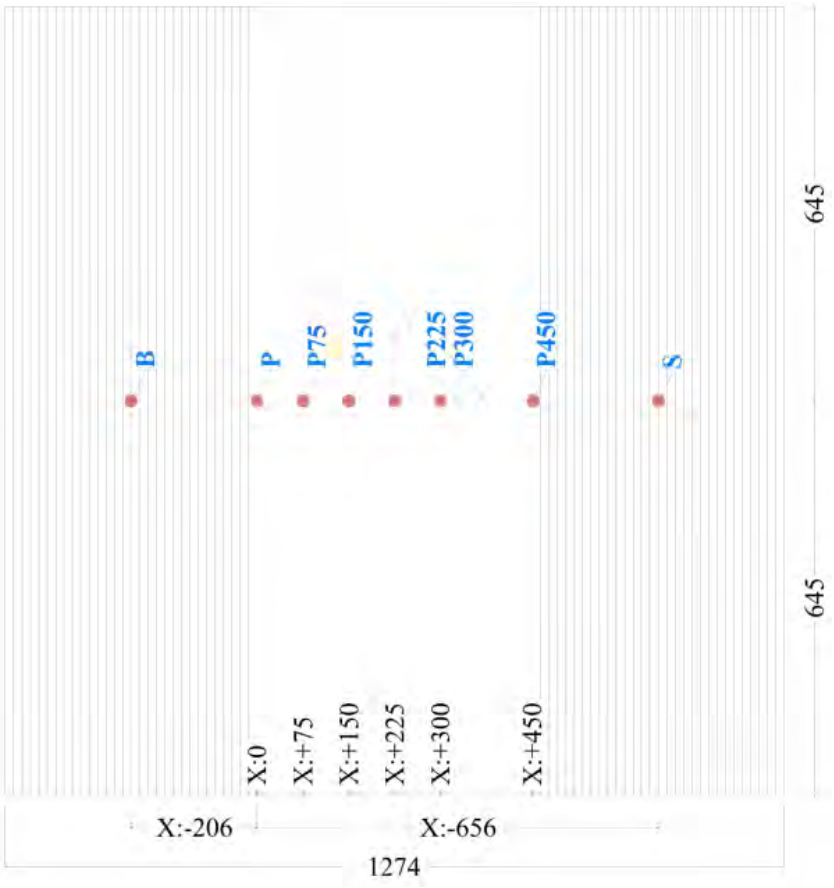


Figura 5a – Vista superior do morro triangular 20° com patamar P3H

Figura 4b – Seção transversal do morro triangular 20° sem patamar

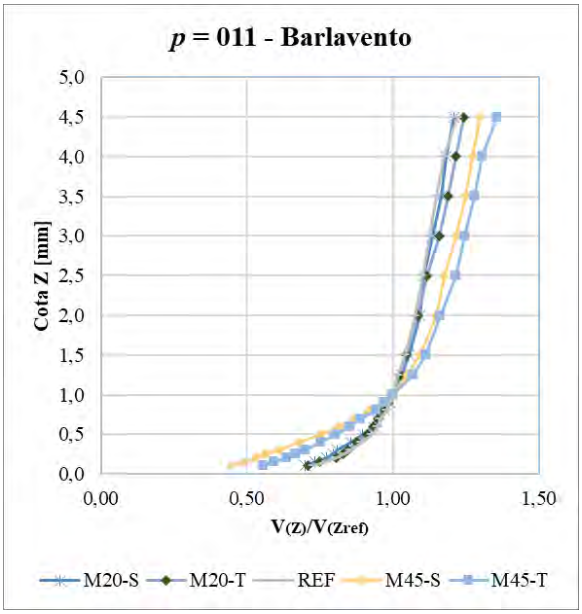
Figura 5b – Seção transversal do morro triangular 20° com patamar P3H

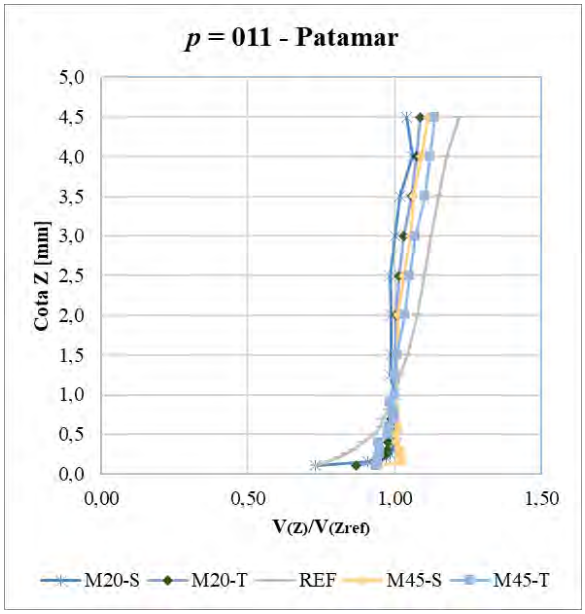
Figura 6 – Seção transversal do morro traingular com ângulo de 20° e patamar P3H

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Perfil de Velocidades Média

O escoamento do vento ao transpor uma topografia se modifica e muitas são as variáveis que influenciam a estrutura do perfil de velocidades e intensidade de turbulência. Neste estudo as variáveis analisadas são: o ângulo (20° e 45°) e a seção transversal (triangular e sinusoidal). Além disso, é possível identificar os diferentes perfis de CLA e características do escoamento através das diferentes posições de medição. A figura 6 apresenta os resultados para o perfil de velocidades normalizado para as posições "B", "P" e "S", para ambos ângulos e seções transversais. Os perfis foram comparados com o perfil de velocidades normalizado para um terreno plano, que é definido como "REF". O eixo vertical representa as cotas em mm e o eixo horizontal as velocidades normalizadas. A cota de normalização é 100 mm que corresponde a 100 m, altura do cubo da turbina eólica.





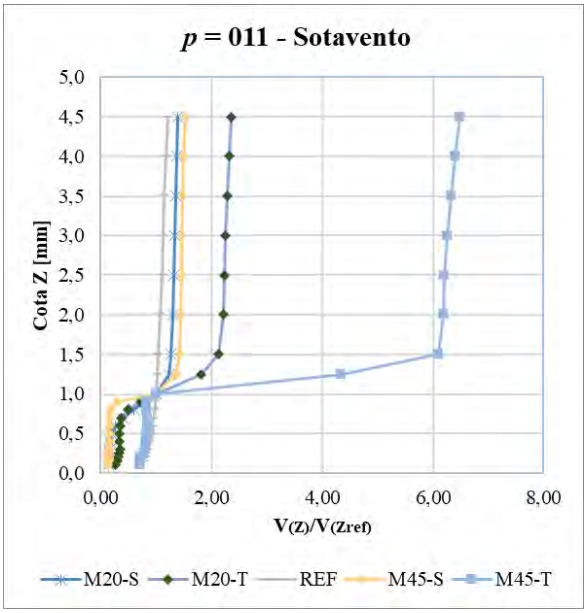


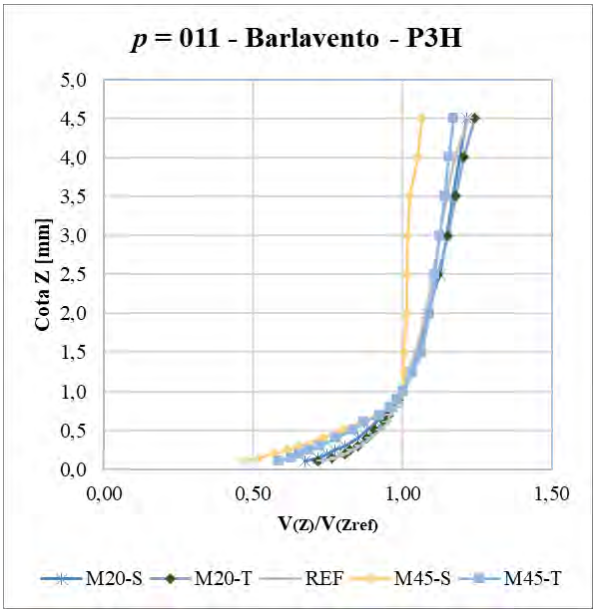
Figura 6 – Velocidade normalizada para as posições “Barlavento”, “Patamar” e “Sotavento”, para os ângulos de 20° e 45° e seções transversais triangular e sinusoidal.

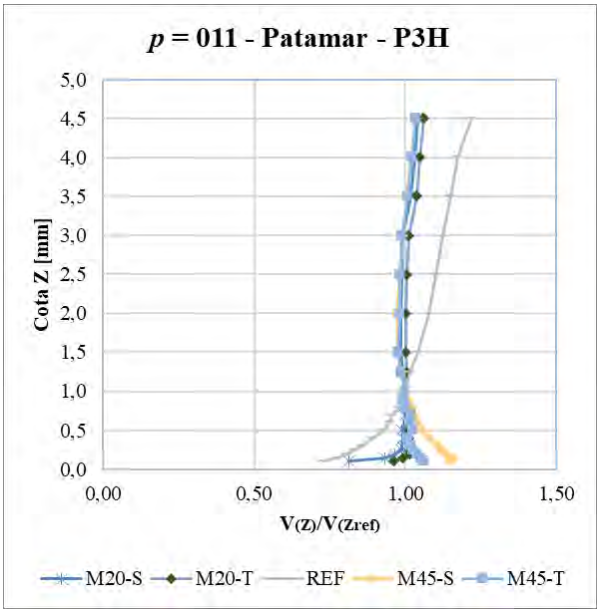
Os perfis de velocidade para a posição “B” mostram que para ambos ângulos os modelos triangulares apresentam valores maiores que os modelos sinusoidais. E ambas seções transversais até a cota 100 mm apresentam valores inferiores ao perfil de referência, a maior diferença observada foi para o modelo sinusoidal de 45° que apresentou uma redução de 62%. Outro fato importar de salientar é que para morros mais íngremes as velocidades a barlavento tendem a ser menores que para morros mais rasos.

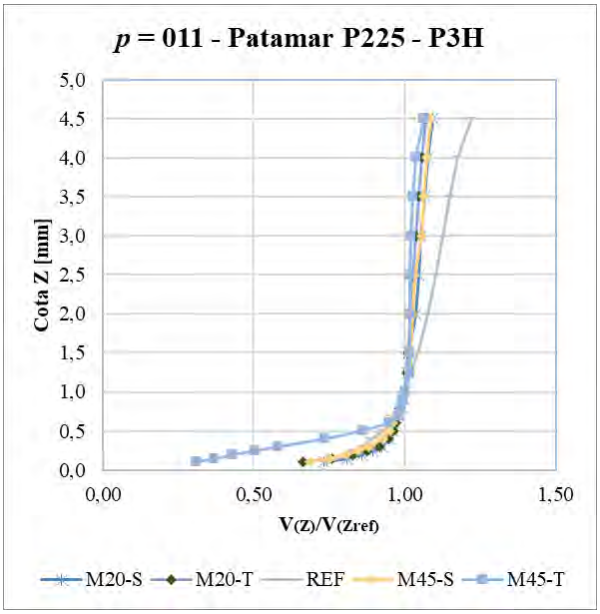
Para a posição “P” no patamar a presença do morro no escoamento comprova o efeito *speed-up* para todos os casos, o que reitera outros estudos anteriormente mencionados [8], [21], [22], [23]. O modelo que apresentou o maior *speed-up* foi o M45-S e o maior acréscimo observado foi de 34%.

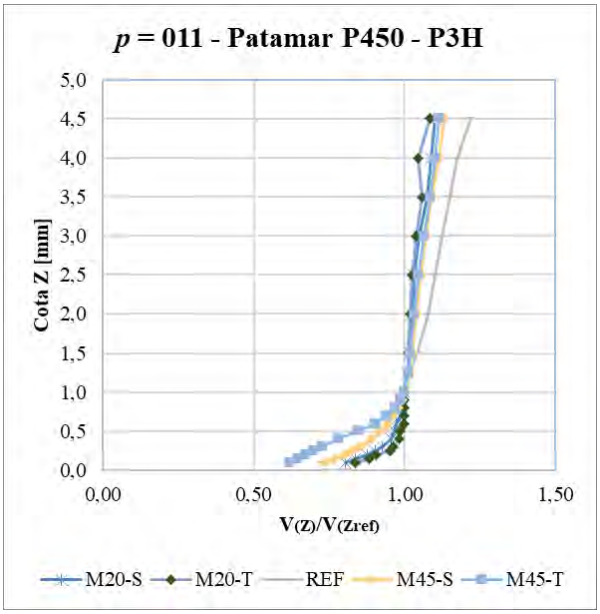
Para a posição “S” o escoamento se comporta bem diferente das demais posições analisadas. Neste caso, observa-se a separação do escoamento e a formação da esteira, este fenômeno é observado para todos os modelos estudados.

O modelo prolongado para os morros é obtido com o prolongamento de 3 vezes a altura do morro, neste caso o prolongamento do cume é de 450 mm. Para a norma brasileira este modelo é definido como um talude. A figura 7 apresenta os resultados para o perfil de velocidades normalizado para as posições “B”, “P”, “P225”, “P450” e “S”, para ambos ângulos e seções transversais, sendo que P225 refere-se a 225 mm a partir do ponto mais alto definido no morro sem prolongamento.


p = 011 - Barlavento - P3H
Cota Z [mm]
5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
0,00
0,50
1,00
1,50
V(Z)/V(Zref)
M20-S
M20-T
REF
M45-S
M45-T


p = 011 - Patamar - P3H
Cota Z [mm]
5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
0,00
0,50
1,00
1,50
V(Z)/V(Zref)
M20-S
M20-T
REF
M45-S
M45-T


p = 011 - Patamar P225 - P3H
Cota Z [mm]
5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
0,00
0,50
1,00
1,50
V(Z)/V(Zref)
M20-S
M20-T
REF
M45-S
M45-T


p = 011 - Patamar P450 - P3H
Cota Z [mm]
5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
0,00
0,50
1,00
1,50
V(Z)/V(Zref)
M20-S
M20-T
REF
M45-S
M45-T

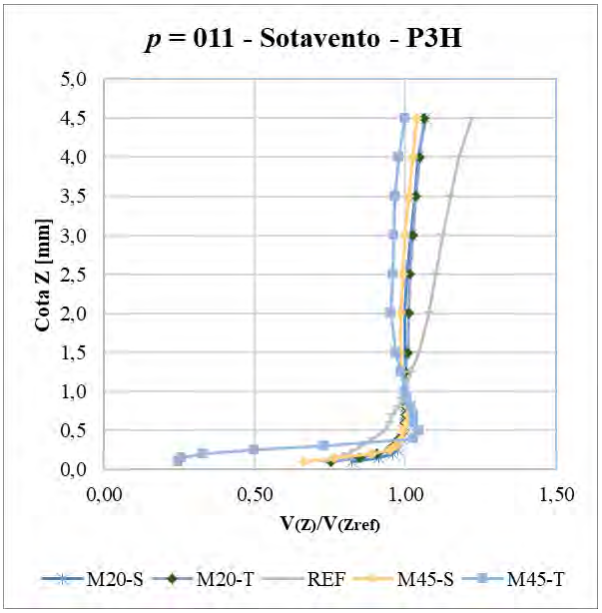


Figura 7 – Velocidade normalizada para as posições “Barlavento”, “Patamar”, “P225”, “P450” e “Sotavento”, para os ângulos de 20° e 45° e seções transversais triangular e sinusoidal.

O comportamento do perfil de velocidade para a posição “B” para o morro com prolongamento é semelhante ao modelo sem prolongamento. O modelo M45-S se manteve o modelo com a maior diferença entre o perfil de referência, cerca de 66% menor.

As posições localizadas no cume do morro são variáveis, onde o ponto mais próximo a borda “P” apresenta claramente o efeito *speed-up*. Onde as maiores variações de velocidades são observadas no modelo M45-S, cerca de 59% maior que a referência. Para as posições subsequentes “P225” e “P450” o escoamento se reorganiza e quanto mais longe da borda menor é a influência do talude ascendente a barlavento. Para a posição “P225” os perfis de velocidade para os modelos são semelhantes ao perfil referência, exceto para o modelo M45-T que apresentou velocidades menores que a referência. Para a posição “P450” observa-se que para os modelos com ângulo de 45°, ambas seções transversais, as velocidades são menores que a referência. Os demais modelos são semelhantes ao perfil de referência, com um leve aumento nas velocidades para o perfil M20-T.

A sotavento os perfis de velocidades ainda há regiões com velocidades muito baixas. Entretanto quando comparadas com os perfis dos modelos sem prolongamento percebe-se que há uma variação significativa na ordem de grandeza. Nos modelos prolongados não há claramente a definição da região da esteira, exceto para o modelo M45-T.

4.2 Perfil de Intensidade de Turbulência

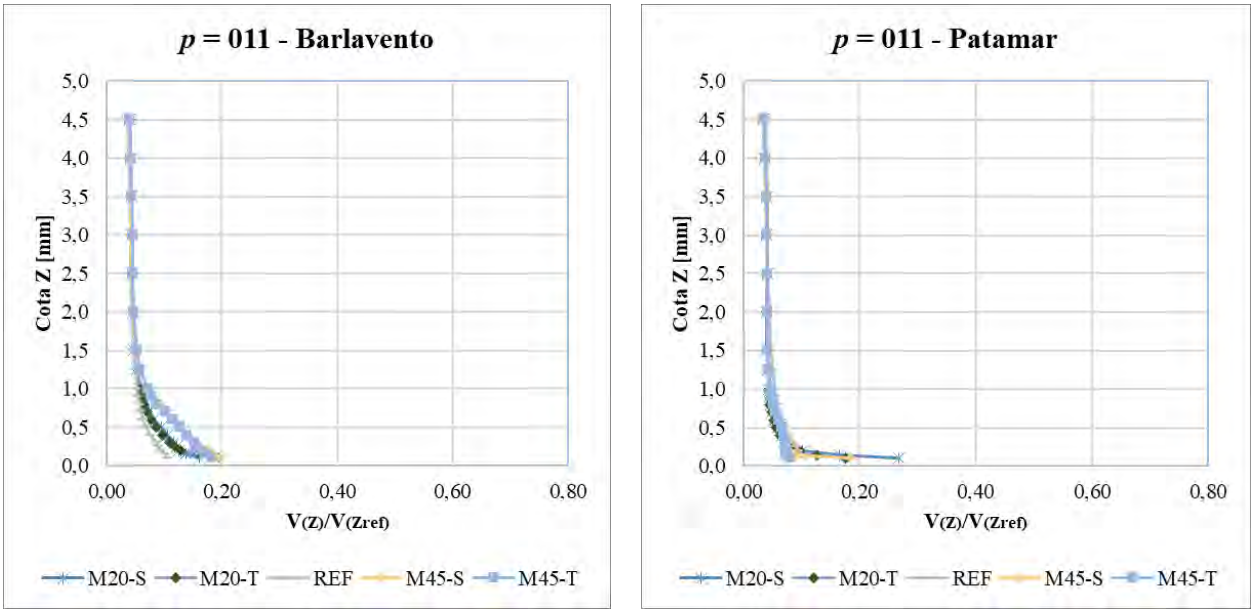
A intensidade de turbulência medida em 10 min é dada pelo desvio padrão da velocidade longitudinal do vento pela velocidade média do vento e é expressa pela equação 1. A figura 8 apresenta os resultados normalizados para a intensidade de turbulência para as mesmas posições que o perfil de velocidades.

$$I = \frac{V(rms)}{V_{(z)}} \qquad (1)$$

Onde:

V(rms) = velocidade rms na cota z;

V(z) = velocidade na cota z_{ref};



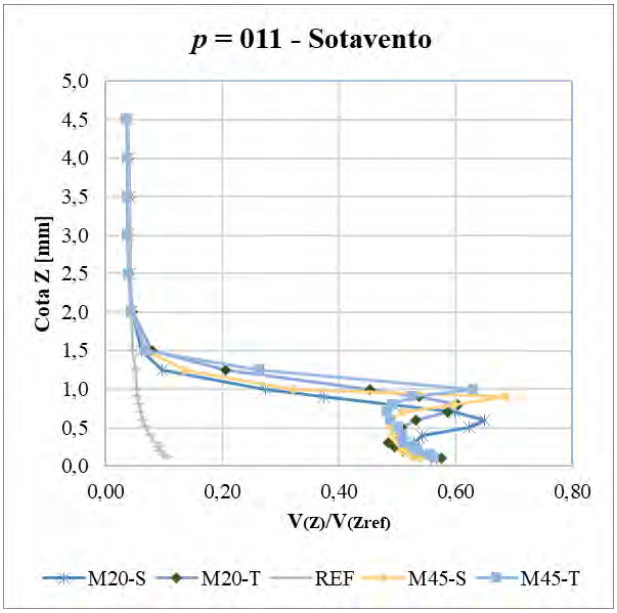
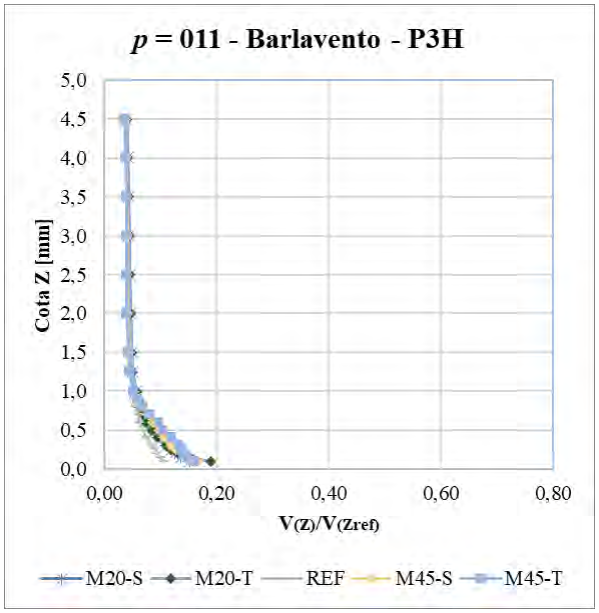
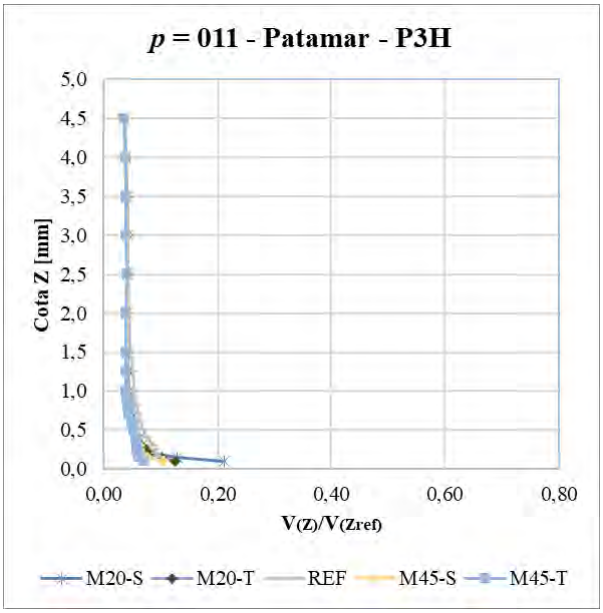


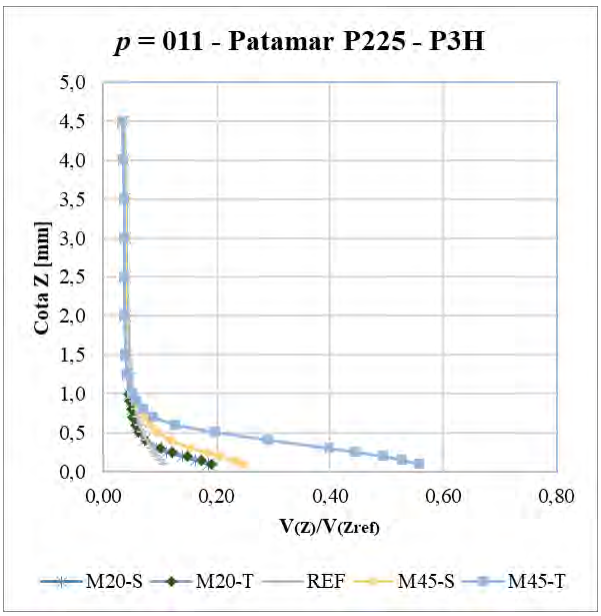
Figura 8 – Intensidade de Turbulência para as posições “Barlavento”, “Patamar” e “Sotavento”, para os ângulos de 20° e 45° e seções transversais triangular e sinusoidal.

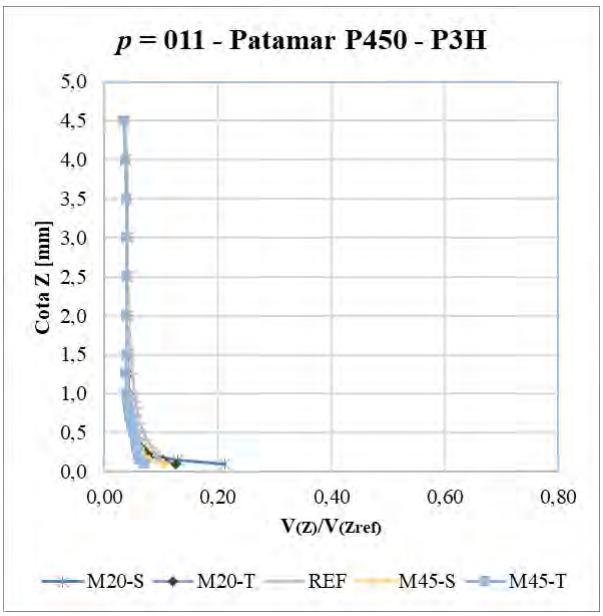
A intensidade de turbulência para a posição “B” se mostrou maior que a referência para ambos ângulos, sendo que o ângulo de 45° é aproximadamente duas vezes maior que a referência devido à presença do morro. Para a posição “P” a intensidade de turbulência aumenta substancialmente para a posição analisada, cerca de três vezes maior que a referência para o modelo M20-S. Ao contrário, para a posição “S”, que é medida a sotavento do morro, é possível notar que a turbulência ocorre devido à influência de um gradiente de pressão adversa após a crista da colina, este mesmo efeito pode ser constatado nos estudos de Mattuella em 2016 [32], [33]. Nesta posição a intensidade de turbulência é extremamente alta comparativamente as demais posições, o modelo M45-S é o que apresentou cerca de dezesseis vezes maior que a referência.

A figura 9 apresenta os resultados normalizados para a intensidade de turbulência para os modelos com prolongamento do cume. As posições analisadas são as mesmas que o perfil de velocidades “B”, “P”, “P225”, “P450” e “S”.


p = 011 - Barlavento - P3H
Cota Z [mm]
5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
0,00
0,20
0,40
0,60
0,80
V(Z)/V(Zref)
M20-S
M20-T
REF
M45-S
M45-T


p = 011 - Patamar - P3H
Cota Z [mm]
5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
0,00
0,20
0,40
0,60
0,80
V(Z)/V(Zref)
M20-S
M20-T
REF
M45-S
M45-T


p = 011 - Patamar P225 - P3H
Cota Z [mm]
5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
0,00
0,20
0,40
0,60
0,80
V(Z)/V(Zref)
M20-S
M20-T
REF
M45-S
M45-T


p = 011 - Patamar P450 - P3H
Cota Z [mm]
5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
0,00
0,20
0,40
0,60
0,80
V(Z)/V(Zref)
M20-S
M20-T
REF
M45-S
M45-T

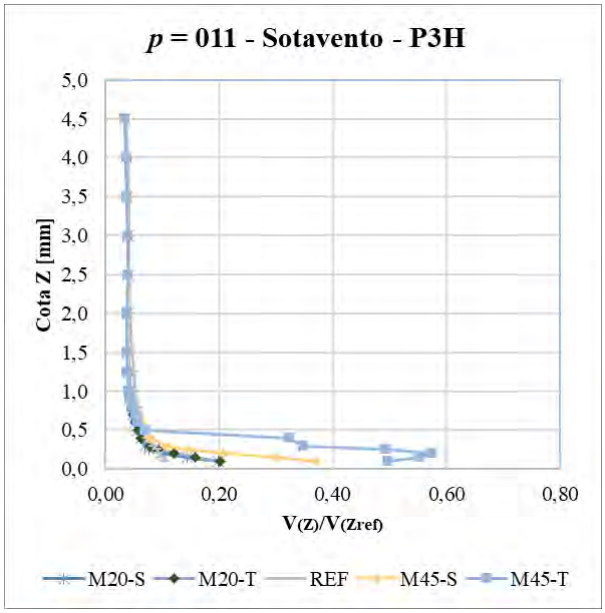


Figura 9 – Intensidade de Turbulência para as posições “Barlavento”, “Patamar”, “P225”, “P450” e “Sotavento”, para os ângulos de 20° e 45° e seções transversais triangular e sinusoidal.

A intensidade de turbulência para as posições “B”, “P” e “P450” são semelhantes a referência. Na posição “P225” observa-se que os apresentaram valores de intensidades de turbulência maiores que a referência. O mesmo pode ser visualizado para a posição “S”, onde os maiores valores de intensidade são para os modelos com ângulo de 45°.

5. CONCLUSÕES

Este estudo analisou o comportamento do vento nas principais regiões onde o escoamento é sensivelmente alterado pela presença da topografia, que são barlavento, cume e sotavento. Os resultados obtidos se mostram satisfatórios em relação à pesquisa e compatível com outros estudos mencionados. De uma forma geral, pontos a barlavento, para os ângulos e seções transversais estudados, tendem a apresentar reduções nas velocidades nas cotas próximas ao sopé do morro. Desta maneira, os esforços devidos ao vento no fuste da turbina seriam reduzidos e dependendo da altura do cubo e do morro podem não haver perdas tão significativas. Assim, esta é uma potencial posição para ser locada uma turbina eólica. Para a posição “P”, que localiza-se no cume do morro, está é a região com maior potencial eólico, o que a torna uma região com grande potencial para locação de turbinas, porém pelo efeito *speed-up* da mesma forma que é benéfico para a geração de energia eólica, pode se tornar um problema para a estrutura da turbina, pois deverá ser reforçada na estrutura e fundação.

Entretanto, para morros com prolongamento as regiões longínquas a borda o efeito *speed-up* não é observado o que não traria benefícios para a geração de energia eólica.

A posição "S", que está localizada a sotavento do morro é a posição onde são observados os maiores valores de intensidade de turbulência, separação do escoamento e formação da esteira. Como nesta região as velocidades são muito inferiores as do escoamento livre e das posições a barlavento e do cume, dessa forma não é uma posição indicativa para a locação de uma turbina eólica. Todavia, para morros com prolongamento, como definido neste estudo, esta posição não apresenta uma esteira bem definida. Neste caso, não há uma contraindicação para a locação das turbinas, porém deve-se considerar que as velocidades são menores que as do perfil de referência.

Nas posições onde são observadas as maiores intensidades de turbulência, as velocidades são baixas como pode-se observar comparando as mesmas posições para as figuras 6 e 7. As menores intensidades de turbulência ocorrem no cume do morro e é onde ocorrem as maiores velocidades médias.

Este estudo comprova a importância do túnel de vento para a avaliação técnica de projetos eólicos. Visto que uma torre anemométrica não é capaz de detalhar o comportamento em regiões onde há a presença de topografias não planas. Esta é uma ferramenta que torna as projeções de geração de energia mais confiáveis, bem como a viabilidade técnica de parques eólicos em regiões complexas. Este estudo, embora tenha sido realizado para um morro isolado e não em uma topografia complexa, estabelece de forma fidedigna a estrutura e o comportamento do vento. Além disso, explana a influência de cada variável no comportamento do escoamento. Morros isolados apresentam o maior valor de *speed-up* quando comparados com morros múltiplos [34].

REFERÊNCIAS

[1] MATTUELLA, J.M.L. LOREDO-SOUZA, A.M. OLIVEIRA, M. G.K, PETRY, A. P Experimental Analysis of Micrositing in Wind Tunnel, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 54, February 2016, Pages 110–119

[2] L. P. CHAMORRO, F. PORTÉ-AGEL, Turbulent flow inside and above a wind farm: a wind-tunnel study, Energies, 4 (2011) 1916-1936.

[3] Empresa de Pesquisa Energética Balanço Energético Nacional: Matriz Elétrica Brasileira, Ministério de Minas e Energia. 2019. http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#ELETRICA, acesso em 23 /02/ 2020.

[4] Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEOLICA, São Paulo, 2013. http://abeeolica.org.br, acesso em 23/02/2020.

[5] WITTWER, A. R., DORADO, R., DEGRAZIA, G. A., LOREDO-SOUZA, A. M., BODMANN, B., Flow in the Wake of wind turbines: turbulence spectral analysis by Wind tunnel tests, IX Workshop Brasileiro de Micrometeorologia, Santa Maria-RS, 2015, Brasil.

[6] SCORER, R. S. Theory of waves in the lee of mountains. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, v. 75, p. 41-56, 1949.

[7] HOLMES, J. D. Wind loading of structures. London: Taylor & Francis Group, 2001. ISBN 0-419-24610-2001.

[8] JACKSON, P.; HUNT, J. Turbulent wind flow over a low hill. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, v. 101, n. 430, p. 929-955, 1975.

[9] JENSEN M, FRANK N. Model scale tests in turbulence wind. Copenhague: Danish Press; 1965 Part 2.

[10] WITTWER, A. R., WELTER, G. S., LOREDO-SOUZA A. M. Statistical analysis of wind tunnel and atmospheric boundary layer turbulent flows. Wind tunnel designs and their diverse engineering applications. N.A. Ahmed, editor. InTech, Chapters published 06.03.2013. ISBN 978-953-51-1047- 7, p. 228. /http://dx.doi.org/10.5772/3403S.

[11] MASON, P.; SYKES, R. Flow over an isolated hill of moderate slope. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, v. 105, n. 444, p. 383-395, 1979.

[12] TEUNISSEN, H. Wind-tunnel and full-scale comparisons of mean wind flow over an isolated low hill. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v. 15, n. 1, p. 271-286, 1983.

[13] BRADLEY, E. F. An experimental study of the profiles of wind speed, shearing stress and turbulence at the crest of a large hill. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, v. 106, n. 447, p. 101-123, 1980.

[14] MASON, P.; KING, J. Atmospheric flow over a succession of nearly two-dimensional ridges and valleys. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, v. 110, n. 466, p. 821-845, 1984.

[15] KUSTAS, W. P.; BRUTSAERT, W. Wind profile constants in a neutral atmospheric boundary layer over complex terrain. Boundary-Layer Meteorology, v. 34, n. 1-2, p. 35-54, 1986.

[16] TAYLOR, P. A.; MASON, P. J.; BRADLEY, E. F. Boundary-layer flow over low hills. Boundary-layer meteorology, v. 39, n. 1-2, p. 107-132, 1987.

[17] TAYLOR, P. A.; TEUNISSEN, H. The Askervein Hill project: overview and background data. Boundary-Layer Meteorology, v. 39, n. 1-2, p. 15-39, 1987.

[18] SALMON, J.; TEUNISSEN, H. W.; MICKLE, R. E.; TAYLOR, P.A. The kettles hill project: field observations, wind-tunnel simulations and numerical model predictions for flow over a low hill. Boundary-Layer Meteorology, v. 43, n. 4, p. 309-343, 1988.

[19] BOWEN, A.; LINDLEY, D. A wind-tunnel investigation of the wind speed and turbulence characteristics close to the ground over various escarpment shapes. Boundary-Layer Meteorology, v. 12, n. 3, p. 259-271, 1977.

[20] SCOTTON, J. A. Análise da velocidade incremental em morros: comparação entre procedimentos normativos e estudo experimental em túnel de vento. 2016. 181 f. (Mestrado em Engenharia). Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

[21] MERONEY, R. SANDBORN, V. A.; BOUWMEESTER, R.; RIDER, M. Wind tunnel simulation of the influence of two-dimensional ridges on wind speed and turbulence. International Symposium on Wind Energy Systems, 1976. p.6.

[22] PEARSE, J. R.; LINDLEY, D.; STEVENSON, D. C. Wind flow over ridges in simulated atmospheric boundary layer. Boundary-Layer Meteorology, v. 21, n. 1, p. 77-92, 1981.

[23] NØRSTRUD, H. Wind flow over low arbitrary hills. Boundary-Layer Meteorology, v. 23, n. 1, p. 115-124, 1982.

[24] AYOTTE, K. W.; HUGHES, D. E. Observations of boundary-layer wind-tunnel flow over isolated ridges of varying steepness and roughness. Boundary-layer meteorology, v. 112, n. 3, p. 525-556, 2004.

[25] CAO, S.; TAMURA, T. Experimental study on roughness effects on turbulent boundary layer flow over a two-dimensional steep hill. Journal of wind engineering and industrial aerodynamics, v. 94, n. 1, p. 1-19, 2006.

[26] CAO, S.; TAMURA, T. Effects of roughness blocks on atmosphercis boundary layer flow over a two-dimensional low holl with/without sudden roughnees change. Journal of wind engineering and industrial aerodynamics, v. 95, p. 679-695, 2007.

[27] DERICKSON, R. G.; PETERKA, J. A. Development of a powerful hybrid tool for evaluating wind power in complex terrain: atmospheric numerical models and wind tunnels. Proceedings of the 23rd ASME Wind Energy Symposium, 2004. p.15.

[28] STRACK M, RIEDEL V, State of art in application of flow models for micrositing. In: Proceedings of the 7th German wind energy conference, DEWEK. Wilhelmshaven (Germany); 2004. https://getinfo.de.

[29] SHALLENBERG-RODRIGUEZ J. A methodological review to estimate technoeconomical wind energy production. Renew Energy 2013:272–87.

[30] LOREDO-SOUZA, A. M.; SCHETTINI, E. B. C.; PALUCH, M. J. Simulação da camada limite atmosférica em túnel de vento. Turbulência. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Engenharia e Ciências Mecânicas-ABCM, v. 4, p. 137-163.1, 2004.

[31] ABNT. NBR 6123: Forças devidas ao vento em edificações. Rio de Janeiro 1988.

[32] MATTUELLA, J. M. L. Avaliação em túnel de vento do comportamento da camada limite atmosférica em terrenos complexos. 2012. 286 f. (Doutor em Engenharia). Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

[33] MATTUELLA, J. M. L. Wind tunnel experimental analysis of a complex terrain micrositing. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 544, p. 110-119, 2016.

[34] CARPENTER, P.; LOCKE, N. Investigation of wind speeds over multiple two-dimensional hills. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v. 83, n. 1, p. 109-120, 1999.

Geração Eólica e Solar do Sistema Interligado Nacional - Análise, Divulgação e Utilização dos Dados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Alessandra Maciel de L. Barros, Bernard F. Küsel, Fábio Medeiros, Francislene Madeira, Orlando F. Riccieri Júnior & Leonardo dos Santos de Jesus

RESUMO

O Sistema Interligado Nacional - SIN é um sistema hidro-termo-eólico de dimensões continentais com capacidade instalada de mais de 162 GW. O Brasil possui uma matriz verde com 83% de sua geração oriunda de fontes renováveis. Ao final de 2019, a capacidade instalada de geração eólica no Brasil era de cerca de 15 GW, sendo 85% dela na Região Nordeste. Desde 2016, a geração eólica vem atendendo ao maior percentual da carga do Nordeste, ocorrendo em 2019 o seu ápice, com um atendimento de 50% da carga. A geração solar vem crescendo nos últimos 3 anos e atendeu, em 2019, 3% da demanda do Nordeste.

Os dados gerados pelo ONS são amplamente consultados e demandados pelo público em geral. Pensando na importância dos seus dados e em formas de torná-los mais acessíveis para a sociedade e para as empresas do setor elétrico, o ONS decidiu desenvolver painéis dinâmicos para disponibilizar as informações. Em 2020, foi elaborado um painel exclusivo no portal SINtegre para divulgação das informações sobre geração eólica e solar do Sistema Interligado Nacional. As informações disponibilizadas são atualizadas de forma automática mantendo a integridade com a base de dados do ONS.

Este artigo tem o objetivo de apresentar e divulgar os painéis desenvolvidos através do Tableau e disponibilizados no SINtegre, que trazem as informações das gerações eólica e solar verificadas e o respectivo fator de capacidade das usinas sob o controle do despacho centralizado do ONS. Os gráficos apresentados foram desenvolvidos para subsidiar as análises dos estudos elétricos do Plano de Ampliações e Reforços - PAR, Estudos de Acesso, Planejamento Elétrico de Médio Prazo - PEL, Planejamento Elétrico de Curto Prazo – Quadrimestral e Mensal. A utilização dos fatores de capacidade verificados e a utilização das premissas adotadas com a diferenciação dos valores por localização geográfica e condição de carga permite uma avaliação da rede mais aderente com o que ocorre em campo, modificando as expectativas de restrições ao escoamento de geração eólica e os problemas esperados para o sistema.

O novo Portal SINtegre vem se tornando um canal estratégico na comunicação entre o ONS e os agentes do setor. A nova plataforma colaborativa confere transparência aos processos, além de aproximar empresas e instituições.

PALAVRAS-CHAVE

Brasil, Painéis Analíticos e Dinâmicos, Sistema Interligado Nacional – SIN, Análise de dados, Tableau, SINtegre

ABSTRACT

The Brazilian Interconnected Power System is a continental dimension hydro-thermal-wind system with over 162 GW of installed capacity. Brazil owns a green electrical matrix, where 83% of its power generation comes from renewable resources. By the end of 2019, the wind power installed capacity was about 15 GW, with 85% of it in the Northeast region of the country. Since 2016, wind power has been responsible for supplying the highest percentage of the northeast region load. In 2019, this percentage reached its maximum, when 50% of the load was supplied by the wind farms in the region. Solar power has also been grown for the last 3 year and, in 2019, was responsible for supplying 3% of the northeastern load.

Data provided by ONS is widely used by general public. To address the importance of its data and aiming to make it more accessible and useful for society and electricity sector institutions, ONS decided to develop dynamic panels to make the information readily available. In 2020, an exclusive panel was developed in the SINtegre portal to disseminate information on wind and solar power generation. The data provided is automatically updated and integrated with the official ONS database.

The aim of this paper is to present and disseminate the Tableau dashboards made available at SINtegre, which bring data regarding wind and solar power generation and the respective capacity factor of the plants under the control of ONS centralized dispatch. The dashboards were developed to support the electrical studies analysis for the Expansion and Reinforcement Plan, Access Studies, Medium-Term Electrical Planning and Short-Term Electrical Planning (Four-monthly and Monthly). The use of verified capacity factors and new premises that considers different values for different geographic location and load condition allows a more adherent evaluation of the network to what actually happens in field, enhancing the predictions of transmission restrictions on the wind production flow.

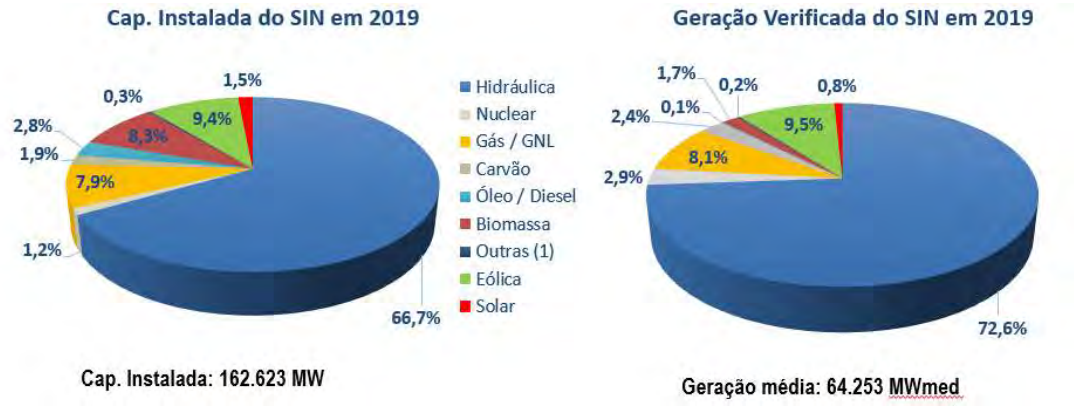
The new SINtegre Portal has become a strategic channel for communication between ONS and industry agents. The new collaborative platform provides transparency in the main activities, in addition to bringing companies and institutions closer together.

KEYWORDS

Brazil, Analytic Dashboards, Brazilian Interconnected Power System, Data Analytics, Tableau, SINtegre

1. INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional - SIN é um sistema hidro-termo-eólico de dimensões continentais, com capacidade instalada de mais de 162 GW, sendo 83% da geração oriunda de fontes renováveis (hidroelétrica + eólica + solar), dos quais cerca de 73% são usinas hidráulicas, o que torna o Brasil uma referência mundial em energia renovável. A matriz de energia elétrica do SIN com a indicação da capacidade instalada e geração verificada em 2019 por cada fonte está apresentada na Figura 1.



Fonte: Dados oriundos do ONS, disponível em http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx

Figura 1– Capacidade Instalada e Geração Verificada no SIN, em 2019, por fonte

Em 2019, a capacidade instalada de geração eólica no Brasil era de cerca de 15 GW, representando 9% da sua matriz de energia elétrica. Em 2024, a previsão é que esse montante atingirá mais de 19 GW. A Tabela 1 apresenta a evolução da matriz energética e o crescimento no período de 2018-2024.

Tabela 1 – Matriz de Energia Elétrica do SIN - 2019 e 2024

Tipo	31/12/2019		31/12/2024		Crescimento (2018-2024)	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	108.450	66,7	109.083	62,1	668*	0,6
Nuclear	1.990	1,2	1.990	1,1	-	-
Gás / GNL	12.803	7,9	18.224	10,4	5.421	42,3
Carvão	3.017	1,9	3.017	1,7	-	-
Óleo / Diesel	4.554	2,8	4.840	2,8	286	6,3
Biomassa	13.543	8,3	14.004	8,0	461	3,4
Outras (1)	549	0,3	745	0,4	196	35,7
Eólica	15.273	9,4	19.528	11,1	4.256	27,9
Solar	2.444	1,5	4.240	2,4	1.795	73,5
Total	162.623	100,0	175.706	100,0	13.083	8,0

(1) Usinas Biomassa com CVU *UHEs a fio d'água: 63 MW
Fonte: ONS, 2019

A Figura 2 mostra a evolução da participação de cada fonte na geração total do SIN no período de 2008 a 2019. Devido ao incremento da capacidade instalada de geração eólica, desde 2014, a sua participação vem crescendo ao longo dos anos. Em 2019, a geração eólica + solar atendeu 10% da carga do SIN, a geração hidráulica atendeu 73% e a geração térmica atendeu 17%. O Brasil possui uma matriz verde com 83% de sua geração oriunda de fontes renováveis.

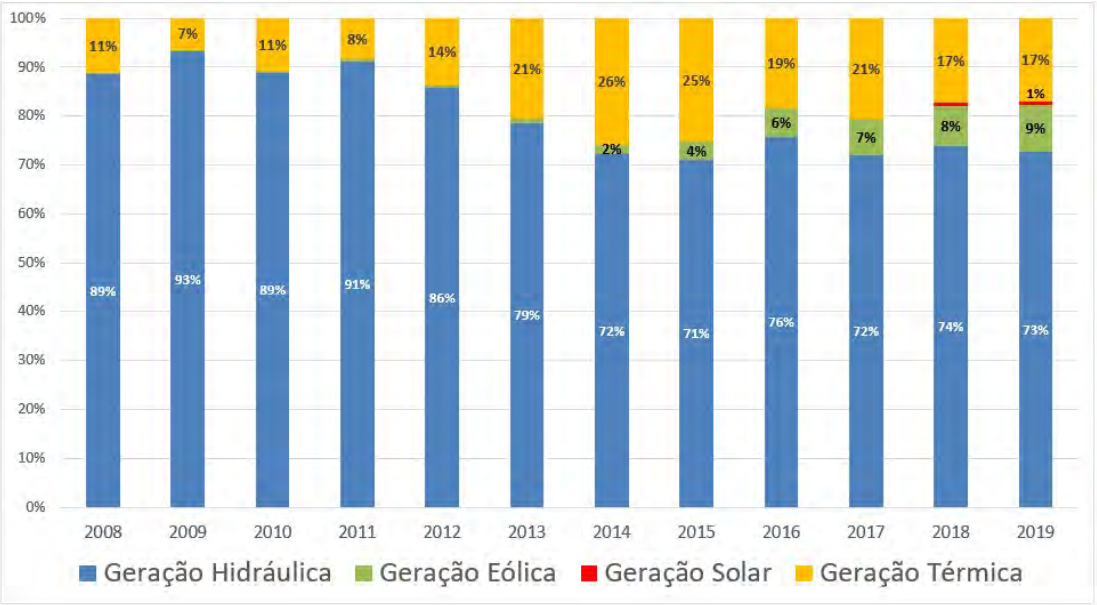


Figura 2– Participação de cada fonte na geração total do SIN – 2008 a 2019

Cerca de 85% da capacidade eólica instalada no Brasil encontra-se na Região Nordeste do Brasil. A Figura 3 apresenta o balanço energético do Nordeste para o período de 2009 a 2019. Como pode ser observado, desde 2016 a geração eólica vem atendendo ao maior percentual da carga do Nordeste, ocorrendo em 2019 o seu ápice, com um atendimento de 50% da carga. Apesar da crise hídrica, o Nordeste exportou cerca de 1.500 MWmed no período de julho a dezembro/2019. Destaca-se ainda o crescimento da participação da fonte solar nos últimos 3 anos, que atendeu 3% da demanda do Nordeste em 2019.

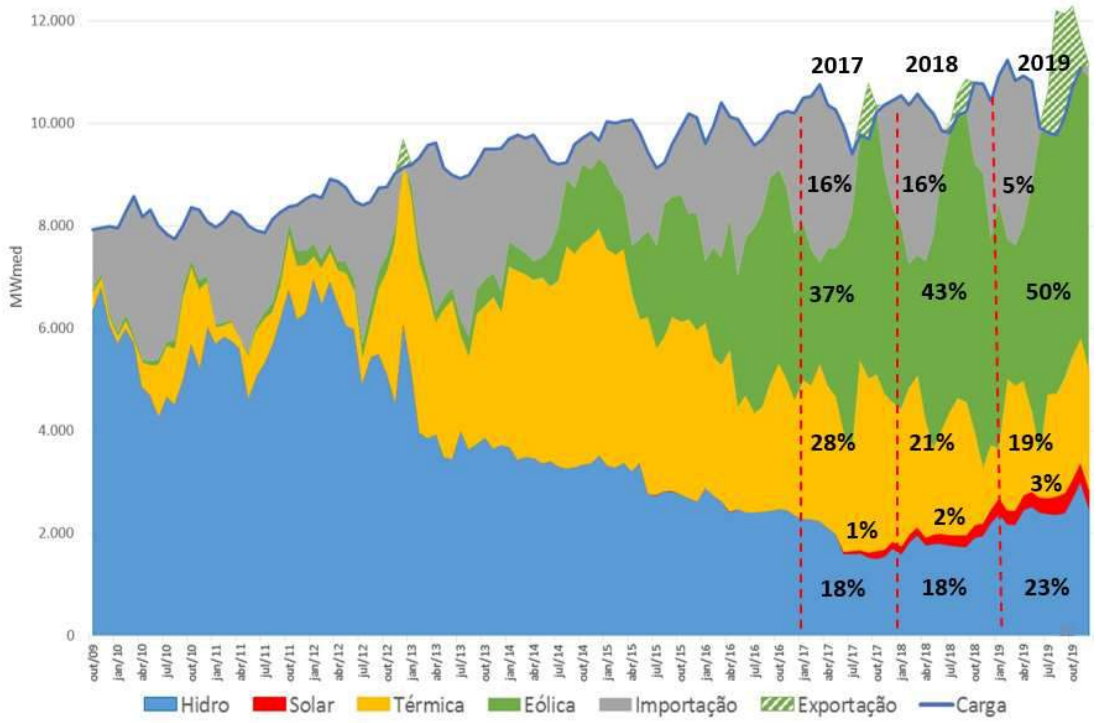


Figura 3 – Balanço Energético do Nordeste (outubro/2009 a dezembro/2019)

2. DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES PELO ONS

O ONS é uma entidade brasileira de direito privado sem fins lucrativos, que tem como principal missão a operação das instalações de grande porte de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil. Como a evolução do consumo e produção de energia elétrica são indicadores importantes do desenvolvimento econômico nacional, os dados gerados pelo ONS são amplamente consultados pelo público em geral. A alta gestão do ONS definiu como um dos seus valores a inovação. O projeto de modernização do seu site na internet (http://ons.org.br) seguiu esta orientação e foi totalmente reestruturado. Pensando na importância dos seus dados e em formas de torná-los mais acessíveis para a sociedade e para as empresas de energia elétrica, a organização decidiu utilizar painéis dinâmicos.

O projeto de modernização do site teve início em 2017 e foi implantado no mesmo ano. Foram desenvolvidos painéis analíticos para apresentação de dados referentes ao histórico da operação, cuja interface foi disponibilizada no site, permitindo que qualquer interessado possa navegar pelas informações e inserir filtros para obter dados relevantes sobre o setor elétrico. As informações disponibilizadas são atualizadas de forma automática mantendo a integridade com a base de dados do ONS. Desta forma, garante-se uma fonte de dados única dos dados consolidados pela organização.

Uma das facilidades desta interface é permitir que os usuários façam download dos dados conforme a sua necessidade. Em 2019, foi implementado um novo ambiente de acesso restrito, o Portal SINtegre, acessível por qualquer usuário externo à organização mediante cadastro. Em 2020, foi elaborado um painel exclusivo no portal SINtegre para divulgação das informações sobre geração eólica e solar do Sistema Interligado Nacional - SIN. Dessa forma, todos os usuários cadastrados podem acessar as informações que subsidiam os estudos desenvolvidos pelo ONS.

3. OBJETIVO

Este artigo tem o objetivo de apresentar e divulgar os painéis desenvolvidos através do Tableau e disponibilizados no SINtegre, que trazem as informações das gerações eólica e solar verificadas e o respectivo fator de capacidade das usinas sob o controle do despacho centralizado do ONS, que são as usinas classificadas como Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C[1]. Os gráficos apresentadas foram desenvolvidos para subsidiar as análises dos estudos elétricos do Plano de Ampliações e Reforços - PAR, Estudos de Acesso, Planejamento Elétrico de Médio Prazo - PEL, Planejamento Elétrico de Curto Prazo – Quadrimestral e Mensal.

4. METODOLOGIA

a) Dados utilizados

Os dados de geração eólica utilizados foram obtidos da Base de Dados Técnica do ONS, que é alimentada das seguintes fontes:

1. Histórico do Sistema de Supervisão e Controle (SSC) do ONS

2. Sistema de Medição para Faturamento (SMF) da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE)

[1] Tipo I: usinas que afetam a operação eletroenergética e a segurança da rede.
Tipo II-B: usinas que não afetam a segurança da rede, mas impactam nos processos de planejamento e programação da operação e na operação em tempo real.
Tipo II-C: usinas que constituem um Conjunto de Usinas que, de forma agregada, afetam a operação eletroenergética e a segurança da rede.

Originalmente, os dados de geração por usina ou conjunto de usinas são obtidos do histórico do SSC, agregados em base horária e armazenados na BDT para análise. Após o final de cada mês, os dados oriundos do sistema de supervisão são analisados e os períodos com falha são substituídos pelos dados recebidos da CCEE, resultando no melhor histórico possível de geração verificada. Face ao período de consistência dos dados de geração, as informações são atualizadas a cada mês com uma defasagem de 15 dias, ou seja, as informações referentes ao mês de janeiro são disponibilizadas em meados de fevereiro.

Para obtenção do fator de capacidade por patamar de carga, foi calculada a média da geração eólica diária para as mesmas condições de carga adotadas nos estudos elétricos, quais sejam: i) carga leve – 1ª a 8ª hora (0 às 8h); ii) carga média – 9ª a 17ª hora (8 às 17h); e iii) carga pesada – 19ª a 22ª hora (18 às 22h). Neste estudo, foram utilizados os dados integralizados no intervalo de 1 hora.

b) Classificação litoral x interior

De acordo com a análise do comportamento da geração eólica, foram identificados dois perfis que, conforme a sua localização geográfica, são classificados em Litoral e Interior. As centrais eólicas classificadas como Litoral estão instaladas no continente em um raio de até 30 km do litoral e em elevações não superiores a 100 metros do nível do mar. As demais usinas são consideradas localizadas no Interior. Dessa forma, todas as usinas da Bahia, Piauí e Pernambuco foram classificadas como do Interior, bem como as usinas localizadas na Serra de Santana (interior do Rio Grande do Norte) e na Serra de Ibiapina (interior do Ceará).

De acordo com a análise realizada, verifica-se a ocorrência de diferentes perfis de geração eólica. As eólicas localizadas nos estados do Piauí, Bahia e Pernambuco apresentam geração mais elevada na madrugada e noite (carga leve e pesada), enquanto as eólicas localizadas no litoral dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte apresentam um perfil de geração mais elevada no período diurno e noturno (carga média e pesada). Dessa forma, a geração eólica foi agrupada em dois grupos, quais sejam: Litoral (RN e CE) e Interior (BA, PE, PI). A Figura 4 apresenta os perfis típicos médios do fator de capacidade da geração eólica de cada localidade.

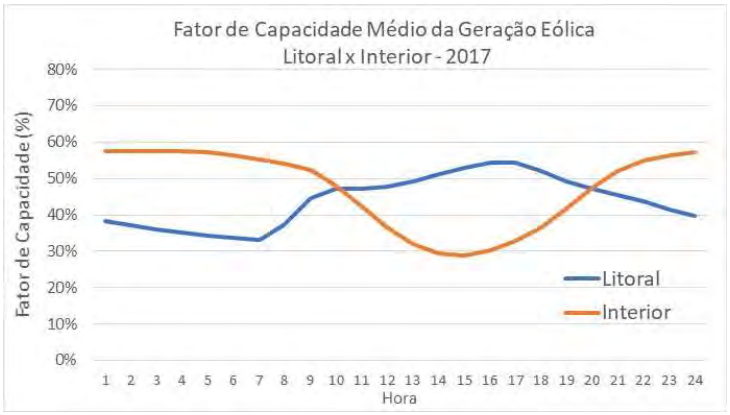


Figura 4– Fator de capacidade médio típico da geração eólica do Litoral x Interior

A partir da observação da Figura 4, observa-se que o fator de capacidade da geração eólica das usinas localizadas no Litoral é mais baixo na carga leve e eleva-se ao longo do dia com valores mais elevados nas condições de carga média e pesada. Em relação às eólicas do Interior, o fator de capacidade apresenta valores mais elevados na carga leve e pesada, enquanto na carga média os valores são mais baixos.

5. RESULTADOS

A seguir são apresentados os painéis de geração eólica e solar disponibilizados pelo ONS com uma breve descrição, quais sejam: Evolução da Capacidade Instalada, Geração e Fator de Capacidade, Fator de Capacidade por Usina, Curva de Permanência do Fator de Capacidade Litoral x Interior, Tabela Síntese e Comparativo Anual.

4.1 Evolução da Capacidade Instalada

O painel apresenta a evolução da capacidade instalada de geração desde 2009 das usinas sob o controle do despacho centralizado do ONS. As informações podem ser selecionadas por fonte de geração (eólica ou solar), subsistema, estado, ponto de conexão, usina e localização. Também é possível acessar informações da capacidade instalada considerando as usinas em operação comercial e em teste. A Figura 5 apresenta a evolução da capacidade instalada de geração eólica no Nordeste de 2012 a 2019, que atingiu cerca de 12 GW ao final do período. A Figura 6 apresenta a evolução da capacidade instalada de geração solar no Nordeste de 2015 a 2019, que atingiu cerca de 1,3 GW no final do período.

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2012	542	542	542	557	557	557	682	652	652	652	720	720
2013	720	720	810	810	810	810	810	810	810	810	863	863
2014	895	1.133	1.365	1.920	1.928	1.984	2.306	2.360	2.396	2.781	2.860	3.179
2015	3.389	3.573	3.750	3.779	3.941	3.983	4.158	4.332	4.347	4.509	4.549	5.163
2016	5.629	5.904	6.072	6.242	6.553	6.714	6.896	6.984	7.105	7.251	7.363	7.588
2017	7.599	7.648	7.726	7.755	7.810	8.076	8.136	8.265	8.470	8.654	8.828	9.233
2018	9.303	9.387	9.418	9.623	9.742	9.954	9.984	9.956	10.132	10.336	10.982	11.188
2019	11.265	11.441	11.576	11.739	11.739	11.739	11.739	11.768	11.794	11.804	11.838	11.930

Figura 5 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas no Nordeste

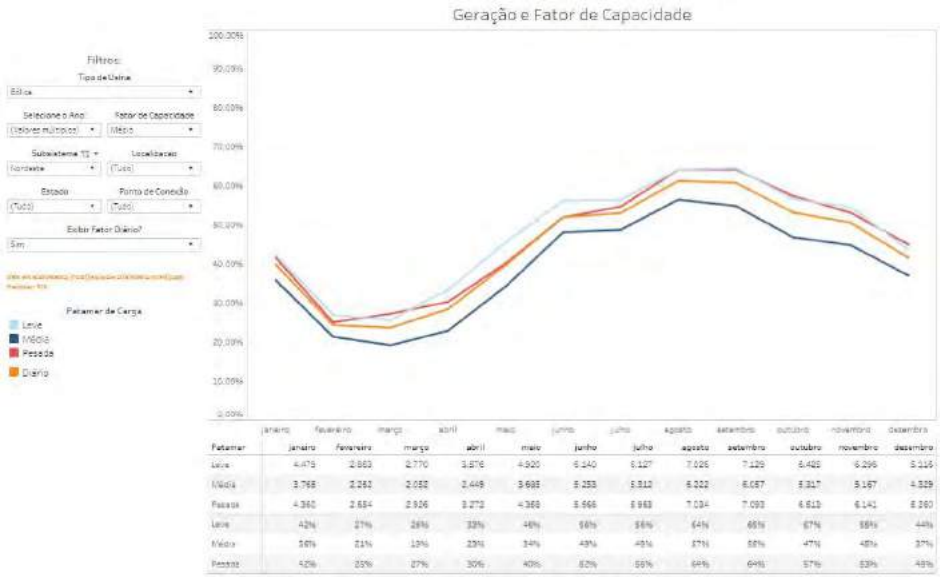
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2015							0	0	10	10	10	10
2016	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2017	10	10	10	10	10	130	130	158	158	158	214	652
2018	652	652	729	729	749	749	749	749	749	776	962	1.086
2019	1.102	1.129	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.305	1.306

Figura 6 – Evolução da capacidade instalada de usinas solares no Nordeste

4.2 Geração e Fator de Capacidade

O painel apresenta, para cada mês, o fator de capacidade da geração verificada em percentual e em MWmed. Para obtenção do fator de capacidade mensal, foi calculada a média da geração eólica diária para as mesmas condições de carga adotadas nos estudos elétricos. A partir dos valores médios de cada condição de carga e capacidade instalada mensal, foram calculados os fatores de capacidade mínimo, médio e máximo de cada mês por condição de carga. Os resultados são apresentados por fonte eólica ou solar, subsistema, estado e localização geográfica das usinas (litoral ou interior) para o referido período selecionado.

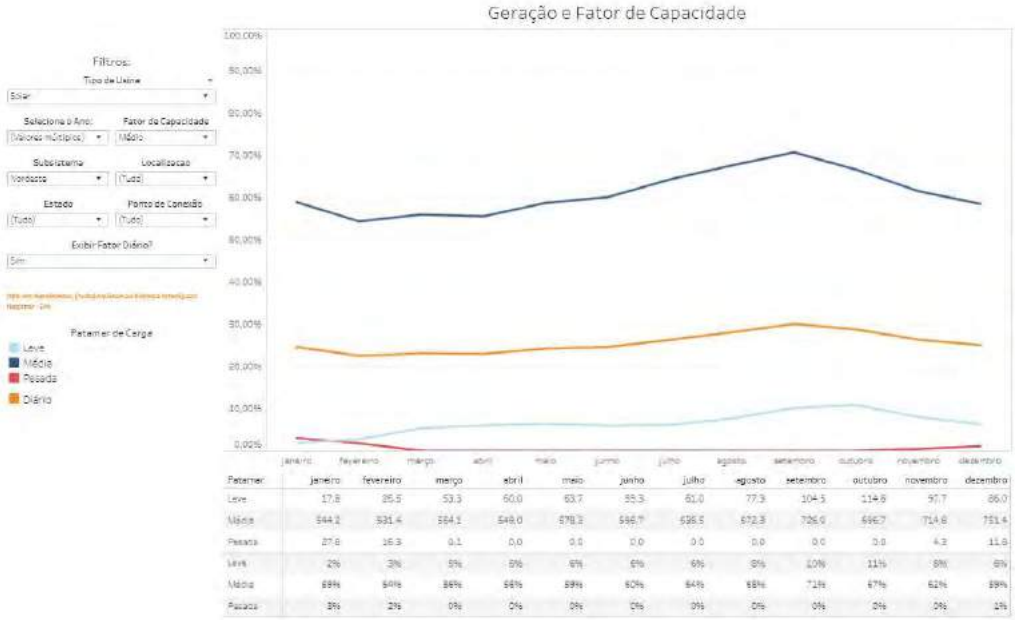
A Figura 7 apresenta valores médios por condição de carga e o fator de capacidade da geração eólica no Nordeste no período de 2018 a 2019. Observa-se um comportamento semelhante do fator de capacidade da geração eólica ao longo dos meses do ano com uma variação de 20 a 65%. Os valores mais baixos são verificados na carga média com uma variação de 19 a 57%.



Patamar	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
Leve	4.479	2.863	2.770	3.876	4.920	6.140	6.127	7.026	7.129	6.408	6.296	5.016
Média	3.768	2.263	2.058	2.448	3.698	5.253	5.312	6.222	6.067	5.317	5.167	4.329
Pesada	4.360	2.684	2.926	3.272	4.368	5.666	5.983	7.034	7.093	6.613	6.141	5.260
Leve	42%	27%	26%	33%	46%	58%	58%	64%	65%	57%	58%	44%
Média	36%	21%	19%	20%	34%	49%	49%	57%	56%	47%	48%	37%
Pesada	42%	25%	27%	30%	40%	52%	55%	64%	64%	57%	53%	45%

Figura 7 – Geração e fator de capacidade das usinas eólicas no Nordeste

A Figura 8 apresenta a geração e o fator de capacidade da geração solar no Nordeste no período de 2018 a 2019. Observa-se uma grande variabilidade por condição de carga, o que já se esperava. Porém, a variabilidade da geração solar na carga média é bem menor que a variação da geração eólica ao longo do ano, cujos valores variam de 54 a 71%.



Paterner	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
Leve	17.8	26.5	53.3	60.0	63.7	55.3	61.0	77.3	104.5	114.8	97.7	86.0
Média	544.2	531.4	564.1	548.0	578.3	586.7	598.5	672.3	726.0	696.7	714.8	751.4
Pesada	27.8	16.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	11.8
Leve	2%	3%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	13%	14%	11%	9%
Média	69%	64%	86%	98%	89%	90%	84%	88%	71%	67%	62%	89%
Pesada	3%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%

Figura 8 – Geração e fator de capacidade das usinas solares no Nordeste

4.3 Fator de Capacidade por Usina

Este painel apresenta o fator de capacidade por usina/conjunto com georreferenciamento, onde é possível verificar os dados por fonte de geração eólica ou solar, período (mês e ano), subsistema, localização, estado, ponto de conexão e condição de carga. É possível acessar os valores mínimos, médios e máximos. A Figura 9 apresenta o fator de capacidade médio verificado da geração eólica de todas as usinas do Brasil e a Figura 10 o fator de capacidade médio das usinas solares.

Figura 9 – Fator de capacidade das usinas eólicas do Brasil

Figura 10 – Fator de capacidade das usinas solares do Brasil

4.4 Curva de Permanência do Fator de Capacidade Litoral x Interior

Este painel apresenta a curva de permanência por tipo de geração, período selecionado, patamar de carga, localização com agregação por subsistema ou estado. As curvas podem ser detalhadas por patamar de carga ou localização. A seguir são apresentadas as curvas de permanência para a geração eólica do Nordeste no ano de 2018, por patamar de carga leve (Figura 11) e patamar de carga média

(Figura 12). Na Figura 11, observa-se que, em 20% do tempo (eixo de frequência), o fator de capacidade verificado para os parques do litoral é superior a 50%.

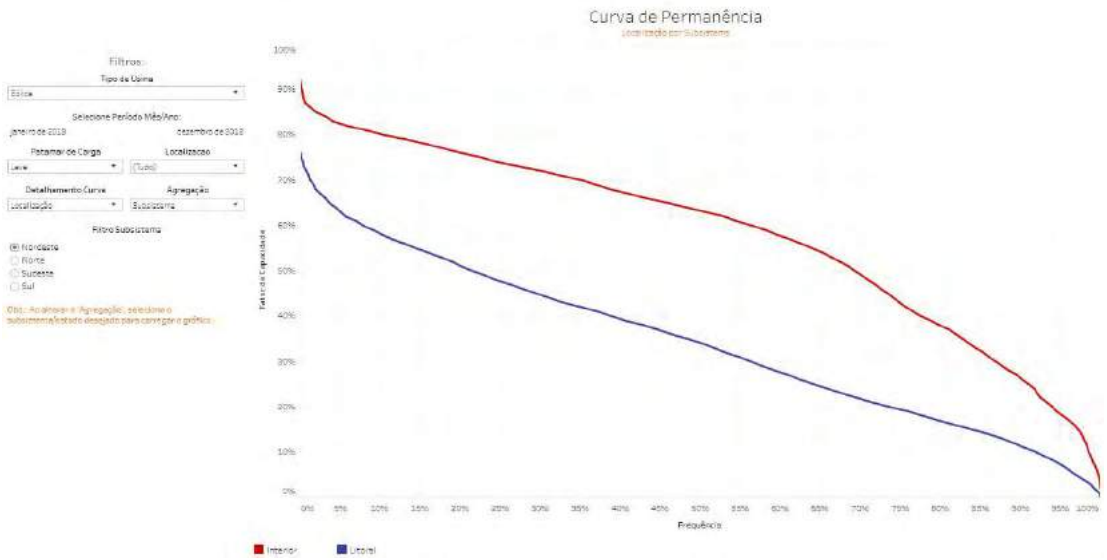


Figura 11 – Curva de permanência do fator de capacidade das usinas eólicas litoral x interior na carga leve

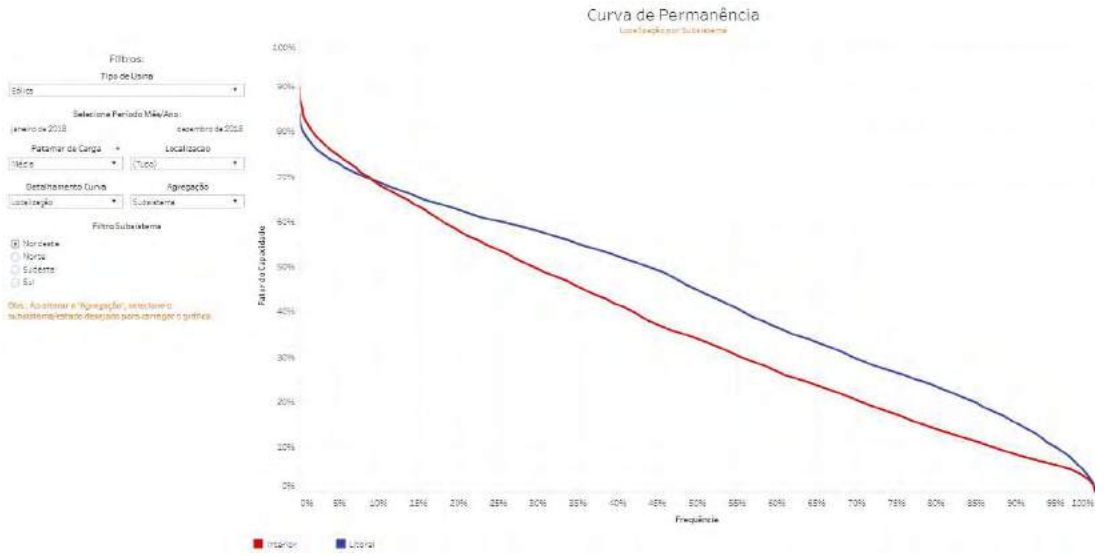


Figura 12 – Curva de permanência do fator de capacidade das usinas eólicas litoral x interior na carga média

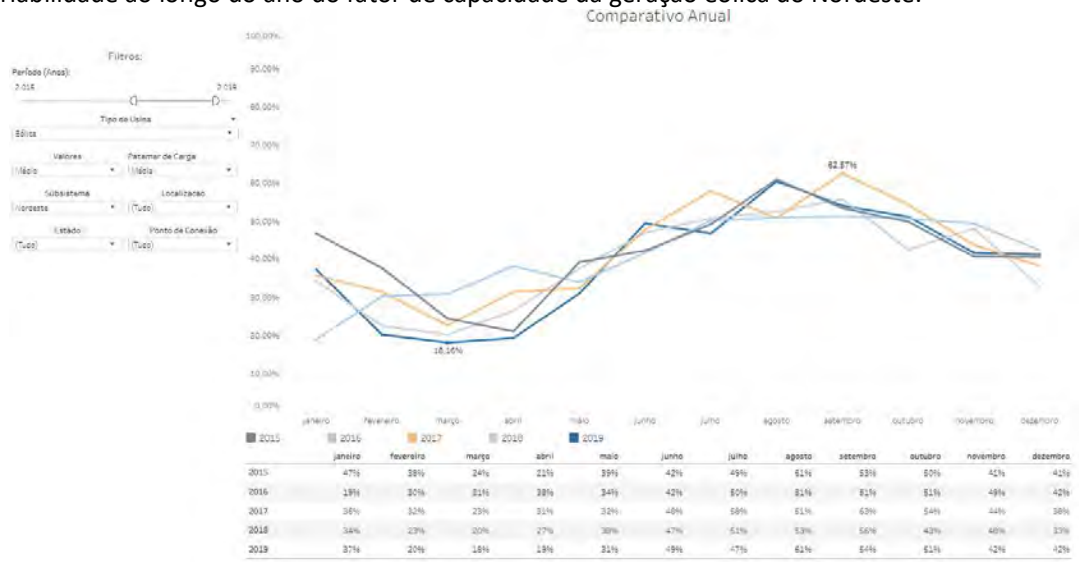
De acordo com a Figura 11, observa-se que o fator de capacidade da geração eólica do interior é bem superior aos valores observados no litoral. Porém, na carga média, o fator de capacidade da geração do litoral é superior aos valores observados no interior (Figura 12).

A geração solar do interior também apresenta valores mais elevados que a geração solar das usinas do litoral. A Figura 13 apresenta a curva de permanência do fator de capacidade na carga média da geração solar.

Figura 13 – Curva de permanência do fator de capacidade das usinas solares litoral x interior na carga média

4.6 Comparativo Anual

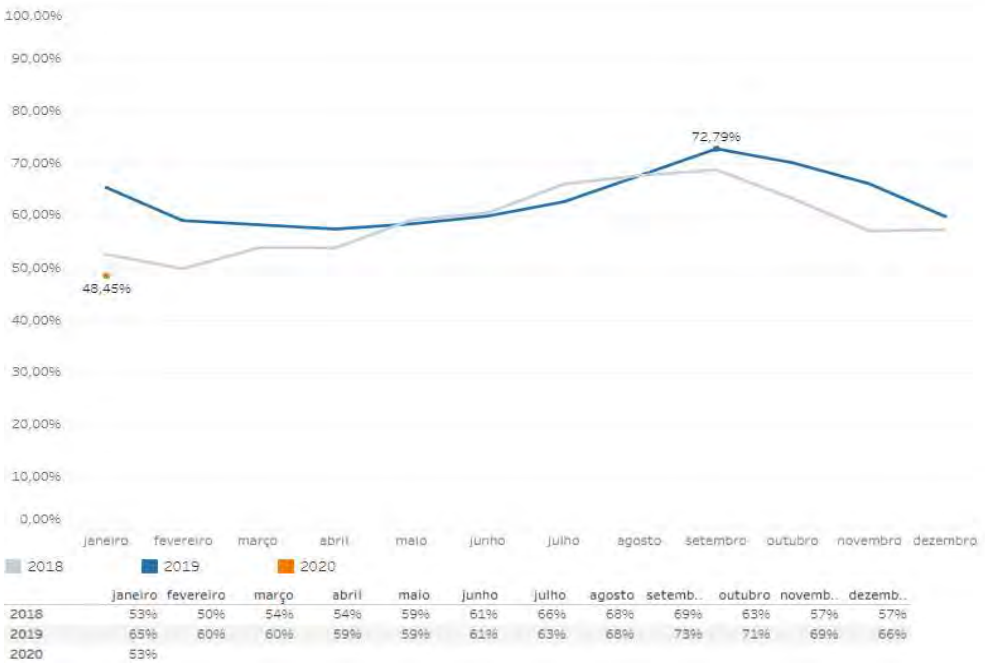
O painel apresenta um comparativo anual dos fatores de capacidade verificados mês a mês para cada ano do período selecionado. As informações poderão ser agregadas por tipo de geração eólica ou solar, valores, patamar de carga, subsistema, localização, estado ou ponto de conexão. A Figura 14 mostra a variabilidade ao longo do ano do fator de capacidade da geração eólica do Nordeste.



	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
2015	47%	38%	24%	21%	39%	42%	49%	61%	53%	50%	41%	41%
2016	19%	30%	31%	38%	34%	42%	50%	81%	81%	51%	49%	42%
2017	36%	32%	23%	31%	32%	46%	58%	51%	63%	54%	44%	38%
2018	34%	23%	20%	27%	38%	47%	51%	53%	56%	43%	48%	33%
2019	37%	20%	18%	19%	31%	49%	47%	61%	64%	61%	42%	42%

Figura 14 - Variabilidade ao longo do ano do fator de capacidade da geração eólica do Nordeste

A análise da sazonalidade observada na Figura 14, mostra que os fatores de capacidade são mais baixos no primeiro semestre. Na carga média, os valores podem variar de 20 a 47%. Nesse primeiro período, o Nordeste é grande importador de energia. A Figura 15 mostra a variabilidade ao longo do ano do fator de capacidade da geração solar do Nordeste. Observa-se que, na carga média, o fator de capacidade da geração solar varia de 50 a 73%., ou seja, valores bem mais elevados que a eólica.



	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setemb..	outubro	novemb..	dezemb..
2018	53%	50%	54%	54%	59%	61%	66%	68%	69%	63%	57%	57%
2019	65%	60%	60%	59%	59%	61%	63%	68%	73%	71%	69%	66%
2020	53%											

Figura 15 - Variabilidade ao longo do ano do fator de capacidade da geração solar do Nordeste

4.5 Tabela Síntese

A tabela síntese apresenta o resumo com os fatores de capacidade mensal por tipo de geração, ano, patamar de carga, valores mínimos, médios ou máximos, estado, localização e subsistema. Os valores observados estão destacados em vermelho e azul, para mínimos e máximos, respectivamente. De acordo com a Tabela 2, observa-se que tanto a geração eólica do Nordeste, quanto do Sul apresenta valores mais elevados no segundo semestre.

Tabela 2 – Tabela síntese com indicação do fator de capacidade da geração eólica de 2018, por condição de carga

Tabela Síntese

Filtros:

Tipo de Usina: Eólica

Selecione o Ano: 2018

Detalhamento: Estado

Estado: (Tudo)

Valores: Médio

Localizacao: (Tudo)

Subsistema: (Tudo)

OBS: em Subsistema, (Tudo) equivale ao Sistema Interligado Nacional - SIN

Detalhe	Patamar	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
BAHIA	Pesada	35%	23%	27%	47%	58%	61%	58%	66%	64%	52%	47%	33%
	Leve	53%	41%	34%	60%	63%	68%	67%	70%	73%	59%	63%	40%
	Média	29%	22%	17%	34%	43%	52%	46%	48%	40%	31%	39%	25%
CEARA	Pesada	42%	19%	25%	14%	17%	33%	43%	51%	63%	56%	53%	35%
	Leve	29%	12%	15%	10%	15%	29%	36%	49%	57%	50%	49%	24%
	Média	37%	16%	22%	15%	20%	34%	41%	52%	67%	58%	58%	34%
MARANHAO	Pesada	59%	33%	48%	19%	26%	45%	48%	63%	83%	75%	86%	38%
	Leve	53%	25%	41%	14%	18%	42%	60%	84%	93%	77%	85%	30%
	Média	51%	22%	35%	23%	28%	56%	59%	76%	89%	74%	80%	34%
PERNAMBU..	Pesada	76%	78%	64%	53%	58%	64%	65%	76%	85%	86%	90%	75%
	Leve	55%	48%	40%	29%	40%	42%	46%	53%	62%	65%	69%	52%
	Média	37%	27%	19%	21%	42%	50%	45%	42%	51%	31%	41%	33%
PIAUI	Pesada	26%	16%	17%	26%	36%	49%	55%	58%	55%	36%	29%	24%
	Leve	39%	24%	29%	55%	76%	82%	90%	86%	85%	63%	62%	41%
	Média	25%	19%	15%	38%	53%	55%	61%	52%	50%	26%	32%	27%
RIO GRANDE DO NORTE	Pesada	46%	27%	28%	25%	37%	50%	61%	66%	65%	53%	58%	47%
	Leve	28%	19%	18%	27%	41%	49%	60%	58%	57%	40%	45%	33%
	Média	40%	27%	24%	24%	35%	45%	56%	58%	67%	54%	59%	42%
RIO GRANDE DO SUL	Pesada	47%	41%	31%	31%	38%	36%	43%	47%	49%	45%	50%	44%
	Leve	35%	27%	25%	27%	36%	39%	41%	45%	44%	36%	45%	33%
	Média	36%	27%	26%	21%	30%	28%	40%	38%	43%	39%	43%	35%
SANTA CATARINA	Pesada	8%	7%	4%	5%	9%	8%	8%	11%	9%	9%	8%	5%
	Leve	12%	12%	9%	9%	12%	9%	11%	15%	14%	13%	15%	10%
	Média	10%	6%	6%	5%	9%	6%	9%	9%	7%	7%	9%	7%

4.7 Tabela Relação de Usinas

A Tabela 3 apresenta a relação das usinas eólicas supervisionadas sob o controle do despacho centralizado do ONS com indicação do subsistema, estado, ponto de conexão, conjunto, capacidade

instalada, data de início da operação em teste e comercial, localização e código da ANEEL. As informações podem ser filtradas por tipo de usina, submercado, localização, estado e ponto de conexão. A Tabela 4 apresenta a relação das usinas solares.

Tabela 3 – Exemplo de tabela síntese com a relação de usinas eólicas

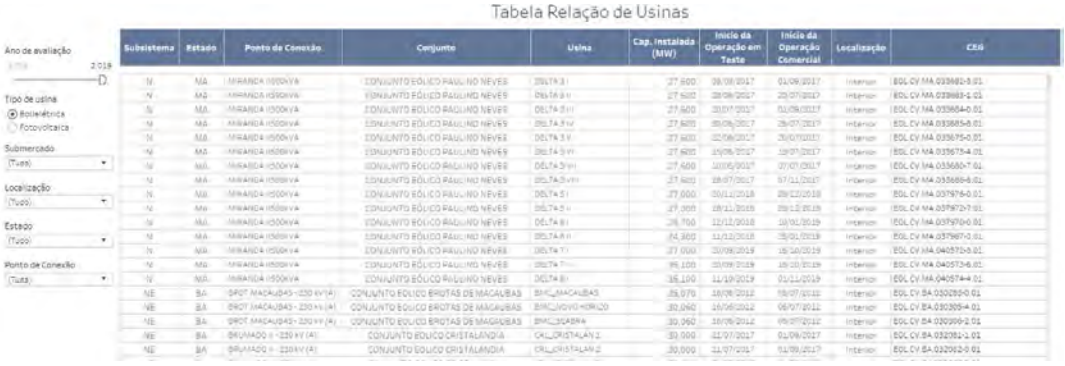
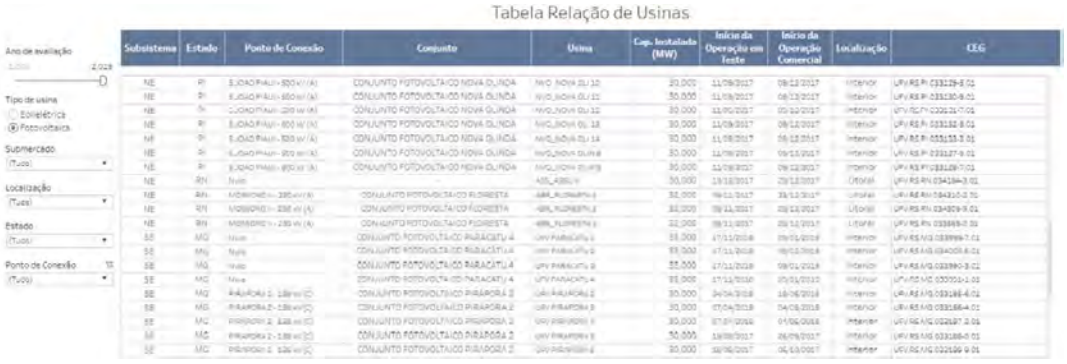


Tabela 4 – Exemplo de tabela síntese com a relação de usinas solares



6. UTILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES NOS ESTUDOS ELÉTRICOS

Inicialmente, para o subsistema Nordeste, considerava-se nos estudos elétricos do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) e do Planejamento da Operação Elétrica (PEL), uma produção média máxima eólica com um fator de capacidade de 100%, o que levava a uma utilização sobredimensionada da rede. Posteriormente, a partir do crescimento da potência eólica instalada no Nordeste e da avaliação dos dados históricos obtidos do próprio sistema de supervisão do ONS, foram observados novos percentuais de simultaneidade da produção eólica, o que levou este Operador a considerar fatores de capacidade máximos da ordem de 80%. Posteriormente, fez-se necessário identificar como a dispersão geográfica das eólicas influencia no comportamento da produção ao longo do ciclo anual e diurno. A partir dessas informações, novos fatores de capacidade, baseados nas curvas de permanências construídas a partir de séries históricas estão sendo adotados nas análises realizadas para os estudos do PAR, PEL e Leilões de Energia, quais sejam:

- Patamar de carga leve: 60% no litoral e 80% no interior;
- Patamar de carga média: 70% no litoral e 75% no interior.

Esses valores adotados para fator de capacidade da geração eólica consideram um risco de 5%, baseado no risco atualmente adotado para a consideração de insuficiência da oferta de energia elétrica do SIN. Isso significa que existe uma probabilidade de 95% que a geração seja igual ou inferior aos valores escolhidos. Anteriormente, os valores de despacho utilizados nos estudos não eram balizados por curvas de permanência e representavam um "fator de risco" variável e em torno de 1%, o que

corresponde a uma probabilidade de 99% de que a geração eólica seja igual ou inferior ao valor utilizado nas análises.

Conforme descrito em Colaço et. al (2019), a utilização dos fatores de capacidade verificados e a utilização das premissas adotadas com a diferenciação dos valores por localização geográfica e condição de carga permite uma avaliação da rede mais aderente com o que ocorre em campo, modificando as expectativas de restrições ao escoamento de geração eólica e os problemas esperados para o sistema no patamar de carga leve para as usinas localizadas no litoral, notadamente os estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, bem como permitindo uma otimização da capacidade do sistema de transmissão, principalmente no interior dos estados da Bahia e do Piauí, que concorrem com as usinas fotovoltaicas pelos mesmos meios de transmissão no patamar de carga média.

7. CONCLUSÕES

A iniciativa do ONS de tornar público os dados de forma visual e amigável visa permitir que a sociedade como um todo tenha acesso às informações utilizadas nos processos de planejamento e na operação do Sistema Interligado Nacional - SIN. Isto vai de encontro a um dos valores da organização que é a transparência.

O novo Portal SINtegre representa uma mudança de paradigma na forma do ONS se relacionar com os seus diversos públicos, se tornando um canal estratégico na comunicação entre o ONS e os agentes do setor. A nova plataforma colaborativa confere transparência aos processos, além de aproximar empresas e instituições, integrando também as pessoas que se relacionam diariamente, cumprindo a rotina de operação, gestão e aprimoramento do SIN.

Efetividade, equidade, unicidade, exatidão e transparência são os norteadores do portal, que está alinhado ao objetivo estratégico ONS Digital. O SINtegre congrega gestão da informação e relacionamento em um único canal, fazendo a interface entre os profissionais do ONS e os usuários externos. Isso confere mais qualidade e agilidade, fortalecendo as interações e a troca de informações, assim como a divulgação de processos técnicos, produtos e resultados. Cada usuário, de acordo com o seu perfil e o tipo de relacionamento com o Operador, pode consultar produtos específicos, participar de fóruns, colaborar na edição de documentos on-line com a equipe do ONS e demais agentes, ler notícias sobre o setor e acompanhar agendas de reuniões e eventos.

A iniciativa do ONS de tornar público os dados de forma visual e amigável visa permitir que a sociedade como um todo tenha acesso às informações utilizadas nos processos de planejamento e na operação do Sistema Interligado Nacional. A base de dados irá evoluir com a expansão anual da capacidade instalada das centrais eólicas e solares, principalmente destas últimas, cuja capacidade instalada ainda é pequena.

Todos os painéis apresentados neste artigo, bem como as informações disponibilizadas podem ser acessados através do endereço: https://sintegre.ons.org.br/sites/2/53/Paginas/produtos-dinamicos/dados-gera%C3%A7%C3%A3o-eolica-e-solar-verificada.aspx.

REFERÊNCIAS

COLAÇO, E T. M.; BARROS, A. M.L; ANJOS, A. D. F.; ANDRADE, A. S; KÜSEL, B. F.; MEDEIROS, F. C.; MADEIRA, F.; FEITOSA, N. S.; GUEDES, L. F. M.; NUNES, R.S. **Avaliação do Comportamento da Geração Eólica e sua Representação nos Estudos Elétricos de Médio Prazo.** In: XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belo Horizonte – MG, 2019.

ONS, 2019 – Operador Nacional do Sistema Elétrico - Plano de Operação Energética 2019/2023 – PEN 2019. Volume I – Condições de Atendimento – Volume I. Disponível em: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/43/76/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={C2991B0C-E80C-4621-AB82-693FE8B11A93}&file=DPL-REL-0182-2019_PEN%202019%20-%20Vol%201%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf&action=default

SPSS – Statistical Package for Social Sciences.

https://sintegre.ons.org.br/sites/2/53/Paginas/produtos-dinamicos/dados-gera%C3%A7%C3%A3o-eolica-e-solar-verificada.aspx

https://sintegre.ons.org.br/Paginas/noticias/Pode-chegar,-SINtegre-conosco!.aspx

https://sintegre.ons.org.br/Paginas/noticias/Bem-Vindo-ao-SINtegre.aspx

Contribuição de fenômenos atmosféricos na variação da intensidade do recurso eólico em regiões do Rio Grande do Norte e sul da Bahia

Gabriela Joly[1], Rafael H. O. Rangel[2], Lucas E.C. Maia[1], Brenno T. Martins[1], Adriano Gouveia[1].

[1]Recurso Eólico e Solar, [2]Negócios Liberalizados / Neoenergia

Praia do Flamengo, 78, Flamengo. Rio de Janeiro – RJ, Brasil

Resumo

O presente trabalho tem como finalidade investigar a contribuição de diferentes fenômenos atmosféricos para a intensificação ou diminuição dos ventos na região do Nordeste Brasileiro (NEB). Para tanto, foram definidos alguns dos principais sistemas meteorológicos atuantes no NEB, em diferentes escalas temporais e espaciais, sendo representados a partir de históricos de medições de precipitação do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), dados anemométricos de reanálise provenientes de bases já reconhecidas pelo setor, imagens de satélite e produtos meteorológicos. Estas informações foram extraídas para três localidades do NEB, visando encontrar relações entre os sistemas estudados e o recurso eólico, fonte primária destas usinas de geração elétrica. Foram encontradas relações vento-chuva e suas variações de intensidade em função do posicionamento do Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), anomalia de Temperatura da Superfície do Mar (TSM) e localização da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT). As análises foram feitas para o mês de janeiro dos anos de 2016 a 2019 em relação à climatologia e para o ano de 2020 apenas em relação à chuva e sobre os sistemas que ocorreram do mês. Contudo, fica patente a necessidade de maior aprofundamento no estudo da atuação destes e outros fenômenos em outras épocas no ano, tanto mensal como sazonal e anual.

Palavras chave: intensidade do vento, fenômenos meteorológicos, energia eólica

Abstract

This work aims to investigate the contribution of different atmospheric phenomena to the intensification or reduction of winds in the Northeast Brazilian region (NEB). For that, some of the main meteorological systems in the NEB were defined, in different temporal and spatial scales, being represented from historical measurements of precipitation of the National Institute

of Meteorology (INMET), anemometric reanalysis data from bases already recognized by the sector, satellite images and meteorological products. This information was extracted for three NEB locations, in order to find relationships between the systems studied and the wind resource, the primary source of these power generation plants. Wind-rain relationships and their intensity variations were found as a function of the positioning of the South Atlantic Subtropical Anticyclone (SASA), Sea Surface Temperature anomaly (SST) and the location of the Intertropical Convergence Zone (ITCZ). The analyzes were made for the month of January of the years 2016 to 2019 in relation to climatology and for the year 2020 only in respect to rain and about the systems that occurred during the month. However, there is a clear need for further study of the performance of these and other phenomena at other times in the year, both monthly, seasonal and annual.
Key words: wind speed, meteorological phenomena, wind power

Introdução

Em um momento em que o mundo vem se mobilizando para diminuir o impacto da emissão do CO_2 na atmosfera, as usinas de geração de energia por fonte eólicas aparecem como uma das principais opções para geração de energia elétrica, aliando o crescimento econômico à uma matriz de geração limpa e renovável.

De acordo com o relatório *Future of Wind* (2019) da *Internacional Renewable Energy Agency* (IRENA), 35% ou um terço da necessidade global de energia pode ser coberta pela energia eólica, tornando-se a principal fonte de geração no mundo. Ainda de acordo com o relatório, o aumento da geração por fontes renováveis pode ser a chave para o mundo alcançar as metas climáticas acertadas.

O Brasil está entre os 10 países com a maior capacidade eólica instalada em 2018, com um total de 14,4 GW, o que representa 4% do total no mundo, abaixo apenas da China, Estados Unidos (EUA), Alemanha, Índia, Espanha, Reino Unido (GWEC, 2019). No Brasil, não apenas o recurso eólico é de alta qualidade, mas também é um mercado economicamente atrativo, e tem um dos melhores custo-benefício nas tarifas de energia (ABEEÓLICA, 2019).

Tendo em vista a importância do vento para a economia mundial, é relevante o estudo e entendimento dos sistemas meteorológicos climáticos e locais, e como interagem com o vento, intensificando ou reduzindo o recurso, fonte primárias das usinas de geração.

Até o final do ano de 2019, o estado brasileiro com maior número de parques eólico foi o Rio Grande do Norte (RN), seguido da Bahia (BA) (ABEEOLICA, 2019), portanto escolheu-

se esses dois estados para analisar o vento e os fenômenos em distintas escalas meteorológicas. Foram escolhidos três parques eólicos da empresa Neoenergia: Arizona e Calango no RN e Caetité na BA.

A interação entre as escalas meteorológicas é complexa, porém o correto entendimento se torna relevante. Apesar de o aerogerador encontrar-se dentro da camada limite atmosférica, ou seja, sob influência da microescala, esta é influenciada pela meso e macro escalas. São exemplos desta influência as frentes frias e os ventos alísios (JOLY, 2012).

Os fenômenos meteorológicos se sobrepõem em escalas espaço-temporal interagindo entre si. Diversos autores fizeram propostas em relação às extensões espaciais (horizontal e vertical) e temporal das escalas meteorológicas (ORLANSKI, 1975), (FUJITA, 1981), (EMANUEL, 1986) , (NUNES, 1998), porém é importante entender que os ventos globais são uma composição de todas as escalas atmosféricas (LUTGENS e TARBUCK, 1995). Por esse motivo é importante entender não apenas a circulação geral da atmosfera, mas também os fenômenos em escala global, a fim de contextualizar corretamente os causadores atmosféricos de ventos abaixo do esperado em alguns meses do ano na geração das eólicas do Nordeste.

Com isso, este estudo tem como objetivo compreender como alguns dos principais fenômenos meteorológicos impactam o vento do nordeste brasileiro (NEB), e quais escalas de tempo e espaço deve-se levar em consideração em cada análise. Também propõem-se estudar os sistemas que causaram fortes chuvas em janeiro de 2016 e de 2020, assim como entender quais sistemas atuaram de maneira diferenciada em cada mês de janeiro dos últimos 5 anos, buscando entender como o vento tem se comportado frente à climatologia.

Principais fenômenos meteorológicos no NEB

Dentro da circulação geral da atmosfera, os principais sistemas que influenciam a região NEB são zona de convergência do Atlântico Sul (ZCIT), vórtice ciclônico de altos níveis (VCAN), anticiclone subtropical do Atlântico Sul (ASAS), frentes frias (FF) (REBOITA, GAN, *et al.*, 2010), (FERREIRA e MELLO, 2005), (GAN, KOUSKY, 1986)

Além dos fenômenos citados, a temperatura da superfície do mar (TSM) tem grande importância quando se leva em consideração o vento do nordeste, já que o vento tem um comportamento inverso ao da chuva (Figura 1), ou seja, quando ocorrem maiores índices de precipitação, o vento tende à desacelerar. A TSM se comunica com a atmosfera através das trocas de calor, aumentando a possiblidade de ocorrência de chuva quando há anomalia positiva de TSM no Atlântico tropical (DESER, ALEXANDER, *et al.*, 2010).

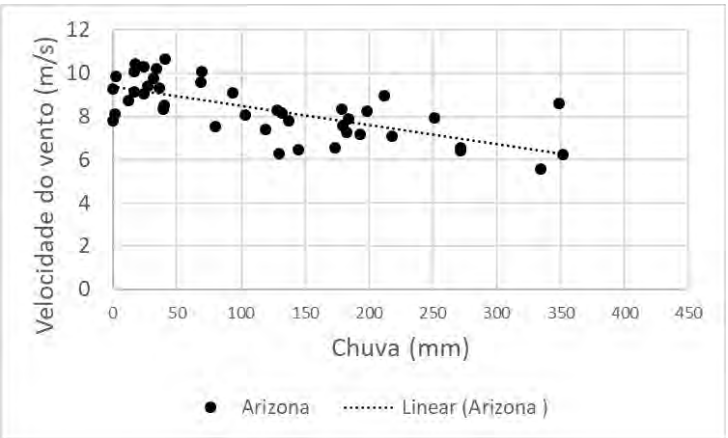


Figura 1: Correlação vento e chuva em Arizona (RN)

Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS)

O anticiclone é um sistema atmosférico semipermanente (varia no espaço e no tempo) que faz parte da circulação geral da atmosfera que influencia de forma bastante significativa o Brasil com o conhecido nome Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (ASAS). O sistema é o ramo descendente da célula de Hadley (NAMIAS, 1972) e tem um giro anti-horário com o centro do sistema com pressão mais alta do que ao redor (BROOKS, HASTENRATH, *et al.*, 1993).

A importância do ASAS nos ventos do NEB deve-se à sua localização e intensidade. Nos meses de dezembro a março, o ASAS está localizado mais a leste no oceano Atlântico, e de julho a outubro, mais a oeste. Existe uma correlação entre a localização do sistema e os ventos fortes do NEB (GILLILAND, KEIM, 2017). Ainda de acordo com os autores, quando o ASAS está deslocado de sua posição climatológica para oeste e para norte, há um aumento dos ventos no NEB. Em relação às mudanças climáticas, há um indicativo de um deslocamento deste sistema mais para sul e para oeste devido aquecimento anômalo da atmosfera (REBOITA, AMBRIZZI, *et al.*, 2019), (HE, WU, *et al.*, 2017).

A Figura 2 ilustra o comportamento climatológico das variáveis velocidade do vento (m/s) e pressão atmosférica (hPa) na altura de 78 m nas regiões de estudo. Os dados foram normalizados pela média das médias climatológicas para garantir a confidencialidade das informações. Quanto mais vermelho, mais intenso é o vento e maior é a pressão. Nota-se a intensidade do vento e pressão aumentando a partir do mês de junho, quando o ASAS começa a se deslocar para mais próximo do continente e diminuir em novembro, quando o sistema inicia seu deslocamento para o oceano.

Arizona												
Vento (m/s)	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.1	1.0
Pressão (hPa)	1.064	1.063	1.063	1.063	1.065	1.066	1.067	1.067	1.066	1.065	1.064	1.064
Calango												
Vento (m/s)	1.0	1.0	0.9	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1
Pressão (hPa)	0.984	0.983	0.983	0.984	0.985	0.986	0.987	0.987	0.986	0.984	0.983	0.983
Caetité												
Vento (m/s)	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.0	1.0	0.8	0.7
Pressão (hPa)	0.949	0.949	0.949	0.950	0.951	0.953	0.954	0.953	0.952	0.950	0.949	0.949
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro

Figura 2: Climatologia normalizada pela média das médias do vento e pressão na altura de 78 m utilizando os dados do ERA-5 nos parques eólicos Arizona (RN), Calango (RN) e Caetité (BA).

Zona de Convergência Intertropical (ZCIT)

A ZCIT é uma banda de nebulosidade devido à convergência dos ventos alísios de nordeste (hemisfério norte) e sudeste (hemisfério sul) (ASNANI, 1993). É uma região de baixa pressão, intensa convecção e nebulosidade, com deslocamento meridional. Nos períodos secos do NEB, a ZCIT está deslocada para norte, e em período úmido (fevereiro, março e abril), para sul variando sua localização de ano para ano dependendo da TSM do atlântico tropical (UVO, 1989). Com as mudanças climáticas, os estudos indicam um deslocamento da célula de Hadley mais para sul (LU, VECCHI, *et al.*, 2007). Ambos os sistemas citados são de grande escala e estão relacionados entre si por fazerem parte da circulação da célula de Hadley.

Vórtice ciclônico de altos níveis (VCAN)

As secas e enchentes no NEB são causadas principalmente por mecanismos de mesoescala e de curta duração, como frentes frias, ondas de leste e vórtices ciclônicos na alta troposfera chamado de VCAN (KOUSKY, GAN, 1981), (GAN, KOUSKY, 1986). O VCAN é um sistema de escala sinótica com núcleo frio que causa alterações na superfície, porém se desenvolve na média e alta troposfera, tem formação principalmente no verão com máxima atividade em janeiro (KOUSKY e GAN, 1981). O VCAN se forma quando na parte sul do cavado, as bordas leste e oeste sofrem uma deformação e praticamente se unem (FERREIRA, REBOITA, *et al.*, 2019). Juntamente com a ZCIT, esse é o sistema que causa maior acumulado de precipitação no NEB.

Frentes frias

Frentes frias são bandas de nuvens que se formam entre uma massa de ar quente e uma massa de ar fria. A massa de ar fria, mais densa, penetra por baixo da massa de ar quente e menos densa, fazendo com que o ar úmido suba formando nuvens. Esse é um sistema de escala sinótica que causa grandes acumulados de chuva no sul da Bahia. Quando o ASAS está mais deslocado para o leste, as frentes frias conseguem chegar com mais facilidade no sul do Bahia, porém, com a aproximação da região tropical, o sistema se desloca para o oceano e se dissipa.

Todos os sistemas citados são os principais que acarretam chuvas na região NEB, pois podem acontecer simultaneamente. Em época de verão no caso de anomalia positiva de TSM, a ZCIT se desloca para sul, ASAS para leste, entrada de frente fria e condição dinâmica para formação do VCAN são ingredientes que em conjunto afetam significativamente o vento no NEB. Embora diversos sistemas meteorológicos influenciem o vento da região NEB, neste estudo será verificada a influência da chuva como agravante para ventos de baixa intensidade e verificada a influência do ASAS e da TSM, e uma apresentação de casos de VCAN em janeiro de 2016 e 2020.

Metodologia

Foram utilizados dados horários de reanálise do ERA-5 (DEE, UPPALA, *et al.*, 2011) extraído da plataforma Vortex (VORTEX, 2019) relativos a um período de 20 anos (1999-2019) a uma altura de 78 m. A plataforma possui uma função chamada *Remodeling* que permite enviar os dados medidos de um ano à altura de interesse, e o sistema insere os dados medidos na modelagem com intuito de diminuir os erros dos resultados do modelo para o período de interesse (VORTEX, 2019). Para garantir a confidencialidade das informações todos os dados de vento apresentados foram normalizados pela média das médias climatológicas de cada série de dados. Os perfis de vento se mantêm iguais após a normalização.

Utilizou-se também dados de chuva, medidos a 10 m de altura (padrão da Organização Meteorológica Mundial - OMM), provenientes das torres do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). O período de dados utilizado para a climatologia é de 1999-2019. Para estudar os anos de interesse, utilizou-se serie temporal horária e mensal de ambas as fontes.

Foram escolhidas três regiões de estudo, sendo duas no Rio Grande do Norte (parques eólicos Arizona e Calangos) e um na Bahia (parque eólico Caetité). As estações do INMET utilizadas foram Ceará-Mirim para representar complexo Arizona, Cruzeta para o complexo

Calango e Caetité para o complexo Caetité. As distâncias entre os parques eólicos tendo como referência o mar, são mostradas na Tabela 1.

Tabela 1 – Distâncias aproximadas entre os parques eólicos (km).

	Calango	Arizona	Mar
Caetité	1088	1230	384
Calango	-	144	159
Arizona	-	-	1,8

Utilizou-se a climatologia mensal de chuva e de vento das torres de medição para análise local (Figura 3), e mapas de reanálise do ERA-5 do *Climate Reanalysis,* informações do Centro de previsão de Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE) para localização e intensidade de sistemas.

Foram analisadas as anomalias mensais de chuva e vento, ou seja, a variação em torno da média climatológica para cada janeiro dos anos de 2016, 2017, 2018 e 2019. O cálculo da anomalia é efetuado subtraindo-se o campo de pressão dos meses de janeiro de cada ano (2016, 2017, 2018 e 2019) da climatologia entre os anos de 1999 e 2019.

Foi feita uma análise utilizando dados de anomalias mensais de vento e chuva para o mês de janeiro dos anos de 2016, 2017, 2018 e 2019.

Foram também utilizadas imagens disponíveis de anomalias de temperatura da superfície do mar, além de cartas sinóticas e imagens de satélite para embasar as análises.

Embora uma das motivações para esse estudo tenha sido os ventos fracos de janeiro de 2020, os dados da reanálise ERA-5 não estavam disponíveis até o momento da execução deste trabalho, portanto para 2020 será mostrado apenas a chuva comparada com os meses de janeiro de 2016 a 2019 e citados os sistemas atuantes no momento.

Para a análise mensal de janeiro de 2020, a fonte de reanálise (ERA-5) ainda não está disponível para ser analisada. Dessa maneira, para o mês de janeiro de 2020 será feita uma análise qualitativa e quantitativa dos dados de precipitação com o mesmo mês dos anos anteriores, juntamente com uma análise críticas dos principais sistemas que foram atuantes em cada momento.

Resultados

Foram construídas as climatologias de precipitação e vento das estações de Caetité, Calango e Arizona (Figura 3). Apesar de estarem em localizações relativamente próximas, Calango e Arizona apresentam diferenças no período chuvoso do ano, já que Arizona está sob uma influência maior da ZCIT, que atua entre fevereiro e abril, além de também receber a umidade proveniente do oceano no decorrer do ano devido à sua proximidade com o mar.

Em Calango, o período úmido se inicia em janeiro e termina em maio. Este período se deve aos sistemas meteorológicos típicos de verão como VCAN, sistemas locais e, em épocas em que a TSM apresenta anomalia positiva, é possível que a ZCIT contribua com a chuva neste ponto.

Na região de Caetité, o período úmido tem início em outubro e término em março, época em que há atuação no VCAN e chegadas de frentes frias com maior frequência ao sul da Bahia. O comportamento do vento nas três localidades é semelhante, indicando vento menos intenso durante o período chuvoso e mais intenso no período seco.

Esse é o resultado esperado, pois a complementariedade chuva e vento é discutida há anos. Importante atentar que esse é o comportamento climatológico, ou seja, o esperado durante o ano. Porém o comportamento chuvoso no NEB pode estar sujeito a outros fatores, como uma passagem de um ciclone no oceano, atuação de El Niño ou La Ninã, que podem acontecer não apenas no período chuvoso climatológico.

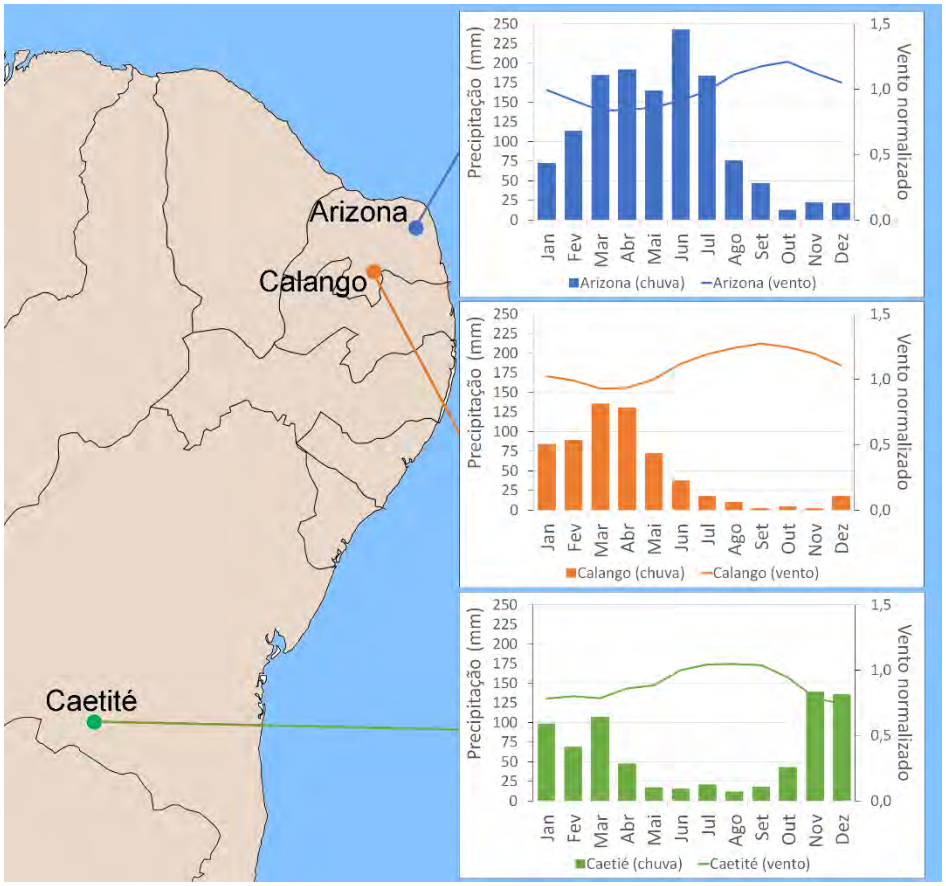
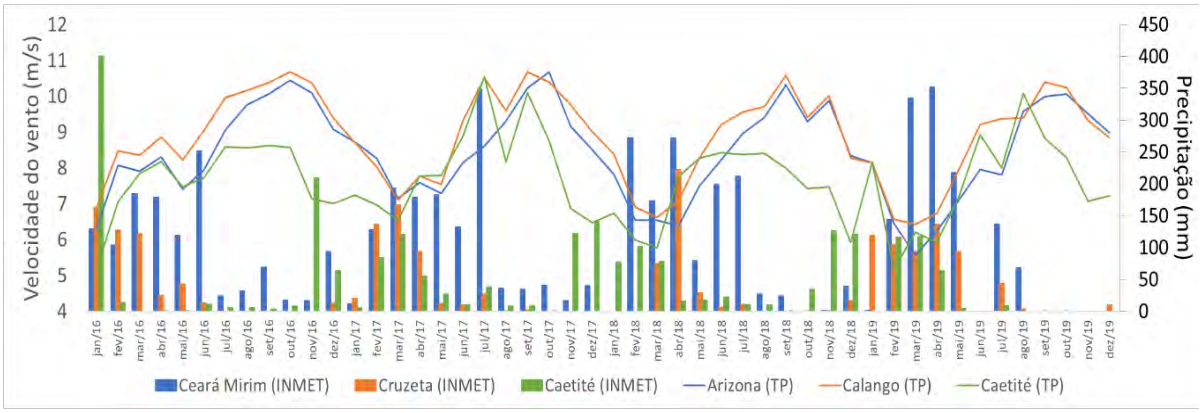


Figura 3: Climatologia (1999-2019) de precipitação (mm) e vento normalizado para as três regiões de estudo: Caetité (Bahia), Calango e Arizona (Rio Grande do Norte).

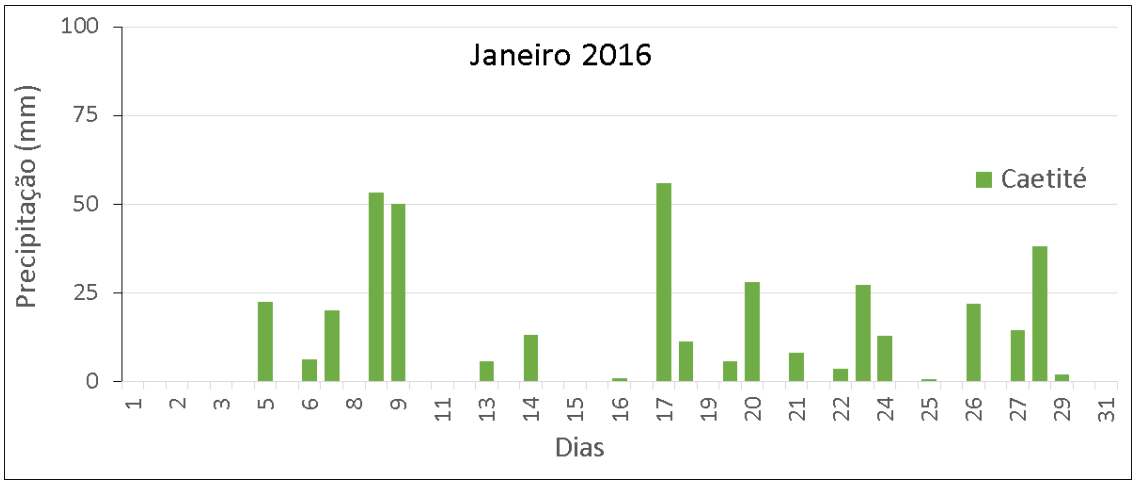
O comportamento médio mensal da chuva e do vento dos três parques eólicos entre janeiro de 2016 e dezembro de 2019 é mostrado na Figura 4 (a). A variabilidade anual da velocidade do vento e da chuva são verificadas em todos os parques, com pequenas diferenças entre si. Arizona e Calango apresentam comportamento semelhante pois estão próximas uma da outra e, durante os anos de 2016, 2017 e 2018, registraram velocidades médias do vento maiores do que Caetité. Em 2019, Caetité registrou velocidades do vento similares à Arizona e Calango até agosto, posteriormente decaindo a intensidade. As diferenças entre Caetité e as demais regiões são explicadas por Caetité estar em outra faixa de latitude, mais a sul, estando submetida a outros tipos de fenômenos meteorológicos. Em janeiro de 2016 e março de 2019, Caetité e Arizona, respectivamente, apresentam grandes valores de precipitação acumulada e vento com baixa intensidade, dando indícios de que quando chove mais venta menos. Entretanto, em julho de 2017 e fevereiro de 2018, Arizona registra grande acumulado de chuva e vento dentro da média climatológica, contrariando a ideia anterior de que quando chove mais

venta menos. Por este motivo é importante entender como cada sistema está envolvido na intensidade dos ventos no RN e na BA, e mais importante é que a chuva se torna um agravante em meses em que o ASAS está mais a leste no oceano.

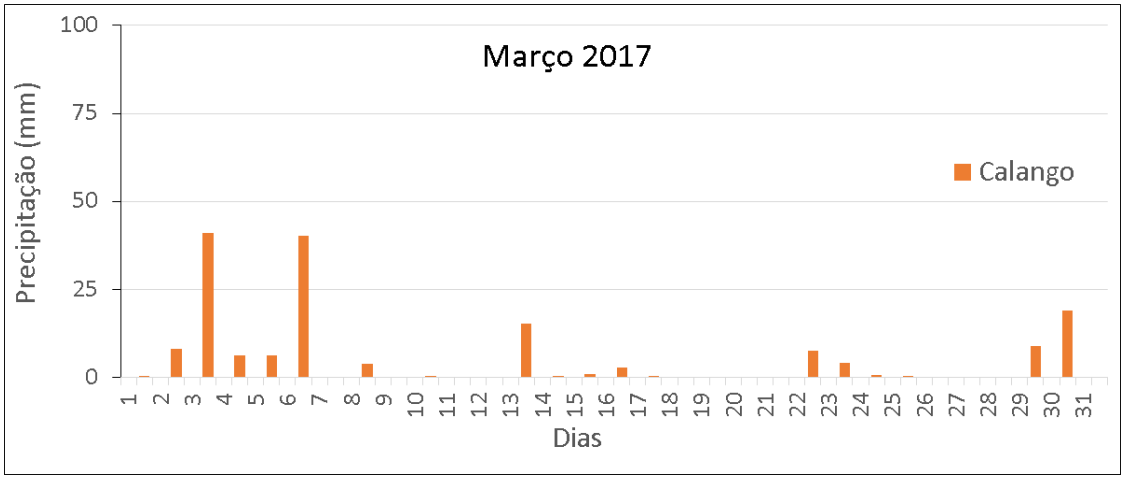
Avaliando a precipitação diária para cada um dos meses citados, observa-se um padrão indicando que nos meses em que chove mais e venta menos (janeiro de 2016 em Caetité e março de 2019 em Arizona - Figura 4 b, d, a precipitação é mais distribuída ao longo dos meses. Por outro lado, nos meses em que chove mais e o vento apresenta valores climatológicos (março de 2017 em Calango e fevereiro de 2018 em Arizona - Figura 4 c, e, a precipitação ocorre em curtos períodos de tempo. Estes resultados fornecem indícios de que a precipitação distribuída ao longo de um maior número de dias dentro de um mês pode afetar negativamente a velocidade do vento de maneira mais clara do que episódios de grande intensidade ao longo de poucos dias.



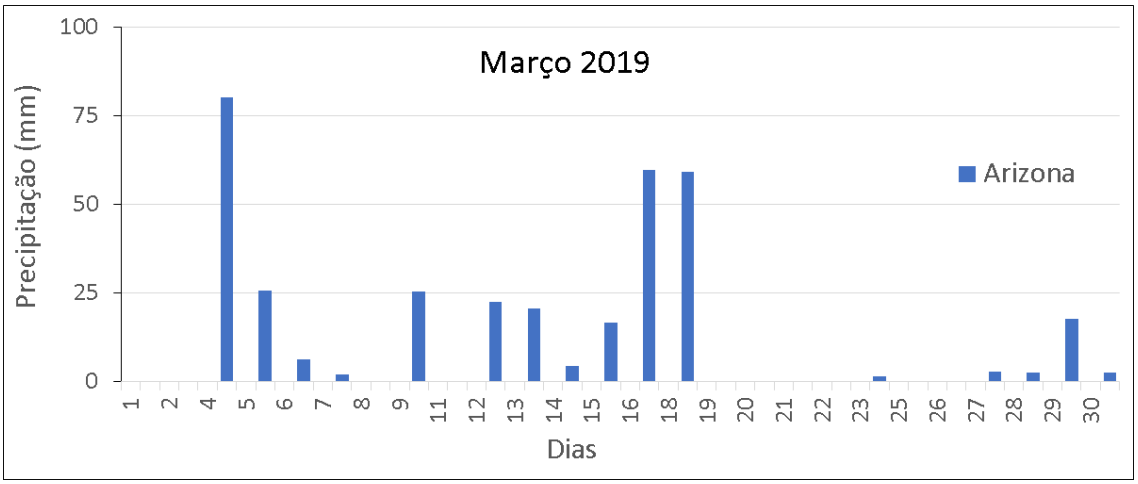
(a)



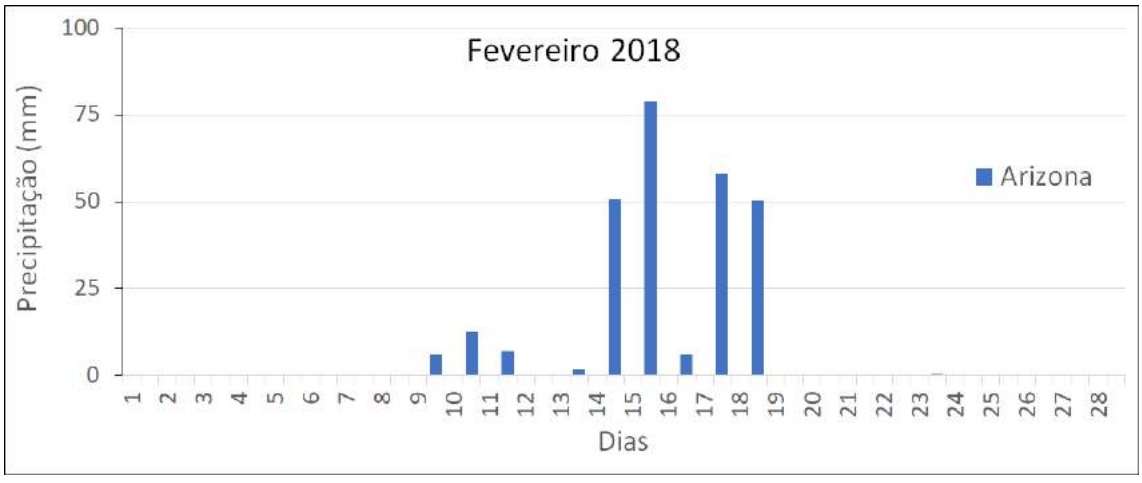
(b)



(c)



(d)



(e)

Figura 4: Velocidade do vento e precipitação mensal para as torres nas três regiões de estudo entre janeiro de 2016 e dezembro de 2019 em (a). Precipitação diária em janeiro de 2016 em

Caetité (b) março de 2017 em Calango (c), março de 2019 em Arizona (d) e fevereiro de 2018 em Arizona (e).

O ano de 2016 foi marcado por um início atípico, com grande acumulado de chuva e anomalia negativa de velocidade do vento, chegando a -23% em Caetité, -20 % em Calango e Arizona. Em janeiro de 2016 ocorreram fenômenos típicos do verão na região nordeste. O VCAN atuou na região causando grandes acumulados de chuva, além da TSM do Atlântico adjacente à região apresentar anomalia positiva, o que aumenta o fluxo de umidade entre o oceano e o continente na região, devido ao giro anticiclônico.

Tabela 2 – Anomalias de vento e chuva (em %) dos parques eólicos para o mês de janeiro de 2016, 2017, 2018 e 2019. A sigla S/D indica ausência de dados do mês.

	2016		2017		2018		2019	
	Vento	Chuva	Vento	Chuva	Vento	Chuva	Vento	Chuva
Caetité	- 23	+ 308	+ 8	- 95	+ 1	- 22	+ 22	S/D
Calango	- 20	+ 95	+ 1	- 75	- 3	S/D	- 6	+ 43
Arizona	- 20	+ 45	+ 10	- 86	- 1	- 1	+ 3	- 99

Na Figura 5 são apresentadas as anomalias de pressão atmosférica ao nível do mar. A intensidade e posicionamento do ASAS reflete de maneira significativa nos ventos do NEB, quanto mais intenso e mais próximo do continente, ventos mais intensos são verificados.

Para o ano de 2016 (Figura 5 a), percebe-se que o ASAS está com anomalia negativa, ou seja, intensidade abaixo da média.

No ano de 2017 (Figura 5 b) o ASAS está deslocado para oeste, mais próximo do continente.

O ano de 2018, a pressão esteve na média (Figura *5* c), nota-se uma pequena variação em torno da média. No caso de Caetité, a diferença foi na segunda casa decimal.

Em 2019, embora a pressão esteja com anomalia positiva, nota-se uma anomalia negativa do vento em Calango. Este fato se deve ao maior acumulado de chuva local. Como não há informações de medição na torre do INMET para chuva em Caetité, e vê-se importante ilustrar a anomalia negativa de chuva para janeiro de 2019, optou-se por apresentar a imagem interpolada desenvolvida pelo INMET para todo o Brasil (Figura 6).

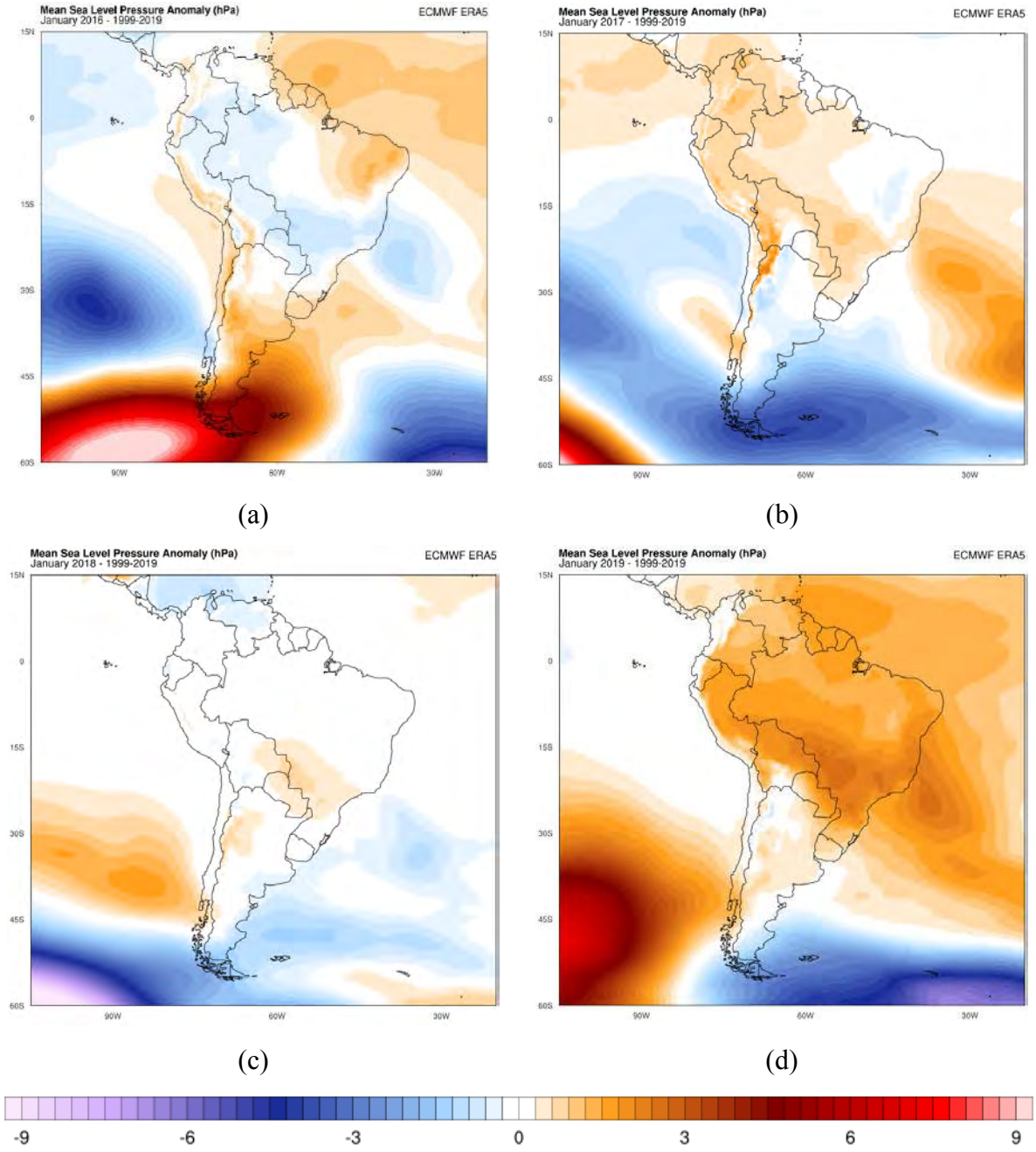


Figura 5: Campos de anomalia de pressão atmosférica ao nível do mar (hPa) relativos à climatologia calculada entre 1999 e 2019. Em (a) janeiro de 2016, em (b) janeiro de 2017, em (c) janeiro de 2018 e em (d) janeiro de 2019. Fonte: *Climate Change Institute – University of Maine (https://climatereanalyzer.org/)*.

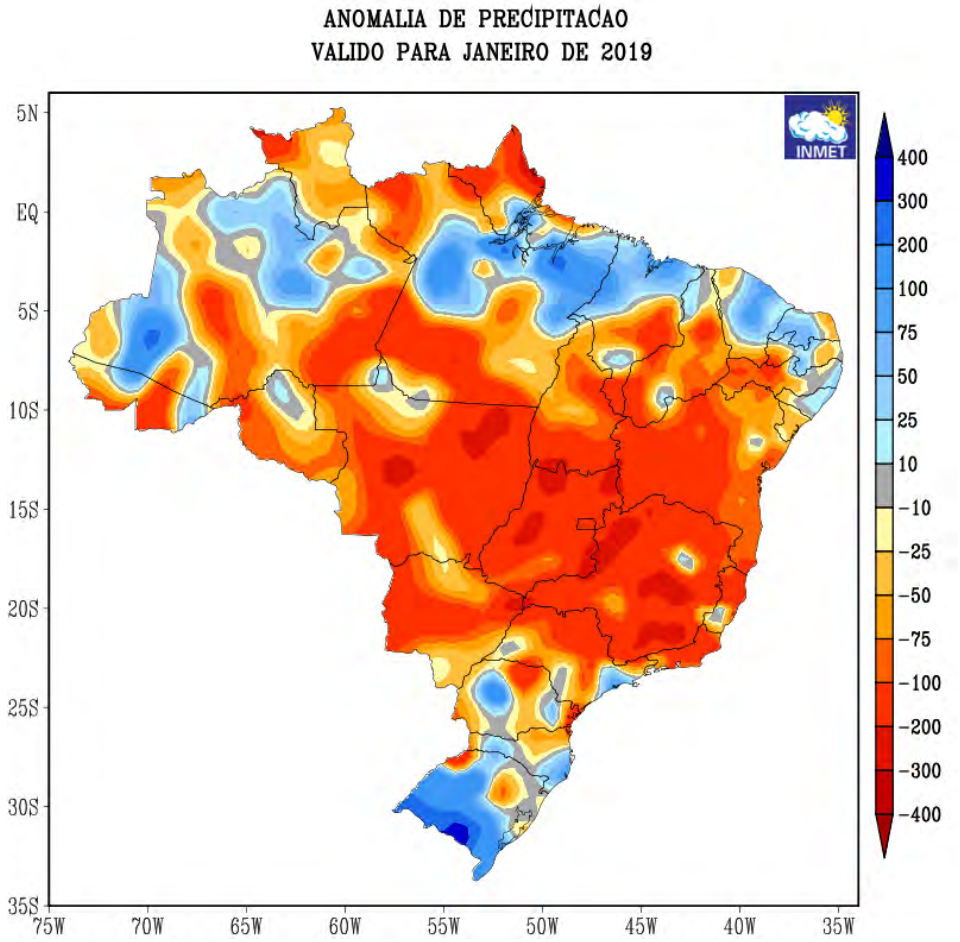


Figura 6: Anomalia de precipitação para janeiro de 2019. Fonte: INMET, 2020.

A anomalia positiva de TSM na região do Oceano Atlântico equatorial/tropical disponibiliza maior quantidade de umidade para a atmosfera, possibilitando maiores acumulados de chuva na região NEB. Na Figura 7 a, b, c e d, para janeiro de 2016 a 2019, nota-se que apenas no ano de 2016 (ano em que houve um grande acumulado de chuva no NEB) a TSM apresentou anomalia positiva na região tropical adjacente ao NEB. O ano de 2018, em que o ASAS se mostrou na média e as velocidades do vento com variação muito pequena, a TSM também estava na média na região tropical.

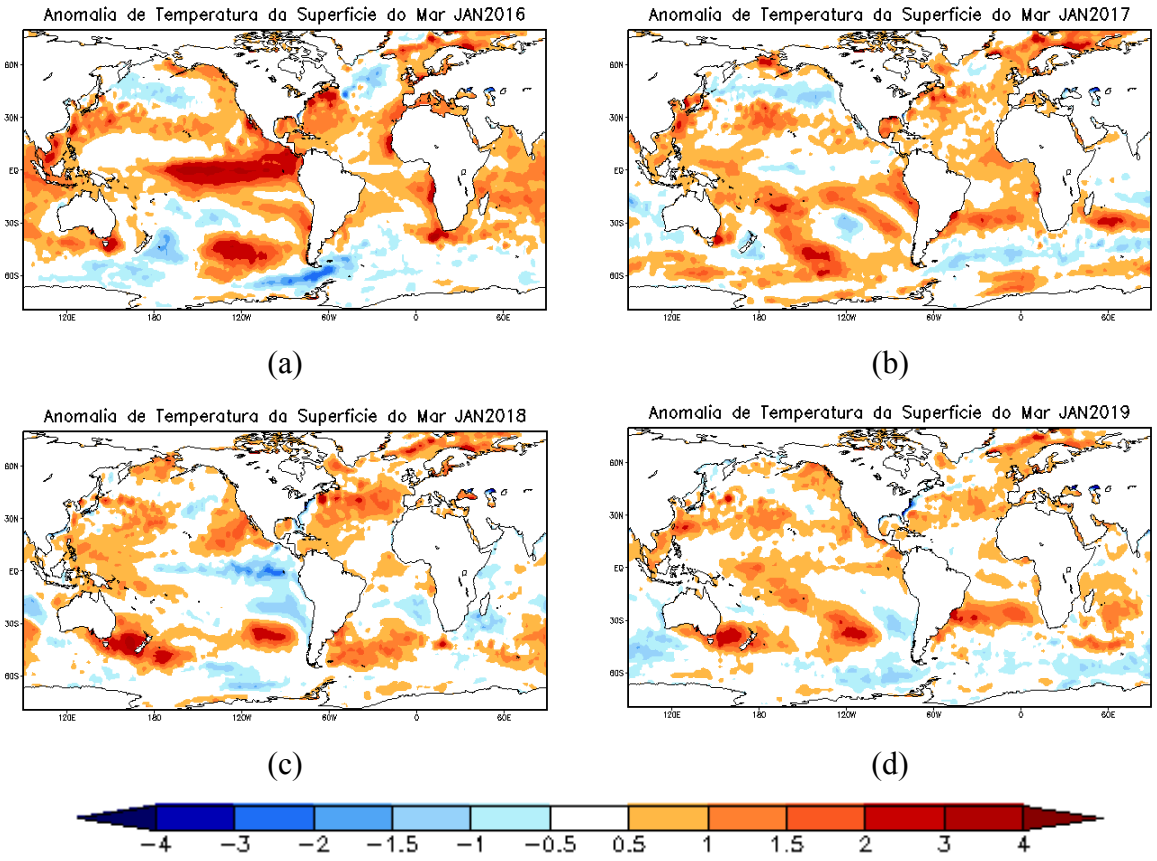


Figura 7: Campos de anomalia de temperatura da superfície do mar (°C). Em (a) janeiro de 2016, em (b) janeiro de 2017, em (c) janeiro de 2018 e em (d) janeiro de 2019. Fonte: CPTEC/INPE.

Motivados pelos ventos fracos observados em janeiro de 2020, foi feita uma comparação com os janeiros dos anos anteriores em relação à pluviosidade, e janeiro de 2016 os ventos foram mais fracos que 2020.

A reanálise ERA-5 está atualizado com dados de janeiro 2020 até o momento da confecção deste estudo. Porém, considerando as análises dos anos anteriores, é possível entender o que houve em relação à chuva. A torre do INMET que disponibiliza dados de chuva para a região de Arizona não estava operando, portanto, não há dados.

A Figura 8 ilustra a anomalia de chuva registrada em cada local de estudo nos últimos cinco meses de janeiro.

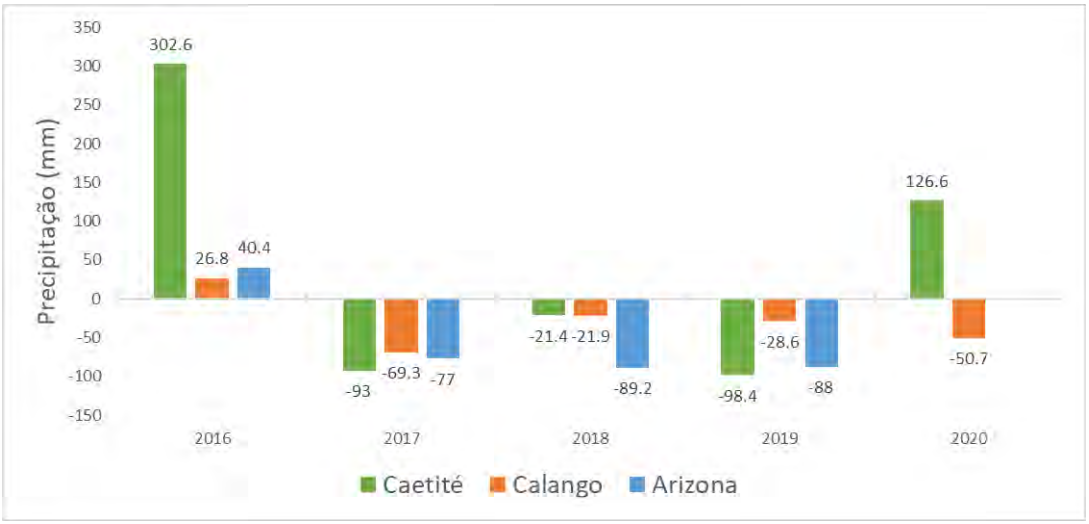


Figura 8: Anomalia de precipitação (mm) para o mês de janeiro de 2016, 2017, 2018, 2019 e 2020. Fonte: INMET, 2020.

Em janeiro de 2020 houve a atuação do VCAN em dois momentos do mês, juntamente com duas frentes frias que chegaram até o sul da Bahia. A Figura 9 ilustra dois dias em que os sistemas estavam atuando. O primeiro sistema atuou entre os dias 4 a 7, e o segundo entre os dias 25 a 28 (Síntese sinótica mensal janeiro de 2020 – CPTEC/INPE).

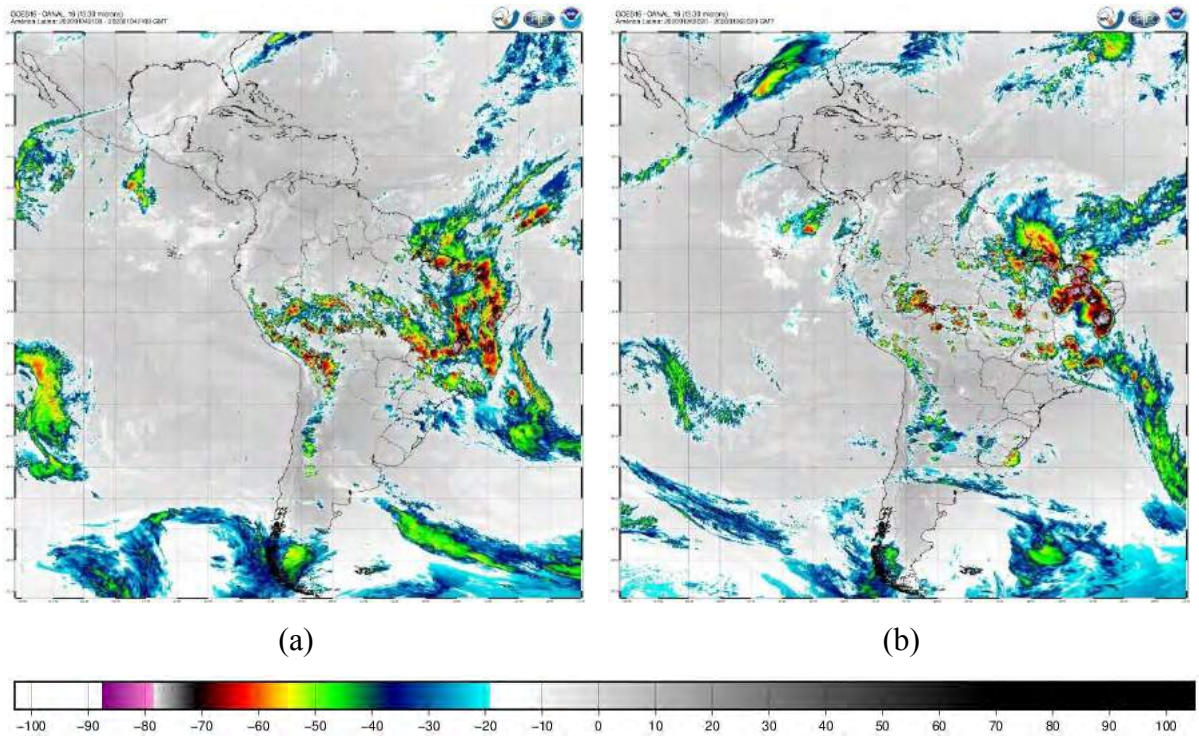
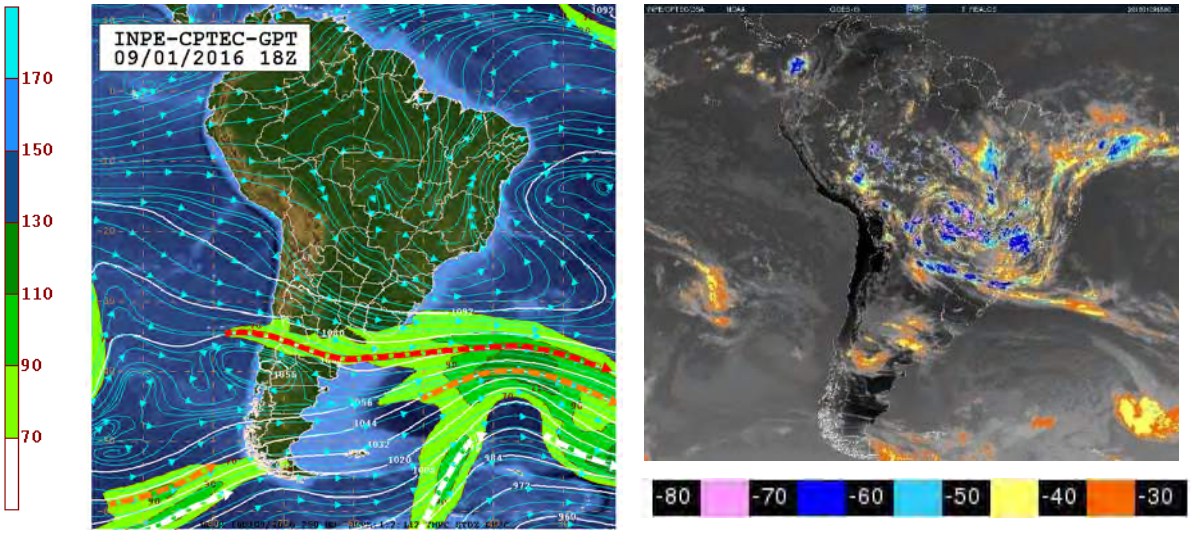


Figura 9: Imagem de satélite da atuação do VCAN nos dias 04/01/2020 e (b) 26/01/2020. Fonte: Divisão de Satélites e Sistemas Ambientais/ INPE.

O mesmo tipo de sistema atuou em janeiro de 2016, porém no momento não havia a síntese sinótica mensal do CPTEC/INPE, portanto, optou-se por analisar a carta sinótica de altitude e imagem de satélite para verificar a atuação do sistema. Como há registros das torres meteorológicas, não foi analisado o mês inteiro, porém, a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** ilustra o dia 09/01/2016, sendo (a) a carta de altitude indicando o VCAN em altitude e (b) a imagem de satélite do mesmo dia e hora, indicando a chuva na borda do sistema atuando em todo o NEB.



(a) (b)

Figura 10:Atuação do VCAN no NEB com a (a) carta de altitude e (b) imagem de satélite. Fonte: DSA/CPTEC-INPE.

Conclusão

Motivados pelos ventos fracos no NEB em janeiro de 2020, foi feita uma análise meteorológica levando em consideração alguns fenômenos meteorológicos de escala sinótica e macro escala para entender a relação da chuva e do vento, assim como quais sistemas são relevantes para entender a variabilidade meteorológica nos locais de parques eólicos. Escolheu-se duas regiões com diferentes latitudes e com grande investimento na geração de energia eólica, que são influenciados por sistemas meteorológicos distintos em escala sinótica, e iguais em macroescala.

Levando em consideração que as medições de chuva são gratuitas e não se tem informação da precisão do instrumento e frequência de manutenção, estando expostos a possíveis interrupções nas medições, propõe-se a instalação de pluviômetros nos parques, com conhecimento do instrumento, realizações de manutenções e limpezas frequentes. Foi mostrado que a utilização destas informações pode ser relevante para entender o motivo dos ventos fracos em certas épocas do ano, ou em qualquer época em que se observar anomalias positivas de chuva.

As diferentes análises levantadas neste trabalho indicam haver forte relação entre a precipitação e o recurso eólico em uma região. Esta relação tende a se estabelecer como proporão inversa, à medida que a chuva se intensifica, a velocidade do vento apresenta diminuição. Ainda, note-se que não apenas a intensidade da chuva, mas também outras características, como sua distribuição no tempo e espaço, desenvolvem importante papel no modo como esta variável climática influencia nos ventos.

Os fenômenos em diversas escalas interagem entre si, sendo importante entender a contribuição de cada escala e como cada sistema contribui para ventos fortes e fracos, em escala mensal, anual e diária. Neste estudo levou-se em consideração alguns sistemas, porém, existem outros que precisam ser analisados no contexto da geração eólica.

O posicionamento e intensidade do ASAS é um bom indicativo de ventos, acima abaixo ou na média de longo prazo. Verifica-se que avaliar o ASAS juntamente com a chuva (considerando que a mesma pode ser ocasionada por diversos sistemas) demonstrou ser uma metodologia satisfatória para o entendimento da variabilidade mensal.

O estudo mostrou-se relevante num momento em que há um período úmido no NEB e que tem afetado consideravelmente a geração eólica nos locais em que concentram a maioria dos parques eólicos brasileiros de acordo com ABEEOLICA (2020).

Para trabalhos futuros, propõe-se estudar outros fenômenos que podem aumentar o acumulado de chuva no NEB como ondas de leste (KOUADIO, SERVAIN, *et al.*, 2012) e Oscilação Madden Julien (SOUZA, AMBRIZZI, 2006) e estudar quais fenômenos e sistemas meteorológicos estão envolvidos que resultam em ventos fracos em outros meses do ano, como a atuação de vento alísios em período de El Niño e La Niña (JOLY, 2012).

Referências

ABEEÓLICA. "InfoVento nº 14", p. 1–2, 2019. .

BROOKS, C. E. P., HASTENRATH, S., HELLER, L., *et al.* "of Vegetation:", **Journal of the**

Atmospheric Sciences, v. 24, n. 4, p. 469–477, 1993. DOI: 10.1175/1520-0493(1971)099<0469:iczswa>2.3.co;2. .

DEE, D. P., UPPALA, S. M., SIMMONS, A. J., *et al.* "The ERA-Interim reanalysis: Configuration and performance of the data assimilation system", **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, v. 137, n. 656, p. 553–597, 2011. DOI: 10.1002/qj.828. .

DESER, C., ALEXANDER, M. A., XIE, S.-P., *et al.* **Sea Surface Temperature Variability: Patterns and Mechanisms**. [S.l: s.n.], 2010. v. 2.

EMANUEL, K. A. "Overview and Definition of Mesoscale Meteorology", **Mesoscale Meteorology and Forecasting**, p. 1–17, 1986. DOI: 10.1007/978-1-935704-20-1_1. .

FERREIRA, A. G., MELLO, N. G. da S. "Principais Sistemas Atmosféricos Atuantes Sobre a Região Nordeste Do Brasil E a Influência Dos Oceanos Pacífico E Atlântico No Clima Da Região", **Revista Brasileira de Climatologia**, v. 1, n. 1, p. 15–28, 2005. DOI: 10.5380/abclima.v1i1.25215. .

FERREIRA, G. W. de S., REBOITA, M. S., ROCHA, R. P. "Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis nas Cercanias do Nordeste do Brasil : Climatologia e Análise da Vorticidade Potencial Isentrópica", **Anuário do Instituto de Geociências - UFRJ**, v. 42, p. 568–585, 2019. DOI: http://dx.doi.org/10.11137/2019_3_568_585. .

FUJITA, T. T. **Tornadoes and downbursts in the context of generalized planetary scales. Journal of the Atmospheric Sciences**. [S.l: s.n.]. , 1981

GAN, M. A., KOUSKY, V. E. "VÓRTICES CICLÕNICOS DA ALTA TROPOSFERA NO OCEANO ATLANTICO SUL", **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 1, p. 19–28, 1986. .

GILLILAND, J. M., KEIM, B. D. "Position of the South Atlantic anticyclone and its impact on surface conditions across Brazil", **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 57, n. 3, p. 535–553, 2017. DOI: 10.1175/JAMC-D-17-0178.1. .

Global Wind Energy Council (GWEC). Global wind report 2018. Disponível em: < https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf. Acesso em: 01/03/2020.

HE, C., WU, B., ZOU, L., *et al.* "Responses of the summertime subtropical anticyclones to global warming", **Journal of Climate**, v. 30, n. 16, p. 6465–6479, 2017. DOI: 10.1175/JCLI-D-16-0529.1. .

IRENA. **IRENA:FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects**. [S.l: s.n.], 2019.

JOLY, G. "CONTRIBUIÇÃO DAS ESCALAS METEOROLÓGICAS NA GERAÇÃO DE

ENERGIA EÓLICA", **Trabalho de conclusão de curso - Meteorologia -Universidade Fderal do Rio de Janeiro.**, p. 74, 2012. .

KOUADIO, Y. K., SERVAIN, J., MACHADO, L. A. T., *et al.* "Heavy rainfall episodes in the eastern northeast brazil linked to large-scale ocean-atmosphere conditions in the tropical atlantic", **Advances in Meteorology**, v. 2012, 2012. DOI: 10.1155/2012/369567. .

KOUSKY, V. E., GAN, M. A. "Upper tropospheric cyclonic vortices in the tropical South Atlantic.", **Tellus**, v. 33, n. 6, p. 538–551, 1981. DOI: 10.3402/tellusa.v33i6.10775. .

LU, J., VECCHI, G. A., REICHLER, T. "Expansion of the Hadley cell under global warming", **Geophysical Research Letters**, v. 34, n. 6, p. 2–6, 2007. DOI: 10.1029/2006GL028443. .

NAMIAS, J. "Influence of northern hemisphere general circulation on drought in northeast Brazil", **Tellus**, v. 24, n. 4, p. 336–343, 1972. DOI: 10.3402/tellusa.v24i4.10648. .

NUNES, L. H. "A escala nas ciências atmosféricas", **Revista do Instituto Geológico**, v. 19, n. 1–2, p. 71–73, 1998. DOI: 10.5935/0100-929x.19980007. .

ORLANSKI, I. **A rational subdivision of scales for atmospheric processes**. **Bull. Amer. Meteor. Soc.** [S.l: s.n.]. , 1975

REBOITA, M. S., AMBRIZZI, T., SILVA, B. A., *et al.* "The south atlantic subtropical anticyclone: Present and future climate", **Frontiers in Earth Science**, v. 7, n. February, p. 1–15, 2019. DOI: 10.3389/feart.2019.00008. .

REBOITA, M. S., GAN, M. A., PORFÍRIO, R., *et al.* "REGIMES DE PRECIPITAÇÃO NA AMÉRICA DO SUL : UMA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA Departamento de Ciências Atmosféricas , Universidade de São Paulo (DCA / USP), São Paulo , SP , Brasil Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais , Centro de Previsão de Tempo e Estudo", **Revista Brasileira de Meteorologia, v.25, n.2**, p. 185–204, 2010. .

SOUZA, E. B., AMBRIZZI, T. "MODULATION OF THE INTRASEASONAL RAINFALL OVER TROPICAL BRAZIL BY THE MADDEN–JULIAN OSCILLATION", **Royal Meteorological Society**, v. 26, n. Abril 2006, p. 1759–1776, 2006. DOI: 10.1002/joc. .

UVO, C. R. B. **A Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e a precipitação no norte do Nordeste do Brasil**. **Dissertação Mestrado INPE**. [S.l: s.n.]. , 1989

VORTEX, Disponível em < https://vortexfdc.com/>, 2020.

Boas práticas baseadas em tecnologia para gestão eficiente das medições anemométricas

Andre Felippe Farias* Francielle da Silva Luiz†
Yasmim de Souza‡

Março, 2020

Resumo

Desde a fase de desenvolvimento do projeto, ao longo da campanha de prospecção e durante toda a operação comercial dos empreendimentos eólicos, a consistência e disponibilidade das medições anemométricas e climatológicas podem ter um grande impacto nos resultados da empresa. Problemas técnicos com os sensores, Data Loggers e sistemas de comunicação das Torres Anemométricas podem comprometer a continuidade e qualidade das informações coletadas, causar perdas financeiras significativas, uma vez que elevam os riscos regulatórios e impõem um fardo operacional imprevisto, ou até mesmo comprometer um projeto em fase de desenvolvimento.

Conhecer os problemas mais comuns no processo de medição, aliado a boas práticas de gestão e monitoramento através do uso da tecnologia são as melhores opções para se mitigar os riscos regulatórios e de perda de receita. Este artigo irá abordar os problemas encontrados no dia a dia do Centro de Operação da Medição Way2, juntamente com as soluções de telemetria e supervisão dos dados desenvolvidas por nossa equipe.

Palavras-chaves: Anemometria. Tecnologia. Valor estratégico. Inteligência de dados. Escalabilidade operacional.

*Centro de Operação da Medição, Way2 Tecnologia - (andre.farias@way2.com.br)
†Comercial, Way2 Tecnologia - (francielle.luiz@way2.com.br)
‡Centro de Operação da Medição, Way2 Tecnologia - (yasmim.souza@way2.com.br)

Technology-based practices for anemometric measurement efficient management

Andre Felippe Farias* Francielle da Silva Luiz†
Yasmim de Souza‡

Março, 2020

Abstract

Since the development phase of the project, throughout the prospection campaign and commercial operation of the Wind Farms, the consistency and availability of anemometric and climatological measurements may have a big impact on the company's results. Technical problems on sensors, Data Loggers and communication systems of the Anemometric Towers may compromise the integrity of the collected information, besides causing significant financial losses, once the regulatory risks are raisen and unpredicted operational tasks are imposed, and may even compromise a development phase project.

Knowing the most common problems through the measurement process, allied to good management and monitoring practices based on technology are the best options to mitigate the regulatory risks and revenue loss. This article will discuss the problems daily faced on the Operation Center of Way2 and the telemetry and data supervisor tools developed by our team.

Key-words: Anemometry. Technology. Strategic Value. Data Inteligence. Operational Scalability.

*Centro de Operação da Medição, Way2 Tecnologia - (andre.farias@way2.com.br)
†Comercial, Way2 Tecnologia - (francielle.luiz@way2.com.br)
‡Centro de Operação da Medição, Way2 Tecnologia - (yasmim.souza@way2.com.br)

Introdução

O número de parques eólicos em operação no Brasil cresceu aproximandamente 26% nos últimos 3 anos (ANEEL, 2020). O Ministério de Minas e Energia (MME) tem papel fundamental em traçar as diretrizes desse crescimento de geração nacional. Para fazer os estudos e acompanhamentos dos dados energéticos brasileiros, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Após a instauração desses órgãos reguladores e determinação de normas técnicas para os empreendimentos eólicos, estruturou-se um banco de dados robusto que contém informações sobre as condições climáticas e anemométricas das mais diversas regiões do território brasileiro, permitindo que cada vez mais tenha-se conhecimento sobre o potencial de geração de cada região. Além disso, esses dados também contribuem para o Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2020b), que é um documento informativo com o intuito de mostrar as perspectivas de expansão no setor energético brasileiro.

O planejamento, validação e construção de empreendimentos eólicos são processos longos e custosos. As regiões mais procuradas para prospecção de dados são, em muitos casos, remotas, de difícil acesso e com climas abrasivos aos equipamentos. As torres anemométricas são grandes estruturas metálicas sujeitas ao estresse das chuvas e ventos, onde variações na sua estrutura mecânica ou elétrica podem afetar as medições anemométricas e trazer consequências tais como erros na estimativa do potencial local, garantia física do parque e direção predominante do vento. Este artigo apresentará os motivos da cobrança de dados anemométricos de qualidade, juntamente com o que consta nas normas técnicas da EPE. Também serão sugeridas boas práticas de medição com a intenção de mitigar riscos e penalidades. Além disso, será abordada a aplicação da tecnologia nos processos de gestão e operação dos dados anemométricos.

1 Regulamentação

Com a finalidade de garantir a qualidade dos dados anemométricos utilizados em estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético brasileiro, a legislação prevê a aplicação de penalidades associadas ao descumprimento de normas para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos vencedores de leilão de energia (parques em operação).

Os leilões de energia são promovidos pelo Ministério de Minas e Energia desde dezembro de 2016 e são a principal forma de contratação de energia no Brasil. Por meio desse mecanismo, concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Quem realiza os leilões de energia elétrica é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por delegação da Aneel (EPE, 2020a).

Para fazer a gestão dos dados climatológicos de Torres de Medição Anemométrica (TMA), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desenvolveu um sistema computacional - Acompanhamento das Medições Anemométricas (AMA) - para que os parques em operação possam registrar as medições realizadas pelos instrumentos instalados na TMA. Neste sistema também são cadastradas todas as informações sobre a localização da torre e seus instrumentos.

O instrumento legal criado é aplicado por duas partes independentes, a EPE - como notificadora de violação - e a CCEE - como aplicadora da punição. Quando identificado um

descumprimento das notas técnicas pela EPE, esta notifica a CCEE quanto ao período sem cumprimento e a penalidade é aplicada diretamente no rendimento repassado à geradora pela CCEE.

Nas seções a seguir serão detalhadas as normas aplicadas a parques em desenvolvimento e a parques em operação, para demonstrar a importância de uma boa gestão dos dados anemométricos.

1.1 Torres de desenvolvimento

As torres de desenvolvimento ou de prospecção são aquelas cuja finalidade é realizar estudos sobre as condições climáticas e anemométricas de onde deseja-se instalar os parques eólicos. Após esse período, os dados são repassados à EPE, que avalia a consistência das informações e habilita ou não os empreendimentos de geração para participar dos leilões de energia.

Para conseguir a habilitação, exige-se a medição do recurso eólico no local por no mínimo 36 meses consecutivos - conforme art. 6º, II, da Portaria MME nº 02/2016 (EPE-DEE-017 - R0, 2020) - tal que hajam dados o suficiente para se caracterizar todas as estações do ano, bem como representar as ocorrências com ciclo maior que anual, como o *El Niño* e *La Niña*. Dentro desse período é necessário que as medições não ultrapassem o limite de 10% de indisponibilidade, sejam elas por avaria dos instrumentos ou por falha no registro das medições.

Além de caracterizar o comportamento do vento na localidade pretendida da planta geradora, a campanha de medição é fundamental para que se determine corretamente o valor de garantia física dos empreendimentos.

1.2 Parques em operação

Os parques eólicos vencedores de leilão de energia, são aqueles que cumpriram as exigências estipuladas pela EPE durante o período mínimo de 36 meses e, após essa etapa, venceram um leilão de energia. Posteriormente, inicia-se a obrigatoriedade contínua do envio periódico dos dados anemométricos ao AMA durante todo o período de vigência do contrato estabelecido no leilão de aquisição de energia. Assim como a manutenção da torre e seus equipamentos, o envio periódico das medições é obrigação dos proprietários dos parques, visando o atendimento à itens contratuais assumidos proveniente do Leilão de Energia vencido (EPE-DEE-RE-057 - R1, 2016).

Como tais medições constituirão o banco de dados permanente e referencial para estudos sobre a energia eólica (EPE-DEE-RE-057 - R1, 2016) realizados pela área de Estudos de Energia Elétrica, faz-se necessário que qualquer medição inconsistente seja descartada antes do envio ao sistema AMA. Caso isso não ocorra, o sistema identifica a medição e notifica o empreendedor através da abertura de uma pendência no próprio AMA.

Assim como na fase de estudos de viabilidade e potencial eólico, os parques em operação possuem um limite de indisponibilidade. Conforme descrito na nota técnica (EPE-DEE-RE-057 - R1, 2016), cada instrumento deve ter seu índice de indisponibilidade abaixo de 15% a cada ano calendário. Além disso, a regulamentação exige que os Anemômetros sejam substituídos a cada 36 meses de uso, para que estes sejam recalibrados, devido ao desgaste natural do sensor e constante exposição às intempéries, o que modifica os fatores

de calibração originais do instrumento. O envio de dados deve ser realizado de forma quinzenal, com prazo máximo de 6 dias corridos após cada quinzena, com exceção dos casos de falha no sistema de comunicação ou vandalismo onde é previsto atraso máximo de 60 e 90 dias, respectivamente.

Os níveis de indisponibilidade são apurados individualmente por sensor e devem ser administrados com atenção. A medida que ocorrências são atendidas ao longo do ano, os dados com maior indisponibilidade devem ser acompanhados com maior cautela. O tempo de resposta para manutenção pode ser longo, devido à localizações isoladas. Nos casos mais críticos, é importante prever o tempo de atendimento necessário para não ultrapassar a indisponibilidade.

O não cumprimento dessas normas, implica em retenção de 1% do valor da renda fixa do parque no mês em que houve a infração e também nos meses subsequentes até o final do ano. A penalidade pode ser considerada de valor elevado, especialmente para parques com alta potência instalada, como os parques eólicos incentivados de 30MW ou para infrações identificadas já no começo do ano.

Através da aplicação de boas práticas de gestão da medição, o risco de penalidade é reduzido e as exigências regulatórias são cumpridas, tais como o índice de disponibilidade anual de 85% das medições, envio dos dados dentro do prazo, medição ininterrupta e atendimento das documentações exigidas no cadastro do AMA.

2 Fatores de risco

Tendo em vista a importância que as medições das Torres Anemométricas representam, seja com a finalidade de compor uma campanha de Prospecção ou para apoiar a Operação dos Parques Geradores vinculados a estas, é fundamental que se assegure o bom funcionamento dos equipamentos de medição, para que os dados coletados tenham um alto grau de confiabilidade. Para tanto, é fundamental investir esforços no acompanhamento do desempenho da torre, na análise dos dados coletados e na manutenção da mesma. É preciso levar em conta as correlações entre as grandezas medidas, o comportamento do vento na localidade e a forma de funcionamento do sistema eletrônico de medição para uma validação completa, tal que a propagação de erros seja minimizada e o nível de disponibilidade de dados confiáveis seja preservado.

2.1 Aspectos construtivos das torres

As características típicas do vento em determinado local podem ser verificadas através dos "Atlas do Vento" (CRESESB, 2001), documentos elaborados por organizações especializadas e atualizados periodicamente. Tais documentos apresentam um perfil macroscópico das condições meteorológicas para uma região, não contendo detalhamento suficiente para que se possa embasar um projeto. Por este motivo, são realizadas as campanhas de prospecção no local de estudo através das Torres Anemométricas, para que se possa compor um corpo de dados confiável, a partir do qual sejam projetadas as plantas geradoras.

A regulamentação (EPE-DEE-RE-057 - R1, 2016) prevê uma série de exigências mínimas para as Torres Anemométricas. Os instrumentos de medição e Data Loggers recomendados para torres AMA são definidos de forma a se obter um sistema robusto, com baixo índice de erros e alta disponibilidade. A confiabilidade dos equipamentos utilizados

proporciona estabilidade ao funcionamento do sistema, reduzindo a incidência de sinais fora do esperado. Desta forma, quando identificadas inconsistências na medição, é frequente que estas estejam relacionadas a erros de instalação ou avaria dos equipamentos e cabeamento, em oposição às frequentes situações "falso-positivas", ocasionadas por conta da falta de precisão dos sensores.

Além dos equipamentos de medição, é fundamental investir nos demais componentes das TMAs. O sistema de alimentação da torre, por exemplo, deve ser um modelo de alta disponibilidade e confiabilidade, composto por uma conexão com o sistema elétrico da planta geradora e por uma estrutura que possa suprir os períodos de falta do sistema primário, como Painel Solar e Baterias, ou qualquer estrutura que atenda esta função, minimizando a perda de dados ocasionada por desligamentos eventuais.

O Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) e equipamentos como os Supressores de Surto compõem importante papel na proteção dos instrumentos, visto que são frequentes as avarias ocasionadas por raios incidindo sobre a torre ou oscilações na fonte de energia. A estrutura mecânica da torre também exerce importante função na garantia da consistência das medições. Equipamentos anti-torção e o correto tensionamento dos estais asseguram a coerência no registro de Direção do Vento. Até mesmo a pintura da torre contribui para a conservação da estrutura, a qual muitas vezes é localizada próxima ao mar, o que acelera o processo de oxidação e desgaste da mesma. Por fim, a devida parametrização e calibração dos sensores, assim como a correta instalação e posicionamento destes, contribui para que a qualidade dos dados obtidos esteja de acordo com os limites aceitáveis.

2.2 Manutenções corretivas e preventivas

Por mais que sejam utilizados equipamentos de qualidade e adotadas boas práticas de O&M, as Torres Anemométricas eventualmente apresentarão algum tipo de falha de medição ou defeito estrutural, seja por desgaste dos equipamentos ou pelo estresse oferecido pelas intempéries climáticas. Por isso, é importante que no decorrer da campanha de medição se mantenha o monitoramento contínuo sobre a consistência das medições, visando identificar de forma rápida as anormalidades que demandem manutenção, além de dispor de uma equipe técnica capacitada para atender a situações em caráter emergencial, tal que as ocorrências possam ser tratadas antes que o índice de perda de dados se torne elevado.

Sempre que forem identificadas medições fora do esperado, devem-se tomar providências para detectar a origem de tais inconsistências. Cabe ressaltar que nem sempre as medições que fogem ao padrão normal de funcionamento correspondem a uma avaria física dos instrumentos. Por isso, o primeiro passo na detecção de falhas se dá ainda na fase de análise dos dados. Deve-se avaliar se existem outras medições que corroboram com o comportamento apresentado, ou se tal situação configura-se de forma isolada. Uma vez realizado o diagnóstico de falha, é importante que este seja documentado para posterior acompanhamento. São frequentes os problemas que apresentam reincidência com o passar do tempo. Ao comparar uma falha de medição com o histórico de ocorrências anteriores, pode-se poupar tempo, caso se verifique que um sensor voltou a apresentar o mesmo tipo de comportamento, por exemplo.

Tendo concluída a análise da falha, deve-se encaminhar ao responsável pela manutenção o detalhamento da ocorrência, para que este possa inseri-la dentro do cronograma de manutenção de sua equipe, além de providenciar as ferramentas e equipamentos necessários

para a visita em campo. A depender de fatores tais como condições climáticas desfavoráveis, dificuldade de acesso ao local da estação, indisponibilidade de equipe técnica, seja esta interna ou terceirizada, e limitação de recursos materiais ou financeiros, pode se fazer necessário adiar determinada manutenção. Deve-se buscar manter um equilíbrio saudável entre estes fatores e os riscos atrelados a uma falha de medição, como a possibilidade de penalização e degradação irreversível dos equipamentos da torre.

Algumas empresas optam por postergar o atendimento de determinadas ocorrências, para que estas possam ser verificadas em conjunto com outras situações reportadas para torres próximas, de forma a aproveitar o deslocamento das equipes a campo. Este tipo de escolha deve ser feito de forma cautelosa, visto que os defeitos apresentados podem se agravar, inclusive comprometendo outros instrumentos, tornando a resolução de situações inicialmente simples em atividades onerosas para a equipe de campo.

As Manutenções Corretivas são fundamentais para assegurar a preservação dos índices de indisponibilidade de dados dentro dos limites aceitáveis. Estas, contudo, não atuam sozinhas para que as medições se mantenham consistentes durante uma campanha de medição. As Manutenções Preventivas também cumprem importante papel na conservação da estrutura mecânica das torres e na mitigação de falhas futuras. Conforme orienta a Norma Técnica da EPE (EPE-DEE-RE-057 - R1, 2016), as Torres de Medição Anemométrica devem passar por Manutenções Preventivas anuais, durante as quais devem ser avaliadas não somente as condições dos instrumentos de medição, mas de toda a estrutura mecânica da torre e dos sistemas de alimentação e comunicação da mesma. A checagem ativa realizada na Manutenção Preventiva, ao contrário da reativa, previne que falhas simples como um conector com folga ou um suporte mal fixado à torre se transformem em uma falha mais adiante, evitando uma perda de dados desnecessária. Da mesma forma, situações que representem desgaste dos equipamentos ou uma avaria em estágio inicial, como rachaduras nos suportes de fixação, oxidação na estrutura da torre ou falta de tensionamento nos estais, podem ser tratadas antes que a mesma evolua para uma falha crítica.

Para garantir a efetividade das Manutenções Corretivas, todas as boas práticas acima descritas devem ser aplicadas. Este tipo de intervenção, no entanto, é realizado somente sob demanda. As Manutenções Preventivas e a substituição de Anemômetros para calibração, por outro lado, podem e devem ser planejadas com antecedência. Além disso, é importante que se mantenha em estoque equipamentos em bom estado de conservação. Independente da finalidade da substituição que se fizer necessária, seja para calibração ou correção de falhas na medição, pode haver demora no fornecimento de tais equipamentos. No Brasil, por exemplo, existem poucos laboratórios de ensaio que atendam às exigências mínimas da Norma Técnica no que diz respeito a calibração dos Anemômetros de Topo. Assim, importar este tipo de equipamento às pressas pode representar um custo elevado e um longo período de espera para transporte do mesmo.

Tendo em vista o constante risco de deterioração do estado de conservação das TMAs e, por conseguinte, de descumprimento regulatório e de perda de receita, se torna evidente que investir em uma equipe de manutenção especializada, capaz de dar vazão às necessidades de atendimento dentro de um prazo razoável, assim como utilizar equipamentos de qualidade, é fundamental. Comparando a perda de receita oriunda de uma penalização com o investimento necessário para manter em bom estado de conservação uma Torre Anemométrica, torna-se evidente que a segunda opção é mais vantajosa para o empreendimento.

2.3 Relatórios de manutenção e pós-intervenção

Além das boas práticas descritas no item anterior e da execução adequada das manutenções, deve-se monitorar com especial atenção o período posterior às atividades em campo. São frequentes as manutenções inconclusivas, ou seja, que não obtêm êxito em corrigir as falhas apresentadas. Muitas vezes, este tipo de situação acontece quando as falhas manifestam-se de forma intermitente, o que dificulta ou até mesmo inviabiliza a detecção destas. Outras vezes, por falta de perícia ou desatenção da equipe de manutenção, ocorrências até então inexistentes são criadas por conta da instalação incorreta de equipamentos ou substituição indevida de equipamentos funcionais por outros avariados em seu lugar. Por isso, a validação da efetividade da intervenção é um passo importante na correção das falhas.

Em nosso COM, sempre que somos notificados de que houve manutenção em alguma das torres gerenciadas, solicitamos ao cliente que nos encaminhe o Relatório da Intervenção, para que possamos avaliar se as atividades realizadas em campo condizem com o resultado verificado posteriormente, e, caso contrário, orientar que verifique novamente a situação com base nas divergências identificadas. Da mesma forma, a EPE solicita aos empreendimentos que cadastrem na Plataforma AMA os Relatórios de Intervenção, sejam estes de Manutenções Corretivas, Preventivas ou Substitutivas, para que sua equipe técnica consiga avaliar os períodos de inconsistência na medição e reconhecer dados fora do esperado ou encerrar pendências relativas a tais situações.

Dada a importância dos Relatórios de Manutenção, conforme acima embasado, é fundamental que se dedique parte do tempo investido durante as intervenções para registrar as informações pertinentes a confecção dos relatórios, tais como a captura de fotografias das instalações e instrumentos, registro dos Números de Série de equipamentos substituídos e instalados, bem como aferição da leitura instantânea de todos os sensores antes e depois da intervenção. A prática mostra que, em geral, os relatórios elaborados com base em um modelo simples e genérico costumam apresentar muito mais erros do que aqueles elaborados com base em um modelo completo e bem estruturado. As falhas mais comuns durante a redação dos relatórios são a falta de atualização dos números de série dos instrumentos, erro de digitação, informações incompletas e inconformidade entre as fotos fornecidas e os dados presentes na tabela de informações. Desta forma, a revisão destes documentos, além de servir para validar o resultado obtido após a intervenção, evita os impactos causados pela submissão de relatórios inconsistentes ao AMA, após atestar a consistência das informações fornecidas pela equipe de O&M, agilizando quaisquer ponderações que a equipe da EPE possa vir a fazer.

2.4 Análise de correlação entre torres próximas

Assim como apresentado nos chamados "Atlas do Vento", é possível estruturar padrões de comportamento esperados para o vento e demais grandezas climatológicas de uma determinada localidade. Ainda assim, frequentemente são detectadas ocorrências atípicas nos mais variados climas. Condições como tempestades podem modificar consideravelmente os padrões apresentados para as grandezas atmosféricas de uma região temporariamente. Nesse contexto, o correlacionamento entre torres geograficamente próximas constitui uma técnica eficaz para validação das medições durante este tipo de evento.

É possível estabelecer relações que levem em conta a distância entre os parques e a topografia da região para validar as oscilações na direção e intensidade do vento, tempera-

tura, umidade e pressão atmosférica de determinada estação, de modo a complementar a análise realizada por um operador treinado, apoiando na identificação de medições fora do esperado.

2.5 Pendências AMA

O intercâmbio de informações oficial entre geradora e EPE é realizado através do Sistema AMA, onde a equipe especializada da EPE realiza a análise dos Dados Anemométricos encaminhados e das informações cadastradas para cada uma das estações de medição, notificando o agente gerador através de Pendências, caso encontre inconsistências. Pelo fato da operação de uma TMA envolver mais de uma equipe, podem surgir erros de comunicação entre estas que resultem em inconsistências nos dados obtidos ou nas documentações elaboradas. Fatores tais como erros de configuração dos parâmetros de calibração dos instrumentos e submissão de documentação incorreta e/ou incompleta, podem fazer com que as conclusões extraídas pela equipe técnica da EPE sejam imprecisas. Assim, a resposta às pendências abertas na Plataforma AMA tem importância no sentido de validar quaisquer ruídos que possam haver entre a interpretação da EPE e a realidade.

3 Tecnologia para gestão e operação das medições anemométricas e seus benefícios

A gestão eficiente dos dados anemométricos e climatológicos vai além da análise das medições de vento e monitoramento do sistema eletrônico de medição. É necessário aplicar uma série de boas práticas, dentre as quais, o acompanhamento das medições através da coleta automática e diária, a validação dos dados anemométricos, uma vez que estes serão utilizados para pesquisas e estimativas, e por fim, realizar o acompanhamento da disponibilidade destes dados.

A periodicidade na coleta de dados garante uma boa administração das medições coletadas. Coletas manuais tornam tal periodicidade esparsa, especialmente para torres localizadas em lugares remotos e de difícil acesso. Assim, a telemetria com boa confiabilidade se configura como uma das melhores soluções, especialmente para sistemas com acesso via web, nos quais acrescenta-se a verificação e operação online do Data Logger.

No COM, paralelamente a telemetria, há rotinas automáticas que controlam a efetividade do envio dos dados. Desta forma, é possível identificar com maior agilidade se houveram falhas de comunicação ou se há erro lógico na rotina de envio de dados do datalogger, por exemplo.

O uso da tecnologia e aplicação de inteligência às medições resulta em dados consistentes e seguros, além de otimizar o tempo operacional destinado para cada etapa do fluxo de gestão e operação das medições anemométricas. Desta forma, o sistema supervisor das medições anemométricas é o fator principal para garantir a confiabilidade nos dados analisados, classificar os cenários de possível erro ou erro crítico e viabilizar eficiência no tempo de resposta.

A supervisão do sistema anemométrico, além da detecção de erros críticos, traz uma concentração das informações sobre o parque. Com base nas informações é possível otimizar o processo de envio das equipes a campo, antecipar falhas futuras e otimizar as manutenções garantindo uma economia de tempo e dinheiro.

Conforme previsto na regulação vigente, o agente gerador deverá enviar quinzenalmente à EPE, através da plataforma AMA, as medições anemométricas. Também é de responsabilidade do agente, garantir a plausibilidade destas medições, sendo necessário a exclusão de toda e qualquer medição inconsistente antes do envio à EPE. No COM, visando a garantia da consistência das medições, há diversos processos de validação automáticos e aplicação de inteligência sob os dados, permitindo assim a identificação de anomalias nas medições. Somente após verificação da plausibilidade das medições e exclusão de dados inconsistentes o processo de envio à EPE é realizado.

Outro benefício de grande valia da supervisão do sistema anemométrico, está no acompanhamento da disponibilidade destes dados que, para parques vencedores de leilão, está diretamente relacionado à proteção de receita do empreendimento. Tendo como objetivo trazer total confiabilidade deste indicador, no COM, foi implementada uma rotina de comparação entre os índices de disponibilidade registrados e os índices apontados pela Equipe de Analistas AMA.

4 Uso dos dados anemométricos para indicadores estratégicos

Acompanhar indicadores de desempenho para mensurar resultados e identificar pontos de melhoria é uma ação presente em diversos processos de gestão. As medições anemométricas e climatológicas, desde que consistidas, também podem ser utilizadas para apoio na previsão e performance de geração.

Como exemplo, temos o Modelo de Previsão de Geração Eólica entregue em agosto de 2017 pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em parceria com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), que na fase de validação utilizou os dados anemométricos distribuídos nas instituições: EPE, CCEE e o próprio ONS. O modelo de previsão de geração eólica, foi desenvolvido com objetivo de prover a previsão de geração de fonte eólica para a programação diária do Subsistema Nordeste, mas em 2017, o desenvolvimento ficou voltado para o tempo real e para o Subsistema Sul (ONS, 2018).

Os algoritmos de previsão de geração são importantes para o planejamento da Operação e Manutenção do parque, impactando diretamente na redução de perdas e maior aproveitamento da fonte de energia, fatores relevantes, considerando a alta competitividade que existe no mercado da energia renovável.

As medições registradas pelos sensores de uma torre anemométrica são utilizadas para atestar o potencial de geração de um determinado local. Após a entrada em operação da planta geradora, é fundamental avaliar a performance da geração, buscando identificar possibilidades de melhoria ou falhas dos aerogeradores. As medições anemométricas fornecem melhores resultados para composição do indicador de equacionamento e validação da relação entre potencial eólico disponível e geração das turbinas eólicas, visto que estas não sofrem interferência, enquanto os dados registrados pelos sensores dos aerogeradores (anemômetro e wind vane) podem sofrer com a interferência aerodinâmica da nacelle e das pás.

5 Cases operacionais - Centro de Operação da Medição Way2 Tecnologia

As exigências de qualidade dos dados de medição anemométrica e os critérios de disponibilidade e plausibilidade requerem uma abordagem de tratamento crítica. A base das rotinas de análise e ferramentas desenvolvidas no Centro de Operação da Medição Way2 Tecnologia (COM) para tratamento e gestão dos dados anemométricos, é composta pelo documental técnico disponibilizado pela EPE, plataforma AMA e estudos focados no tratamento das medições anemométricas e climatológicas. Por motivo de sigilo, o número de torres atendidas no COM não será relatado, contudo, este fator é determinante para que situações anômalas sejam identificadas com rapidez, uma vez que todas as ocorrências contribuem para o know-how desta Operação. A seguir, foram descritos três cases operacionais e as devidas soluções aplicadas combinadas a boas práticas.

5.1 Lacunas

Lacunas de dados que se estendam por longos períodos de tempo contribuem para o crescimento do índice de indisponibilidade de dados de todos os instrumentos. Em casos mais severos, onde as lacunas se manifestam de forma recorrente, o crescimento da indisponibilidade pode resultar em penalização para o agente gerador. Em uma determinada TMA, foram identificadas lacunas intermitentes para todos os instrumentos durante o período noturno, conforme ilustrado na figura abaixo (1):

Figura 1 – Gráfico de área traçado através da Plataforma Integrada de Medição (PIM) da Way2.

As lacunas de dados são um dos tipos de falha detectados através da estrutura de alarmes presente na PIM. Com base nos alarmes gerados, na análise gráfica das medições e na verificação do arquivo de dados do Data Logger, foi possível identificar que a causa das Lacunas de Dados era uma instabilidade no Sistema de Alimentação do Data Logger. Ao avaliar o sinal da tensão de alimentação, foi verificado que este apresentava valores reduzidos às margens das lacunas, as quais coincidem com os horários de início e fim do período de insolação diária. A topologia de alimentação empregada nesta torre possui um link principal com a rede interna do parque, além de um painel fotovoltaico em conjunto

com um sistema de carregamento de baterias. Devido a uma falta no link principal, a torre foi obrigada a operar através do sistema auxiliar. Durante o período do dia, o painel fotovoltaico era capaz de fornecer a energia para o sistema e carregar a bateria. Contudo, devido ao desgaste da bateria, no período noturno esta não conseguia suprir a alimentação necessária, ocasionando as lacunas acima descritas. Após o diagnóstico da falha, a equipe de manutenção foi comunicada com tempo hábil para realizar a intervenção, evitando um impacto significativo no índice de disponibilidade anual da TMA.

Cabe ressaltar que em um modelo operacional onde a coleta de dados é realizada manualmente e de forma demasiadamente esparsa, o cenário seria oposto ao descrito acima. Evidenciando que a eficácia na gestão dos dados anemométricos está diretamente atrelada a boa prática de telemetria com uma rede de comunicação de alta disponibilidade e estabilidade.

5.2 Plausibilidade das medições

Os registros das medições devem ser encaminhados à EPE a cada 15 (quinze) dias. A plausibilidade das medições deve ser aferida e medidas implausíveis, ou aquelas realizadas por equipamento defeituoso, devem ser suprimidas antes do envio ao AMA. As seguintes verificações indicam medidas implausíveis:

- Pressão atmosférica: P $<$ 800 hPa ou P $>$ 1060 hPa
- Temperatura: T $<$ -15C ou T $>$ 50C
- Umidade do ar: U $<$ 0% ou U $>$ 110%
- Velocidade média do vento (10 min): V $<$ 0 m/s ou V $>$ 50 m/s
- Velocidade máxima do vento (1 seg): V $<$ 0 m/s ou V $>$ 70 m/s

Além das exigências regulatórias, o uso da informação em si pelo empreendedor impõe a necessidade de cuidados e um tratamento crítico à medição anemométrica para a confiabilidade dos estudos de viabilidade do projeto e sua correta manutenção em fase de operação.

A solução encontrada para identificar de forma ágil medições implausíveis, conforme dito ao longo deste artigo, é a aplicação de inteligência aos dados e de tecnologia. O COM conta com a Plataforma Integrada de Medição (PIM) para garantir a consistência dos dados coletados do data logger. A cadeia de validações contempla desde a verificação da fonte de dados até a plausibilidade das medições de forma automática, indicando a saúde das medições e se há necessidade de intervenção.

5.3 Instalação incorreta de instrumentos e Relatório Incoerente

Após a substituição do Termo-Higrômetro em uma determinada TMA, foi verificado que as medições de Umidade deste novo instrumento apresentaram uma redução significativa na correlação com as demais torres próximas. Segundo o Relatório de Manutenção encaminhado, a instalação havia sido bem sucedida e tudo estava de acordo com o recomendado. O gráfico abaixo (figura 2) ilustra a divergência nas medições de Umidade

deste novo instrumento, representado pela área preenchida em vermelho, em relação a duas outras torres nas proximidades do parque em questão.

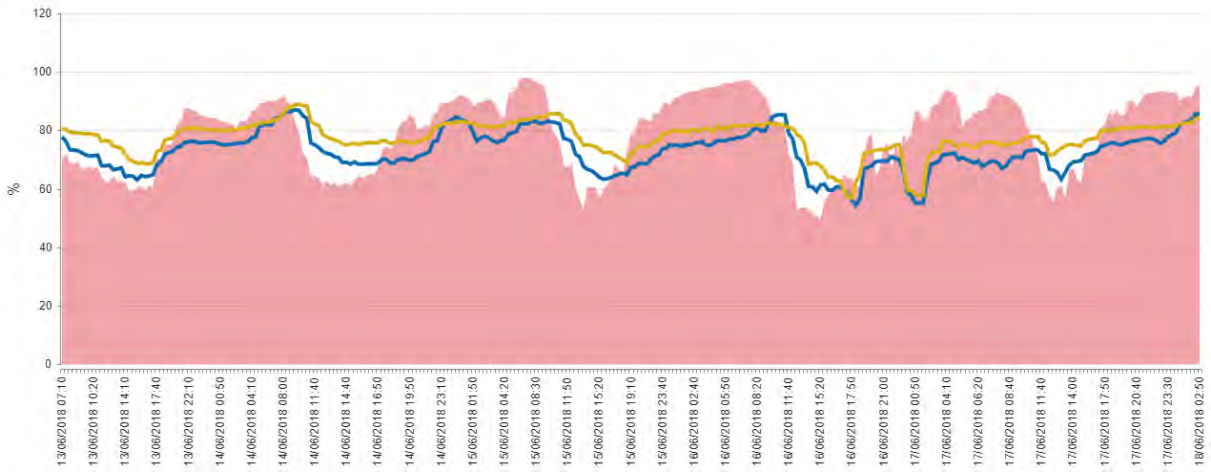


Figura 2 – Medições de umidade após substituição do termo-higrômetro.

Ao identificar tal anomalia, sinalizamos esta ao cliente para que a situação pudesse ser repercutida, uma vez que não haviam sinais que indicassem a origem da divergência verificada. Ao acionar a equipe de manutenção, foi então constatado que a origem do problema estava na instalação incorreta do Termo-Higrômetro. O instrumento anterior estava instalado a cerca de 80 metros de altura, porém quando substituído, este foi instalado próximo a base da torre, numa posição com comportamento de Umidade bastante divergente daquele a 80 metros, conforme ilustrado pelas medições das torres próximas. Esta situação ilustra dois problemas típicos: primeiro, a falha durante a manutenção em campo, quando realizou-se a alteração na posição do instrumento sem motivo adequado para tal; e segundo, a falha na elaboração do Relatório de Manutenção, não indicando que a posição do instrumento havia sido alterada, o que atrasou o diagnóstico correto do ocorrido.

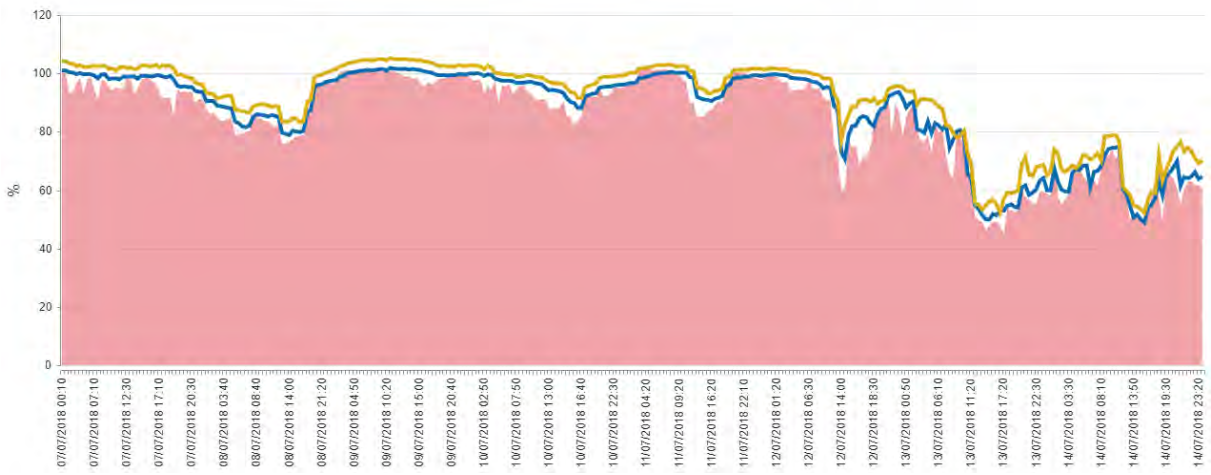


Figura 3 – Medições de umidade após adequação na instalação do termo-higrômetro.

Após a identificação da origem do problema, pôde-se orientar que o equipamento fosse instalado na posição adequada. A figura 3 ilustra as medições de Umidade após a instalação do sensor na posição correta. Comparando os gráficos (figuras 2 e 3), é possível notar que, após corrigida a instalação do Termo-Higrômetro, as medições de Umidade retomaram a correlação esperada para com as torres próximas.

Considerações finais

Foram apresentados neste artigo os principais desafios enfrentados diariamente em nosso Centro de Operação da Medição no que tange a Gestão e Operação das Medições Anemométricas e Climatológicas.

Ao longo do trabalho, fora ressaltada a importância do uso da tecnologia em todo processo de gestão destes dados, isto é, desde a coleta até a análise de consistência das medições, permitindo assim alcançar uma escalabilidade operacional saudável e sustentável. Também buscou-se exemplificar os benefícios na utilização dos dados anemométricos consistidos como insumo para indicadores de cunho estratégico, contemplando a previsão de geração, acompanhamento de performance e apoio no planejamento de Operação e Manutenção dos parques. Da mesma forma, foi sugerida a aplicação de boas práticas e acompanhamento periódico, que são fatores determinantes para o sucesso do empreendimento, uma vez que há mitigação de riscos de penalidade e custos emergenciais.

Referências

ANEEL. *BIG - Banco de Informações de Geração*. 2020. Disponível em: <www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>. Acesso em: 08 mar. 2020. Citado na página 3.

CRESESB. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_introducao.pdf>. Acesso em: 05 mar. 2020. Citado na página 5.

EPE. *Leilões de Energia*. 2020. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>. Acesso em: 01 mar. 2020. Citado na página 3.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia*. 2020. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. Acesso em: 08 mar. 2020. Citado na página 3.

EPE-DEE-017 - R0. *Projetos eólicos nos leilões de energia*. 2020. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-468/NT_EPE-DEE-NT-017-2020-r0.pdf>. Acesso em: 04 mar. 2020. Citado na página 4.

EPE-DEE-RE-057 - R1. *Estudos para licitação da expansão da geração*. 2016. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-210/Instru%C3%A7%C3%B5es%20Medi%

C3%A7%C3%B5es%20Anemom%C3%A9tricas%20-%202016%20r1.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2020. Citado 3 vezes nas páginas 4, 5 e 7.

ONS. *Relatório de Validação do Módulo 2 do Modelo de Previsão de Geração Eólica*. 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=50ab1ff6-9a23-aebc-77d4-efb16a0ee0d4&groupId=36070>. Acesso em: 09 mar. 2020. Citado na página 10.

ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DA FONTE EÓLICA *OFFSHORE*: UM ESTUDO DE CASO NO RIO GRANDE DO NORTE

João Paulo Costa e Silva Nunes[1], David Cassimiro de Melo [2], Claudio Luiz Pontes Junior[3], Mario Orestes Aguirre González[4]

1, 2, 3, 4 Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

(Grupo de Pesquisa Cri-Ação: Renewable Energy)

1 Petrobras

jpaulo.csnunes@gmail.com[1], davidcassi@yahoo.com.br[2], claudiopontesjunior@gmail.com[3], marioogonzales@gmail.com[4]

Resumo

A energia eólica *offshore* é uma potencial fonte de eletricidade ainda inexplorada no Brasil. Considerando esse cenário, o presente artigo tem como objetivo estimar e comparar a produtividade energética e a capacidade de abastecimento de três diferentes modelos de turbinas eólicas *offshore*. O local escolhido para estudo encontra-se no Nordeste brasileiro, a uma distância de 20 km da costa do Rio Grande do Norte. Dados de vento do *Blended Sea Winds* (BSW) do NOAA, a 10 m de altura, e posteriormente extrapolados para 100 m, foram utilizados para estimar a geração de eletricidade das turbinas. A turbina da *Danish Technical University* (DTU) de 10 MW apresentou maior nível de produção média mensal com 4.162.057 kWh, sendo capaz de abastecer 26.160 residências, considerando o consumo médio mensal das residências brasileiras. Por outro lado, o modelo Senvion 6.3M152 apresentou um maior fator de capacidade (59%) devido sua maior velocidade de corte (*cut out speed*) que é de 30 m/s.

Abstract

Offshore wind energy is a potential source of electricity that is still untapped in Brazil. Considering this scenario, this article aims to estimate and compare energy productivity and supply capacity of three different models of offshore wind turbines. The location chosen for the study is in the Northeast of Brazil, at a distance of 20 km from the coast of Rio Grande do Norte. Wind data from NOAA's Blended Sea Winds (BSW), 10 m high, and later extrapolated to 100 m, were used to estimate the turbine's electricity generation. The 10 MW Danish Technical University (DTU) turbine had the highest average monthly production level with 4,162,057 kWh, being able to supply 26,160 homes, considering

the average monthly consumption of Brazilian homes. On the other hand, the Senvion 6.3M152 model presented a higher capacity factor (59%) due to its higher cut speed (cut out speed), which is 30 m / s.

1. Introdução

Um grande desafio enfrentado pela humanidade é atender à demanda sempre crescente de energia e, ao mesmo tempo, controlar os impactos ao meio ambiente, responsáveis pelas mudanças climáticas no planeta. Nesse contexto, muitos países têm buscado maneiras de desenvolver suas capacidades em energias renováveis (SATIR; MURPHY; MCDONNELL, 2018).

Estima-se, para 2050, um cenário onde 86% da energia produzida no planeta será proveniente de fontes renováveis, destacando-se, principalmente, a solar fotovoltaica e a eólica (IRENA, 2019). Apenas para energia eólica, estima-se uma capacidade instalada de 6.044 GW, contemplando tanto a *onshore* como a *offshore* (IRENA, 2019).

A energia eólica é uma das fontes renováveis cuja utilização cresce rapidamente em escala global, em parte porque os custos associados estão reduzindo. Atualmente, a energia eólica é a fonte de energia renovável mais econômica entre todas as exploradas comercialmente (SHI et al., 2014).

No Brasil, é possível observar o crescimento dessa fonte com o passar dos anos. Até 2025, projeta-se uma capacidade instalada de 22 GW no país. A energia eólica representa 9% de toda a matriz energética brasileira, o que corresponde a uma capacidade instalada de 15,3 GW (ABEEÓLICA, 2019). Essa capacidade produtiva, atualmente, está restrita a usinas eólicas *onshore*, visto que o país ainda não possui projetos *offshore* em operação.

Apesar disso, um estudo divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética Brasileira, em 2020, indica um cenário positivo para o desenvolvimento de projetos *offshore* no Brasil. Os resultados apontam que, a 100 m de altura, o Brasil apresenta um potencial de aproximadamente 700 GW, em locais com profundidade de até 50 m, com um fator de capacidade superior a 50% para velocidades do vento a partir de 9,0 m/s (EPE, 2020).

Por outro lado, o desenvolvimento tecnológico das turbinas ocorreu de forma acelerada. Turbinas com potência nominal maior a 6 MW entraram em operação nos parques eólicos desde 2015 e de 8 MW desde 2017 e de 9.5 MW em 2019. É esperado a entrada em operação da turbina de 12 MW do modelo da General Electric (GE) em 2022.

Diante o cenário exposto surgiu a questão que deu origem ao estudo "para o comportamento do recurso vento de uma região, qual a diferença de produtividade de modelos diferentes de turbinas eólica offshore?". Pelo mesmo, o objetivo do artigo é estimar e comparar a produtividade energética e a capacidade de abastecimento de três diferentes modelos de turbinas eólicas *offshore*. Para isso, foram obtidos dados de satélite, de um local a 20 km de distância da costa do Rio Grande do Norte.

O artigo está dividido em seis seções: a primeira refere-se à introdução sobre o tema, a segunda trata da fundação teórica, a terceira apresenta o método da pesquisa, a quarta, o estudo de caso, a quinta, compreende a análise dos resultados e, a sexta, as conclusões.

2. Fundamentação Teórica

2.1 Potência dos ventos

A energia eólica é a energia cinética, E, do ar em movimento, ou vento. Para uma massa de ar, m, com velocidade V, tem-se a Equação 1:

$$E = \frac{1}{2}mV^2 \tag{1}$$

A geração de energia, a partir da fonte eólica, depende: (i) da quantidade de ar, ou seja, do volume de ar em consideração; (ii) da velocidade do ar; e (iii) da massa de ar, relacionada ao volume por meio da densidade.

Tratando-se de potência, esta corresponde à taxa de variação da quantidade de energia fornecida ou cedida por um sistema, durante um intervalo de tempo (VAN WYLEN; SONNTAG; BORGNAKKE, 1998). Assim sendo, a potência instantânea dos ventos, P, pode ser definida pela derivada da energia cinética em relação ao tempo, t, como mostrado na Equação 2:

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2}\left(\frac{dm}{dt}\right)V^2 \quad (2)$$

A taxa de variação de mássica, $\left(\frac{dm}{dt}\right)$, é denominada de fluxo de massa ou vazão mássica de ar e pode ser definida pelo produto da vazão de ar pela sua densidade, conforme a Equação 3.

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = \rho AV \quad (3)$$

Substituindo a Equação 3 na Equação 2, obtém-se a equação da potência instantânea, como apresentado na Equação 4.

$$P = \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad (4)$$

Onde:

- P = potência instantânea do vento [W];
- ρ = densidade do ar [kg/m³];
- A = área de seção transversal [m²];
- V = velocidade do vento [m/s].

A partir da Equação 4 é possível observar:

(i) A relação linear entre a potência eólica e a densidade do ar. Para a condição-padrão, ao nível do mar e a uma temperatura de 15 ºC, a densidade do ar é 1,225 km/m³ (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009);

(ii) A relação linear entre a potência eólica e a área da seção transversal ao escoamento de ar, ou seja, a área varrida pelo rotor da turbina eólica;

(iii) A relação cúbica entre a potência e a velocidade do vento.

2.2 Correção da curva de Potência em função da densidade do ar

A potência da turbina como foi demonstrado na Equação 4 é função direta da densidade do ar. Assim como a pressão do ar a sua densidade tem uma diminuição

conforme o aumento de altitude, além de sofrer alterações devido a variação da temperatura, umidade ou composição do ar seco.

As curvas de potência das turbinas fornecidas pelos fabricantes são apresentadas em condições de padrões atmosféricos, ou seja, temperatura de 15°C e nível do mar. Devido a esses fatores o desempenho das turbinas nas diversas condições de operação precisa ser corrigido para compensar os efeitos físicos dessa variação de densidade por causa da altitude e temperatura local. O cálculo da densidade em função da altitude é apresentado na Equação 5.

$$\rho = \frac{352{,}98\ [\left(1 - \frac{z}{45271}\right)]^{5{,}2624}}{273{,}15 + T} \tag{5}$$

Onde:

- ρ = densidade do ar [kg/m³];
- z = altitude em relação ao nível do mar [m];
- T = temperatura do ar [°C]

2.3 Lei Logarítmica da Velocidade

Um dos métodos mais utilizados para a estimativa da variação da velocidade do vento de acordo com a altura é a distribuição logarítmica. Em condições neutras de estratificação térmica vertical da atmosfera, considerando apenas a rugosidade, pode ser aproximada segundo a relação (DNV, 2010):

$$V(h) = \frac{v_o}{k} \ln\left(\frac{h}{Z_o}\right) \tag{6}$$

Onde:

- $V(h)$ = velocidade do vento na altura h [m/s];
- Z_o = rugosidade de superfície aparente [mm];
- k = constante de Von Kármán ($k \cong 0{,}4$);
- v_o = velocidade de atrito [m/s].

Com esse perfil vertical de velocidade do vento na camada limite atmosférica e rearranjando a equação (6) é possível relacionar duas velocidades do vento em duas alturas distintas quando divididas. Desta forma a lei logarítmica de velocidade para o caso da velocidade da altura do hub de uma turbina é dado como:

$$V = V_{ref} \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_o}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{ref}}{Z_o}\right)} \quad (7)$$

Onde:

- V_{ref} = velocidade do vento observada em determinada altura de referência [m/s];
- Z = altura para qual a velocidade do vento será extrapolada verticalmente [m];
- Z_{ref} = altura de referência [m];
- Z_o = fator de rugosidade de superfície aparente [m].

2.4 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é comumente utilizada para descrever a frequência de ocorrência de velocidade de ventos e assim auxiliar no cálculo do potencial eólico de uma região para a obtenção de estimativas de produtividade energética.

Sendo uma distribuição biparamétrica contínua de frequências, ela é definida por dois fatores: fator de escala c que é responsável pelo ajuste da magnitude da função e pelo fator de forma k, responsável pela alteração no pico de probabilidade. Desta forma a função densidade de probabilidade que define a distribuição de Weibull é expressa por:

$$p(V) = \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{V}{c}\right) exp^{[-(\frac{V}{c})^k]} \quad (8)$$

Onde:

- $p(V)$ = probabilidade de ocorrência da velocidade do vento V;
- c = fator de escala [m/s]

- k= fator de forma [adimensional positivo];

2.5 Produtividade energética de aerogeradores

A conversão da energia cinética dos ventos em eletricidade é feito por meio de aerogeradores, os quais possuem componentes como: (i) turbina ou rotor eólico; (ii) sistemas integrados ou auxiliares, como o de orientação; (iii) caixa multiplicadora de velocidade; (iv) sistema de segurança; e (v) gerador elétrico (LYNN, 2012).

A quantidade de energia disponível no vento varia de acordo com o local, as estações do ano e os horários. Fatores como topografia do local e rugosidade do solo influenciam a distribuição de frequência da velocidade do vento. Além disso, a quantidade de energia eólica que pode ser extraída numa localidade depende das características de desempenho, altura de operação e espaçamento horizontal dos sistemas de conversão de energia eólica instalados (AMARAL, 2011).

2.6 Perdas na produção de energia

Para determinar a energia líquida produzida por um aerogerador, torna-se importante conhecer as perdas inerentes ao processo de produção de energia elétrica a partir da fonte eólica. As principais perdas associadas a esse processo são: (i) perdas ambientais (MONE et al., 2017); (ii) perdas técnicas (MONE et al., 2017); (iii) perdas elétricas (AMARAL; CASTRO 2017, ARRAMBIDE; ZUBIA; MADRIAGA, 2018); e (iv) perdas por indisponibilidade (LETCHER, 2017; LEVITT et al., 2017; STAFFELL; GREEM, 2014). O Quadro 1 define cada um dos tipos de perda.

Quadro 1 – Perdas inerentes ao processo de produção de energia a partir da fonte eólica

Tipo de perda	Definição	Fonte
Perdas ambientais (P_{amb})	Perda decorrente de fenômenos naturais que podem acarretar danos, especialmente nas pás, provocando perda de eficiência em sistemas eólicos.	Mone et al. (2017)
Perdas técnicas (P_{tec})	No caso de usinas eólicas, são dois principais tipos de perdas técnicas: as parasitárias e por histerese. - Parasitárias: decorrentes da energia que é consumida pelos diversos equipamentos e sistemas da própria usina eólica para que se mantenha funcional, ainda que, momentaneamente, não haja ventos.	Mone et al. (2017) e Sohoni, Gupta e Nema (2016)

	- Histerese: período compreendido entre o desligamento por velocidade excessiva do vento e a reinicialização operativa da turbina.	
Perdas elétricas (P_{ele})	Perdas resultantes do processo de geração e transmissão de energia devido, principalmente, ao efeito Joule. Corresponde a, aproximadamente, 3% da energia produzida.	Mone et al. (2017)
Perdas por indisponibilidade (P_{ind})	Perdas por indisponibilidade do aerogerador decorrente de falhas em seus sistemas e, consequentemente, da necessidade de manutenções e reparos.	Letcher (2017)

Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

2.5.1 Equacionamento das perdas

As perdas inerentes ao processo de produção de energia podem ser calculadas em uma única parcela, conforme apresentado na Equação 9.

$$Perdas = 1 - [(1 - P_{amb}) * (1 - P_{tec}) * (1 - P_{ele}) * (1 - P_{ind})] \quad (9)$$

Onde:

- P_{amb} = perdas ambientais [%];
- P_{tec} = perdas técnicas [%];
- P_{ele} = perdas elétricas [%];
- P_{ind} = perdas por indisponibilidade [%].

2.5.2 Equacionamento da energia anual líquida produzida

Para determinar a energia anual líquida produzida por uma usina eólica, EAP_{Liq}, é necessário subtrair da energia anual bruta produzida todas as perdas associadas. Esse cálculo é definido pela Equação 10.

$$EAP_{Liq} = (1 - Perdas) * 8760 \int_{V_p}^{V_c} P(V)p(V)dV \quad (10)$$

Onde:

- $P(V)$ = potência em função da velocidade do vento dada pela curva de potência do aerogerador;

- $p(V)$ = curva de frequência de ocorrência das velocidades de vento em uma dada localidade.

Para a habilitação técnica de empreendimentos de geração de energia a partir da fonte eólica, conforme estabelecido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2017), é necessário calcular a geração anual de energia em que haja uma probabilidade de 90% de que a geração efetiva (real) seja igual ou exceda este valor (EAP_{90}). Esse cálculo é conhecido como EAP_{P90} e é definido na Equação 11.

$$EAP_{P90} = EAP_{P50} * (1 - 1{,}282 * Incerteza) \quad (11)$$

Onde:

- EAP_{P5} = Geração anual de energia em que há probabilidade de 50% de que a geração efetiva (real) seja igual ou exceda este valor. Matematicamente é igual a EAP_{Liq}, calculada na Equação 10;
- 1,282 = variável padronizada da distribuição normal, considerando um nível de significância de 10%;
- Incerteza = valor percentual referente a incerteza quanto aos dados de velocidade de vento adotados. Neste estudo a incerteza considerada foi de 10%.

2.7 Parâmetros de desempenho de aerogeradores

O desempenho de aerogeradores pode ser medido a partir da análise de alguns indicadores técnicos. A seguir, serão apresentados alguns desses indicadores como, por exemplo: Fator de Capacidade; Taxa de Perda de Desempenho; Energia Anual Produzida por Metro Quadrado de Área do Rotor; Energia Anual Produzida por Capacidade Instalada.

2.7.1 Fator de Capacidade

O Fator de Capacidade, *FC*, representa a energia extraível em um sistema de geração e é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada em um intervalo de tempo e a máxima energia disponível durante o mesmo intervalo, ou seja, a energia que um gerador produziria operando em sua potência nominal durante todo o intervalo de tempo considerado (LETCHER, 2017).

Para Amarante et al. (2003), Fator de Capacidade trata-se da razão entre a energia efetivamente gerada e a energia teórica que seria gerada considerando-se a potência nominal, P_n, do aergorador. Seu cálculo é definido pela Equação 12.

$$FC = \frac{EAP}{8760 * P_n} \quad (12)$$

Onde:

- FC = Fator de Capacidade (adimensional);
- EAP = Energia Anual Produzida [MWh/ano];
- P_n = Potência Nominal do Aerogerador [MW];
- 8760 = número de horas em 1 ano [h].

Usualmente, o valor do FC para aprovação da construção de uma usina eólica *offshore* varia entre 30% e 55% (MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017).

2.7.2 Energia Anual Produzida por Metro Quadrado de Área do Rotor

Um parâmetro de interesse para análise de desempenho de um aerogerador é a relação entre a energia anual produzida pelo aerogerador e a área da seção transversal do seu rotor. Tal fator, denominado *EAPAR*, é apresentado na Equação 13.

$$EAPAR = \frac{EAP}{A} \quad (13)$$

Onde:

- $EAPAR$ = Energia Anual Produzida por Metro Quadrado de Área do Rotor [MWh/m²/ano];
- EAP = Energia Anual Produzida [MWh/ano];
- A = área da seção transversal do rotor [m²].

2.6.3 Energia Anual Produzida por Capacidade Instalada

Outro parâmetro de interesse para análise de desempenho de um sistema de geração de energia, é a relação entre a energia anual produzida, *EAP*, e a capacidade

instalada, *CI*, deste sistema. Esse fator, denominado *EAPCI*, é apresentado na Equação 14.

$$EAPCI = \frac{EAP}{CI} \tag{14}$$

Onde:

- *EAPCI* = Energia Anual Produzida por Megawatt de Capacidade Instalada [MWh/MW/ano];
- *EAP* = energia anual produzida [MWh/ano];
- *CI* = Capacidade Instalada do Sistema [MW].

3. Método de Pesquisa

A presente pesquisa trata-se de um estudo de caso, de natureza aplicada, uma vez que se pretende estimar a produtividade energética para três diferentes modelos de turbinas eólicas *offshore*, localizadas na plataforma continental brasileira, próxima à costa do Rio Grande do Norte. Além disso, será feita a comparação entre a produtividade dos aerogeradores e o número de pessoas que podem ser beneficiadas com a energia elétrica gerada.

O procedimento da pesquisa contemplou 9 etapas:

- **Etapa 1 – Selecionar localização das turbinas para o estudo de caso**: a locação selecionada para as turbinas está a, aproximadamente, 20 km da costa do Rio Grande do Norte e possui uma profundidade de 12 m.
- **Etapa 2 – Obter as séries temporais de velocidades e direção dos ventos para a locação selecionada a partir de medições de satélite:** foram obtidas séries temporais de velocidade do vento a uma altura de 10 m acima do nível do mar a partir do *Blended Sea Winds* (BSW) do NOAA, compreendendo o período entre janeiro de 1990 e dezembro de 2016.
- **Etapa 3 – Extrapolar verticalmente a série temporal de velocidades do vento:** as velocidades foram extrapoladas da altura de 10 m para a altura de 100 m (altura dos *hubs* dos aerogeradores). Para tanto, foi utilizada a lei logarítmica da velocidade.

- **Etapa 4 – Analisar os dados obtidos sobre a velocidade do vento**: essa etapa compreende a elaboração de histograma com a distribuição das frequências de ocorrência de faixas unitárias de velocidade do vento, considerando um intervalo de velocidades variando entre 0 m/s e 30 m/s. A função densidade de probabilidade da distribuição de Weibull para a série de dados foi obtida a partir do ajuste dos fatores de escala, *c*, e forma, *k*.
- **Etapa 5 – Calcular estatística descritiva da série temporal de velocidades do vento:** considerando as velocidades de vento a 100 m de altura, foram calculadas medidas como média, desvio-padrão, valores máximos e mínimos. Para a direção do vento, foi calculado o ângulo médio e desvio-padrão.
- **Etapa 6 – Selecionar modelos de aerogeradores e suas respectivas curvas de potência:** para efeitos de análise, foram selecionados três diferentes modelos de aerogeradores. São eles: DTU-10MW, Vestas V-164-8MW e Senvion 6.3M152. As curvas de potência foram ajustadas para as condições do local.
- **Etapa 7 – Calcular energia produzida:** foram calculadas a Energia Anual Produzida Bruta, EAP_{bruta}, a Energia Anual Produzida Líquida, $EAP_{Líquida}$, P90, bem como os parâmetros de desempenho (fator de capacidade, EAPAR, EAPCI) para cada um dos modelos de aerogeradores.
- **Etapa 8 – Definir melhor modelo de aerogerador:** seleção do melhor modelo de aerogerador com base na EAP e nos parâmetros de desempenho calculados na Etapa 7.
- **Etapa 9 – Calcular estimativas de abastecimento de energia elétrica:** foram definidas as estimativas de abastecimento de energia elétrica em escala nacional, regional (Nordeste) e estadual (RN) com base nos dados da Empresa de Pesquisa Energética que constam no Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019: Ano Base 2018 (EPE, 2019). Trata-se de dados oficiais acerca do consumo médio mensal residencial e o consumo médio anual *per capita* de energia elétrica.

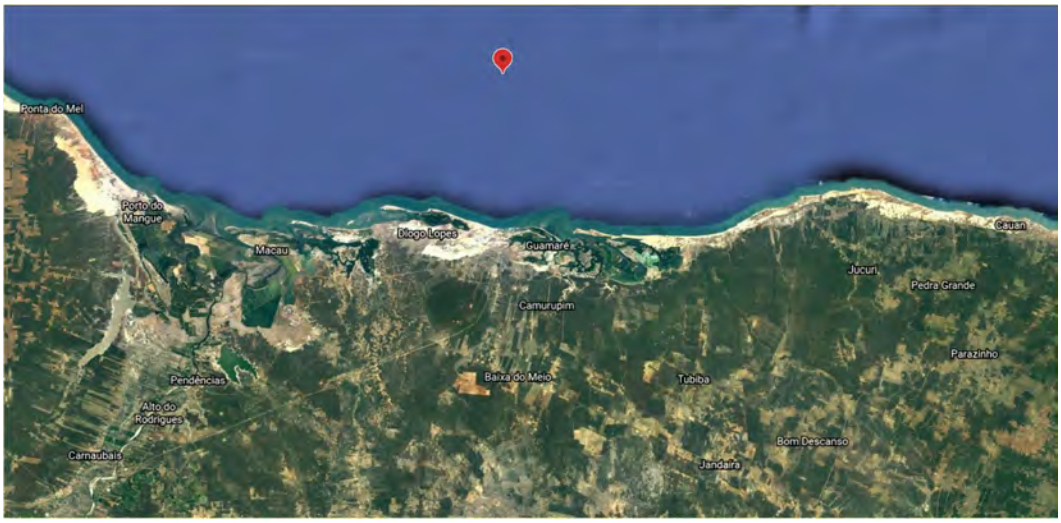
4. Estudo de Caso

O estudo de caso consiste em uma estimativa de geração de energia eólica *offshore* em um ambiente localizado aproximadamente à 20 km da costa do Rio Grande do Norte,

conforme apresentado na Figura 1, com profundidade de 13 m. A escolha dessa região foi motivada pelo alto potencial eólico do Nordeste para geração de energia no Brasil de acordo com estudos feitos por ORTIZ; KAMPEL, 2011; NEIVA et al., 2017; SILVA, 2019; EPE, 2020. Para isso, foram considerados três modelos de turbina: DTU 10 MW, Vestas V164/8000 e Senvion 6.3M152. As características de cada um desses modelos são apresentadas na Tabela 1.

Para essas turbinas foi considerado a situação de operação real, então foi atribuído três fatores de perdas de acordo com o estudo da NREL elaborado por Mone et al. (2017): ambientais (1,59%), técnicas (1,2%) e elétricas (3,0%). Outro estudo da NREL por Stehly et al. (2018) também foi levado em consideração em que assume as perdas por indisponibilidade de 6,3%. Desta forma a perda total calculada foi de 11,63%, de acordo com a equação 9.

Figura 1 – Localização da turbina



Fonte: Google Earth (2020)

Tabela 1 – Características das turbinas

Características	DTU 10 MW	Vestas V164/8000	Senvion 6.3M
Potência nominal	10MW	8MW	6,33MW
Cut in wind speed	4m/s	3,5m/s	3,5m/s
Cut out speed	25m/s	25m/s	30m/s
Rated wind speed	11,4m/s	13m/s	12m/s
Diâmetro do rotor	178,3m	164m	152m
Altura do hub	100m	100m	100m

Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

Os dados sobre velocidade e direção do vento, para a região escolhida, foram extraídos do produto *Blended Sea Winds* do NOAA, compreendendo o período de janeiro de 1990 a dezembro de 2016. Os dados extraídos consideram medições diárias, a cada 6 horas, gerando um total de 20.170 medições, a uma altura de 10 m. Devido às turbinas possuírem uma altura do *hub* de 100 m, foi necessário utilizar a lei logarítmica para estimar a velocidade, bem como corrigir a densidade do ar para a altura de 100 m. Para a geração de energia elétrica, foram cruzados os dados de velocidade do vento com a curva de potência de cada uma das turbinas. Os dados do vento estão descritos nas Tabelas 2, 3 e 4.

Tabela 2 – Estatísticas da velocidade, direção e densidade de potência dos ventos a 10m

Velocidade Média	9,01 m/s
Velocidade Mínima	0,80 m/s
Velocidade Máxima	24,60 m/s
Desvio Padrão da velocidade	2,09 m/s
Direção Média do Vento	114°
Desvio Padrão da direção	29,5°
Fator de forma (k)	6,15
Fator de escala (c)	9,86 m/s

Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

Tabela 3 – Estatísticas da velocidade, direção e densidade de potência dos ventos a 100m

Velocidade Média	10,81 m/s
Velocidade Mínima	0,96 m/s
Velocidade Máxima	29,52 m/s
Desvio Padrão da velocidade	2,51 m/s
Direção Média do Vento	114°
Desvio Padrão da direção	29,5°
Fator de forma (k)	5,69
Fator de escala (c)	11,82 m/s

Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

Tabela 4 – Dados da velocidade do vento a 10m e 100m (continua)

		10m de altura		100m de altura	
Faixa de Velocidade (m/s)	**Velocidade (m/s)**	**Número de Registros**	**Probabilidade de ocorrência**	**Número de registros**	**Probabilidade de ocorrência**
0,0 - 0,5	0	0	0,000	0	0,000
0,5 - 1,5	1	11	0,001	5	0,000
1,5 - 2,5	2	40	0,002	19	0,001
2,5 - 3,5	3	93	0,005	51	0,003
3,5 - 4,5	4	311	0,015	138	0,007
4,5 - 5,5	5	615	0,030	261	0,013
5,5 - 6,5	6	1161	0,058	543	0,027
6,5 - 7,5	7	2075	0,103	849	0,042
7,5 - 8,5	8	3440	0,171	1428	0,071
8,5 - 9,5	9	4279	0,212	2301	0,114
9,5 - 10,5	10	3739	0,185	3087	0,153
10,5 - 11,5	11	2462	0,122	3529	0,175
11,5 - 12,5	12	1194	0,059	3351	0,166
12,5 - 13,5	13	428	0,021	2184	0,108
13,5 - 14,5	14	193	0,010	1277	0,063
14,5 - 15,5	15	54	0,003	636	0,032
15,5 - 16,5	16	28	0,001	246	0,012
16,5 - 17,5	17	14	0,001	137	0,007
17,5 - 18,5	18	14	0,001	49	0,002
18,5 - 19,5	19	7	0,000	29	0,001
19,5 - 20,5	20	3	0,000	13	0,001
20,5 - 21,5	21	4	0,000	12	0,001
21,5 - 22,5	22	3	0,000	10	0,000
22,5 - 23,5	23	0	0,000	4	0,000
23,5 - 24,5	24	0	0,000	2	0,000
24,5 - 25,5	25	2	0,000	4	0,000
25,5 - 26,5	26	0	0,000	3	0,000
26,5 - 27,5	27	0	0,000	0	0,000
27,5 - 28,5	28	0	0,000	0	0,000
28,5 - 29,5	29	0	0,000	0	0,000
29,5 - 30,5	30	0	0,000	2	0,000
	Total	**20170**	**1,000**	**20170**	**1,000**

Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

5. Análise dos Resultados

Para cada um dos modelos de turbina, são analisados os resultados obtidos a partir do cálculo da EAP_{90}. A partir dos resultados foram realizadas comparações com o consumo energético observado em escala nacional, regional (Nordeste) e estadual (RN), utilizando dados oficiais de consumo no Brasil publicados pela EPE (2019) no Anuário

Estatístico de Energia Elétrica 2019: ano Base 2018. No caso, foram utilizados os dados relativos ao consumo médio mensal residencial, conforme apresentado na Tabela 5.

Considerando um período de 25 anos de operação, verificou-se que a turbina de 10 MW da DTU teve a maior produção de energia, como já esperado, com uma produção média mensal de 4.162.057 kWh. Essa produção é o suficiente para abastecer, aproximadamente, 26.160 residências, considerando o consumo médio residencial do Brasil, 34.540 residências, considerando o consumo médio residencial da região Nordeste, e 29.269 residências, considerando o consumo médio residência do RN.

A segunda turbina com maior produção foi o modelo Vestas V164/8000 de 8 MW, com uma produção média mensal de 3.213.494 kWh. Levando em conta o consumo médio residencial do Brasil, da região Nordeste e do RN, esse modelo é capaz de abastecer, respectivamente 20.198, 26.668 e 22.598 residências. Por fim, tem-se o modelo de turbina Senvion 6.33M152 de 6,33 MW, com uma produção média mensal de 2.725.544 kWh, atendendo, no Brasil, aproximadamente 17.131 residências, na região Nordeste, 22.619 residências, e, no RN, 19.167 residências. O resultado completo, para cada um dos modelos de turbina, é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Resultado de produção de energia elétrica das turbinas

Informação	**DTU 10MW**	**VESTAS V164/8000**	**SENVION 6.3M152**
EAP	P90	P90	P90
Número de turbinas	1	1	1
Capacidade instalada	10MW	8MW	6,33MW
Fator de capacidade	57%	55%	59%
EMP Médio	4.162.057 kWh/mês	3.213.494 kWh/mês	2.725.544 kWh/mês
Consumo médio residencial no Brasil	159,10 kWh/mês	159,10 kWh/mês	159,10 kWh/mês
Número de residências abastecidas no Brasil	26.160	20.198	17.131
Consumo médio residencial no Nordeste	120,5 kWh/mês	120,5 kWh/mês	120,5 kWh/mês
Número de residências abastecidas no Nordestes	34.540	26.668	22.619

Consumo médio residencial no RN	142,20 kWh/mês	142,20 kWh/mês	142,20 kWh/mês
Número de residências abastecidas no RN	29.269	22.598	19.167

Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

Outro parâmetro importante a ser considerado é a relação entre a energia produzida (MWh/ano) e a potência nominal (MW) da turbina, o que representa melhor a eficiência da máquina de acordo com as condições do vento da região em que foi instalada. Nesse caso, observou-se um cenário diferente ao anterior. O modelo Senvion apresentou melhor resultado, com uma produção de 5.167 MWh/MW/ano, seguido pelo modelo de 10 MW da DTU, com 4.994 MWh/MW/ano e, por fim, o Vestas com 4.820 MWh/MW/ano.

A diferença observada no resultado acima pode ser explicada a partir da análise de duas características das turbinas: o fator de capacidade e a curva de potência. Analisando a primeira característica, no caso da modelo da Senvion, o fator de capacidade líquido obtido foi de 59%. Os modelos da DTU e Vestas apresentaram fatores de capacidade de 57% e 55%, respectivamente. Quanto ao segundo quesito, foi possível observar, para o modelo da Senvion, uma melhor faixa para a captação dos eventos, pois a geração de energia acontece até velocidades de 30 m/s. Isso não foi observado nos modelos da Vestas e DTU, visto que possuem uma velocidade de corte (*cut out speed*) de 25 m/s.

6. Conclusões

A energia eólica, junto a solar fotovoltaica, é uma das principais alternativas renováveis para a substituição das fontes fósseis no cenário mundial. O Brasil se destaca na produção dessa fonte a partir das suas usinas *onshore*, o que corresponde a 9% da matriz energética brasileira. Além disso, um estudo publicado pela EPE em 2020 indica que o país apresenta um grande potencial para o desenvolvimento de projetos no ambiente *offshore*. Observa-se que o número de projetos dessa natureza tem crescido pelo mundo devido a maior capacidade de geração e a redução de custos, proporcionado pelo aumento da capacidade das turbinas, gerando economias de escala.

Nesse cenário, este artigo teve por objetivo estimar e comparar a produtividade energética e a capacidade de abastecimento de três diferentes modelos de turbinas eólicas *offshore* a partir de dados de vento, obtidos por satélite, em um local a 20 km de distância da costa do Rio Grande do Norte. Os resultados indicaram que a turbina de 10 WM da DTU apresentou a maior produção de energia e, consequentemente, abasteceu a um maior número de residências. A turbina da DTU teve uma produção estimada mensal de 4.162.057 kWh, a da Vestas, 3.213.494 kWh, e, a da Senvion, 2.725.544 kWh. Dessa forma, quanto maior a capacidade nominal da turbina, maior a produção de energia.

Em relação ao fator de capacidade de cada um dos modelos, observou-se uma que o modelo da Senvion foi o que apresentou o melhor resultado (59%), mesmo sendo a turbina com menor potência nominal. O modelo da DTU e da Vestas apresentaram fatores de capacidade de 57% e 55%, respectivamente. Esse resultado justificou-se pelo fato da turbina da Senvion possuir uma maior velocidade de corte (*cut out speed*), 30 m/s, quando comparado aos dois outro modelos (25 m/s).

Conforme apresentado por Mattar e Guzmán-Ibarra (2017), o fator de capacidade para aprovação da construção de uma usina eólica *offshore* varia entre 30% e 55%. Observado os resultados obtidos nesse estudo, 59%, 57% e 55%, pode-se concluir que o projeto de instalação de uma das três turbinas apresenta viabilidade técnica. Além disso, os resultados obtidos corroboram com os apresentados pela EPE (2020), onde se observa fatores de capacidade acima de 50%, na região Nordeste, para velocidades do vento a partir de 8,5 m/s.

Por fim, deixa-se como sugestão, para trabalhos futuros, realizar uma análise de viabilidade econômica, permitindo visualizar um cenário completo para a implementação de uma usina eólica *offshore*. Dessa forma, seria possível verificar se existe de viabilidade econômica para esses projetos, assim como se atestou a viabilidade técnica a partir desse estudo.

Agradecimentos: Nosso reconhecimento à CAPES e ao MCTIC pelo apoio financeiro no desenvolvimento do estudo.

Referências

ABEEOLICA (São Paulo). **Infovento.** 14. ed. São Paulo, 2019. 2 p. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/02/Infovento-14_PT.pdf. Acesso em: 19 fev. 2020.

AMARAL, L.; CASTRO, R. Offshore wind farm layout optimization regarding wake effects and electrical losses. **Engineering Applications of Artificial Intelligence**, v. 60, n. November 2016, p. 26–34, 2017.

AMARANTE, O. A. C. do et al. Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte. [s.l]: Cosern - Aneel, 2003. 58 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_RN.pdf>. Acesso em: 21 set. 2019.

ARRAMBIDE, I.; ZUBIA, I.; MADARIAGA, A. Electric Power Systems Research critical review of offshore wind turbine energy production and site potential assessment. 2018.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Ministério de Minas e Energia. **Roadmap Eólica Offshore Brasil:** Perspectivas e Caminhos para a Energia Eólica Marítima. Brasília: EPE, 2020. 141 p. Número: NT-EPE-PR-001/2020-r0. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 26 jan. 2020.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Ministério de Minas e Energia. **Expansão da Geração:** Empreendimentos Eólicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. Brasília: EPE, 2017. 41 p. Número: EPE-DEE-017/2009-R14. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 20 dez. 2019.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Ministério de Minas e Energia. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019: ano base 2018.** Brasília: EPE, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 18 jan. 2020.

IRENA.**Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050**. 2019.

LETCHER, T. M. **Wind Energy Engineering:** A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines. [s.l.]: Elsevier, 2017. 600 p.

LYNN, P. A.. **Onshore and Offshore Wind Energy**: An Introduction**.** [s.l.]: John Wiley And Sons Ltd., 2012. 223 p.

MANWELL, J.F.; MCGOWAN, J.G.; ROGERS, A.L**. Wind Energy Explained:** Theory, Design and Application. 2. ed. [s.i]: John Wiley And Sons Ltd., 2009. 689 p.

MATTAR, C.; GUZMÁN-IBARRA, M. C. A techno-economic assessment of offshore wind energy in Chile. **Energy**, v. 133, p. 191–205, 2017.

MONE, C. et al. **2015 Cost of Wind Energy Review.** 2017.

NEIVA, A. C. de B. et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), 2017. 50 p. Disponível em: https://novoatlas.cepel.br/. Acesso em: 12 out. 2019.

ORTIZ, G.; KAMPEL, M. Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. **V Simpósio Brasileiro de Oceanografia**, p. 1–4, 2011.

SATIR, M.; MURPHY, F.; MCDONNELL, K. Feasibility study of an offshore wind farm in the Aegean Sea, Turkey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. September 2016, p. 2552–2562, 2018.

SHI, W. et al. Feasibility study of offshore wind turbine substructures for southwest offshore wind farm project in Korea. **Renewable Energy**, v. 74, p. 406–413, 2014.

SOHONI, V.; GUPTA, S. C.; NEMA, R. K. A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems. **Journal of Energy**, v. 2016, n. region 4, p. 1–18, 2016.

STAFFELL, I.; GREEN, R. How does wind farm performance decline with age? 2014.

TEMPEL, J. Van der et al. Design of support structures for offshore wind turbines. **WIT Transactions on State of the Art in Science and Engineering**, v. 44, 2010. Wit Press. doi: 10.2495/978-1-84565-205-1/17

VAN WYLEN, G. J.; SONNTAG, R. E.; BORGNAKKE, C. **Fundamentos da Termodinâmica.** 5. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1998. 537 p.

DEFINIÇÃO DO PERFIL DE VELOCIDADES COM MEDIDAS DE PEQUENAS ALTURAS E SUA UTILIZAÇÃO PARA ANALISAR A COMBINAÇÃO DIAMETRO DA TURBINA - ALTURA DA TORRE

Charles Egberto Guedes Vonnegut Vieira de Mello[1], Miguel Hiroo Hirata[1], João Ignácio da Silva Filho[1], Maria Regina de Oliveira Pereira de Araújo[1], Marcelo Guedes Azevedo Viana, Juliana Ferreira Chaves[1]

1 - Horizonte Energias Renováveis

Praia do Flamengo, 66 – Catete – RJ, 22210-903

charles.mello@horizonteenergia.com.br, miguelhhirata@gmail.com, jisf1@globo.com, regina.araujo@horizonteenergia.com.br, marcelo.viana@horizonteenergia.com.br , juliana.chaves@horizonteenergia.com.br

Resumo

São analisadas duas metodologias para extrapolar os valores da velocidade a partir de dados de pequena altura. A metodologia que utiliza 3 valores da velocidade mostra-se mais apropriada e é utilizada para determinar os parâmetros que definem o perfil de velocidade local. Os dados do perfil de velocidades simulado são utilizados para o cálculo da potencia disponível. A curva de potencia disponível específica é utilizada para se analisar a melhor combinação diâmetro da turbina-altura da torre.

Abstract

To obtain the parameter defining the wind profile, two low altitude data methodologies are analyzed. To obtain the available wind power the methodology based on 3 low altitude wind speed is used. The specific wind power curve is utilized in order to determine the most appropriate combination turbine diameter-hub height.

Palavras-Chave: Micrometereologia, Velocidade Equivalente, Modelo Logarítmico Modificado, Potência Disponível.

1. Introdução.

Com o aumento do diâmetro das turbinas e, consequentemente, da altura da torre, as análises para estimar a energia gerada pela turbina e o potencial de geração de um sítio tem que considerar o perfil de velocidades do vento. Este fato torna-se mais importante nas regiões tropicais sujeitas a altas incidências dos raios solares.

Para se medir a velocidade até as alturas necessárias, torres meteorológicas de grandes alturas ou equipamentos de sensoriamento remoto (lidar, por exemplo) são necessários. Este trabalho pretende apresentar alternativas à utilização destes equipamentos de custo elevado; são propostas duas metodologias para a extrapolação dos valores da velocidade a partir de medidas realizadas com torres de pequena altura (até 100m, por exemplo, como aquelas em uso rotineiro nos dias atuais).

Uma metodologia que utiliza 3 valores da velocidade foi apresentada em trabalho anterior [1]; neste trabalho explora-se uma metodologia alternativa que utiliza o fluxo de calor, calculado com a utilização de dois valores da temperatura. Para comparar as duas metodologias são utilizados valores correspondentes à médias de 10 min, obtidos numa torre de 120m

Valores médios mensais da velocidade são apresentados para a realização de analises do comportamento da atmosfera, do potencial de geração de um sítio e para análises paramétricas visando avaliar a geração de turbinas de diferentes diâmetros e/ou diferentes alturas de torres.

2. O Perfil de Velocidades do Vento

Numa atmosfera termicamente estratificada os perfis de velocidades do vento assumem comportamentos distintos conforme o estado de equilíbrio da atmosfera, fig.1. Se a atmosfera apresenta comportamento **instável**, o que ocorre geralmente no período diurno, as suas propriedades se uniformizam porque a força de empuxo térmico atua no sentido de aumentar os efeitos de mistura entre camadas, efeitos estes que já são inerentes aos escoamentos

turbulentos; o perfil de velocidades apresenta-se quase que uniforme nas alturas médias e elevadas. Nestas condições o perfil de velocidades é descrito pela eq. (1); [2]

$$V(z)=\frac{u_*}{\kappa}\left[\ln\left(\frac{z}{z_o}\right)-\Psi\left(\frac{z}{L}\right)\right] \qquad (1)$$

Nesta equação, V(z) é a velocidade numa altura z, u_* a velocidade de atrito, L o comprimento de Monin-Obukhov (L < 0 se a atmosfera é instável); a constante de von Karman assume o valor κ =0.41 e, define-se o **parâmetro de estabilidade** como: ζ=z/L. A função $\Psi(\zeta)$ leva em consideração os efeitos térmicos e se escreve

$$\Psi(\zeta)=\ln\left[\frac{1+x^2}{2\left(\frac{1+x}{2}\right)^2}\right]-2\tan^{-1}(x)+\frac{\pi}{2} \qquad (2)$$

$$x=\left[1-15(\zeta)\right]^{\frac{1}{4}}$$

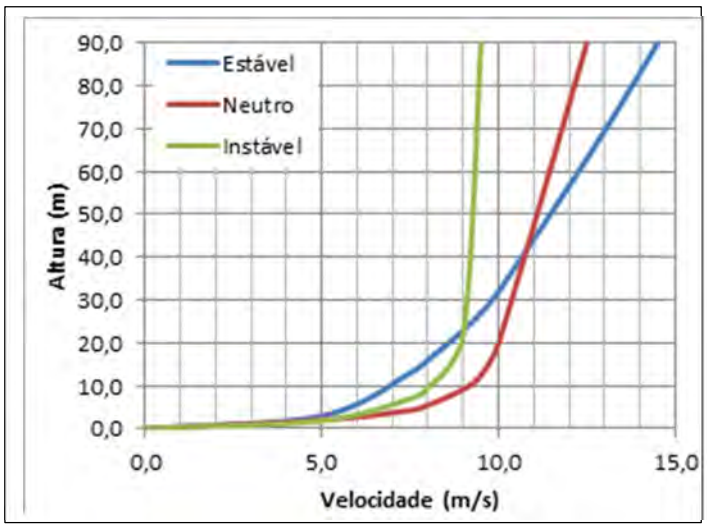


FIGURA 1: Comportamento do Perfil de Velocidades Conforme o Estado de Equilíbrio da Atmosfera.

Quando os efeitos térmicos perdem relevância, o escoamento na atmosfera apresenta-se em estado de **equilíbrio neutro.** Tem-se $|L| \to \infty$ e $\Psi(\zeta) \to 0$. Esta situação ocorre quando a velocidade dos ventos atinge valores elevados (domínio da força inercial) e/ou quando o fluxo de calor sofre uma inversão como é observado ao entardecer, por exemplo. Como mostra a fig. 1 o perfil de velocidades apresenta-se com um comportamento tipicamente logarítmico.

No período, a superfície da Terra esfria-se mais rapidamente do que o ar e, como consequência, observa-se uma inversão do fluxo de calor que atua de cima para baixo; as camadas superiores apresentam temperaturas mais elevadas do que as inferiores. A força de empuxo térmico opera em oposição à força inercial (inerente aos escoamentos turbulentos) trazendo a atmosfera a um estado de equilíbrio estável (L > 0). O perfil de velocidades apresenta um comportamento tipicamente linear nas maiores alturas. Numa atmosfera estável, o perfil de velocidades continua sendo descrito pela eq. 1, mas a função $\Psi(z/L)$ assume a forma simplificada

$$\Psi(\zeta) = -4.7(\zeta) \qquad (3)$$

3. Obtenção do Perfil de Velocidades Usando Medidas de Pequena Altura

3.1. Perfil de Velocidades a Partir de 3 Medidas da Velocidade

Esta metodologia foi explorada em trabalho anterior [6]. Sendo conhecidos os valores da velocidade (V1, V2 e V3) medidas respectivamente nas alturas z1, z2 e z3; onde z3 >z2 e z2> z1, definem-se as razões:

- R = (V3-V1) / (V2-V1) para um conjunto de medições em uma atmosfera estratificada

- RN= [ln(z3/z1)]/[ln(z2/z1)] para uma atmosfera neutra

Se R > RN a atmosfera é estável (L > 0). Utilizando as eq. (1) e (2) uma expressão para R pode ser escrita na qual a única grandeza desconhecida é L

e pode, portanto, ser obtida utilizando um método numérico adequado. De posse de L, o valor de u_* pode ser obtido utilizando uma das expressões das diferenças de velocidade e, finalmente o valor da altura de rugosidade é obtido com a utilização da eq. (1).

Se R < RN a atmosfera é instável e L < 0. O procedimento se repete utilizando as eq. (1) e (3). Se a atmosfera é neutra |L| $\rightarrow\infty$. Esta metodologia simples é explorada na referencia [1].

3.2. Perfil de Velocidades a Partir de 2 Medidas da Temperatura e da Velocidade.

A presente metodologia, como na esboçada no item anterior, tem como ponto de partida a obtenção de um valor estimado de L - o comprimento de Monin-Obukhov, que representa uma escala de comprimento relacionada com a força de empuxo térmico. Perto da superfície da terra, quando z << L os efeito dinâmico (inércia) predomina sobre o térmico; por outro lado, este efeito térmico pode ser muito relevante para z >>L.

Nesta apresentação, ao invés de utilizar diretamente a definição de L [2], opta-se por calcular o seu valor a partir do número de Richardson [3]:

$$\mathrm{Ri} = \frac{g}{T_o}\frac{\partial\theta}{\partial z}\left(\frac{\partial u}{\partial z}\right)^{-2} \qquad (4)$$

Para obter a forma discretizada desta expressão a aproximação logarítmica será utilizada. Com esta finalidade, definem-se a altura média.

$$z_m = \sqrt{(z_s . z_i)} \qquad z_s = \text{maior altura e } z_i = \text{menor altura}$$

e a expressão para o cálculo (discretizado) da derivada de uma grandeza G:

$$\frac{\partial G}{\partial z} = \frac{1}{z_m}\frac{\Delta G}{\ln(z_s / z_i)} \qquad (5)$$

Lembrando, em seguida, que a derivada da temperatura potencial, expressa em termos de K/m, se escreve como [4]:

$$\frac{\partial \theta}{\partial z} = \frac{\partial T}{\partial z} + \Gamma_a \cong \frac{\partial T}{\partial z} + 0.0098$$

tem-se:

$$Ri = \frac{g}{T_o} \frac{\frac{\partial T}{\partial z} + \Gamma_a}{\left[\frac{\partial u}{\partial z}\right]^2} \qquad (6)$$

com as derivadas calculadas na forma discreta como mostra a expressão (5).

O parâmetro de estabilidade - ζ - relaciona-se com Ri através das expressões [2],[4]:

$$\zeta = Ri \qquad \text{para: Ri <0} \qquad (6A)$$

$$\zeta = \frac{Ri}{1 - 5Ri} \qquad \text{para: 0< Ri <0.2} \qquad (6B)$$

Desta maneira o comprimento de Monin-Obukhov pode ser facilmente obtido tomando-se:

$$\zeta = \frac{z_m}{L}$$

É oportuno observar que Ri é uma grandeza apropriada para caracterizar os estados de equilíbrio da atmosférica; com esta finalidade a tabela 1 apresenta uma proposta para classificar o estado de equilíbrio da atmosfera [5].

TABELA 1: Estados de Equilíbrio da Atmosfera e o Número de Richardson

Ri	Estado de Equilíbrio
Ri < -0,2	Muito instável
-o,2 < Ri < -0,1	Instável
-0,1 < Ri < 0,1	Neutro
0,1 < Ri < 0,25	Estável
Ri > 0,25	Muito estável

Tendo estimado o valor de L, a velocidade de atrito pode ser obtida com a utilização das funções de similaridade ϕ definidas para caracterizar o fluxo de quantidade de movimento [2].

$$\frac{\partial u}{\partial z} = \frac{u_*}{\kappa z}\phi(\zeta) \qquad \begin{cases} \phi = 1 + 5\zeta & \text{para } \zeta \geq 0 \\ \phi = (1 - 15\zeta)^{\frac{-1}{2}} & \text{para } \zeta < 0 \end{cases}$$

Logo

$$u_* = \left(\frac{\kappa z_m}{\phi\left(\frac{z_m}{L}\right)}\right)\frac{\partial u}{\partial z} \qquad (7)$$

Observe, novamente, que o cálculo discreto da derivada é feito com a utilização da expressão (5).

Finalmente a altura de rugosidade é obtida utilizando e eq. (1) que, após algumas manipulações algébricas, fornece:

$$z_o = z_i\left[\exp\left(\kappa\left(\frac{u_i}{u_*}\right) + \psi(\zeta)\right)\right]^{-1} \qquad (8)$$

3.3. Análise dos Resultados Utilizando as Duas Metodologias

Para aferir o desempenho das metodologias foram utilizados dados de uma torre meteorológica de 120m de altura, equipada com 7 anemômetros

instalados nas alturas (10, 20, 40, 60, 80, 100 e 120m) e 3 termômetros instalados nas alturas (10, 30 e 50m).

Foram considerados 960 amostras durante um período de 5 meses; estas referem-se a 2 dias por semana com 24 amostras (média de 10 minutos) distribuídas uniformemente ao longo do dia. Estas amostras foram separadas em diurnas e noturnas tendo em vista que o regime dos ventos locais apresenta características bem marcantes nestes períodos.

Como o interesse reside na extrapolação (para alturas maiores do que 120m) dos valores da velocidade, foi definido o erro médio quadrático considerando apenas as velocidades nas alturas de 80, 100 e 120m. Como as metodologias se mostraram dependentes das alturas consideradas dois conjuntos de dados, para cada metodologia, foram consideradas como mostra a tabela 2. Nesta tabela (3V média) corresponde a metodologia que utiliza 3 velocidades medidas nas alturas 10, 80 e 100m e de maneira análoga (3V baixa) utiliza as alturas 10, 40 e 60m; analogamente para (2T média) as alturas consideradas foram 10 e 50m ao passo que (2T baixa) corresponde a 10 e 30m.

TABELA 2: Erros Médios de Acordo com a Metodologia Utilizada

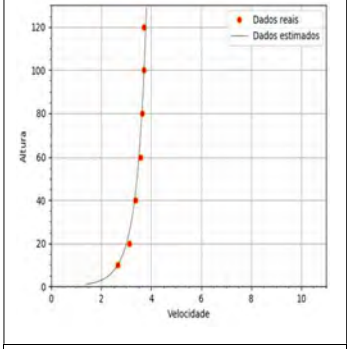
		AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
3V	Diurno	0,105	0,09	0,087	0,087	0,116
Baixa	Noturno	0,271	0,245	0,234	0,219	0,244
	Diário	0,195	0,172	0,169	0,159	0,187
3V	Diurno	0,079	0,773	0,089	0,072	0,078
Média	Noturno	0,174	0,157	0,147	0,141	0,19
	Diário	0,127	0,119	0,123	0,115	0,142
2T	Diurno	0,708	0,572	0,554	0,433	0,726
Baixa	Noturno	4,795	3,502	3,201	2,538	3,116
	Diário	2,423	1,767	1,616	1,317	1,595
2T	Diurno	0,38	0,415	0,357	0,481	0,483
Média	Noturno	1,342	1,346	1,184	1,341	1,392
	Diário	0,696	0,686	0,643	0,771	0,744

A análise dos erros cometidos mostra que os menores erros foram cometidos com a metodologia que utiliza 3 medidas da velocidade medidas nas alturas 40 ,60 e 80m. Embora de maneira ainda não definitiva, observa-se que os menores erros foram cometidos no período diurno quando a atmosfera apresenta um comportamento instável. Estas análises deverão ser repetidas nas campanhas de medições com utilização do "lidar". Os resultados que são apresentados a seguir foram obtidos utilizando a metodologia 3V Média.

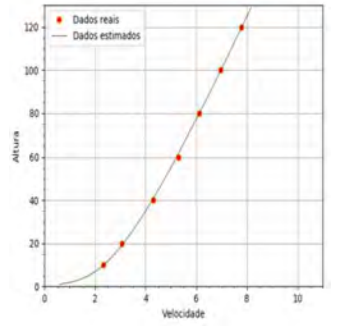
Para efeitos ilustrativos, na tabela são mostrados exemplos típicos referentes aos três possíveis estados de equilíbrio da atmosfera; Vm = velocidade medida e Vs=velocidade simulada. A figura 2 mostra os perfis de velocidades correspondentes.

TABELA 3: Exemplos Típicos de Dados Obtidos com a Utilização da Opção 3V Média

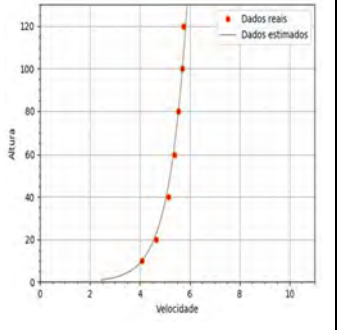
	INSTÁVEL		**ESTÁVEL**		**NEUTRO**	
z(m)	Vm	Vs	Vm	Vs	Vm	Vs
10	2,6606	2,6606	2,3397	2,3397	4,0769	4,0769
20	3,1237	3,0104	3,0513	3,1209	4,6664	4,5646
40	3,3784	3,3351	4,3091	4,2613	5,1383	5,0537
60	3,5722	3,5105	5,3029	5,2265	5,3858	5,3408
80	3,6277	3,6277	6,1200	6,1200	5,5453	5,5453
100	3,7144	3,7144	6,9842	6,9742	5,7045	5,7045
120	3,7026	3,7825	7,7765	7,8035	5,7522	5,8351
L	-396		85		26934	
u_*	0,2306		0,2496		0,2877	
z_o	0,0810		0,3867		0,0300	



INSTAVEL



ESTÁVEL



NEUTRO

FIGURA 2: Perfis de Velocidades Típicos

4. Perfil Médio de Velocidades e Potencia Disponível

É prática usual coletar dados de vento considerando as médias de 10 minutos, o que se considera (neste trabalho) representar valores “instantâneos” para a maior parte das operações desejadas.

Para análises de cunho estatístico, visando análises de tendências e comportamentos, é mais apropriado à utilização de médias obtidas em períodos mais longo que contenha um número maior de medidas. Para explorar estes aspectos foram calculados os perfis médios de velocidade e da turbulência (médias mensais) e que são resumidos nas tabelas 4. Foram anexadas nas últimas linhas destas tabelas os valores dos parâmetros (L, u_* e z_o) e o erro médio, calculados com a utilização da metodologia que utiliza 3 valores da velocidade (3V Média); estes parâmetros serão utilizados para estimar os valores da velocidade necessários para o cálculo da potencia disponível

Como observação, cabe mencionar que os erros cometidos foram bem menores do que aqueles cometidos com a utilização de dados médios de 10min.

TABELA 4A: Velocidade e Intensidade da Turbulência (**período diurno**)

z(m)	AGO		SET		OUT		NOV		DEZ	
	V	It	V	It	V	It	V	It	V	It

10	4,2136	0,2658	3,9048	0,2813	3,8533	0,3002	3,3280	0,2782	3,2964	0,1842
20	4,8474	0,2424	4,3835	0,2604	4,2969	0,2803	3,6769	0,2588	3,7176	0,1926
40	5,4073	0,2160	4,8229	0,2344	4,6701	0,2582	4,0276	0,2329	4,1239	0,1987
60	5,7049	0,1980	5,0649	0,2222	4,8372	0,2450	4,1996	0,2190	4,3655	0,2080
80	5,9263	0,1910	5,2355	0,2154	4,9579	0,2336	4,2997	0,2169	4,5359	0,2184
100	6,1154	0,1852	5,3755	0,2117	5,0548	0,2260	4,4008	0,2122	4,6899	0,2468
120	6,2872	0,1798	5,5170	0,2057	5,1569	0,2232	4,5029	0,2090	4,8028	0,2726
L	9502		-3110		-284		-3110		1607	
u_*	0,3318		0,2814		0,2754		0,2034		0,2212	
z_o	0,0551		0,0357		0,0288		0,0126		0,0229	
Erro	0,0052		0,0097		0,0087		0,0069		0,0063	

TABELA 4B: Velocidade e Intensidade da Turbulência (**período noturno**)

z(m)	AGO		SET		OUT		NOV		DEZ	
	V	It	V	It	V	It	V	It	V	It
10	3,6172	0,1303	3,7332	0,1165	3,6527	0,1416	2,6136	0,1837	2,4704	0,1817
20	4,6898	0,0979	4,6410	0,0954	4,5173	0,1184	3,2411	0,1552	3,2007	0,1581
40	5,7774	0,0860	5,7444	0,0842	5,44485	0,1050	3,9719	0,1324	4,1177	0,1166
60	6,6613	0,0790	6,7178	0,0758	6,1998	0,0953	4,5250	0,1277	4,8664	0,0999
80	7,4807	0,0738	7,6017	0,0665	6,8942	0,0902	4,9974	0,1104	5,4963	0,0888
100	8,2222	0,0702	8,3399	0,0599	7,5420	0,0923	5,4111	0,0997	6,0784	0,0856
120	8,9272	0,0627	9,0415	0,0538	8,1273	0,0783	5,7939	0,0951	6,5854	0,0758
L	186		191		156		285		185	
u*	0,4005		0,4057		0,3076		0,2956		0,3121	
zo	0,3221		0,2985		0,1058		0,3174		0,5107	
erro	0,0010		0,0012		0,0106		0,0005		0,1469	

4.1. POTENCIA DISPONÍVEL

Define-se como **potencia disponível** – P_d – a quantidade de energia cinética transportada pelo vento e que atravessa o disco da turbina, isto é:

$$P_d = \frac{1}{2}\int_A \rho u(z)^3 dA \qquad (9.A)$$

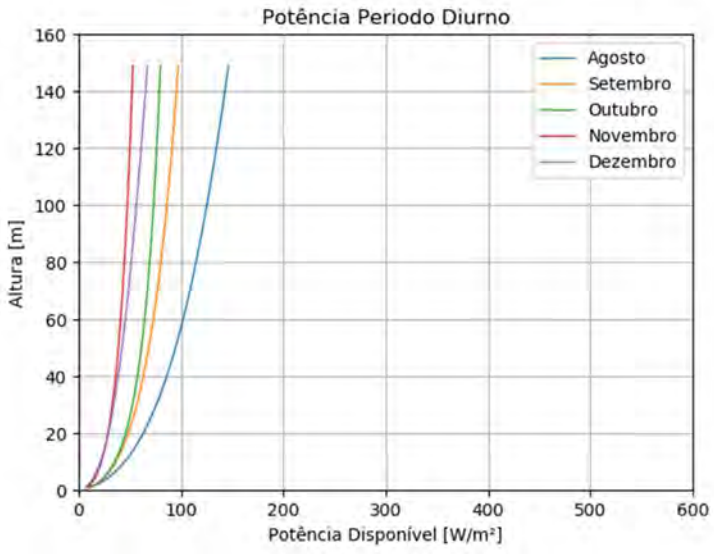
Lembrando que, num escoamento turbulento a velocidade – u(z) – é representada pela soma do seu valor médio - $\bar{u}(z)$ – com uma flutuação – u'(z) – costuma-se definir a intensidade da turbulência – $I_t(z)$ – pela razão entre o desvio padrão e o valor médio. Logo, após algumas manipulações algébricas, tem-se:

$$P_d = \frac{1}{2}\rho\int_A \overline{u(z)}^3 (1+3I_t^2)dA \tag{9.B}$$

De acordo com as expressões acima, o cálculo de P_d exige, além da velocidade, o conhecimento do diâmetro da turbina e a altura do torre. Pode-se, no entanto, definir a **potencia disponível específica** – p_d (z) – como sendo a potencia disponível por unidade de área e que depende exclusivamente da altura:

$$p_d(z) = \frac{1}{2}\rho\overline{u(z)}^3\left(1+3I_t^2\right) \tag{9}$$

Nesta expressão, assume-se que ρ é constante, $\overline{u(z)}$ é estimado com a utilização dos parâmetros (L, u_*, z_o) das tabelas 4 e o valor de I_t é obtido extrapolando os valores destas tabelas quando necessário. Os gráficos da figura 3 mostram o comportamento de $p_d(z)$ com a altura ao longo dos meses.



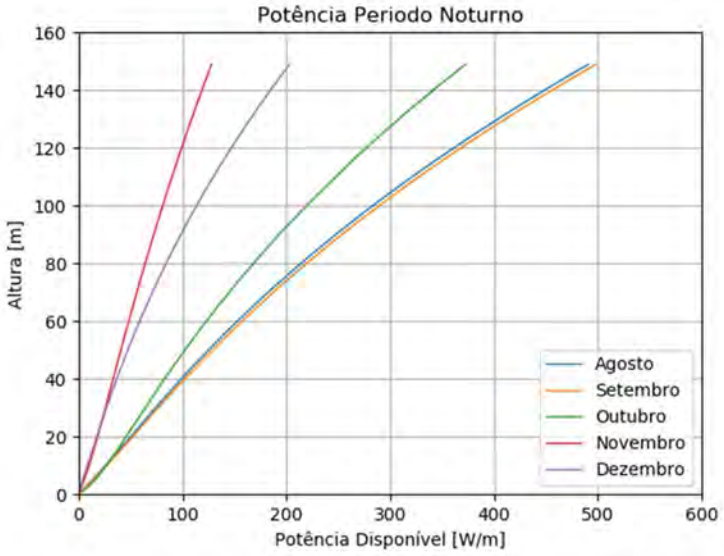


FIGURA 3: Distribuição da Potencia Específica

De posse da curva da potencia disponível específica – $p_d(z)$ – a potencia disponível para cada combinação (D, z_h) é obtida imediatamente. De maneira discreta tem-se:

$$P_d = \sum_i p_d(z_i) A(z_i) \qquad (10)$$

Nesta expressão $p_d(z_i)$ é a potencia específica para a altura z_i e $A(z_i)$ é a área da faixa horizontal do disco da turbina associada a altura z_i

4.2. ANÁLISE DA COMBINAÇAO DIAMETRO DA TURBINA-ALTURA DA TORRE.

Como feito anteriormente [1] a variação sistemática do diâmetro da turbina – D – e da altura da torre – z_h – permite avaliar as potencialidades de um sítio assim como determinar a melhor combinação (D, z_h).

Um exemplo de resultados que se podem obter com estas análises sistematizadas é mostrado na tabela 5, que foi elaborada com os dados do mês de setembro:

- ao percorrer uma linha verifica-se como a altura da torre (zh) irá influir na produção da turbina; por exemplo, no período noturno, ao se aumentar a altura da torre de 90m para 110m com uma turbina de 120m de diâmetro obtém-se um aumento da potencia disponível , (3930098-3072053)= 85 8045
- ao percorrer a tabela na diagonal (de maneira que z_h se mantenha constante) tem-se a produção da turbina em função do diâmetro.

TABELA 5: Resultados da Variação Sistemática do Diâmetro e da Altura da Torre

	Setembro - diurno			Setembro - noturno		
D [m]	80			80		
z_h [m]	70	80	90	70	80	90
P_d[W]	380817	399332	415759	1001130	1165415	1339362
D [m]	100			100		
z_h [m]	80	90	100	80	90	100
P_d[W]	620348	646781	670432	1838354	2111134	2399747
D [m]	120			120		
z_h [m]	90	100	110	90	100	110
P_d[W]	926050	961165	992799	3072053	3489199	3930098
D [m]	140			140		
z_h [m]	100	110	120	100	110	120
P_d[W]	1300956	1345384	1385636	4802743	5405118	6041020

5. CONCLUSÕES

Uma primeira conclusão importante que se pode tirar dos resultados apresentados neste trabalho é que as análises para a determinação das potencialidades de um sítio, assim como aquelas visando a melhor combinação diâmetro da turbina e altura da torre deve levar em consideração o fluxo de

energia através do disco e não apenas a velocidade do vento numa determinada altura.

Uma segunda conclusão, também, de grande importância está associada à necessidade de se analisar separadamente os dados do período diurno daqueles do período noturno.

Os resultados, ainda que preliminares e de comprovação limitada (pelo curto período de tempo considerado e pela não disponibilidade de dados de grande altura) indicam que a metodologia 3V utilizando alturas médias apresenta resultados apropriados para as análises efetuadas.

A utilização do conceito de potencia disponível com variações sistemáticas do diâmetro da turbina e da altura da torre fornece resultados de grande importância para a análise visando a determinação da melhor combinação diâmetro/altura da torre.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto de P&D-09344-1703/2017 “Critérios científicos e métodos para dimensionamento de parques eólicos em regiões de atmosfera tropical e modelamento dos impactos sistêmicos da inserção de fontes eólicas na região sudeste do Brasil”, executado pela Horizonte Energias Renováveis LTDA e FGV Energia e suportado pela Aliança Geração de Energia S.A através do programa de P&D regulado pela ANEEL. A equipe de pesquisadores agradece a todos os envolvidos.

REFERÊNCIAS

[1] Guedes, Marcelo; Mello, Charles; Hirata, Miguel; Silva, João; Araújo, Regina. A Importancia do perfil de velocidades na seleção de aerogeradores. ConER, 2020

[2] ARYA, Paul S. **Introduction to micrometeorology**. Elsevier, 2001.

[3] KUNDU, Pijush K.; COHEN, Ira M. **Fluid mechanics**. Elsevier, 2001.

[4] NEWMAN, Jennifer F.; KLEIN, Petra M. The impacts of atmospheric stability on the accuracy of wind speed extrapolation methods. **Resources**, v. 3, n. 1, p. 81-105, 2014.

[5] MAURITSEN, Thorsten; SVENSSON, Gunilla. Observations of stably stratified shear-driven atmospheric turbulence at low and high Richardson numbers. **Journal of the atmospheric sciences**, v. 64, n. 2, p. 645-655, 2007.

[6] Mello, Charles Egberto Guedes Vonnegut Vieira de Mello. **Método para Estimativa de parâmetros do perfil logarítmico modificado da camada limite atmosférica visando aplicações em energia eólica.** Trabalho de conclusão de curso em Engenharia Mecânica – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 93 f. 2020.

Análise da implantação de um Parque Eólico no Sudeste Brasileiro

Thiago Gomes Toledo, Marina de Abreu Azevedo.

Abstract

This article aims to investigate the expansion of the wind source outside the predominant submarkets since the onshore potential in Northeast Brazil has already been largely exploited and the implementation of wind projects close to the load center can bring benefits to the system.

In this context, this article analyzes the financial feasibility of implementing a wind farm in the SE / CO submarket. The type park was built based on an analysis of wind farms currently in operation and technical data from energy auctions. The economic model developed using the System Advisor Model (SAM) to calculate the energy generated and the capacity factor of a wind project based on a series of 10-year winds modeled for the region of Brasília de Minas, Minas Gerais. From the results of the model, it was possible to estimate the financial parameters of the standard project for preparing the cash flow for the entire useful life of the park.

The results indicate that the analyzed wind farm in the southeast region would have a positive NPV if the sale price of electricity was higher than R $ 163 / MWh. This value indicates that the project is not yet competitive in the Regulated Contracting Environment (ACR), since the sale price of the wind source registered in the last auction was R $ 99 / MWh.

Keywords: Wind, Southeast, Energy Transition.

1. Introdução

As primeiras contratações de empreendimentos eólicos no Brasil ocorreram em 1998, até então existia apenas uma fábrica de aerogeradores. Já a partir de 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) estabeleceu incentivos para a instalação de fabricantes de aerogeradores no país, o que refletiu em contratações de empreendimentos eólicos de grande porte. O objetivo do PROINFA era aumentar a participação da energia elétrica produzida por fontes renováveis, como eólica, térmica a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) (DUTRA & SZKLO, 2006).

Em 2004 houve a promulgação do novo marco regulatório do setor elétrico (Lei nº 10.848) para estabelecer a contratação de energia por meio de leilões. Em 2007 a fonte eólica participou pela primeira vez no Leilão de Fontes Alternativas. No entanto, apesar da sua participação, não houve comercialização de eletricidade. Foi apenas em 2009, no Leilão de Reserva, que a fonte eólica foi comercializada pela primeira vez.

Desde o início da sua comercialização nos leilões a participação da fonte eólica na matriz elétrica nacional foi crescente, tanto em quantidade de projetos ofertados, quanto em comercialização efetiva (EPE, 2018).

O Gráfico 1 apresenta os impactos de medidas regulatórias no crescimento da potência eólica instalada (MW) anual, e da potência acumulada (MW) no Brasil, no período entre 1998, data da primeira contratação de uma usina eólica, e 2019, data do registro mais recente. Atualmente, a energia eólica atingiu 15.375 MW de potência instalada, o que representa 9,8% de toda a matriz elétrica do país (EPE, 2019).

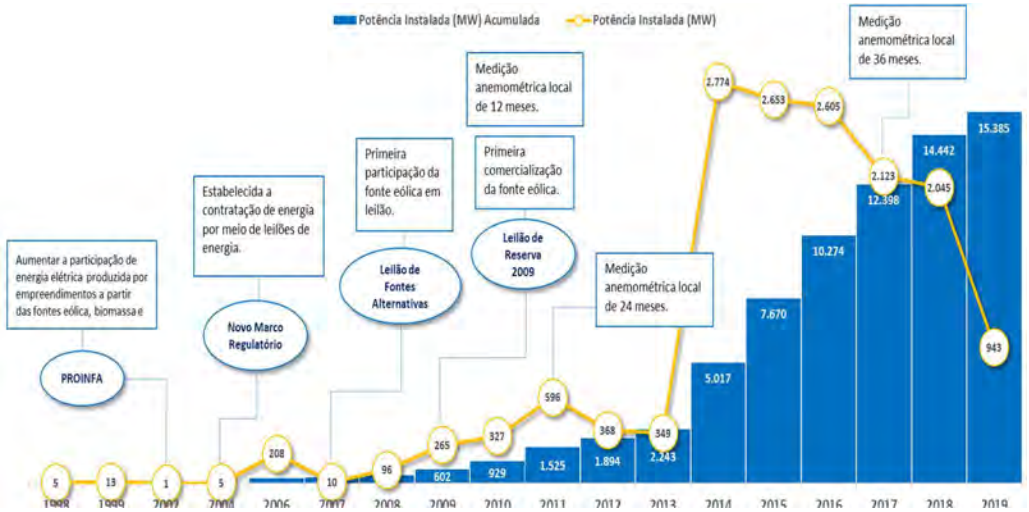


Gráfico 1: Histórico de potência instalada anual (MW) e potência acumulada (MW) de empreendimento eólicos no Brasil.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANEEL (2019).

No Gráfico 2 pode-se observar o crescimento da fonte eólica, em MW, diante do total de potência acumulada no Sistema Interligado Nacional (SIN). No período de uma década, de 2009 para 2019, a participação da fonte eólica saltou de 1,6% para 15,2%, o que representa um aumento de 2.455,0% na potência instalada (MW). A tendência é que essa fonte siga crescendo nos próximos anos, visto sua competitividade frente as demais

(EPE, 2019). No cenário de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, prevê-se que a expansão da fonte eólica será de 24,5 GW até 2029, o que representará, aproximadamente, 17% da capacidade instalada do SIN (EPE, 2019).

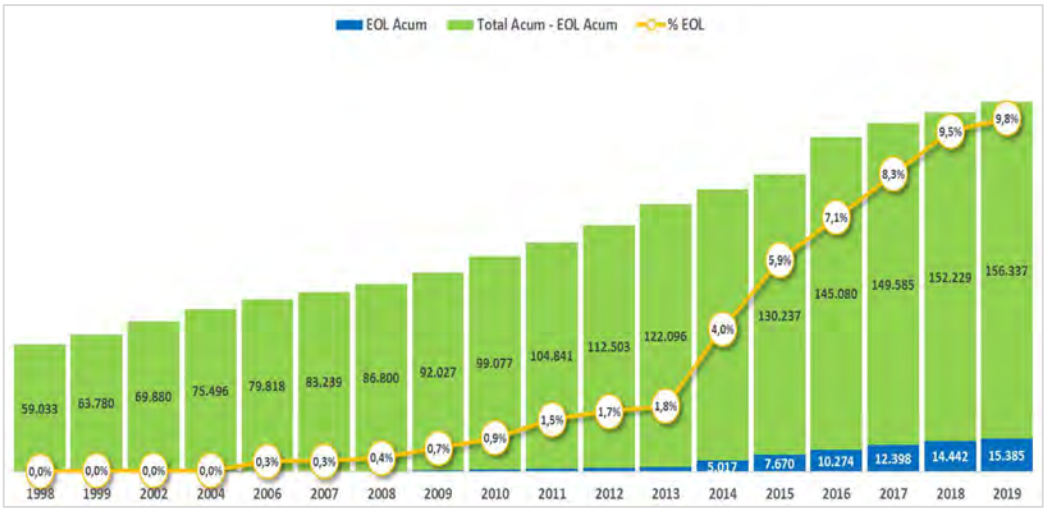


Gráfico 2: Expansão da fonte eólica e sua participação na matriz elétrica nacional, no período de 1998 a 2019.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANEEL (2019).

Atualmente existem 629 empreendimentos eólicos em operação, com uma potência instalada total de 15.397 MW. Da potência eólica instalada até 2019, 86,2% está localizada na região Nordeste, 13,6 % na região Sul e apenas 0,2% na região Sudeste (ANEEL, 2019). Essas regiões apresentam uma velocidade média dos ventos de 9 metros por segundo (m/s) a 100m de altura. O bom recurso disponível motivou a instalação das primeiras usinas nessas regiões (EPE, 2018).

2. Metodologia

Para estudar a viabilidade econômica de um empreendimento eólico na região Sudeste foi elaborado um Parque Tipo com base nas referências de outras regiões, visto que não existe nenhuma operação comercial no Estado de Minas Gerais atualmente. Assim, o parque tipo se trata de um parque eólico hipotético que serve de base para as simulações preliminares desenvolvidas no modelo SAM, e seus parâmetros financeiros são base para os cálculos do fluxo de caixa no modelo econômico. Os parâmetros do parque tipo foram estabelecidos a partir de uma análise das características padrões dos empreendimentos eólicos vigentes no Brasil e das medições anemométricas da região de estudo.

A série de ventos utilizada tem como base um período de 5 meses de medição na região de Brasília de Minas (MG), que foi extrapolado para uma série de 10 anos simulada por meio de um modelo matemático de previsão de tempo e clima (MERA).

Por sua vez, o modelo econômico considera as características financeiras, determinadas no parque tipo, e técnicas, simuladas no SAM, para o cálculo do fluxo de caixa do projeto. Para analisar a viabilidade econômica do parque consideram-se o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto e preço de venda da eletricidade, calculados no modelo econômico.

2.1 Detalhamento do System Advisor Model – SAM

O *System Advisor Model*[1] (SAM) é um modelo técnico-econômico gratuito desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (*National Renewable Energy Laboratory* - NREL) (NREL, 2014).

A ferramenta é referência na análise de fontes renováveis por ser acessível e gratuita. O modelo possibilita que produtores, contratados e entidades financeiras validem sua produção anual através dos resultados gerados pelo programa. Pela sua capacidade de integrar financiamento, incentivos, custos e desempenho de uma planta dentro de um único modelo, o SAM torna possível a realização de uma análise consistente pelos tomadores de decisão (WAGNER e GILMAN, 2011; NREL, 2009). A função primordial do modelo é permitir que o usuário analise os impactos que variações tecnológicas exercem sobre os custos e outros parâmetros financeiros de uma usina de geração elétrica (GILMAN et al., 2008; BLAIR et al., 2008).

O modelo possui em sua base de dados uma variedade de medições climatológicas em formato TMY (*Typical Metereological Year*) com informações sobre irradiação direta normal DNI (*Direct Normal Irradiance*), irradiação global GHI (*Global Horizontal Irradiance*), velocidade do vento, temperatura ambiente, entre outras. Tais dados são utilizados para modelagem e cálculo da energia elétrica gerada ao longo de um ano típico em intervalos de uma hora, em campos solares e parques eólicos. A modelagem de um empreendimento eólico requer informações sobre o recurso, especificações sobre as turbinas, *layout* do parque eólico e custos. (NREL, 2014).

2.2. Caracterização do Parque Tipo

Na análise das características gerais dos empreendimentos existentes no Brasil foram considerados os seguintes fatores: localização, pontos de acesso, infraestrutura, potência instalada dos projetos, data de entrada em operação e número de aerogeradores nos parques. Por meio do levantamento de dados foi possível definir um parque tipo padrão para o Brasil, com possibilidade de ser replicado na região sudeste do país.

Além de verificar qual configuração mais usual dos empreendimentos eólicos no Brasil, a análise também contemplou a evolução dessa fonte nas últimas décadas para investigar o impacto que o desenvolvimento tecnológico e os programas de incentivo governamentais tiveram nos projetos.

[1] https://sam.nrel.gov/.

2.2.1. Tamanho dos parques

Diversos fatores influenciam o tamanho dos parques de um projeto eólico, dentre eles destacam-se a questão da logística dos materiais, as questões tributárias, a disponibilidade de terreno e de pontos de conexão, dentre outros. Sob o aspecto tributário, tipicamente algumas fontes de eletricidade no Brasil recebem subsídios que visam corrigir falhas de mercado, conferir competitividade e, consequentemente, viabilizar a expansão dessas fontes no sistema.

De acordo com essa lógica, a Nota Técnica nº 381/2016 (ANEEL, 2016) trata sobre a instauração de descontos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e transmissão (TUST) para fontes incentivadas. O desconto estabelecido refere-se a uma taxa de 50% aplicada na TUSD e TUST de empreendimentos hídricos, eólicos, solares, térmicas a biomassa e usinas com sistemas de cogeração, que operam com potência superior a 1 MW, e igual ou inferior a 30 MW. O desconto também incide sobre o consumo da energia comercializada por esses empreendimentos.

Observou-se que das usinas eólicas em operação no país predominam empreendimentos com tamanho na faixa entre 21 MW e 30 MW instalados. Esses empreendimentos somam uma potência total de 11.467 MW, que representa 66,1% do parque eólico nacional.

O Gráfico 3 apresenta oito faixas de potência para parques eólicos, e o número de empreendimentos que se enquadra em cada faixa, desde 1998 até 2019. Percebe-se que os primeiros empreendimentos eólicos instalados no Brasil entre 1998 e 2008 eram parques menores com até 10 MW de potência. A partir de 2008 já iniciam as instalações de parques maiores, de 11 MW a 30 MW.

Essa mudança é um reflexo da Lei 10.438, de 2002, que inclui as fontes eólicas no desconto mínimo de 50% da TUST e TUSD (MONTALVÃO & SILVA, 2015). No entanto, apenas após 2014 que a maioria dos parques passou a ter tamanho na faixa de 21 MW a 30 MW. De tal forma, observa-se que houve um atraso de alguns anos até que a lei surtisse efeito, e que a indústria se desenvolvesse para promover parques desse tipo.

Em 2016, o desconto de 50% na TUSD passou a vigorar também em projetos com potência instalada entre 30 MW e 300 MW. Em consequência, no lugar do tamanho do parque, o inibidor passou a ser a receita de cada Sociedade de Propósito Especifico (SPE). A tendência é que o lucro seja maior conforme a escala aumenta, no entanto, existe uma expectativa de receita definida pelas empresas que limitam o tamanho máximo dos SPEs. O faturamento da SPE tem que ficar dentro do lucro presumido, então o cálculo do seu tamanho é feito de maneira inversa, para que a receita gerada pelo parque não exceda a expectativa da empresa.

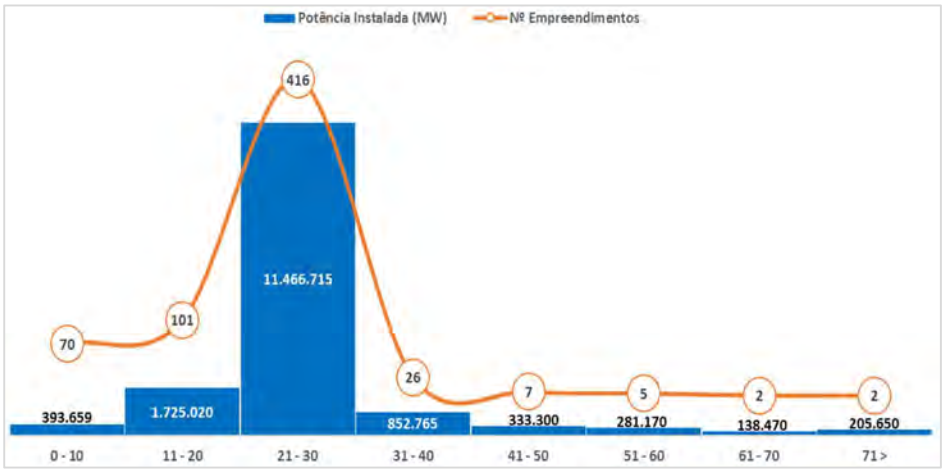


Gráfico 3: Quantidade de empreendimentos eólicos por faixas de potência instalada em cada parque.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANEEL (2019).

O tamanho do *cluster*[2] é definido considerando quatro fatores principais. O primeiro é o *equity*, ou seja, a própria capacidade de investimento da empresa. O segundo é o estágio de desenvolvimento do projeto. O terceiro é o fornecimento de serviços. Atualmente, não existe uma grande quantidade de fornecedores de aerogeradores no Brasil. Portanto, a disponibilidade de fornecimento está limitada pela capacidade de produção dessas empresas. O quarto fator é a competitividade do projeto. Dado que a sistemática de um leilão é que oferta e demanda se igualem, indiretamente a concorrência de grandes projetos torna-se limitada.

A Tabela 1 traz dados sobre os principais conglomerados eólicos instalados no Brasil. Em média, as SPEs encontram-se na faixa analisada previamente, entre 20MW e 30MW, e os maiores *clusters* estão localizados no nordeste do país. O número de empreendimentos por empresa é em média de 11 SPEs por conglomerado, sendo que os maiores conglomerados possuem potência instalada total na faixa de 400MW.

Tabela 1: Principais clusters instalados no Brasil, quantidade de parques em cada cluster e potência instalada total.

Conglomerados	Estado	Região	Qtde Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Média Potência Instalada (MW) por Empreendimento
Ventos de Santa Joana	PI	NORDESTE	16	469	29,3
Delta	MA	NORDESTE	15	426	28,4
Umburanas	BA	NORDESTE	17	343	20,1
Campo	BA	NORDESTE	11	327	29,7
Verace 1	RS	SUL	10	258	25,8
Asa Branca	RN	NORDESTE	8	241	30,1
União dos Ventos	RN	NORDESTE	13	235	18,1
Serra da Babilônia	BA	NORDESTE	8	223	27,9
Ventos de São Clemente	PE	NORDESTE	8	216	27,0
Itarema	CE	NORDESTE	9	207	23,0
Ventos de São Vicente	PI	NORDESTE	7	206	29,4

[2] Conglomerado eólico.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANEEL (2019).

2.2.2. Aerogeradores

Os aerogeradores representam aproximadamente 70% do investimento total, considerando os custos técnicos do projeto (EPE, 2018). Por essa razão, a escolha do equipamento demanda atenção nos estágios iniciais de cada projeto. Dentre os principais fornecedores instalados no Brasil destacam-se as empresas GE, Nordex, Siemens Gamesa, Vestas e WEG.

Dentre os projetos promulgados para os leilões, as características mais relevantes dos equipamentos são o diâmetro do rotor, a altura do cubo e a potência unitária da turbina. Esses parâmetros são determinantes na estimativa de produção da energia de um empreendimento (EPE, 2018). Pela Figura 1 percebe-se que os parâmetros dos equipamentos, média de potência nominal da turbina, média de diâmetro do rotor, e média de altura do eixo do cubo, sofreram alterações ao longo do desenvolvimento da indústria eólica nacional e aumentaram sua capacidade.

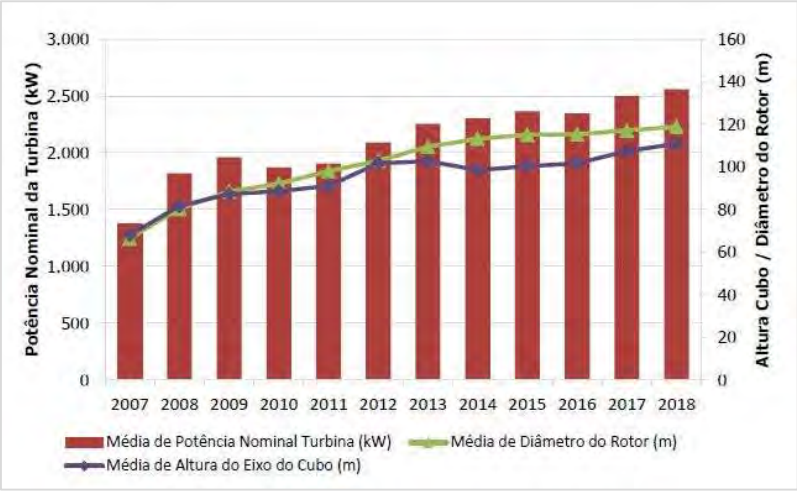


Figura 1: Médias de potência nominal das turbinas, diâmetro do rotor e altura do cubo.

Fonte: EPE (2018).

A média da potência instalada por turbina eólica foi de 2,5 MW em 2018, a média da altura do eixo do cubo foi de 110m e a média do diâmetro do rotor foi de 120m. Como parte do desenvolvimento tecnológico da indústria, esse padrão é observado porque quanto maior a altura do aerogerador e o diâmetro do rotor, atrelados a velocidade média do vento, maior será a potência unitária da turbina (EPE, 2018).

Sob uma perspectiva de longo prazo, a tendência é que, com o desenvolvimento tecnológico, os fornecedores de aerogeradores no Brasil migrem para a venda de equipamentos maiores, com turbinas entre 4 MW e 6 MW, diâmetros do rotor de até 170 metros, e alturas do eixo do cubo de até 200 metros. Em janeiro de 2020, a empresa Vestas instalou a primeira turbina de 4,2 MW no Brasil. O *cluster* projetado pela empresa está localizado na região nordeste e será composto por 24 unidades dessas turbinas, e uma

potência total de 101 MW (CANAL ENERGIA, 2020). O objetivo é aumentar a produtividade das usinas e, assim, ter economia de custo, visto que o investimento em turbinas eólicas representa o maior gasto dos projetos.

O aumento da potência das turbinas também pode levar ao aumento do fator de capacidade do projeto. Ao longo da última década, a evolução tecnológica dos aerogeradores levou ao aumento do fator de capacidade, fato que contribuiu para a competitividade da fonte e sua viabilização no mercado. Parques eólicos no Nordeste apresentam os maiores fatores de capacidade registrados no país, devido ao maior potencial e constância do vento na região (EPE, 2018EPE, 2018).

A nível mundial, valores médios anuais de fator de capacidade oscilam em torno de 28% (GWEC, 2018). No entanto, em estudos desenvolvidos pela EPE, a partir de dados sobre os projetos eólicos vencedores nos leilões, verifica-se que no litoral nordeste o fator de capacidade médio registrado é de 56%, enquanto no Rio Grande do Sul a média é de 48%. Esses valores estão acima da média mundial (EPE, 2018). A Figura 2 mostra o aumento do fator de capacidade nos parques eólicos brasileiros no período de 2007 a 2018.

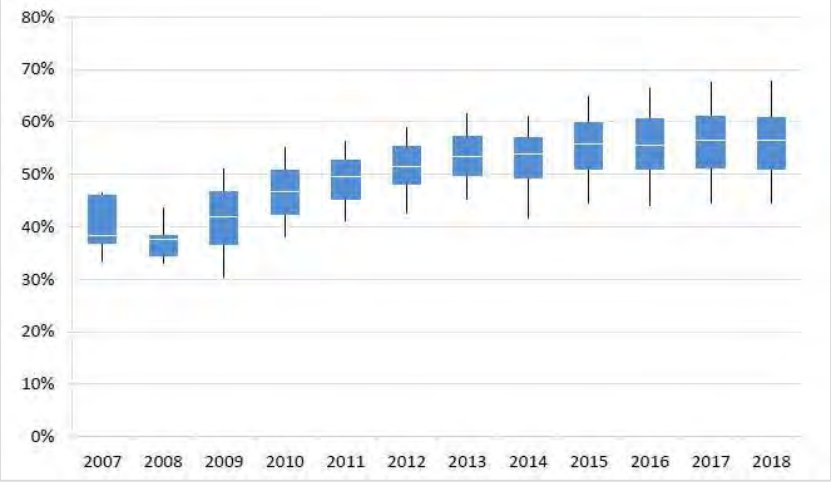


Figura 2: Fatores de capacidade médios ao longo dos anos.

Fonte: EPE (2018).

2.2.3. Custos para empreendimentos eólicos

Os custos da fabricação dos aerogeradores e os demais custos associados caíram substancialmente durante a última década. Os motivos, além do desenvolvimento tecnológico, foram os ganhos de economia de escala e aumento no número de fabricantes instalados no Brasil.

Com a nacionalização dos equipamentos, o impacto da variação cambial nos custos dos empreendimentos não foi significativo, a variação da inflação no período foi o fator que gerou maior sensibilidade. A Figura 3 mostra o comportamento do custo de investimento (*Capital Expenditure* - CAPEX), em R$/kW, para empreendimentos eólicos

entre 2007 e 2018. Destaca-se que o custo médio dos investimentos eólicos, após uma leve subida entre 2008 e 2009, sofreu queda entre 2010 e 2014, e se estabilizou próximo a R$ 6.000/kW a partir de 2015. Esses valores sinalizam o amadurecimento da indústria eólica no Brasil.

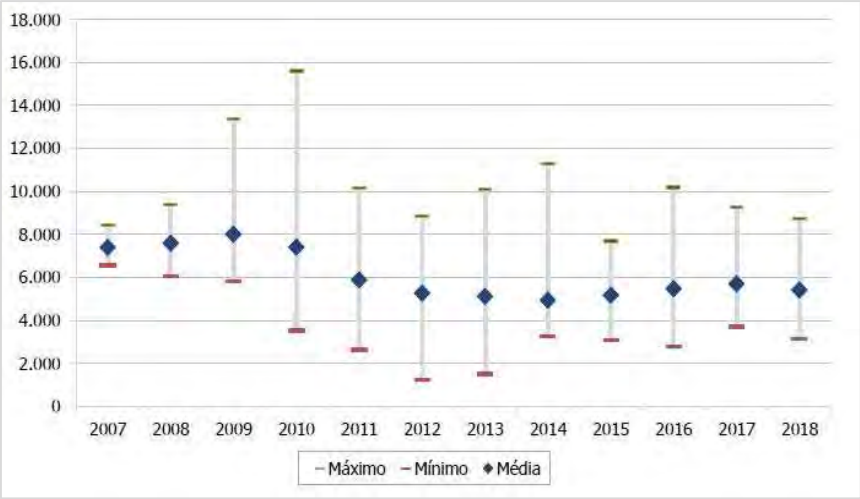


Figura 3: Custo de investimento dos empreendimentos eólicos habilitados, em R$/kW.

Fonte: EPE, 2018.

O custo de aquisição dos equipamentos ainda é o principal elemento que compõe o CAPEX. Em 2018 o custo de aquisição dos equipamentos representou 70% do custo total do investimento. A parcela restante é composta pelos custos de conexão, obras e aquisição do terreno (EPE, 2018).

Para elaboração do parque tipo é interessante averiguar qual o preço de referência para o custo unitário de uma turbina, de maneira que se possa extrapolar esse preço conforme o tamanho do parque. Na Figura 4 nota-se que o custo médio unitário de uma turbina com potência de 2,5 MW é de R$ 5.500,00/kW.

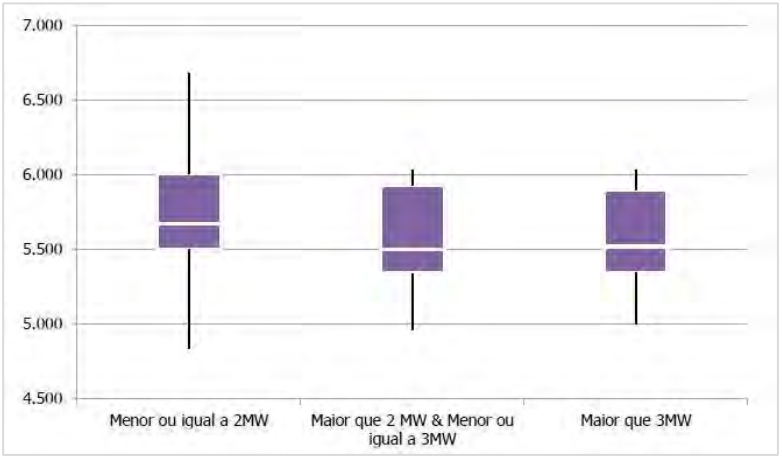


Figura 4: Custo de investimento por potência (R$/k W) unitária da turbina.

Fonte: EPE, 2018.

2.2.4. Preços praticados pelo mercado

O Gráfico 4 apresenta os preços médios anuais de venda[3] de energia para a fonte eólica em todos os leilões que participou. A partir de 2015 o preço dessa fonte caiu significativamente, reduzindo de R$ 203/MWh para R$ 99/MWh, em 2019. Desde então, o preço de venda oscila em torno de R$ 100/MWh, e o menor valor já registrado aconteceu em 2018, com R$ 68/MWh, no 27º Leilão de Energia Nova. Em 2019, o preço de venda da fonte eólica só não foi menor que o da fonte solar, que atingiu um preço médio de R$ 88/MWh (CCEE, 2019).

Destaca-se a competitividade que a fonte eólica apresenta nos leilões desde 2015, um comportamento que pode se tornar tendência devido ao constante desenvolvimento tecnológico da indústria. O Gráfico 7 apresenta a média de preço de venda da eólica nos leilões frente a média das demais fontes, nele pode se observar sua competitividade nos períodos de 2010 a 2012 e 2017 a 2019.

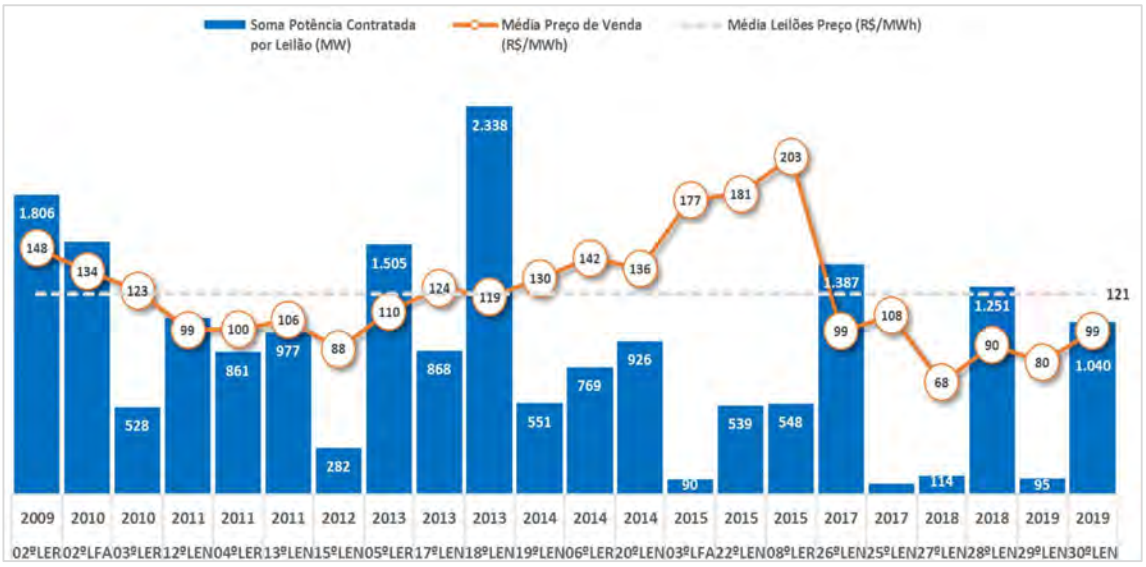


Gráfico 4: Preço Médio de Venda (R$/MWh) por leilão.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da CCEE (2019).

2.2.5. Premissas financeiras de capital próprio e capital de terceiros

O objetivo desta seção é apresentar os cálculos de financiamento e taxa de desconto adotados no fluxo de caixa do projeto.

[3] Preços atualizados pelo IPCA novembro/2019.

O método mais utilizado para estudar a viabilidade econômica de um investimento é a partir do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Para estimá-lo é necessário calcular a taxa de desconto, também conhecida como custo de capital ou custo de oportunidade. O fluxo de caixa pode ser positivo ou negativo, de maneira que um VPL negativo indica que o rendimento do projeto é inferior ao investimento inicial. Por sua vez, um VPL positivo indica que a situação está favorável ao investimento (FONTANET, 2012).

A taxa de desconto ajustada ao risco é utilizada para trazer ao presente os fluxos de caixa estimados para o futuro. A principal metodologia para calcula-la é o Custo Médio Ponderado do Capital (WACC). O WACC é a taxa que compensa os acionistas pelo risco que sofrem ao investir em um determinado projeto. Seu cálculo está indicado na Equação 1.

Para o cálculo do custo de capital próprio foi utilizado o modelo CAPM[4], estimado a partir da soma entre a taxa livre de risco[5] (Rf) e o beta da indústria (β) multiplicado pelo prêmio de risco do mercado[6] ($Rm - Rf$), conforme Equação 2.

Equação 1: $$Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$$

Equação 2: $$WACC = (\frac{E}{D+E}) * Ke + (\frac{D}{D+E}) * Kd*(1\text{-IR})$$

K_e: Custo do capital próprio;
R_f: Taxa livre de risco;
R_m: Retorno médio do mercado;
β: Índice beta ou risco não sistemático;
WACC: Custo de capital médio ponderado;
D: Debit;
E: Equity;
IR: Imposto de renda.

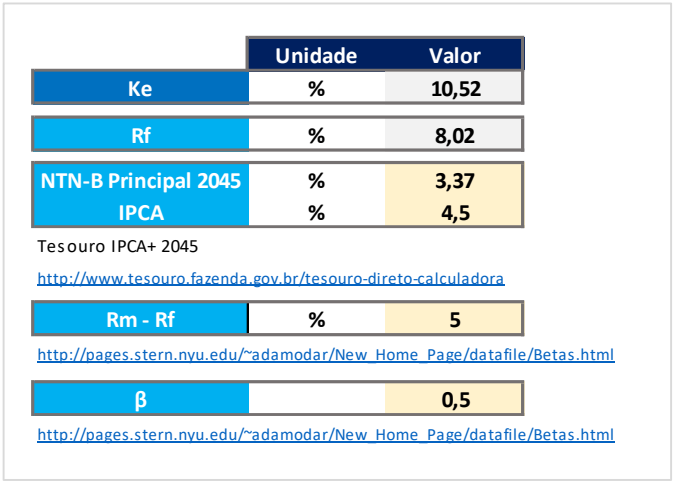
Como pode-se observar na Figura 5, o cálculo do custo de capital médio ponderado, WACC[7], resultou em uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 10,52% ao ano.

[4] *Capital Asset Pricing Model*

[5] Para a taxa livre de risco adotou-se a taxa pré NTN-B Principal 2045 do Tesouro Direto, composta por NTN-B 2045 + IPCA.

[6] Para o índice beta do prêmio de risco considerou-se o valor *power* da tabela Damodaran (NYU Stern, 2020).

[7] *Weighted Avarege Capital Cost*



	Unidade	Valor
Ke	%	10,52
Rf	%	8,02
NTN-B Principal 2045	%	3,37
IPCA	%	4,5

Tesouro IPCA+ 2045

http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro-direto-calculadora

Rm - Rf	%	5

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

β		0,5

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

Figura 5: Custo de capital próprio.
Fonte: Elaboração própria com base em FONTANET (2012).

Considerou-se que o financiamento por meio de capital de terceiros foi concedido pelo BNDES Finame – Energia Renovável. Esse financiamento é concedido para aquisição e comercialização de sistemas de geração de energia solar e eólica. O capital de terceiros, ou custo de financiamento, é composto pelo custo financeiro, que pode ser atrelado a TFB[8], TLP[9] ou SELIC[10], adicionado ao custo da taxa do BNDES, que corresponde a 1,05% ao ano, e à taxa do agente financeiro, que deve ser negociada entre a instituição e o cliente, estipulada em 2% ao ano. O cálculo, indicado na Equação 3, resulta num custo de financiamento de 7,7% ao ano, conforme indicado na Figura 6.

Equação 3: $$K_d = (1 + C_{financeiro}) * (1 + T_{BNDS}) * (1 + T_{agente\ financeiro})$$

K_d: Capital de terceiros;
$C_{financeiro}$: Custo financeiro;
T_{BNDS}: Taxa do BNDS;
$T_{agente\ financeiro}$: Taxa do agente financeiro.

[8] Taxa Fixa do BNDES

[9] Taxa de Longo Prazo

[10] Sistema Especial de Liquidação e Custódia

	Valor	Unidade
Custo Financiamento	7,71	%

	Escolha uma opção	Valor	Unidade
Custo Financeiro	Selic	4,5	%

Custo Financeiro	Descrição	Composição	Valor	Unidade
TFB	Taxa Fixa do BNDES	Pré-fixada	5,67	%
TLP	Taxa de Longo Prazo	IPCA + 1,78% a.a.	6,28	%
Selic	Taxa de Juros Básica	Pós-fixada	4,5	%

	Valor	Unidade
Taxa do BNDES	1,05	%

	Valor	Unidade
Taxa do Agente Financeiro	2	%

Figura 6: Custo de capital de terceiros, financiamento pelo BNDES.
Fonte: Elaboração própria com base em BNDES (2020).

3. Resultados e Discussões

3.1. Análise dos dados anemométricos

Os dados anemométricos permitem a análise da velocidade média dos ventos nos locais. Para a modelagem financeira na plataforma do SAM foi utilizada uma série horária modelada para os ventos das regiões de Brasília de Minas e Uberlândia (MG). As medições foram realizadas durante um período de 5 meses, e os dados foram extrapolados para uma série histórica de 10 anos por meio do MERA. Essas simulações fazem parte do âmbito do Projeto P&D da chamada 09344-1703/2017 da ANEEL.

Nos Gráficos 5 e 6 **Gráfico 6**observa-se que na temporada seca, que ocorre entre maio e novembro, registrou-se o maior potencial eólico em ambos os locais. Além disso, no período mais recente de medição, em 2018, a média anual do vento de Uberlândia foi maior que Brasília de Minas, com 5,90 m/s e 5,86 m/s respectivamente.

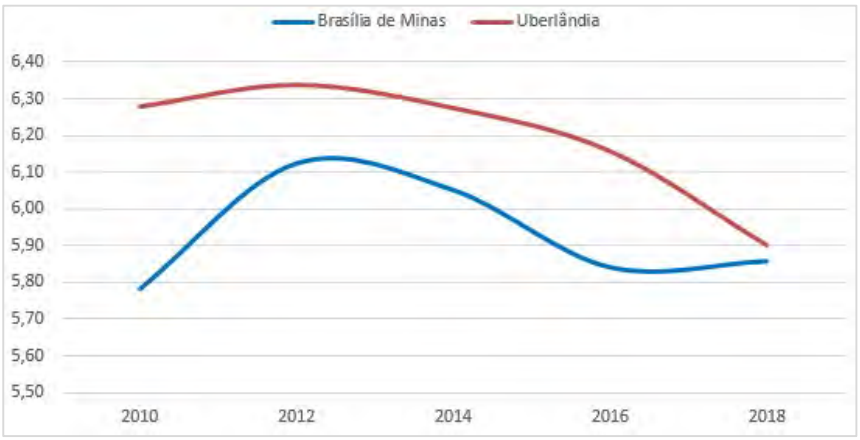


Gráfico 5: Velocidade média anual (m/s) do vento medido a 100 metros de altura.

Fonte: Elaboração Própria.

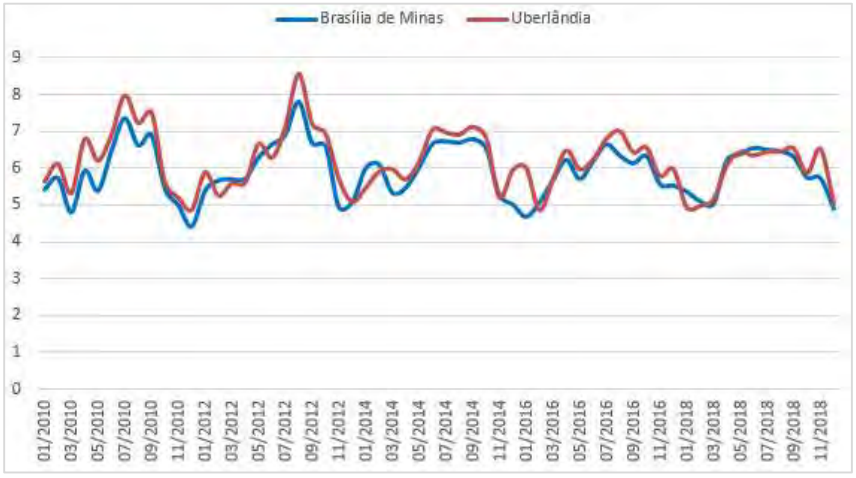


Gráfico 6: Velocidade média mensal (m/s) do vento medido a 100 metros de altura.

Fonte: Elaboração Própria.

Para a modelagem no SAM, optou-se por utilizar os dados anemométricos de Brasília de Minas em 2010, que teve o pior registro simulado na série histórica. O Gráfico 7 apresenta as velocidades médias em ordem decrescente para as duas regiões analisadas, no período de 2010 a 2018.

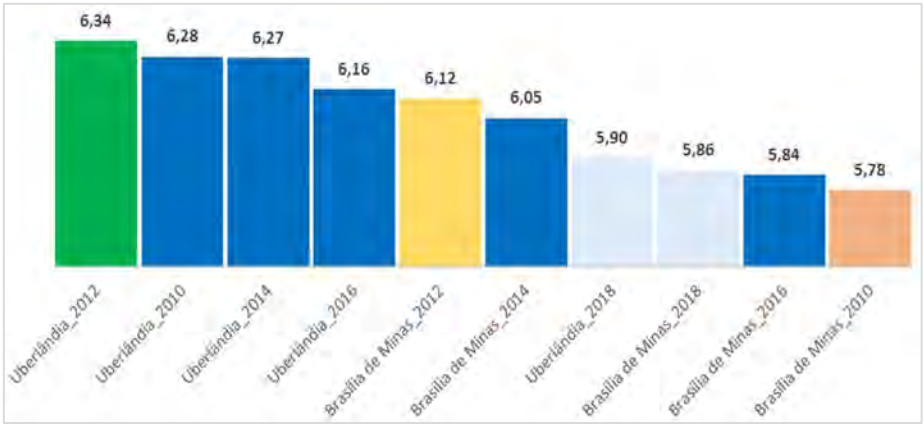


Gráfico 7: Velocidade média dos ventos em Brasília de Minas e Uberlândia.

Fonte: Elaboração Própria.

No Gráfico 8 observa-se que, apesar da velocidade média anual ser de 5,78 m/s em 2010, a velocidade média mensal no período de seca é de 7,36 m/s, enquanto no período chuvoso é de 4,40 m/s. Observa-se também que a velocidade média horária apresenta maior potencial no começo do dia, entre 00h e 9h. A partir de 19h a velocidade volta a subir.

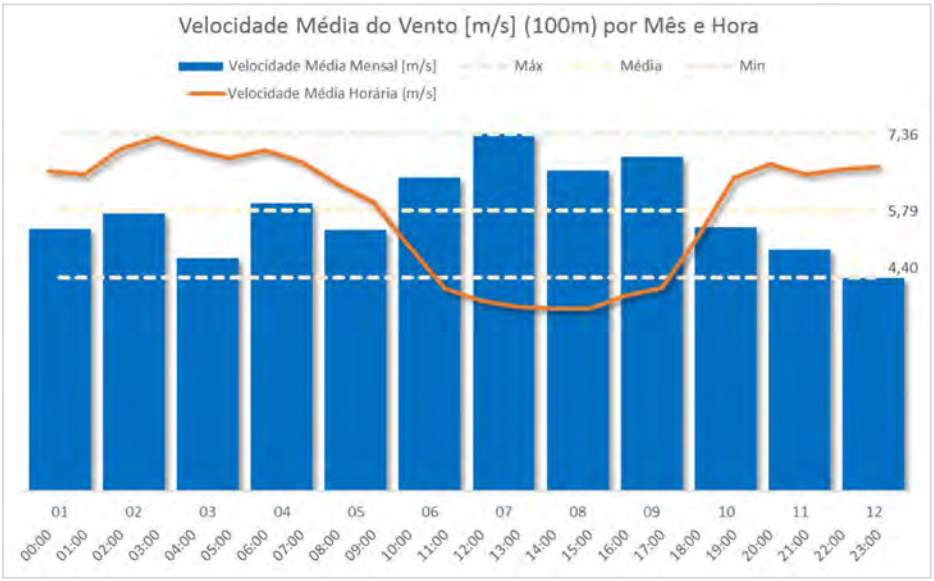


Gráfico 8: Velocidade média horária e mensal de Brasília de Minas, 2010.

Fonte: Elaboração Própria.

3.2. Parque Tipo

A partir da análise dos dados de mercado de energia eólica elaborou-se o parque tipo para implementação de um empreendimento eólico na região Sudeste, detalhado a seguir. O Parque Tipo apresenta as características técnicas de um parque eólico padrão no Brasil, com um tamanho de 30 MW, altura média do eixo do cubo de 110m, diâmetro médio do rotor de 120m, potência média instalada por turbina de 2,5 MW, combinado com o registro de ventos em 2010 na região de Brasília de Minas. Os dados anemométricos foram escolhidos considerando o pior cenário já registrado na série histórica.

O parque tipo elaborado contém 12 turbinas [3 linhas com 4 turbinas cada] e 30 MW de potência. Além disso, aderiu-se uma perda de 5% e um coeficiente de turbulência de 0,18. Na mesma etapa tratou-se do *layout* do parque, que necessita de uma área total de 10,5 km².

As Tabelas 2, 3 e 4 contém os parâmetros técnicos e financeiros definidos como base para a modelagem.

Tabela 2: Premissas técnicas unitárias do Parque Tipo.

Premissas técnicas	Unidade	Valor
Velocidade média do vento	m/s	5,86
Altura média do eixo do cubo	m	110
Diâmetro médio do rotor	m	120

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE (2018) e CCEE (2019).

Tabela 3: Premissas técnicas do Parque Tipo.

Premissas técnicas	Unidade	Valor
Tamanho do Sistema médio	MW	30
Tamanho do Sistema médio	kW	30.000
Potência Média Instalada por turbinas	MW	2,5
Potência Média Instalada por turbinas	kW	2.500
Quantidade média de turbinas	unidade	12
Fator de Capacidade médio	%	55

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE (2018) e CCEE (2019).

Tabela 4: Premissas de custo do Parque Tipo[11].

Premissas Custo	R$/u	R$/kW	US$/u	US$/kW
Custo de Investimento (CAPEX)	**18.012.500**	**7.205**	**4.480.721**	**1.792**
Custo de Equipamentos e Sistemas Auxiliares	13.750.000	5.500	3.420.398	1.368
Custo de Conexão	1.512.500	605	376.244	150
Custo de Obras Civís	1.512.500	605	376.244	150
Custos Indiretos, Montagem e Testes, Transporte e Seguro	962.500	385	239.428	96
Custo de Aquisição do Terreno e Ações Socioambientais	275.000	110	68.408	27
Custo de Operação e Manutenção (OPEX)	**360.250**	**12**	**89.614**	**3**
Custo Unitário do Parque Tipo	**18.372.750**	**7.217**	**4.570.336**	**1.795**
Custo Total do Parque Tipo	**220.473.000**	**86.604**	**54.844.030**	**21.543**

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE (2018).

O custo unitário calculado para a turbina foi de R$ 13.750.000[12]. Na Figura 4 encontra-se sinalizada a proporção que o custo unitário da turbina representou no custo total do empreendimento [70%], e na Tabela 4 estão sinalizadas as premissas de custo dos demais equipamentos para o parque tipo. A partir desses valores, chegou-se a um custo unitário de R$18.012.500.

Além disso, os custos envolvem a operação das usinas e a manutenção dos equipamentos, engenharia e planejamento. O custo de operação e manutenção é considerado baixo, na ordem de 2% do preço anual dos aerogeradores (CUSTÓDIO, 2010). Assim, o custo unitário de O&M resultou em R$360.250,00.

Por tanto, o custo unitário do Parque Tipo resultou em R$18.372.750,00, que multiplicado pela quantidade de turbinas do parque [12], levará a um custo total do projeto de R$220.473.000,00.

3.3. Viabilidade econômica do Parque Tipo

Os parâmetros técnicos simulados no modelo SAM foram analisados por um modelo econômico que considera premissas de custo, de receita, taxas, depreciação e impostos governamentais para compor o fluxo de caixa do projeto, conforme exposto na descrição do Parque Tipo.

O custo unitário do sistema foi calculado com base nos custos dos equipamentos e sistemas auxiliares, custo de conexão, obras civis, custos indiretos e custos de aquisição do terreno. O custo total de instalação estimado foi de US$1.792,00/kW, e US$198,00/kW por turbina.

Já para o cálculo dos parâmetros financeiros adotou-se uma Taxa de Atratividade Mínima (TMA)[13] de 10% ao ano e a inflação nominal de 2019, cujo valor foi de 4,5% ao

[11] O câmbio teve como base a cotação do dólar do dia 01/01/2020, cujo valor era de R$4,02/US$.

[12] Para o cálculo do custo unitário utilizou-se como base uma turbina de 2.500 kW, com um custo de R$ 5.500/kW, conforme visto na seção 4.3.

[13] TMA: remuneração mínima que um investimento precisa oferecer para ser considerar atrativo.

ano, dado do IPCA acumulado de 2019. Em relação aos impostos federais, aplicou-se o IRPJ (Imposto de Renda para Pessoa Jurídica) e a CSLL (Contribuição Social do Lucro Líquido) com uma alíquota de 25% e 9%, respectivamente. Além disso, foram considerados os impostos estaduais PIS e COFINS, com alíquota de respectivamente 1,65% e 7,6%, totalizando 9,25%. O capital do projeto foi estipulado com 60% de capital de terceiros (financiado pelo BNDES[14]) e 40% de capital próprio.

Os resultados da modelagem no SAM indicam que o fator de capacidade do Parque Tipo seria de 20,8%. Esse resultado está de acordo com o esperado, visto que a velocidade média anual do vento para a região estudada [Brasília de Minas] é de 6 m/s, e esse é o fator que mais impacta o rendimento da usina. A média eólica nacional para os fatores de capacidade é de 56%, considerando uma velocidade média do vento de 9 m/s.

Com esse fator de capacidade a energia anual gerada, no primeiro ano do projeto, será de 54.552 MWh.

De acordo com os cálculos desenvolvidos no modelo econômico, para um fator de capacidade de 20,8%, o Parque Tipo só apresentaria um VPL positivo caso o preço de venda da energia fosse superior a R$ 162,80/MWh. Para esse valor, a viabilização do projeto torna-se complicada, visto que o preço de venda para a eólica no último leilão registrado foi de R$ 99/MWh. Por sua vez, considerando o preço de venda contratado no último leilão, o VPL só será positivo quando o fator de capacidade do projeto for maior que 34%.

Os resultados financeiros da modelagem do SAM para o parque tipo estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5: Resultados financeiros da modelagem do Parque Tipo.

Métrica	Unidade	Valor
Annual energy (year 1)	MWh	54.552
Capacity factor (year 1)	%	20,8

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do SAM.

[14] Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

4. Conclusão

Na região sudeste existem apenas três empreendimentos eólicos instalados, localizados nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. A principal razão para esse fato é a menor disponibilidade do recurso eólico na região. No entanto, com a expansão prevista da fonte eólica na próxima década, torna-se interessante avaliar o impacto sistêmico do local e seu potencial para alocação de futuros empreendimentos, objetivo deste estudo.

Para analisar a viabilidade da implementação de parques eólicos na região Sudeste foi elaborado um Parque Tipo, a partir da análise de mercado e do desenvolvimento da indústria eólica no Brasil ao longo das últimas duas décadas.

Os principais fatores que impactam financeiramente um projeto eólico são o fator de recuperação, que é a capacidade de gerar eletricidade a partir da energia cinética dos ventos, e o custo de investimento unitário (R$/kW). Assim, quando se admite um parque eólico com turbinas de mesma potência, a região que apresentar a maior velocidade de vento terá o maior fator de capacidade e, consequentemente, um rendimento melhor. Outra forma de aumentar a receita é reduzir o custo de investimento unitário, que, por sua vez, representa a maior parte [em torno de 70%] do custo total do empreendimento. A otimização desses fatores levará ao aumento do VPL do projeto.

O resultado da modelagem no SAM indicou um fator de capacidade de 20,8% para o Parque Tipo. Atualmente, os empreendimentos eólicos em operação na região nordeste apresentam um fator de capacidade médio de 55%. Isso significa que o fator de capacidade do Parque Tipo é 62% menor que o dos parques atuais, e consequentemente o preço de venda da energia calculado [R$ 163/MWh] foi bem menos competitivo que o valor registrado no último leilão [R$ 99/MWh].

Para o desenvolvimento de trabalhos futuros, é interessante analisar também novos cenários, que incluam variações nos parâmetros definidos no Parque Tipo, afim de explorar alternativas que aumentem a competitividade do projeto.

Em 2019, uma média de 120 novos consumidores por mês ingressaram no ambiente de contratação livre, ante 68 novos consumidores/mês em 2018, o que representa um crescimento de 76% (CCEE, 2019). De tal forma, é interessante analisar em estudos futuros como a expansão do mercado livre pode também impactar a viabilidade de empreendimentos eólicos instalados no Sudeste. Uma forma de se fazer essa análise é modelando cenários que apresentem variações nos parâmetros dos contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Outras sugestões de estudos futuros é analisar a necessidade de investimento para a expansão da energia eólica prevista no Plano de Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE) da EPE. De tal forma, é possível projetar cenários de investimentos e geração de empregos pela indústria eólica na próxima década.

5. Referências Bibliográficas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019. Banco de Informações de Geração. Brasília, Brasil.

CANAL ENERGIA, 2020. Vestas instala primeira turbina acima de 4MW do Brasil. Disponível em < https://www.canalenergia.com.br/noticias/53123936/>. Acesso em 22/01/2020.

DUTRA, R. M; SZKLO, A. S. A energia eólica no Brasil: Proinfa e o novo modelo do Setor Elétrico. In: **Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia-CBE**. 2006. p. 842-868.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2017. Expansão da Geração. Empreendimentos Eólicos. Brasília, Brasil. Disponível em <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em 07/01/2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil. Brasília, Brasil. Disponível em <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em 07/01/2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050. Brasília, Brasil. Disponível em <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em 13/01/2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Balanço energético nacional. Ano base 2018. Brasília, Brasil. Disponível em <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em 10/01/2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasília, Brasil. Disponível em <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em 14/01/2020.

FONTANET, F. A, 2012. Avaliação de uma opção de espera de um parque eólico pelo método de opções reais. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica.

MONTALVÃO, E. SILVA, R, 2015. Descontos na TUST e TUSD para fontes incentivadas: uma avaliação. Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa. Disponível em < https://www12.senado.leg.br/>. Acesso em 07/01/2020.

NREL – National Renewable Energy laboratory, 2014. Reference Manual for the System Advisor Model's Wind Power Performance Model. Disponível em <https://www.nrel.gov/docs/>. Acesso em 14/01/2020.

NYU Stern, 2020. **Betas**. Disponível em < http://pages.stern.nyu.edu/>. Acesso em 04/02/2020.

PUC-RIO, 2018. Avaliação Financeira de um Parque Eólico. Rio de Janeiro, Brasil.

Análise de erro predição cruzada em modelo de recurso eólico ajustado com múltiplas torres de medição anemométrica

Edson Zaparoli, João Caldas, Nathianne Andrade

Departamento de Engenharia/Casa dos Ventos

Av. Brigadeiro Faria Lima 3477, 14º Andar, São Paulo-SP, Brasil

nathianne.andrade@casadosventos.com.br

joao.caldas@casadosventos.com.br

RESUMO

Modelos de geração de energia podem incluir dados medidos de recurso eólico por meio do pós-processamento do campo vetorial de recurso eólico para ajuste matemático aos valores observados em campos . Essa alternativa de projeto apresenta o desafio de utilizar, no mesmo ajuste, pares de torres com altos erros de predição cruzada. Para abordar o desafio destacado, uma estratégia de agrupamento de torres foi proposta com base na semelhança nos erros de predição cruzada. A eficiência dessa técnica foi avaliada em termos redução global dos erros de predição cruzadas pertinentes aos ajustes realizados. O presente trabalho considerou como objeto de estudo 21 complexos eólicos e 289 de torres de medição anemométrica, associadas aos complexos de forma heterogênea. Por fim, concluiu-se que é possível definir quais grupos de torres de medição anemométricas são mais eficientes para a minimização do total de erros de predição cruzada e que essa ferramenta pode ser utilizada como diretriz na etapa de projeto de ajuste de mapas de ventos para complexos eólicos.

Palavras-chave: Geração Eólica, Recurso Eólico, Predição cruzada.

ABSTRACT

One of the most widespread method to access wind resource using local measured data is to post-processing a mesoscale numerical weather prediction models to match the measured

data. This design alternative presents the challenge to use high crosspredict errors pairs of masts in the same setting. To address the highlighted challenge, a grouping strategy based on similarity of the crosspredict errors was proposed. Its efficiency in terms of dividing the masts into relevant groups for a global reduction of crosspredict error was observed. The object of study of the present work consists in 21 wind power plants, to which 289 meteorological masts are unevenly associated with. Finally, it was possible to define which groups of meteorological masts are more likely to minimize the global crosspredict errors and to set a tool to be used as a guideline in the design phase of adjusting wind maps for wind energy plants.

Keywords: Wind Power, Wind Resource, *Crosspredict error*.

INTRODUÇÃO

A predição da geração de energia de um complexo eólico depende, dentre outros fatores, do conhecimento da distribuição geográfica do recurso eólico na região. Uma prática amplamente adotada é a medição do recurso eólico em vários locais da região e a posterior extrapolação para outros pontos geográficos com base em um modelo (Brower, 2012). Contudo, esse método acarreta o desafio prático de combinar os dados medidos em um único modelo de predição de recurso eólico.

Na indústria eólica são utilizadas várias abordagens para estimativa de energia de projetos eólicos, entre elas CFD, microescala ou mesoescala acoplado. De maneira geral, podemos classificar os modelos em dois tipos quanto à utilização dos dados medidos em campo:

- Modelos com inclusão de dados medidos como entrada do modelo físico.
- Modelos com pós-processamento por ajuste matemático do campo vetorial de recurso eólico (modelo físico) aos dados medidos.

Este trabalho foi elaborado para um modelo de recurso eólico do segundo tipo. Ou seja, após cálculo do recurso eólico por mesoescala (WRF) e *downscale* por modelo de microescala ajustado com dados medidos de recurso eólico medido em campo. Uma alternativa simples para o uso de múltiplas torres de medição no ajuste é obter um modelo ajustado para cada uma das torres de medição separadamente e determinar uma região geográfica para uso desse modelo.

Entretanto, é observado na prática que essa abordagem gera descontinuidades de recurso eólico inverossímeis.

A outra alternativa, ofertada por alguns *softwares* comerciais, é o ajuste considerando múltiplas torres, de forma ponderada conforme um critério estabelecido. Essa técnica traz um desafio quando é observado que o modelo ajustado com um subgrupo das torres de medição associadas a um complexo não conseguem prever bem o recurso medido pelas demais, o que se pode chamar de erro de predição cruzada. Para esses casos, há a preocupação de que a inclusão de todas as torres de medição em um único ajuste gere distorções no mapa de vento. Portanto, a seleção de torres de medição utilizadas em um mesmo ajuste deve lidar com a relação de compromisso entre a geração de descontinuidades e a geração de distorções no mapa de vento.

O objetivo deste trabalho é analisar a influência do agrupamento de torres de medição anemométrica para ajuste de mapa de vento. O critério empregado para avaliar a relação de compromisso evidenciada foi baseado nos erros de predição cruzada. A fim de comparar os diversos modelos ajustados, uma métrica única para comparar os erros de predição cruzada de um complexo com múltiplos mapas ajustados foi definida. A relação da métrica única com o número de mapas ajustado foi observado para 21 complexos eólicos com um número mínimo de seis torres de medição anemométricas associadas.

OBJETIVO

O objetivo do presente trabalho é analisar a influência do agrupamento de torres de medição anemométrica para ajuste de mapa de vento sob o erro de predição cruzada. A referência da análise será o erro médio de predição cruzada, considerando todas as torres associadas a cada complexo eólico. A quantificação do erro médio de predição cruzada deve servir como ferramenta para a seleção das torres de medições utilizadas para o ajuste do mapa de vento, bem como dos limites de validade do modelo ajustado.

MÉTODOS

Esse estudo explorou um total de 21 complexos eólicos localizados no nordeste brasileiro, aos quais estão associados 289 torres de medição anemométrica com período de medição mínimo de um ano. A quantidade de torres associadas por complexo é de, no mínimo, de 6 e distribuição de torres por projeto pode ser vista na Tabela 1.

Tabela 1: Complexos e torres de medição associadas.

Complexo	Número de torres de medição associadas
1	10
2	6
3	10
4	14
5	25
6	37
7	9
8	10
9	16
10	11
11	10
12	30
13	8
14	8
15	6
16	17
17	10
18	8
19	7
20	11
21	26

Obtenção de erros de predição cruzada

O erros de predição cruzado ($e_{A,B}$) é definido como a diferença entre a velocidade do vento a partir das medições de uma torre A e a velocidade predita, na mesma localização, pelo mapa de vento ajustado com uma torre de medição B, sendo A e B um par qualquer de torres de medição associadas ao complexo. As velocidades aqui consideradas foram previamente extrapoladas para longo prazo e para a altura do rotor.

Uma solução comercial foi empregada para obter os erros de predição cruzada entre todas as torres de medição anemométricas, para cada complexo estudado. O mapa de vento é ajustado com uma torre de medição por vez, de forma que o mapa ajustado apresenta a mesma velocidade de vento na localização da torre de medição utilizada. O ajuste das velocidades nos demais nós da malha depende da velocidade do mapa não ajustado; da aceleração do vento entre o nó e a localização da torre de medição, prevista no mapa não ajustado; do inverso do quadrado da distância do nó à torre de medição; e da frequência de vento no setor relevante.

Cálculo do erro quadrático médio de referência

As comparações realizadas nesse estudo têm como referência o erro quadrático médio (RMS) dos erros de predição cruzada entre as torres associadas à cada usina. O erro quadrático médio (RMS) de cada complexo foi obtido a partir da média da soma dos quadrados dos erros de predição cruzada, conforme a fórmula abaixo, onde n é o número de torres usada para o ajuste e $e_{i,j}$ é o erro de predição cruzada entre as torres de índice i e j, com i≠j.

$$\mathrm{RMS} = \left(\frac{\sum e_{i,j}^{2}}{n(n-1)} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Análise de agrupamento de torres por similaridade

A análise de agrupamento consiste em um conjunto de técnicas computacionais com o objetivo de dividir um grupo em subgrupos de itens mais similares de acordo com a métrica de distância definida.

A fim de propor agrupamentos de torres com maior potencial de redução do erro quadrático médio dos modelos, a métrica de distância deve atribuir maiores distâncias para torres cujo ajustes de modelo prevejam velocidades de vento mais díspares para os mesmos pontos. Uma vez que o modelo de ventos não ajustado utilizado é o mesmo, a métrica de distância pode ser definida em função da discrepância entre os erros de predição cruzada (eij) dos modelos ajustados para cada uma das torres. Pelo exposto acima, a métrica de distância empregada foi a distância euclidiana entre os vetores de erros de predição cruzada. Duas divisões por similaridade foram consideradas neste estudo: em dois grupos e em três grupos de torres distintas.

Comparação entre erros médios de predição cruzada entre modelo

Como exposto anteriormente, há uma relação de compromisso que deve ser observada ao se optar por realizar um maior número de ajustes com grupos menores de torres. Ao passo que essa estratégia leva a erros médios de predição cruzada menores, há também a criação de mais regiões de descontinuidade nos limites de validade dos modelos de ventos.

Uma métrica única (MU) para comparar os modelos gerados por diferentes agrupamentos foi definida pelos fórmula abaixo, onde k é o número de grupos de torres de medição.

$$\mathrm{MU} = \left(\frac{\left(\sum_{i=k}^{k} RMS^2 \right)}{k} \right)^{1/2}$$

Por definição, a métrica única sempre será menor quanto maior for o número de grupos de torres considerados. A otimização dessa métrica sem outras considerações levaria à realização de um ajuste por torre de medição gerando muitas regiões de descontinuidade no mapa de vento do complexo. Por isso, a estratégia empregada foi a seleção dos agrupamentos mais eficazes para minimização da métrica MU, que são aqueles que reúnem as torres de medição com erros de predição cruzadas mais semelhantes entre si.

Para cada complexo eólico, foram comparadas as métricas MU obtidas para os seguintes casos: modelo ajustado com todas as torres de medição associadas (referência), dois modelos ajustados com dois grupos distintos de torres e três modelos ajustados com três grupos distintos

de torres. Por fim, a relação entre os erros de predição cruzada e a distância entre os pares de torres também foi observada.

RESULTADOS

A Tabela 2 mostra as quantidades de torres de medição utilizadas para cada complexo para modelo obtidos com um, dois ou três ajustes.

Tabela 2: Número de torres de medição anemométrica utilizada por ajuste.

Complexo	Número de torres por grupo					
	1 ajuste	2 ajustes		3 ajustes		
1	10	3	7	3	3	4
2	6	4	2	4	1	1
3	10	6	4	6	3	1
4	14	13	1	7	6	1
5	25	9	16	9	4	12
6	37	29	8	25	8	4
7	9	5	4	5	3	1
8	10	6	4	6	1	3
9	16	6	10	6	4	6
10	11	10	1	6	4	1
11	10	4	6	3	6	1
12	30	9	21	9	11	10
13	8	5	3	2	3	3
14	8	4	4	4	3	1
15	6	1	5	1	4	1
16	17	14	3	9	5	3
17	10	6	4	5	1	4
18	8	4	4	3	1	4
19	7	4	3	2	3	2
20	11	9	2	6	3	2
21	26	24	2	9	15	2

Os resultados de variação da métrica MU para as divisões mostradas acima, podem ser vistos no gráfico abaixo. Os resultados por complexo foram agrupados de acordo com o número total de torres associadas. O primeiro grupo, representado na cor verde, é composto por complexos com 6 a 8 torres de medição associadas. O segundo grupo, representado na cor azul, é composto por aqueles com 9 a 11 torres. Por fim, o terceiro grupo contém os complexos com mais de 11 torres associadas.

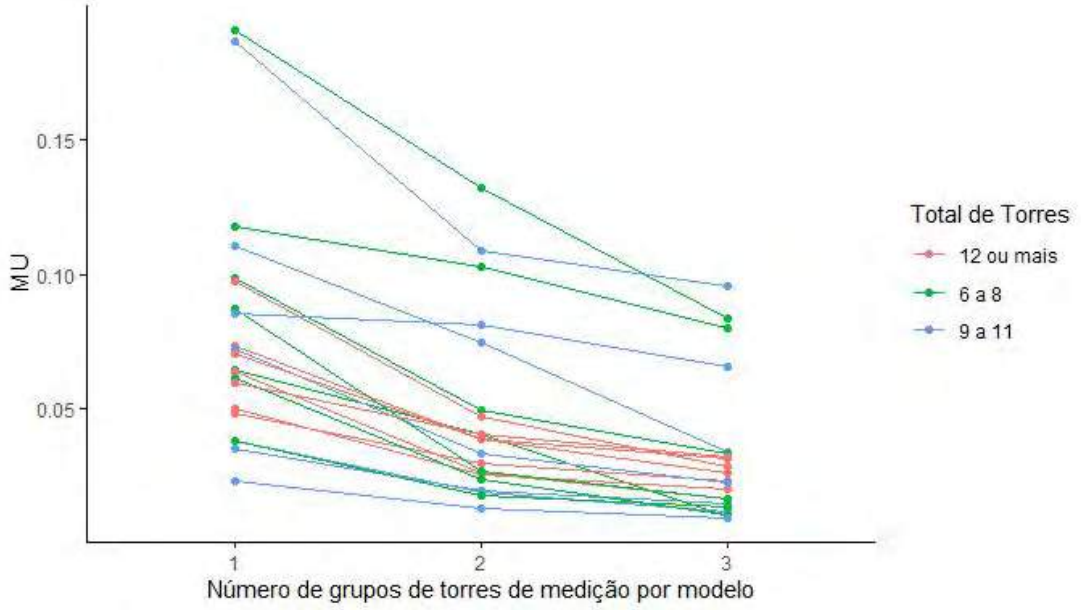


Figura 1: Variação da média da soma dos quadrados dos erros de predição cruzada relacionada com o número de grupos de torres de medição anemométrica.

No gráfico da Figura 1, tem-se no eixo vertical a média da soma dos quadrados dos erros de predição cruzada (MU) e no eixo horizontal o número de grupos de torres utilizados no modelo. Como era esperado, a métrica MU diminui com o aumento do número de grupos de torres, uma vez que menos parcelas são consideradas no cálculo de MU a cada divisão em grupos. Contudo, o que deve ser observado é a eficiência da estratégia de agrupar torres com erros de predição cruzada semelhantes na diminuição da métrica MU.

A análise de eficiência da estratégia proposta pode ser realizada com base no gráfico abaixo, onde a variação percentual da métrica MU em relação ao valor obtido sem nenhum

agrupamento foi calculada para cada complexo. Dessa forma, é possível perceber a evolução da redução da métrica com os sucessivos agrupamentos.

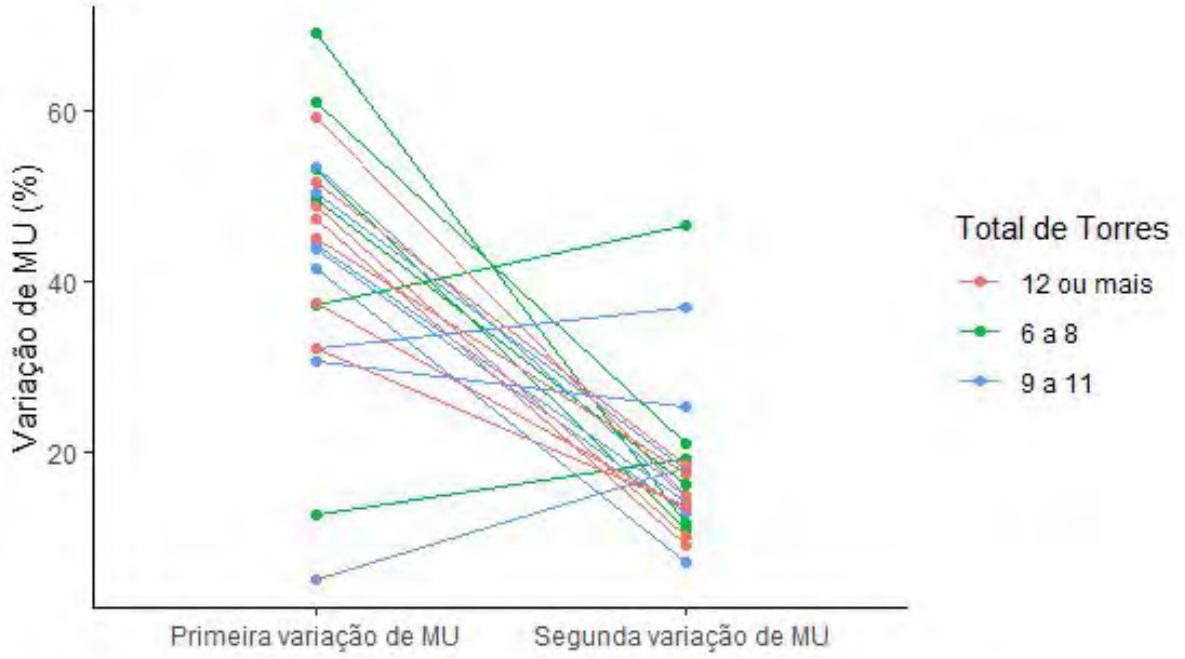


Figura 2: Variação percentual da média da soma dos quadrados dos erros de predição cruzada (MU) após sucessivos agrupamentos.

A primeira variação de MU percentual e a segunda variação foram calculadas segundo as fórmulas abaixo:

$$Primeira\ variação\ de\ MU = \frac{MU_{ref} - MU_{2\ ajustes}}{MU_{ref}}$$

$$Segunda\ variação\ de\ MU = \frac{MU_{2\ ajustes} - MU_{3\ ajustes}}{MU_{ref}}$$

Onde MU_{ref} é a métrica do modelo do complexo obtida com um ajuste; $MU_{2\ ajustes}$ é a métrica do modelo do complexo obtida com dois ajustes, ou seja, com dois grupos de torres de medição; e $MU_{3\ ajustes}$ é a métrica do modelo obtida com três ajustes.

A partir do gráfico da Figura 2, pode-se concluir que a estratégia de agrupamento por similaridade entre os erros de predição cruzada se mostrou eficiente para mais de três quartos dos complexos analisados, uma vez que a variação obtida na segunda divisão era menor do que

a primeira. Considerando os casos de estudos utilizados, também pode-se notar que a estratégia de agrupamento foi eficiente em todos os complexos com ao menos 12 torres associadas.

CONCLUSÃO

Uma das formas adotadas na indústria eólica para estimar o recurso eólico é por meio de mapas de vento ajustados com dados medidos em várias locais da área do complexo. Apesar de ser um método tradicional, ainda há desafios nessa área, tais como o ajuste de mapas com múltiplas torres para complexos extensos. Os estudos aqui desenvolvidos contribuíram para o desenvolvimento de uma abordagem para esse desafio em questão.

A abordagem adotada consistiu em agrupar as torres de medição, associadas ao mesmo projeto, de acordo com a similaridade dos erros de predição de recurso eólico nos locais das medições em mapas ajustados com uma torre de medição por vez. A métrica para comparação de modelos foi definida como a média da soma dos quadrados dos erros de predição cruzada, chamada de MU. A análise da relação da MU com o número de grupos empregado foi o objetivo do trabalho.

A estratégia de agrupamento adotada acarretou a diminuição da MU com o aumento do número de grupos. Contudo, a intensidade da diminuição dessa métrica é reduzida após sucessivos agrupamentos. Portanto, conclui-se que a estratégia de agrupamento empregada é eficiente para aumentar a qualidade do modelo, conforme a métrica definida. Também foi observado que a eficiência do método de agrupamento é mais acentuada em complexos com maior número de torres de medição.

Esse estudo não considerou as influência da distância geográfica entre as torres de medição anemométrica. A consideração desse fator para as técnicas de agrupamento será objeto de estudo de trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS

1. BROWER, Michael. **Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project**. John Wiley & Sons, 2012.

BIOGRAFIA

Edson Zaparoli – Natural de Osvaldo Cruz/SP e nascido em 01 de maio de 1954, formou-se em Engenharia Mecânica pelo ITA (1977). Se tornou mestre em ciências pelo ITA em 1981 e concluiu o doutorado na mesma instituição em 1988. Possui experiência profissional em escoamento de fluidos (CFD) e energia eólica.

João Caldas – Natural de Recife/PE e nascido em 03 de julho de 1987, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo ITA (2012). Trabalhou com modelagem CFD para turbinas à gás na *Alstom Power Switzerland*. Possui MBA em *BigData* e *Analytics* pela FGV. Com oito anos trabalhando no setor eólico, acumula experiência em prospecção *greenfield* de recursos eólicos e projeto de parques eólicos na Casa dos Ventos.

Nathianne Andrade – Natural de Tabuleiro do Norte-CE e nascida em 14 de outubro de 1994, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo ITA (2017), especializando-se em eficiência de transmissões mecânicas. É mestre em ciências na área de Engenharia de Materiais, Manufatura e Automação pelo ITA (2019) e, atualmente, integra o departamento de Engenharia na Casa dos Ventos.

A compatibilização entre mineração de urânio e ferro, e a geração de energia elétrica por fonte eólica e solar fotovoltaica no município de Caetité, Bahia

Thiago Awad Prudente[1]

José Ângelo Sebastião Araújo dos Anjos[2]

RESUMO

O município de Caetité, tornou-se um importante polo minero energético com elevado potencial econômico tanto a nível estadual quanto nacional. Este estudo avalia as atividades de mineração de urânio e ferro, bem como a geração de energia elétrica por fonte eólica e solar fotovoltaica, ambos inseridos no polígono municipal. A metodologia utilizada consiste em pesquisa bibliográfica documental em Órgãos Públicos, aquisição de dados, visitas técnicas, e discussão dos dados coletados nas fases anteriores. O potencial total para geração de energia eólica na região é de aproximadamente 5,6 GW, atualmente encontra-se licenciado 809,7 MW. Convertendo os níveis de irradiação solar em geração de energia elétrica, Caetité encontra-se na principal área de conversão, porém nenhuma Usina Fotovoltaica encontra-se em operação. Assim como o urânio, o ferro possui concentrações favoráveis para explorá-lo como produto principal no município. Quanto ao uso e ocupação do solo, é necessário a definição de prioridades para melhor exploração das áreas potenciais.

Palavras-chave: Energia Eólica. Energia Solar Fotovoltaica. Urânio. Minério de Ferro. Caetité.

ABSTRACT

The city of Caetité has become an important energy and mining hub with high economic potential at both state and national levels. This study evaluates activities of uranium and iron mining, as well as the generation of electric energy by wind power and photovoltaic, both inserted in the municipal polygon. The methodology used consists of bibliographic and documental research in Public Organs, acquisition of data, technical visits, and discussion of the data collected in the previous phases. The total potential for wind power generation in the region is approximately 5.6 GW, and it is currently licensed 809.7 MW. Converting the levels of solar irradiation into electricity generation, Caetité is in the main conversion area, however, none Photovoltaic Power Plant is in operation. Such as uranium, iron has favorable concentrations to be explored as the main product in the county. As for the use and occupation of the soil, it is necessary to define priorities for better exploration of potential areas.

Keywords: Wind Power. Solar Photovoltaic. Uranium. Iron Ore. Caetité.

[1] PRUDENTE, T. A. Engenheiro Ambiental e Sanitarista. Especialista em Energias Renováveis pela Universidade Salvador – UNIFACS. E-mail: awad.thiago@gmail.com;

[2] ANJOS, J. A. S. A. Geólogo pela Universidade Federal da Bahia – UFBA, Mestre e Doutor em Engenharia Mineral pela Universidade de São Paulo – USP. Prof. Dep. Geologia, UFBA. E-mail: jose.anjos@ufba.br.

INTRODUÇÃO

O aumento da população e a criação e adequação de tecnologias estão associadas à economia, a partir do consumo de recursos naturais para promoção da qualidade de vida (SAMPAIO; GONZÁLES, 2017). Assim como a mineração, a geração e transformação de energia também são consideradas como principais componentes do desenvolvimento e crescimento socioeconômico (CALIJURI; CUNHA, 2013), e impactam diretamente no ambiente.

Dentro deste contexto, o polígono municipal de Caetité tornou-se um importante polo minero energético no estado da Bahia e no Brasil. O mesmo possui forte atividade econômica voltada tanto para a atividade de exploração mineral, quanto para o setor da geração de energia elétrica. Segundo Walencik-Łata *et al*. (2016), a única mina em operação para exploração de urânio, do tipo lavra a céu aberto, encontra-se localizada na fronteira municipal de Caetité com o município de Lagoa Real.

Em nível regional, as terras brasileiras possuem a segunda maior reserva de minério de ferro do mundo (CARVALHO *et al.*, 2013). Segundo dados do Instituto Brasileiro de Mineração – IBRAM (2015) e o Resumo de *Commodities* Minerais (USGS, 2017), este minério é o principal produto da pauta de exportações minerais do Brasil, totalizando aproximadamente 75%. E, localmente, existe uma extensa reserva de minério de ferro no município de Caetité, no qual sua exploração tem potencial para destacar ainda mais o estado da Bahia na mineração nacional (CETEM, 2013).

Além da exploração do mineral urânio e ferro, a região estudada também é caracterizada por possuir áreas com grandes potenciais de vento e incidência solar para geração de energia elétrica (IEA, 2017), no qual o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001) quantifica a capacidade estimada do país na geração de energia elétrica por fonte eólica na ordem de 143 GW, e o Atlas do Potencial Eólico da Bahia – APEB (2013) identificou um potencial de geração na ordem de 70 GW para o Estado; ou seja, cerca de 49% do potencial eólico brasileiro está disponível no território baiano.

Portanto, a fonte eólica poderá ser responsável por 57% no fornecimento de energia elétrica no Nordeste brasileiro até 2020 (JONG *et al*., 2017). Ainda segundo o APEB (2013), a região sudoeste de Caetité, fronteira com Pindaí e Guanambi, encontra-se entre as sete áreas mais promissoras para a geração de energia elétrica por fonte eólica, com capacidade de comportar 5,6 GW de potencial instalável.

Enquanto que o Nordeste, e em especial o estado da Bahia, possui a maior capacidade de energia solar concentrada, ou irradiação solar, para geração de energia elétrica no país (FITCHER *et al*., 2017; INPE, 2017; SORIA *et al*., 2016), a primeira edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006), bem como a segunda edição (2017), identificou valores de irradiação solar no estado da Bahia superiores a irradiação global, cerca de 6,5 kWh/m². Segundo dados apresentados por Imperial *et al*. (2014), quando estudado a média anual de irradiação solar global, a região de Caetité destaca-se por alcançar valores acima de 5,8 kWh/m² em determinadas áreas.

Neste caso, o município estudado foi fundamental para a exploração da fonte eólica como geração de energia elétrica para o Brasil. E, logo após a publicação do Atlas Eólico do Brasil (2001), foi licenciado o primeiro projeto eólico no estado, Parque Eólico de Caetité, entre outubro de 2002 e março de 2003 (Portaria IMA nº 3.555/2003). A expansão do setor na região, viabilizou e impulsionou outros tipos de gerações de energias por fontes renováveis, a exemplo da energia solar fotovoltaica. Assim, o crescimento e desenvolvimento socioeconômico local foi acelerado, em função de diversos e densos tipos de exploração econômica da área.

Sendo assim, este estudo tem como objetivo principal avaliar o complexo minero energético do município de Caetité, Bahia, no qual estão relacionados a exploração mineral do urânio e ferro; o potencial eólico e de irradiação solar para geração de energia elétrica por aerogeradores e placas fotovoltaicas. Isso se verifica, seja na caracterização do polo industrial presente no município, seja na identificação de conflitos ocorridos devido as atividades estudadas.

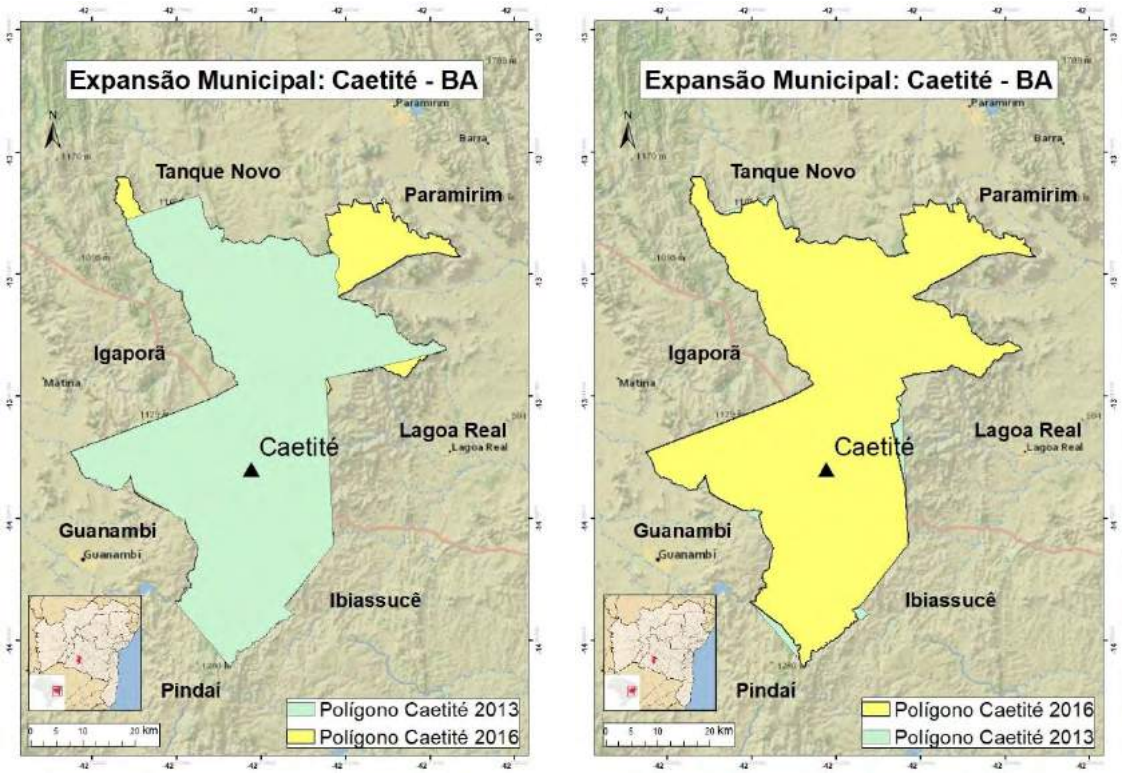
METODOLOGIA

Para desenvolver este estudo, foram utilizados dados secundários obtidos por meio de pesquisas em: artigos; dados quantitativos publicados e disponibilizados na internet, Estudos de Impacto Ambiental e Relatórios de Impacto Ambiental da mineração de ferro e de parques eólicos (EIA/RIMA), assim como dados publicados por Órgãos Públicos.

Utilizou-se o *software* ArcGis 10.2.2 e o Google Earth Pro como ferramentas de geoprocessamento para auxílio na análise da área estudada, bem como para a elaboração de imagens georreferenciadas, a partir da aquisição de dados em formato *shapefile* nos Órgãos Públicos.

O município de Caetité encontra-se localizado no sudoeste do estado da Bahia, Brasil, e possui área de unidade territorial de aproximadamente 2.652 km² com cerca de 53 mil habitantes (IBGE, 2015). Porém, seu polígono municipal, divisão política, passou por mudanças entre os anos de 2013 e 2016. A área cresceu ao leste aproximadamente 8,5% do seu território total, encorpando pequenas porcentagens de espaço dos municípios de Livramento de Nossa Senhora, Lagoa Real, Paramirim e Tanque Novo (Figuras 1 e 2).

Figuras 1 e 2. Divisão política – expansão do polígono municipal de Caetité, Bahia.

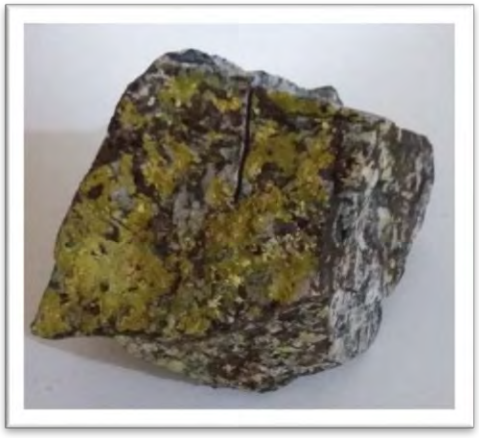


As localizações geográficas das Usinas de Energia Eólica - UEE e Usinas Fotovoltaicas - UFV no município estudado foram coletadas dos processos de licenciamento ambiental de cada empreendimento. Tais processos também são de consulta pública e estão disponíveis no Sistema Estadual de Informações Ambientais e de Recursos Hídricos – SEIA, para processos abertos após 2011, e no Gestor de Fluxo de Processos e Negócios – CERBERUS, para processos abertos anterior a 2011.

A primeira visita técnica para pesquisa em campo, realizada em outubro de 2016, teve como intuito principal o reconhecimento da área e identificação dos parques eólicos. Já a segunda etapa de campo, em março de 2017, foi fundamental para a aquisição dos dados científicos de empresas responsáveis por empreendimentos eólicos, usinas solar fotovoltaica e de mineração.

Já a análise de urânio no afloramento rochoso, foi realizada por meio do aparelho *GammaSurveyor II* (Figura 3), no qual os dados obtidos foram comparados com a amostra de rocha mineralizada com uranita, e denominado obitito (Figura 4).

Figuras 3 e 4. Aparelho *GammaSurveyor II* (GF *Instruments*) e amostra mineralizada de rocha com o minério uranita da mina de Lagoa Real/Caetité.



Fonte (figura 3): *GF instruments*.

O resultado da análise na amostra mineralizada, com urânio, foi fundamental para a comparação entre os valores encontrados. Ou seja, tal medição foi utilizada como o valor de referência para identificar se existe minério de urânio em áreas no qual já ocorreu a instalação de torres eólicas.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

A mineração e a geração de energia elétrica por fonte eólica e solar fotovoltaica possuem particularidades físicas e ambientais, associadas as áreas de implantação do empreendimento, para viabilidade da macro exploração.

Biomas

O município de Caetité caracteriza-se por três biomas: Caatinga; Cerrado; e bioma de transição entre ambos (Figura 5). Ou seja, no polígono municipal existem elementos tantos com característica da caatinga, no qual é exclusivamente brasileiro, como elementos característicos do bioma cerrado.

Segundo dados do MMA (2004), IBAMA (2010) e Magalhães (2012), Caetité possui aproximadamente 2.307 km² de área municipal caracterizada caatinga e zona de transição, sendo 87% da área total, definida pelo MMA como prioritária para conservação. O bioma cerrado ocupa a área restante,13% do território municipal, e possui elevado potencial aquífero com a menor porcentagem de áreas sobre proteção integral entre os biomas (MMA, 2016).

Figura 5. Zona de transição entre biomas – Serra do Espinhaço, Caetité, BA.

Legenda: (1) vegetação e topografia característica do bioma Cerrado; (2) vegetação arbórea e rasteira característica da Caatinga (MAGALHÃES, 2012).

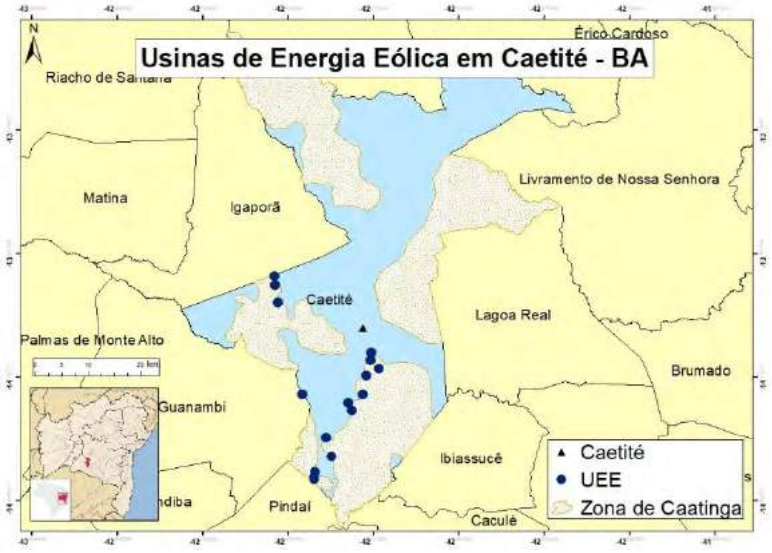
A zona de transição entre esses biomas configura-se pela homogeneização das características de ambos em um ponto médio, no qual torna-se propício o limite para início de cada bioma. A terceira maior zona de transição está entre a caatinga-cerrado (SILVA *et al.*, 2015). O complexo minero energético deste

município, no semiárido Brasileiro, concentra-se sua maior parte no bioma caatinga, este que é definido pelo Ministério de Meio Ambiente como área prioritária para conservação desde 2007.

Energia Eólica

A geração de energia elétrica por fonte eólica concentra-se na parte sul do polígono municipal, na Serra do Espinhaço (Figuras 6 e 7). O potencial instalável, estimado e divulgado pelo AEB (2013), para este tipo de geração na região da Serra do Espinhaço é de 5,6 GW, com ventos até 9,5 m/s a 100 metros do solo.

Figura 6. Localização das Usinas de Energia Eólica – UEE em Caetité - BA.



No município, segundo dados do Banco de Informações de Geração – BIG da ANEEL (2017), encontra-se em operação 21 Usinas de Energia Eólica – UEE com potencial outorgado de 541 MW; ou seja, somente 9,7% do potencial total estimado em 2013. Ainda assim, existem licenciadas 13 usinas com potencial de 221 MW, em construção, e 47 usinas potencial de 47,7 MW, com obras não iniciadas (Figura 8). Logo, o potencial instalado total será de 809,7 MW, muito abaixo do seu potencial máximo estimado da região, com as tecnologias de geração disponíveis em 2013.

A geração por fonte eólica nos outros municípios da Serra do Espinhaço (Pindaí, Igaporã e Guanambi), ainda segundo o BIG (ANEEL, 2017), é de 510 MW com 23 usinas operando. Ou seja, Caetité é responsável pela maior parte conversão

de energia eólica em eletricidade nesta região, bem como o local com mais parques implantados na serra em questão.

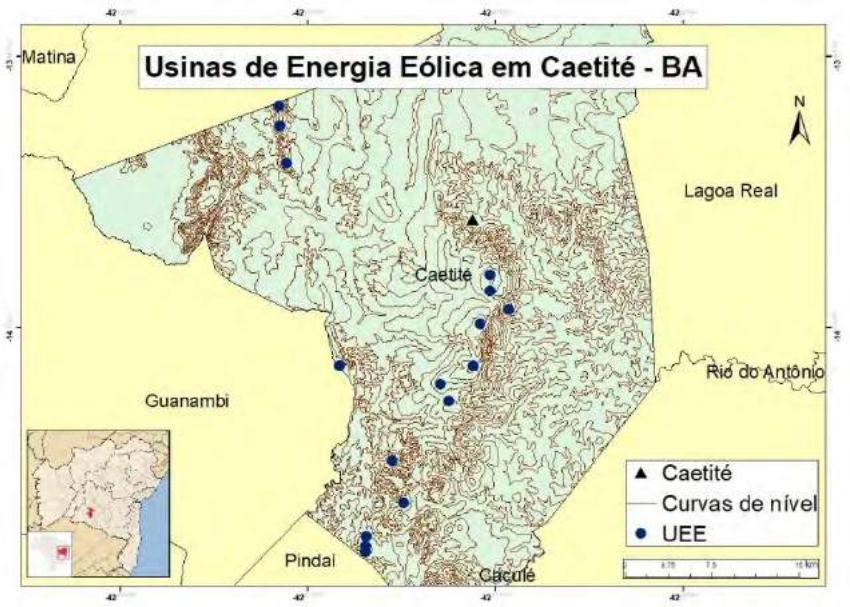
Figura 7. Parque Eólico Caetité 2 em operação.

Figura 8. Licenças Ambientais emitidas para UEEs em Caetité – BA, até 2018.

Usinas de Energia Eólica	Quantidade	Potencial (MW)
Licença Prévia	47	47,7
Licença de Implantação	13	221
Licença de Operação	21	541

A implantação de parques eólicos no município, tem sua viabilidade atestada pelo AEB (2013) e Jong *et al*. (2017) em locais no qual englobam áreas de topo de morro (Figura 9), decretadas como Áreas de Preservação Permanente – APP, a mais de 1.000 metros de altitude. Embora as áreas potenciais para empreendimentos eólicos sejam consideradas APP, o Código Florestal Brasileiro entendendo que a geração de energia elétrica é de utilidade pública, conforme estabelecido na resolução CONAMA 396 de 2006, autoriza intervenção em APP para esse tipo de empreendimento, conforme estabelecido em seu art. 8º.

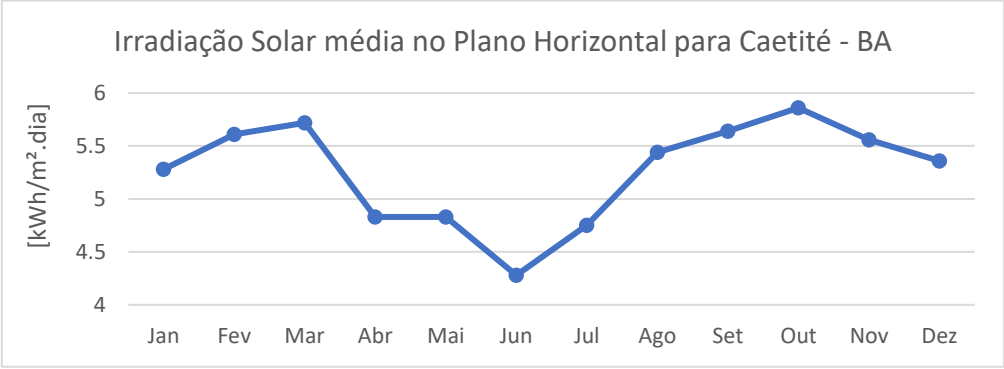
Figura 9. Localização das UEEs no município de Caetité - BA.



Energia Solar Fotovoltaica

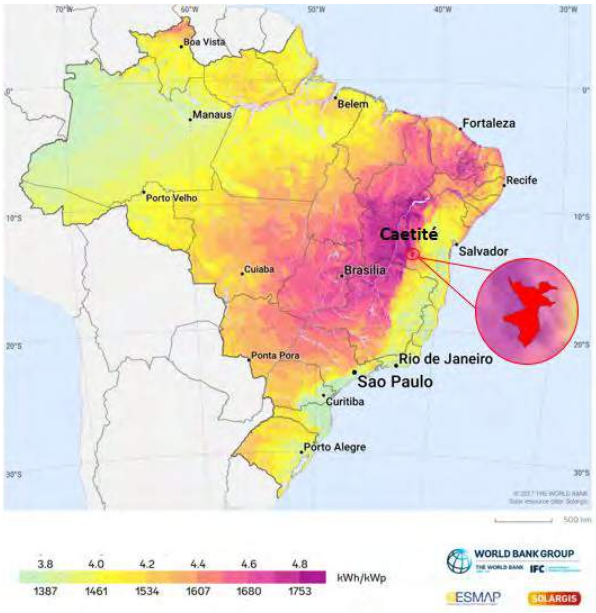
Para o município de Caetité, segundo dados do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB vinculada ao CEPEL, a média anual de irradiação solar no plano horizontal é de 5,3 kWh/m².dia, variando entre 4,28 kWh/m².dia em junho e 5,86 kWh/m².dia em outubro (Figura 10), sendo que a mesma média para a região nordeste é de 5,49 kWh/m².dia segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017). Porém, convertendo esses dados para estimar os locais com melhores condições de geração de energia elétrica no Brasil, Caetité encontra-se na principal área de conversão da energia solar em eletricidade, com média anual entre 4,6 e 4,8 kWh/kWp (Figura 11), ou aproximadamente 1,71 GWh/ano segundo o Global Solar Atlas (2017).

Figura 10. Irradiação solar média mensal no município de Caetité.



Fonte: CRESESB - CEPEL, 2017. Modificado pelo autor.

Figura 11. Mapa do potencial de geração de energia fotovoltaica do Brasil.



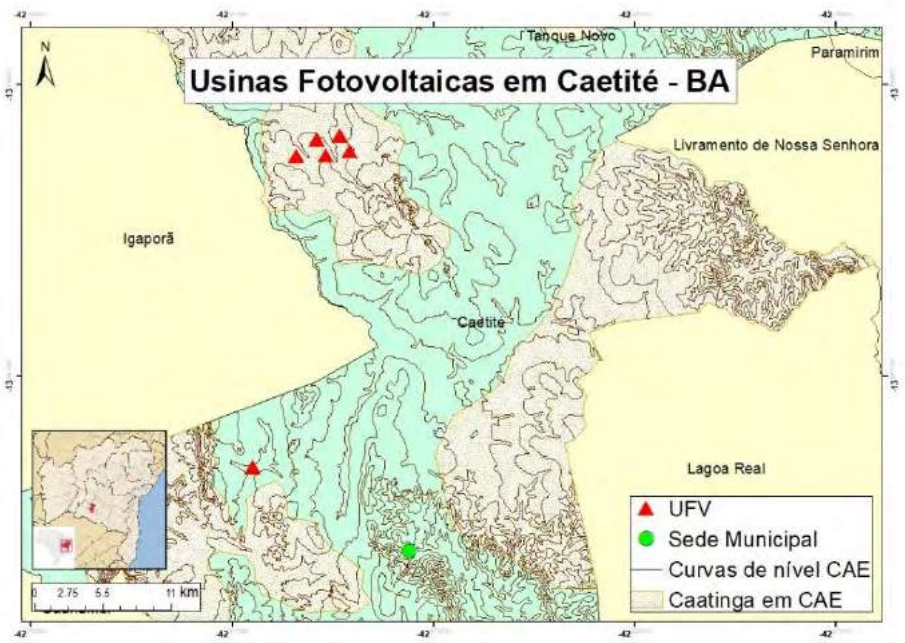
Fonte: Global Atlas Solar, 2016. Modificado pelo autor.

Segundo dados do BIG – ANEEL (2017), as usinas fotovoltaicas não se encontram em operação no município. Porém, existem sete usinas licenciadas com potencial outorgado de 189,66 MW, uma dessas encontra-se em fase de instalação (Figura 12). Vale salientar que, para futuras obras de geração de energia elétrica no município de Caetité, existe licenciado somente UEEs e UFVs (Figura 13).

Figura 12. UFV em fase de implantação e estudos no município de Caetité - BA.

Fonte. Google Earth PRO, 2016. Modificado pelo autor.

Figura 13. Localização das UFVs em fase de estudos no município de Caetité - BA.



Além das usinas fotovoltaicas para macro geração necessitarem de grandes áreas para implantação e locação dos painéis, a inclinação também deve ser levada em consideração, buscando sempre localidades planas (CEPEL, 2014). No município em questão, as UFVs em processo de instalação e com obras não iniciadas já possuem os locais definidos. Ou seja, estes locais caracterizam-se pelas áreas mais planas dentro da faixa de maior índice de irradiação solar estimada pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), em área de Caatinga, e possui menor variabilidade interanual de irradiação solar, consequentemente maior segurança de geração.

Mineração de Urânio

Segundo Scislewski e Zuddas (2010) e Walencik-Łata *et al*. (2016), o Brasil possui as seis maiores reservas de urânio do mundo, no qual dentre as principais está a de Caetité/Lagoa Real. O país apresenta vantagens competitivas neste segmento, devido as suas reservas e domínio da tecnologia de beneficiamento do mineral pela Marinha, porém não é aplicada constantemente em escala industrial (CALIJURI; CUNHA, 2013). As Indústrias Nucleares do Brasil – INB, estimam uma reserva de 100 mil toneladas do mineral na região supracitada.

A mineração de urânio, de licenciamento federal e realizado por instituições vinculadas a União, tem sua área de ocorrência já estudada e suas áreas potenciais para futuras explorações são bem definidas (GRIPPI, 2006), impedindo qualquer sobreposição de atividades. Estas áreas encontram-se predominantemente no bioma Caatinga (Figura 14).

Embora as maiores jazidas estejam em área territorial do município de Lagoa Real, a mineração de urânio em operação encontra-se no polígono municipal de Caetité. Atualmente, essa mina é a única na qual encontra-se em operação, sendo o urânio produto principal.

Em questões de geração de energia elétrica por fonte nuclear, no Brasil este processo é realizado por dois reatores, cada um presente em uma usina nuclear, com potencial de geração somente de 1,99 GW (ANEEL, 2017). Porém, ainda encontra-se em construção a Usina Almirante Álvaro Alberto III, antiga Angra III, com um potencial outorgado de 1,35 GW.

A análise da amostra padrão, rocha mineralizada em Caetité/Lagoa Real, indicou 23,36 ppm de urânio presente (U), bem como 2,4% de potássio (K) e 8,96 ppm de tório (Th) presentes (Figura 15). Estes valores foram adotados como referência para análise do potencial de exploração do minério urânio em áreas de parques eólicos no próprio município.

Figura 14. Reserva de urânio nos municípios de Caetité e Lagoa Real - BA.

Figura 15. Análise de urânio presente na amostra padrão.

A fim de limitar as áreas de maior potencial eólico para esta atividade, foi medido o nível de urânio, no qual é de ocorrência natural, em afloramentos rochosos em duas usinas eólicas com as mesmas feições geológicas (Figura 16), pois a mineração do material radioativo tem prioridade maior sobra as outras atividades, devido à baixa concentração explorável no Brasil.

Logo, levando em consideração os valores obtidos por meio de medição da rocha de referência, a geologia da Serra do Espinhaço mostrou uma baixa radioatividade do mineral urânio para exploração industrial nos parques Caetité 1 e Caetité 3 (Figura 17). Ainda assim, segundo Pinho (2014) e Queiroz *et al*. (2017), o clima semiárido favorece o enriquecimento de urânio no solo. A relação entre os valores de Urânio e Tório encontrados sugerem a ocorrência do processo de aridização do ambiente (PINHO, 2014), no qual é característico em áreas com escassez hídrica por período estendido, elevando a temperatura local (LACERDA *et al*., 2016).

Figura 16. Localização da medição do nível de urânio em UEEs no município de Caetité - BA.

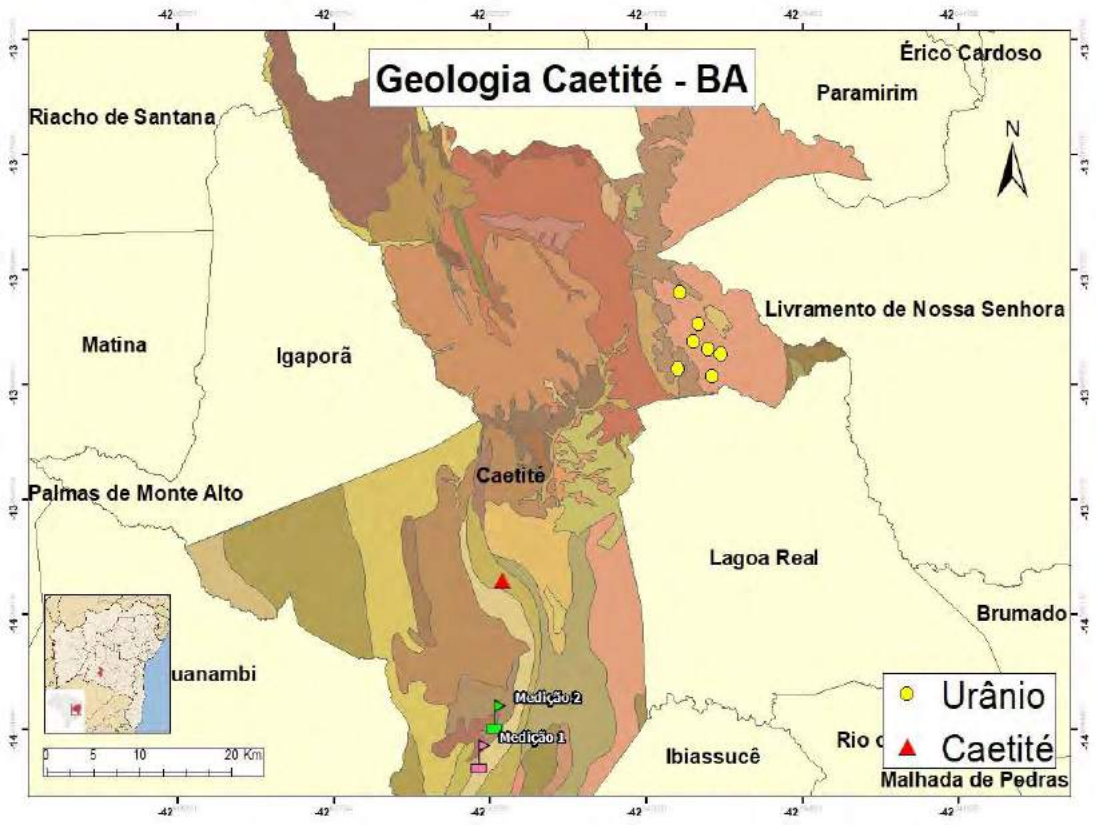


Figura 17. Resultados da medição do nível de urânio em UEEs no município de Caetité - BA.

Parâmetros	Medição 1: UEE Caetité 3	Medição 2: UEE Caetité 1
Urânio (ppm)	7.08	0.65
Potássio (%)	0	0
Tório (ppm)	2.59	0

Mineração de Ferro

Segundo os dados georreferenciados do DNPM (2017), existem somente três requerimentos de lavra do minério de ferro em Caetité; porém somente um encontra-se em operação (Figura 18). A mineração de ferro, em operação, limita-se ao centro oeste do município, devido a potencial concentração do minério em uma única área, segundo dados da CPRM (2016). A Mina Pedra de Ferro, trata-se de um empreendimento minero-industrial no qual possui potencial para produção de 19,5 Mton/ano de concentrado de ferro.

O minério de ferro que ocorre em Caetité é considerado de baixo teor, 35 a 40%, segundo dados do INEMA (2016), sendo a concentração exigida pelo mercado de 66%, logo necessita-se de beneficiamento.

Figura 18. Localização da mineração de ferro em Caetité - BA.

Fonte. Google Earth PRO, 2016. Modificado pelo autor.

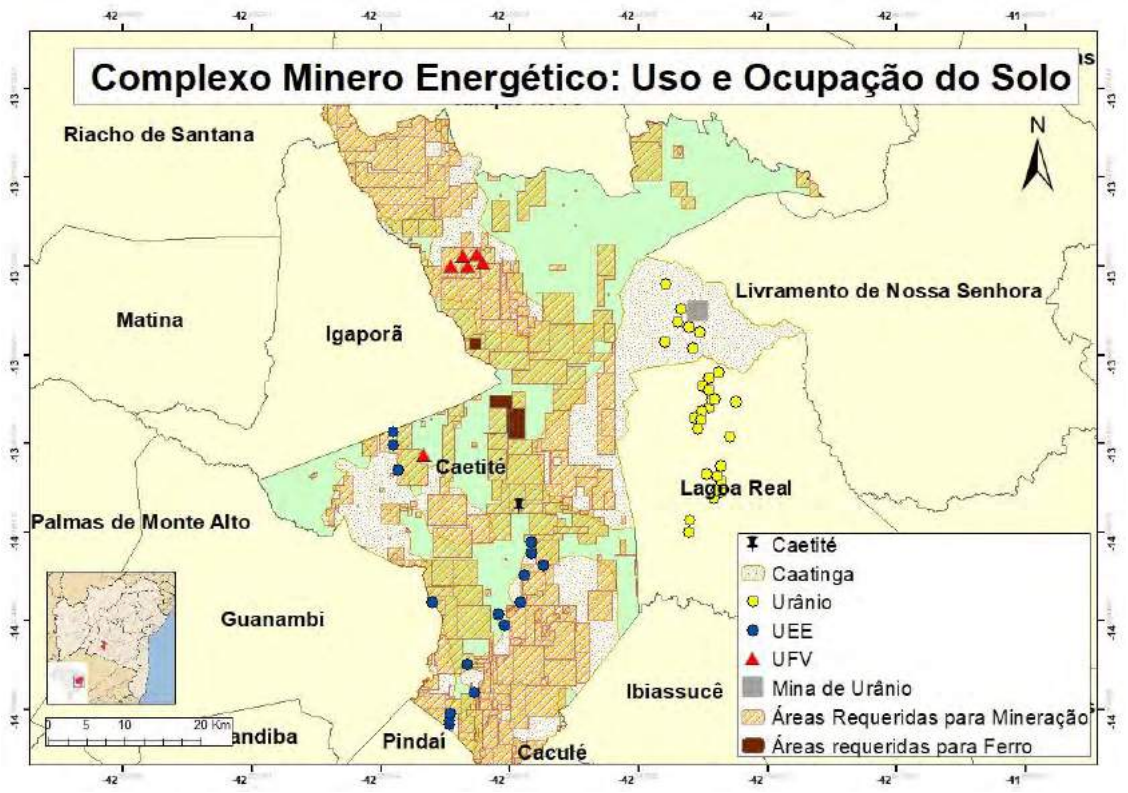
Áreas requeridas para mineração

O complexo minero energético de Caetité, tanto para a geração de energia elétrica por fonte eólica e solar fotovoltaica, quanto para mineração de ferro e urânio, possui uma boa relação entre as particularidades de cada atividade e os aspectos geográficos e geológicos da área de implantação. Porém, quando associa-se as áreas requeridas para atividades de lavra, garimpo, pesquisa, licenciamento e registro de extração no município, os polígonos requeridos sobrepõe áreas de outros empreendimentos já implantados e entram em conflito com áreas potencias para exploração solar e eólico, definidas pelos Atlas das respectivas fontes (Figura 19).

A destinação destas áreas potenciais, no ato do licenciamento, deve-se levar em consideração não só a viabilidade econômica, mas também o benefício socioambiental ocasionado pela atividade. Ou seja, a destinação das mesmas

para as atividades mineradoras gera retorno financeiro privado, no qual dependem diretamente do preço da *commodites*. A faixa de ocorrência de urânio em Caetité permanece exclusiva para exploração mineral, devido ao caráter federal de licenciamento ambiental e suas características e limitações.

Figura 19. Complexo minero energético de Caetité: uso e ocupação do solo.



A exploração destas áreas para geração de energia elétrica, no qual caracteriza-se como atividade de utilidade pública, tem como consequência um retorno de cunho socioambiental significativo. Em relação a mineração, a população é beneficiada diretamente pela produção do empreendimento, e os principais impactos ambientais negativos são gerados no momento da implantação, operação e uso futuro da área.

CONCLUSÕES

A mineração é a única atividade potencialmente poluidora no qual não possui opção locacional; ou seja, as jazidas de urânio e ferro só ocorrem em locais geologicamente específicos. Em termos estratégicos, o minério de urânio, com menor opção de ocorrência e caráter restrito no licenciamento ambiental em nível

federal, tem prioridade de exploração em comparação ao ferro, com grandes ocorrências em nível nacional.

Já a relação das melhores opções locacionais para implantação de usinas eólicas e solar fotovoltaicas são distintas, respectivamente, em topo de morro, geralmente área de proteção ambiental, e em áreas planas. Logo, não configura-se conflito no uso e ocupação da terra entre as fontes energéticas estudadas, existindo ainda a possibilidade de compatibilização de áreas e complementaridade na geração de energia elétrica.

Todavia, os setores de geração de energia conflituam-se com possíveis unidades de conservação e exploração da terra para mineração. Sendo assim, sugere-se uma pesquisa no qual contemple os produtos pesquisados em diversos tipos de Unidades de Conservação estruturadas em mosaico para o uso sustentável, com áreas bem definidas de usos para mineração, eólica e solar fotovoltaica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. de J. L da; RIBEIRO, V. da C. M.; VIDAL, M. J. B.; MARTIN, R. S. Estado da Bahia: *Atlas do Potencial Eólico*. Salvador: COELBA, 2002. 61 p.

AMARANTE, O. A. C. do; ZACK, J.; BROWER, M.; SÁ, A. L. de. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília: MME/ ELETROBRÁS/ CEPEL, 2001. 44 p.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual>. Acesso em: 05 nov. 2017.

Atlas Eólico: Bahia. Salvador: SECTI: SEINFRA: CIMATEC/ SENAI, 2013. 96 p., 7 f. dobradas: il., mapas, 33 x 46 cm.

BARDELIN, C. E. A. Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no Consumo de energia elétrica. Dissertação – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo: São Paulo, 2004.

BRASIL. Código Florestal Brasileiro. Lei 12.651 de 25de maio de 2012. Disponível em: <www.planalto.gov.br> Acesso em: 22 nov. 2016.

CARVALHO, P. S. L. de; SILVA, M. M. da; ROCIO, M. A. R.; MOSZKOWICZ, J. Minério de Ferro. BNDES Setorial, nº 39. 197 - 234 p.

Centro de Tecnologia Mineral – CETEM. Exploração de minério de ferro em Caetité (BA) afeta meio ambiente e comunidades locais. 2013. Disponível em: <http://verbetes.cetem.gov.br/verbetes/ExibeVerbete.aspx?verid=174>. Acesso em 20 jun. 2017.

CONSELHO NACIONAL DE MEIO AMBIENTE – CONAMA. Resolução 396 de 29 de março de 2006. Dispõe sobre os casos excepcionais, de utilidade pública, interesse social ou baixo impacto ambiental, que possibilitam a intervenção ou supressão de vegetação em Área de Preservação Permanente-APP. Disponível em: <www.mma.gov.br/> Acesso em: 29 jun. 2017.

FICHTER, T.; SORIA, R.; SZKLO, A.; SCHAFFER, R.; LUCENA, A. F. P. Assessing the potential role of concentrated solar power (CSP) for the northeast power system of Brazil using a detailed power system model. Energy Reviews. Vol. 121. Ed. Elsevier, 2017. 695-715 p.

GEOBAHIA. Sistema de Informações Georreferenciadas do Estado da Bahia. Disponível em: <http://geobahia.inema.ba.gov.br/>. Acesso em: 22 nov. 2016.

Global Solar Atlas. Power Generation Information. Disponível em: < http://globalsolaratlas.info/?c=-13.855081,-42.409286,11&s=-13.824745,-42.532883>. Acesso em: 10 dez. 2017.

GRIPPI, S. Energia Nuclear: *os bastidores do programa nucelar brasileiro e seus reflexos na sociedade e na economia nacional*. Rio de Janeiro. Ed. Interciência, 2006. 129 p.

IMPERIAL, L. C. C.; PEREIRA, O. S. Análise do potencial do recurso solar na Bahia a partir de software de informação geográfica baseado na web. 2014. Disponível em: <http://cbem.com.br/potencial-solar-bahia/>. Acesso em: 22 nov. 2016.

Indústrias Nucleares do Brasil – INB. INB Caetité (BA). Disponível em: < http://www.inb.gov.br/pt-br/Detalhe?Conteudo=inb-caetite-responsabilidade-social>. Acesso em: 20 out. 2017.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. Cidades: Informações completas, Caetité. Disponível em: <http://cidades.ibge.gov.br/>. Acesso em: 22 nov. 2016.

Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais e Renováveis – IBAMA/MMA. Monitoramento do desmatamento nos biomas brasileiros porsatélite: monitoramento do bioma caatinga entre 2002 e 2008. Brasília: CSR/IBAMA, 2010. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/estruturas/sbf_chm_rbbio/_arquivos/relatrio_tcnico_caatinga_72.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2016.

Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – INEMA. Parecer Técnico de Renovação de Outorga: Mina Pedra de Ferro, BAMIN. Número do processo: 2016.001.001690/INEMA/LIC-01690. INEMA: Salvador, 2016.

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p.

Instituto Brasileiro de Mineração – IBRAM. Informações sobre a economia mineral brasileira 2015. Brasília, 2015. 25 p.

International Energy Agency – IEA. Key world Energy statistcs. Paris, France: IEA, 2017. 97p.

JONG, P.; DARGAVILLE, R.; SILVER, J.; UTEMBE, S.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. A. Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. Applied Energy. Vol. 195. Ed. Elsevier, 2017. 538-555 p.

LACERDA, F. F.; NOBRE, P.; SOBRAL, M. C. M.; ASSAD, E. D. Tendência do clima do semiárido frente as perspectivas das mudanças climáticas globais; o caso de Araripina, Pernambuco. Rev. do Departamento de Geografia Universidade de São Paulo. Vol. 31. USP: São Paulo, 2016. 132-141 p.

MAGALHÃES, T. Caatinga, um bioma desconhecido e a “convivência com o semi árido”. Rev IHU. 389 ed. São Leopoldo, 2012. Disponível em: <http://fmclimaticas.org.br/wp-content/uploads/2014/03/Caatinga-um-bioma-exclusivamente-brasileiro.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2016.

Ministério de Minas e Energia – MME. Relatório Técnico nº 18: Perfil da mineração de ferro. 2009. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138775/1256650/P09_RT18_Perfil_da_Mineraxo_de_Ferro.pdf/e9ef3b57-cdbd-4166-b39d-f0f26f28e3ca>. Acesso em: 20 nov. 2016.

Ministério do Meio Ambiente – MMA. Biomas: Caatinga. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/biomas/caatinga>. Acesso em: 22 nov. 2016.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. de; RÜTHER, R. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: INPE, 2006. 60 p.

PINHO, A. J. Análise paleoclimática e paleoambiental com base em espectrometria de raios-gama das formações Itaparica e Água Grande: *implicações nas características dos reservatórios na porção nordeste da bacia do recôncavo*. Dissertação – Instituto de Geologia, Universidade Federal da Bahia: Salvador, 2014.

QUEIROZ, M. T. A.; SABARÁ, M. G.; QUEIROZ, C. A.; LEÃO, M. M. D.; AMORIM, C. C.; LIMA, L. R. P. Estudo sobre os teores de Tório, Urânio e Potássio nas águas superficiais e sedimento marginal do rio Piracicaba, Minas Gerais, Brasil. Rev. Engenharia Ambiental e Sanitária. Vol. 22. ABES: 2017. 321-380 p.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLES, M. O. A. Photovoltaic solar energy: *Conceptual framework*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 74. Ed. Elsevier, 2017. 590-601 p.

SCISLEWSKI, A.; ZUDDAS, P. Estimation of reactive mineral surface area during water–rock interaction using fluid chemical data. Geochimica et Cosmochimica Acta Journal. Vol. 74. Ed. Elsevier, 2010. 6996–7007 p.

SILVA, N. F.; ROSA, L. P.; FREITAS, M. A. V.; PEREIRA, M. G. Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the favorable environment. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 22. Ed. Elsevier, 2013. 686-697 p.

SILVA JUNIOR, C. H. L.; FREIRE, A. T. G.; ANDERSON, L. O.; SILVA, F. B.; MENDES, J. J. A zona de transição entre a Amazônia e o Cerrado no estado do Maranhão. Parte II: Caracterização preliminar dos dados de área queimada (Produto MODIS MCD45A1). In: Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, 17., 2015, Pernanbuco. Anais... João Pessoa: INPE, 2015.

SOLARGIS. Global Solar Atlas: An innovation of the World Bank Group. Disponível em: <http://globalsolaratlas.info>. Acesso em: 21. nov. 2017.

U.S. Geological Survey – USGS. Mineral commodity summaries 2017: U.S. Geological Survey. Disponível em: <https://doi.org/10.3133/70180197>. Acesso em 11 nov. 2017. 202 p.

WALENCIK-ŁATA, A.; KOZŁOWSKA, B.; MIETELSKI, J. W.; SZUFA, K.; FREIRE, S. D.; SOUZA, S. O. The study of natural and artificial radionuclides incorporation in teeth and head bones of animals lived nearby Caetite uranium mine, Brazil. Journal of Environmental Radioactivity. Vol. 162. Ed. Elsevier, 2016. 39-44 p.

Brazil Windpower Papers

19 e 20 de Outubro de 2020

CATEGORIA 2

NOVAS TECNOLOGIAS, P&D

ISBN: 978-65-993279-0-2

Weather conditions impact on wind resources and atmospheric stability at a complex terrain wind farm in Northeast Brazil

William Radünz*, Yoshiaki Sakagami†, Reinaldo Haas‡, Júlio César Passos§, Mayara Miqueletti¶, Eduardo Dias‖

March 2020

Abstract

Understanding how large-scale and regional weather patterns impact wind conditions within wind farms built over complex terrain sites has an essential role in improving the capabilities of future production forecasting models and in gaining insight into how their wind farms will operate during their lifetimes. Thus, this paper evaluates the impact of four distinct weather conditions on wind speed, shear, turbulence intensity and atmospheric stability conditions at a wind farm built over complex terrain in the countryside of Northeast Brazil. It also evaluates the Weather Research and Forecasting (WRF) model capabilities in qualitatively representing such phenomena. A dataset from a unique measurement campaign that includes observations from a sonic three-component anemometer is used to relate weather to local wind conditions. The weather systems that produce cloud streets and mountain waves produce mostly neutral conditions at the site, with strong and moderate wind speeds during a weak diurnal cycle, respectively. Conversely, the appearance of a squall line and a South Atlantic Convergence Zone (SACZ) event increases the intensity of stability conditions at the site, especially with the appearance of very unstable and very stable conditions during the SACZ. The WRF model can represent wind patterns associated with these weather conditions, at least qualitatively. These outcomes highlight the importance of investors, engineers and researchers considering these phenomena within the wind energy context.

Keywords: Weather, wind farm, complex terrain, atmospheric stability, WRF

*Laboratory of Energy Conversion Engineering and Technology, Federal University of Santa Catarina, Florianopolis, Brazil

†Department of Health and Service, Federal Institute of Santa Catarina, Florianópolis, Brazil

‡Department of Physics, Federal University of Santa Catarina, Florianopolis, Brazil

§Department of Mechanical Engineering, Federal University of Santa Catarina, Florianopolis, Brazil

¶CGN Brasil Energia e Participações S.A., 555 Alameda Dr. Carlos de Carvalho, Curitiba, Brazil

‖CGN Brasil Energia e Participações S.A., 555 Alameda Dr. Carlos de Carvalho, Curitiba, Brazil

1 Introduction

The National Energy Plan, published in 2005, predicted that wind power plants would be responsible for 3.3 GW of installed capacity by 2030 (EPE, 2006). The Brazilian interconnected electricity grid already contains 15.5 GW of wind power in operation (ABEEóLICA, 2019). The Decadal Energy Plan that was elaborated last year predicts that more than 40 GW of wind power by 2030 (EPE, 2019), which is roughly 12 times the value predicted back in 2005. This contrast is a direct consequence of the rapid technological advances in materials engineering, turbine manufacturing, logistics and numerical wind farm design tools, which have broken many paradigms regarding the increasingly more important role of wind power nationally and worldwide. This chain of facts reveals wind power is advancing much faster than anticipated back then. However, is still uncertain whether renewable energy is advancing fast enough for climate change mitigation.

The wind energy scientific community has recently stated that understanding wind farm physics will be key toward fostering wind power technologies (VEERS et al., 2019) and in driving down the cost of energy for investors and consumers (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2018; WU et al., 2016). A especially challenging aspect within this scope is understanding and modeling the interplay between winds and atmospheric stability at complex terrain sites. This fact motivated large-scale field experiments worldwide to gain insight on wind physics at topographically complex areas, which in turn will provide the basis for the development of a new generation of wind farm design models (FERNANDO et al., 2018; WITZE, 2017).

Atmospheric stability has a rather strong influence on turbine performance (HAN et al., 2018; St. Martin et al., 2016; WHARTON; LUNDQUIST, 2012), wake effects (BARTHELMIE; HANSEN; PRYOR, 2013; HAN et al., 2018; MARJANOVIC et al., 2017; ARCHER; VASEL-BE-HAGH, 2019), turbine life (KRETSCHMER et al., 2018) and production forecasting models (OPTIS; PERR-SAUER, 2019) because of its strong influence on the flow (FERNANDO et al., 2018; PORTÉ-AGEL; BASTANKHAH; SHAMSODDIN, 2019). The growing penetration of wind power nationally and globally demand progressively more accurate production forecasts and enhanced comprehension of the impacts of wind conditions at operating wind power plants. Few pieces of research investigated the impact of different weather conditions on wind resources and stability conditions at complex terrain sites.

Therefore, this paper investigates four weather conditions that impact the local wind regime at the Morrinhos wind farm, which is located in the countryside of Bahia state. Satellite imagery from GOES-16 is used to characterize distinct meteorological events such as cloud streets, mountain waves, squall lines and the South-Atlantic Convergence Zone (SACZ). Subsequently, observations from a measurement campaign are processed to describe how the wind profile, shear, turbulence intensity and atmospheric stability may be related to those weather events. The numerical weather prediction model, Weather Research and Forecasting (WRF) is also used to simulate the wind conditions and verify the model's capabilities in qualitatively representing such phenomena.

This work is structured as follows: Section 2 describes the studied site in terms of topography and climate, and the measurement campaign observations and data processing techniques. It also describes the setup employed for the WRF simulations. Section 3 presents results associated to the four weather conditions and section 4 summarizes the key outcomes of this investigation. It also points to potential future directions to be pursued.

2 Methods

This section describes the wind farm site topography and large-scale weather systems, sources of observations employed in the assessment and data processing techniques used to describe the atmospheric stability state of the atmosphere.

2.1 Morrinhos wind farm complex

The wind farm is located in the countryside of the Bahia state, in Brazil, which is about 400 km inland from the coast with the Atlantic Ocean and located at an altitude of about 800 m, as shown in Figure 1. The terrain is a complex plateau and the altitude at which the wind turbines are located ranges from 830 to 930m. For this study, observations gathered at the southernmost mast are used as a proxy to describe the general wind patterns at the site.

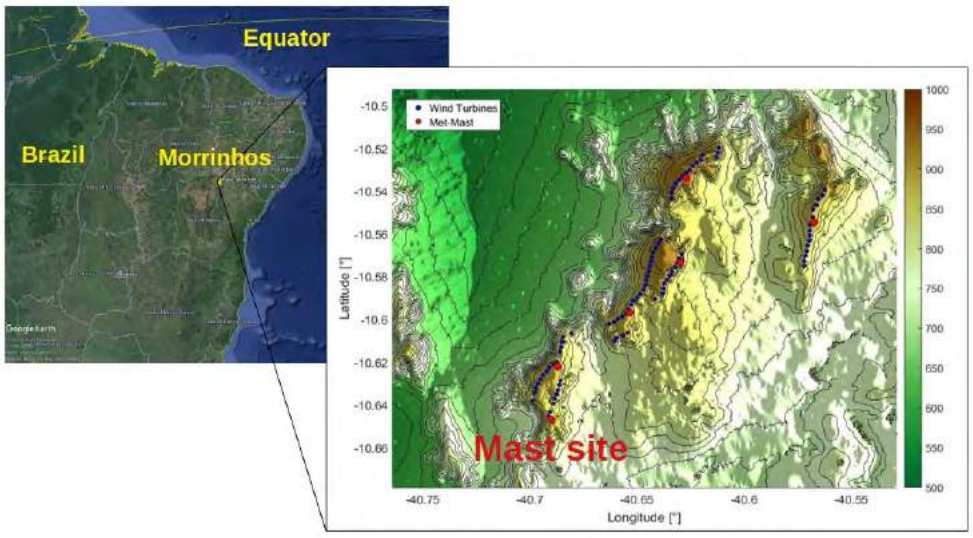


Figure 1 – Location and layout of the Morrinhos wind farm in Northeast Brazil.

Because of the prevailing east-southeasterly direction typical of the Trade Winds regime, incoming winds at the mast are undisturbed by turbines most of the time. This condition provides a unique dataset of measurements unaffected by turbine wake effects. The next section briefly describes the measurement campaign and sources of data considered for this investigation.

2.2 Measurement campaign and data overview

A tall meteorological mast was equipped with cup anemometers at 5 m, 20 m, 50 m, 76 m and 78 m to evaluate wind speeds near the ground up to the hub height of the wind turbines (78 m), which is necessary to compute the wind shear (α). To enable the quantification of atmospheric stability effects, which is essential to better describe wind conditions at the site, a sonic three-component anemometer was also installed at 10 m. The measurement campaign setup is shown in Figure 2.

A wind vane and a thermo hygrometer were also installed at 76 m and 68 m to gather observations on the wind direction and air temperature, respectively. Table 1

Figure 2 – Meteorological mast equipped with cup and sonic anemometers during the measurement campaign.

summarizes the sources of data and their related variables that were employed in this study.

Table 1 – Sources of mast and turbine data employed in the assessment.

Variable	Sensor	Height [m]	Sample rate [Hz]
Wind speed	Cup anemometer	50, 76, 78	1
	Cup anemometer	5, 20	1
	Sonic 3D anemometer	10	20
Wind direction	Wind vane	76	1
Temperature	Thermo hygrometer	68	1
Sonic temperature	Sonic 3D anemometer	10	20

2.3 Atmospheric stability

Atmospheric stability is typically described in terms of the length scale parameter (L). Once of the most well-known and consolidated approaches are based on the sonic method (LANGE et al., 2004). Here, it employs the eddy covariance technique to process high-frequency wind speed and temperature observations from the sonic three-component anemometer to compute the friction velocity ($u_\star$) and the sensible heat flux (H_s),

$$u_\star = \left[(\overline{u'w'})^2 + (\overline{v'w'})^2\right]^{1/4}, \tag{1}$$

$$H_s = \rho c_p \overline{\theta'_v w'}, \tag{2}$$

where $\overline{u'w'}$ and $\overline{v'w'}$ are turbulent *momentum* fluxes, ρ is the air density, c_p is the specific heat and $\overline{\theta'_v w'}$ is the kinematic heat flux at the surface. Here, these computations are performed using the the free and open-source software EddyPro v. 6.2.2. The variables $u_\star$ and H_s are calculated as hourly means to properly incorporate the contributions of

larger-scale eddies on the parameters (LEE; MASSMAN; LAW, 2004). Ultimately, L is obtained with:

$$L = -\frac{u_\star^3}{\kappa \left(\frac{g}{\theta_v}\right)\left(\frac{H_s}{\rho c_p}\right)}, \tag{3}$$

where κ is the von Kármán constant (≈ 0.40), g is the gravity acceleration and θ_v is the surface potential temperature. One common interpretation of the L parameter is that of a measure of the relative contributions of mechanical shear and buoyancy to the turbulence kinetic energy (TKE) production (FOKEN, 2006). To better delineate qualitatively the state of the atmosphere in terms of atmospheric stability, we classified stability based on five classes: very unstable, unstable, neutral, stable and very stable, with z/L ranges based on similar to other studies (WHARTON; LUNDQUIST, 2012), shown in Table 2. Here, z denotes the height above ground level at which the sensor was installed (10 m).

Table 2 – Atmospheric stability classification ranges employed based on (WHARTON; LUNDQUIST, 2012).

Class	Ranges
Very unstable	$z/L \leq$ -0.2
Unstable	-0.2 $\leq z/L \leq$ -0.017
Neutral	-0.017 $\leq z/L \leq$ 0.017
Stable	0.017 $\leq z/L \leq$ 0.1
Very stable	0.1 $\leq z/L$

2.4 WRF model setup

The Advanced Research Weather Research and Forecasting (WRF) is a non-hydrostatic mesoscale atmospheric model developed for numerical weather prediction (NWP) by a consortium composed by the National Center for Atmospheric Research (NCAR) and other institutions (SKAMAROCK, 2012). It consists of a mesoscale modeling framework that includes a numerical solver, physics and parameterization schemes, initialization routines and data assimilation techniques.

It solves the compressible, non-hydrostatic form of the Euler equations that are cast into a flux form and that are formulated using a terrain-following vertical coordinate system. That is done so using variables that possess conservation properties. Its physical modeling formulation is built on the continuity and energy, *momentum* and humidity balance equations.

Wind physics near the ground is computed via parameterization schemes. Surface-layer schemes compute friction velocities ($u_\star$) and exchange coefficients for subsequent calculations of surface heat and moisture fluxes by land-surface models and surface stress in the PBL scheme. Planetary boundary-layer schemes compute vertical sub-grid-scale fluxes for the whole atmospheric column, and not just the boundary-layer. Using the surface fluxes from the surface-layer scheme, it computes flux profiles that provide mesoscale tendencies of horizontal *momentum*, temperature and moisture across the atmospheric column. Here, we employed schemes as illustrated in Table 3.

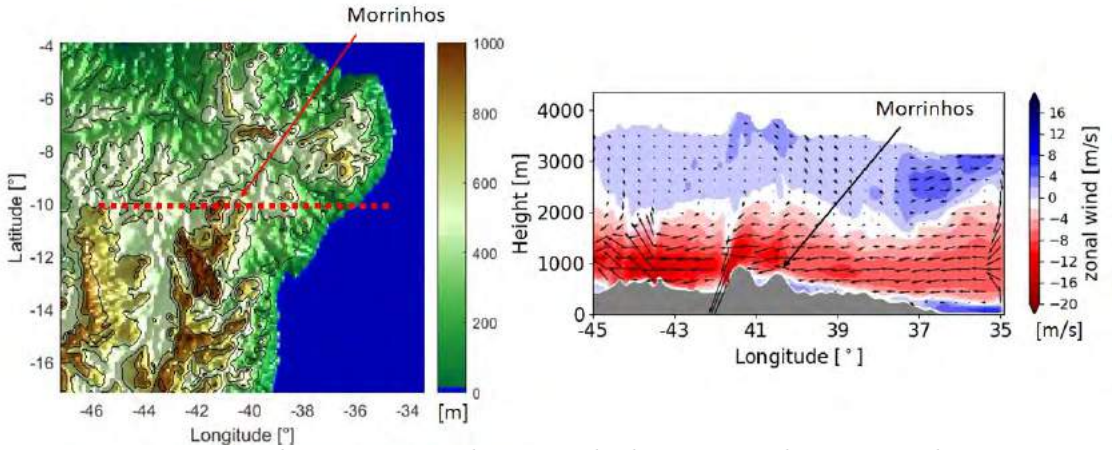


Figure 3 – Domain used in WRF simulation with the topographic map and cross section at latitude 10° with zonal wind up to the 5000 m height.

Table 3 – WRF model schemes employed.

Category	Scheme employed
Microphysics	Single Moment 3–class
Cumulus parameterization	Kain–Fritsch
Planetary boundary-layer	MYNN2
Surface-layer	MYNN2
Land-surface model	MM5
Radiation	RRTM (longwave) & Dudhia (shortwave)

2.5 Weather conditions

The region is strongly driven by the global circulation of the trade winds. They blow consistently from the eastern predominant direction, and their respective steadiness is a direct consequence of the semi-permanence of the South Atlantic anticyclone (SAA) (OLIVER, 2005). This region is also affected by the Inter-Tropical Convergence Zone (ITCZ) position that modulates the seasonal wind regimes. The winds are weaker when the ITCZ is positioned closer to the Northeast coast of Brazil, whereas they become stronger as it moves further north (CAVALCANTI et al., 2009) (see Fig.4).

Synoptic systems, such as cold fronts, are uncommon at these latitudes, and as such those events usually occur only once a year (CAVALCANTI et al., 2009). Thus, the wind does not often rotate from the continental side and very few events are observed from the westerly/northerly directions which are associated with heavy rain events (MOSCATI; GAN, 2007). When cold fronts pass over the wind farm, it usually lasts up to two days, and they seldom occur during summer (REBOITA et al., 2010). Squall lines associated with the cold front can also reach in this region, although the cold front moves away from this region. Although the winds in this region are predictable owing to this semi-stationary condition, the wind speeds in Northeast may be also influenced by tropical meteorological system such as the South Atlantic Convergence Zone (SACZ) (CARVALHO; JONES; LIEBMANN, 2004b), the Bolivian High (BH) (LENTERS; COOK, 1997), the Upper Tropospheric Cyclonic Vortex (UTCV) (KOUSKY; GAN, 1981) and the South America Monsoon System (SAMS) (ZHOU; LAU, 1998).

The SACZ consists of a region of convergent winds that produce and an elongated

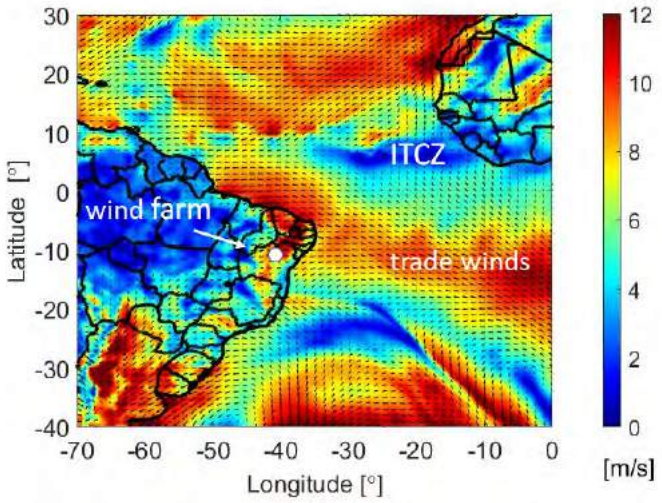


Figure 4 – Illustrative wind map over the South Atlantic Ocean.

axis of clouds in Southeast Brazil. This system forms in the South Atlantic Ocean and produces severe thunderstorms and precipitation, and as such it is also known as a monsoon. One of the mechanisms that feed the SACZ is the easterly humid winds that flow over the Amazonia and are forced south by the Andes, where they partially meet the SACZ (CARVALHO; JONES; LIEBMANN, 2004a).

A squall line consists of a line of thunderstorms that is formed typically ahead, or even along, of a cold front. This kind of phenomenon usually carries heavy volumes of precipitation, lightning and strong winds (where the squall line assumes the shape of a bow echo) (AHRENS; HENSON, 2019).

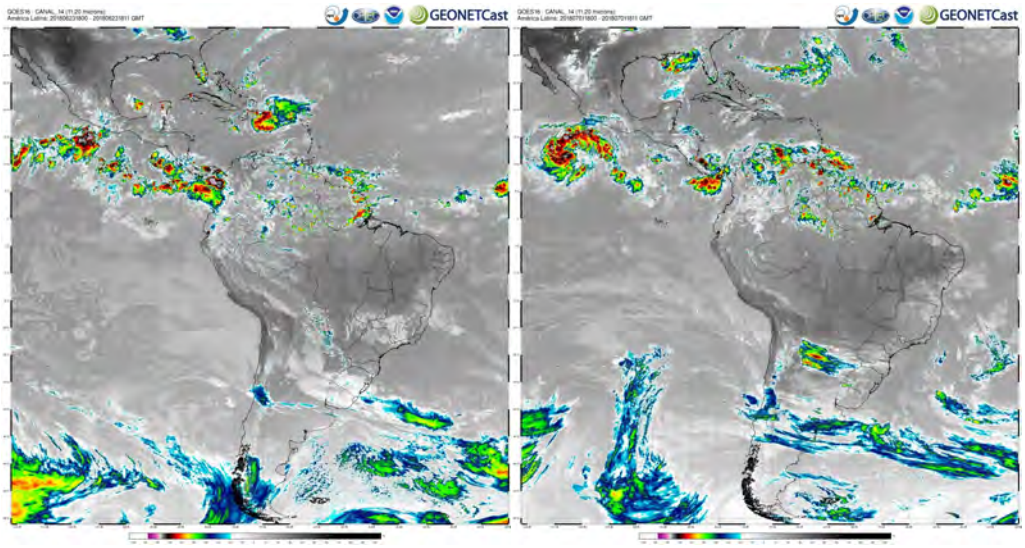
Cloud streets consist of horizontal convective rolls, which are also known as horizontal roll vortices. Those consist of counter-rotating air parcels that are roughly aligned parallel to the terrain surface (HOBBS; WALLACE, 2006). They are also stretched in the stream-wise direction of low-level winds. The conditions prone to the formation of cloud streets are when the lowest layer of air is unstable and capped by an inversion layer of stable air. Under moderate to strong wind conditions, this cloud pattern may be formed when moist air from the ocean blowing inland meets a dry and heated terrain surface (STULL, 1988). Such a condition is typical on the coast of Northeast Brazil.

Mountain waves are the most common type of atmospheric stationary waves and belong to the class of atmospheric internal gravity waves. The term internal denotes a wave that is not formed over the surface of a fluid but within it. Mountain waves form when airflow suffers a vertical displacement because of topography, typically from plateaus, escarpments or mountain ranges. When stably stratified winds are forced to flow over an obstacle, such as a mountain, the air parcels are lifted beyond their level of neutral buoyancy. Thus, buoyancy itself acts as a restoring force and air parcels subsequently sink. This dynamical system oscillates vertically and may create cloud patterns that resemble water-surface waves. This formation is favored if the long axis of topographic features is orthogonal to the prevailing wind direction (AHRENS; HENSON, 2019).

3 Results

We selected four distinct weather scenarios to investigate their impact on the local wind regime at the Morrinhos wind farm. Satellite images from channel 14 (a longwave infrared window that enables meteorologists to diagnose discrete clouds and other features) of GOES-16 are used to visualize the weather condition in the South America region.

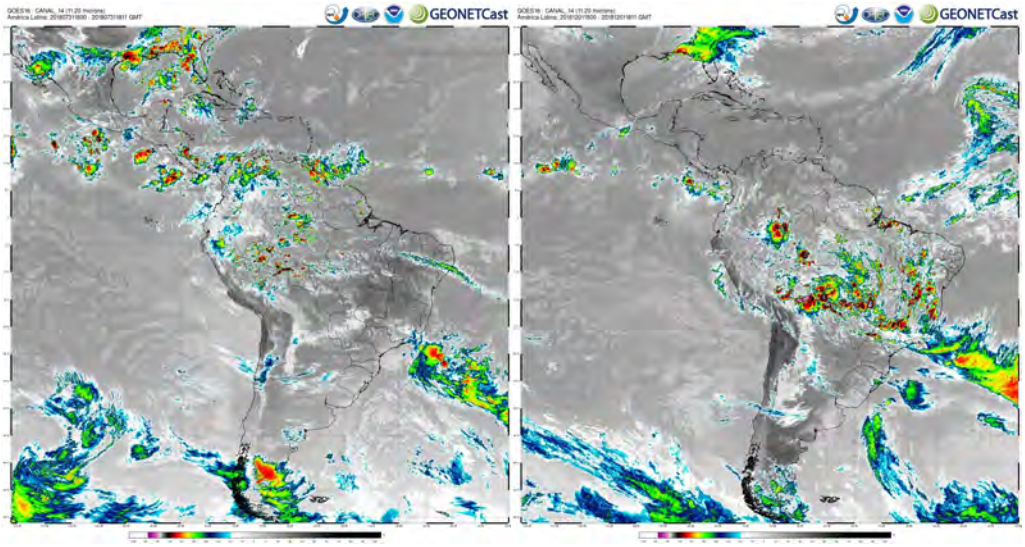
Figures 5a and b show the ITCZ positioned in the Northern Hemisphere and a cold front distant from the target site. The South Atlantic anticyclone also prevails in this region. Overall, there is no strikingly-evident distinction between these two weather types, but for higher cloudiness that can be observed over the state of Bahia during the mountain wave event. These two atmospheric conditions are also associated with fair weather and high-pressure systems, as strong convective systems and fronts do not appear in the satellite images.



a. Cloud Streets - 23/06/18 b. Mountain Wave - 01/07/18
Figure 5 – Images of GOES-16 satellite in channel 14.

Conversely, Figures 6a and b reveal the formation of large-scale convective systems and clouds. During the Squall line event (Figure 6a), its formation can be observed over the northeastern region of Bahia. Similarly to this event, the occurrence of a SACZ (Figure 6b) produces a large-scale convective system over the South Atlantic Ocean, in addition to an equally considerable cloud formation over the Central and Northeast Brazil. Cloud formation, and especially precipitation, are known to significantly impact atmospheric stability conditions over land because of their influence on the surface heating balance. Under these conditions, winds at the site differ from those found during clear-sky days.

Now that the large-scale weather conditions have been described, their influence over more regional conditions near the target site is evaluated based on satellite imagery from the Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer (MODIS). Figure 7 illustrates cloud formation patterns during the cloud street (a) and mountain wave (b) events. Cloud streets appear as elongated rolls aligned parallel to the prevailing southeastern wind direction that is typical of the Trade Winds, which is another indicated of strong synoptic signal and intense winds. Mountain Waves appear at the western edge of a larger convective system that covers the whole Bahia coastline, as moist sea air flows inland and interact either with a mountain or mountain range or even with thermal air updrafts that are



a. Squall line - 31/07/18 b. SACZ -01/12/18

Figure 6 – Images of GOES-16 satellite in channel 14.

equally capable of producing similar patterns. Akin to the formation of cloud streets, mountain waves have been formed under fair weather conditions and with moist air flowing inland from the typical east-southeastern sector. The long-axis of the mountain ranges is most likely orthogonal to the prevailing wind direction, which amplifies the vertical perturbation or the airflow and the intensity of cloud formation patterns.

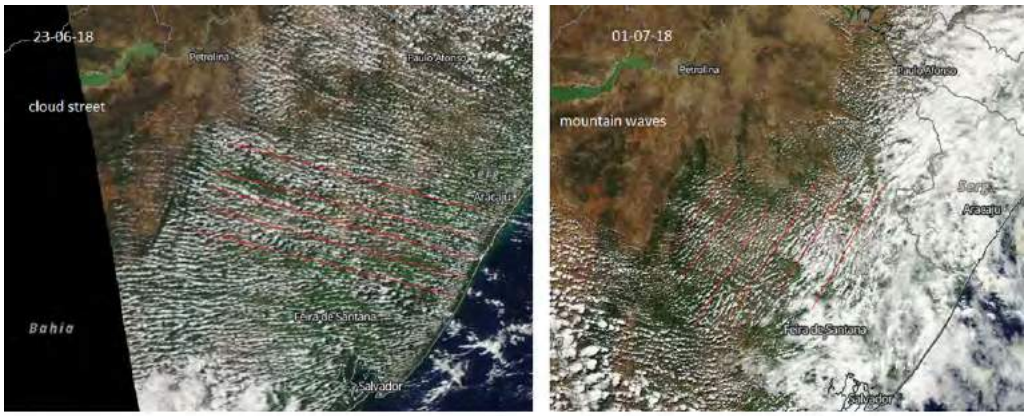
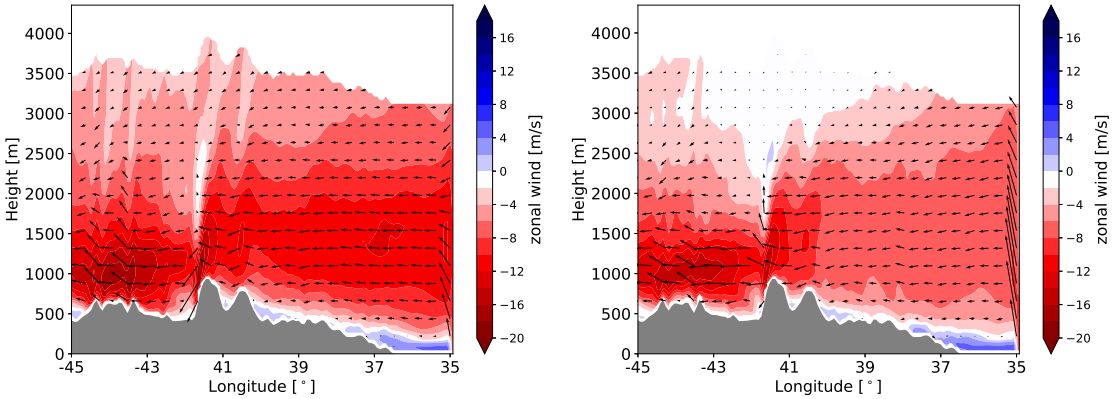


Figure 7 – MODIS corrected reflectance image under cloud streets (a) and mountain waves (b)

Simulation with the WRF model represents the influence of different weather scenarios on the regional wind climate. Morrinhos wind farm is found between 40° and 41° of longitude, such as previously illustrated in Figure 3. Cloud street and mountain wave conditions at 12:00 (noon snapshot) are displayed in Figures 8a and b, respectively. Squall line and SACZ are similarly represented in Figures 9a and b, respectively.

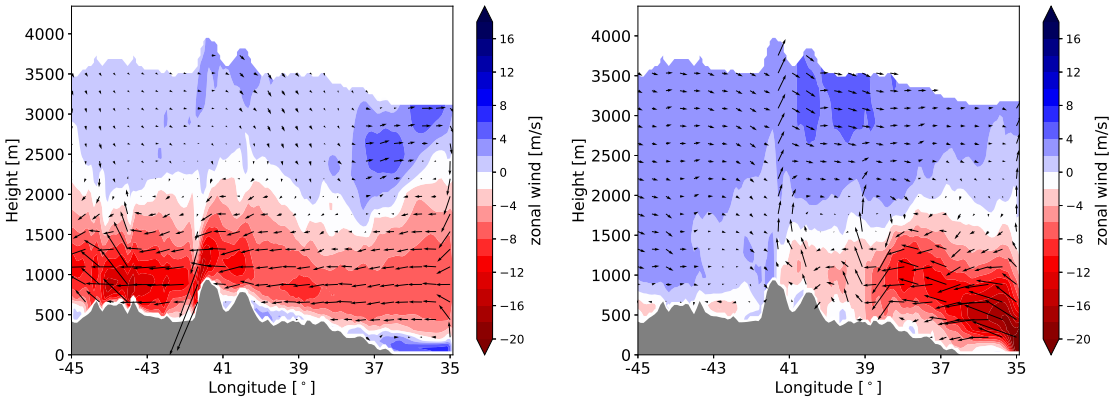
As previously discussed, the fair-weather high-pressure systems appear in the simulation as steady winds blowing inland across a large vertical portion of the atmosphere, especially during the occurrence of cloud streets (Figure 8a). For the mountain wave case (Figure 8b), winds aloft upstream of the wind farm are weaker but experience a strong acceleration downstream.



a. Cloud Streets - 23/06/18 b. Mountain waves - 01/07/18

Figure 8 – WRF simulation of zonal wind (u) during cloud street and mountain wave condition

The Squall line and SACZ events are represented in Figures 9a and b, respectively. Because of the weaker synoptic conditions near noon, winds above 2000 m tend to flow toward the coast, especially during the SACZ event. In the latter, a sea-land breeze appears more clearly because of the absence of a strong Trade Wind regime. Without the latter, winds at the wind farm are negatively impacted (Figures 9b).

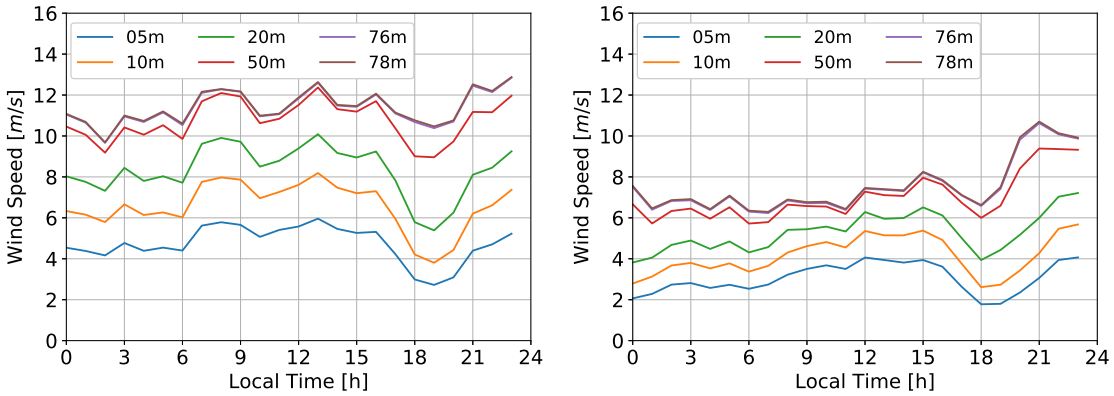


a. Squall line - 31/07/18 b. ASCZ - 01/12/18

Figure 9 – WRF simulation of zonal wind (u) at 12h local time during squall line in 31/07/18 (a) and SACZ in 01/12/18 (b)

During the cloud street event (23/06/2018), wind speeds were highest amongst all weather conditions, varying in the range from 10–13 m/s throughout the day at 78 m (Figure 10a). Similarly, TI levels displayed little variation across the diurnal cycle (0.20–0.30), with a peak of approximately 0.28 (12:00). Wind shear (α) remained fairly high and constant ($\approx$0.3) between 00:00 to 16:00, reaching a peak ($\approx$0.5) during the evening transition (19:00). This peak can be explained by assessing the interplay between the friction velocity (u_*) and the sensible heat flux (H_s), as well as the TKE levels and their relationship with the atmospheric stability parameter (z/L), shown in Figures 13 and 14, respectively. During the evening transition, the rapid cooling of the terrain surface causes turbulent motion to settle ($TKE \leq 1$), which also entails a sharp decrease in $u_\star$ ($\approx$0.4). A change in the H_s sign and a low $u_\star$ thus cause a more stable atmosphere (Equation 3) with the higher aforementioned α near early night. However, as a natural consequence

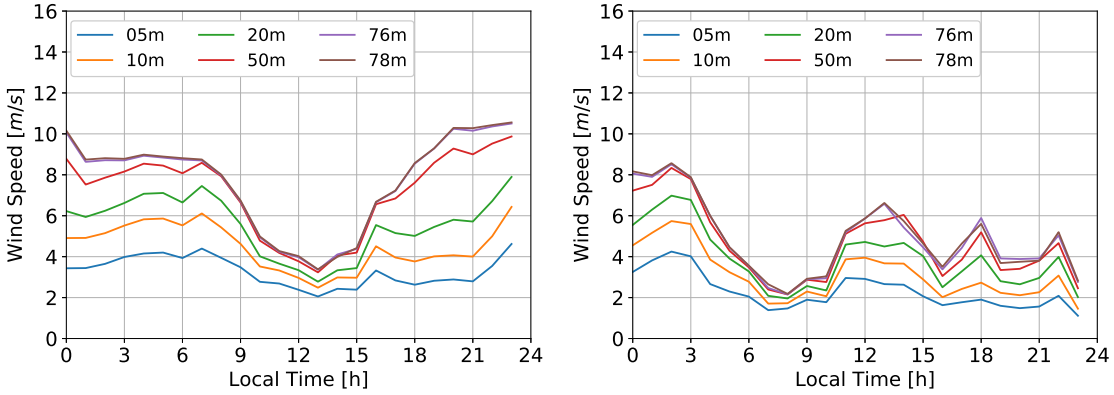
from high turbulence and high wind speeds, z/L remained close to zero throughout the day, thus indicating a prevailing neutral atmosphere. Overall, the WRF model was fairly capable of producing this high-wind-speed well-mixed layer typical of fair weather (Figure 8a).



a. Cloud Streets - 23/06/18 b. Mountain Wave 01/07/18

Figure 10 – Diurnal wind profile in Morrinhos wind farm under cloud streets (a) and mountain waves condition (b)

During the mountain wave event (01/07/2019), the diurnal cycle of wind speeds at 78 m displayed a lesser variation from 00:00 to 18:00 (6–8 m/s), but for a peak of about 11 m/s at 21:00 (Figure 10b). This relatively weak diurnal cycle with moderate wind speeds is characteristic of mountain wave cases. Near the evening transition (19:00), a peak in $\alpha(> 0.5)$ reveals again that the suppression of vertical turbulent motion ($TKE \leq 0.5$ m^2 s^{-2}) leads to lower $u_\star$ (≈0.2 m/s) and, thus, the occurrence of very stable stability (z/L ≈0.30 as shown in Figure 14b, according to Table 2). Here, TKE displayed intermediate levels in comparison to other cases (≈ 3.0 m^2 s^{-2} near noon). Stability conditions remained close to neutral throughout the day, but for unstable stability (from 9:00 to 16:00) and the aforementioned very stable stability case. The WRF simulations were capable of representing the moderate and well-mixed, unstable regional winds near noon, as is shown in Figure 8b. Also, winds are not as strong as in the cloud streets case.

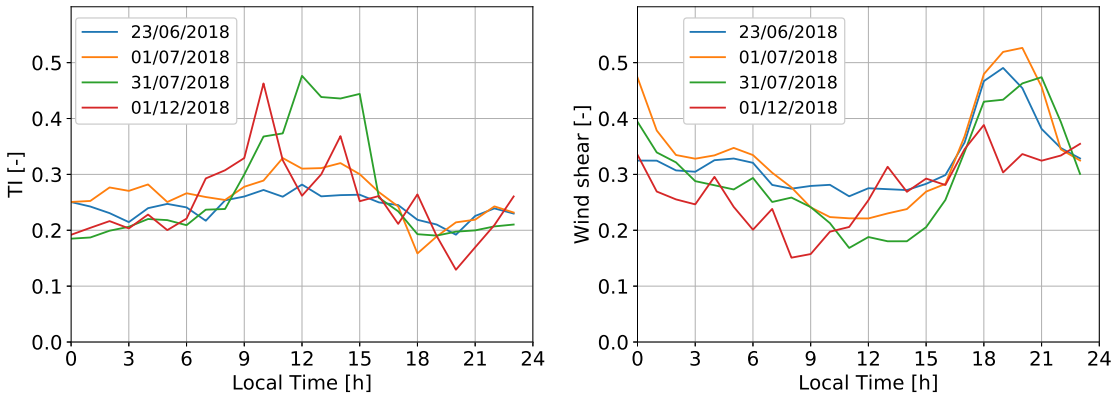


a. Squall line - 31/07/18 b. SACZ - 01/12/18

Figure 11 – Diurnal wind profile in Morrinhos wind farm

During the Squall line event (31/07/2018), the diurnal signal of wind speeds at the site was strongest, with wind speeds at 78 m varying roughly from 3.5 m/s to 10.5

m/s (Figure 6a). Maximum wind speeds occurred during nighttime hours and lowest wind speeds around noon, which is the most common diurnal pattern of that region. The highest TI and the lowest α amongst all cases appeared near noon (≈0.50), conditions that are characteristic of either unstable or very unstable conditions that originate from low $u_\star$ (≈0.5 m/s) and high H_s (>400 W/m^2). Indeed, Figure 14b confirms the occurrence of a very unstable atmosphere (z/L ≈-0.50) at 12:00. WRF simulations reveal moderately strong westerly winds below 2000 m and the appearance of easterly winds above it, as shown in Figure 9a. It is also clear the wind acceleration near the wind farm site and downstream.



a. Turbulence Intensity b. Wind Shear

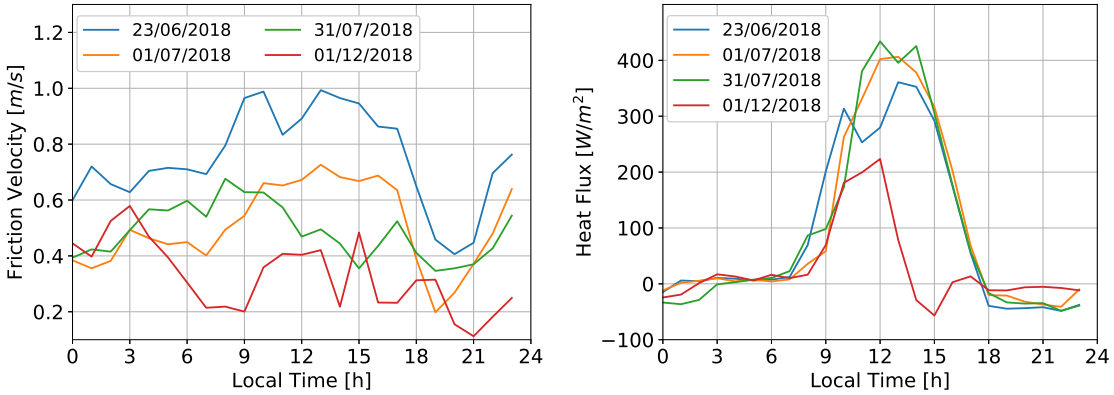
Figure 12 – Hourly average of turbulence intensity (a) and wind shear (b)

The occurrence of a SACZ (01/12/2018) produced a diurnal signal in wind speeds at 78 m that resembles neither the typical strong-nighttime winds that arose during the Squall line event nor the nearly-absent pattern of the other cases (Figure 6b). Lowest wind speeds occur near 08:00 (≈2 m/s at 78 m), and after a slight increase, remained low throughout the day. Overall, the low wind speeds event also entailed low α (≈0.15) and low $u_\star$ (≈0.2 m/s) that produce an extreme very unstable condition (z/L ≈-1.00) at 9:00. This weather condition also entailed the lowest peak TKE (≈ 2.4 m^2 s^{-2} near noon) amongst all cases. Furthermore, a peak in z/L (≈ 0.3) around 14:00 indicates the arisal of a stable boundary layer much earlier than the evening transition that typically occurs near sunset. This was likely due to the rapid evaporative cooling of the terrain surface because of precipitation. Indeed, Figure 13b reveals a considerable decrease in H_s, including a change in the sign after 14:00, in comparison to the remaining cases. This fact is a strong hint of precipitation at the site. Because the synoptic signal is nearly absent near noon, winds at the wind farm appear *quasi*-stagnant, which was also shown by observations at the wind farm (Figure 6b).

4 Conclusions

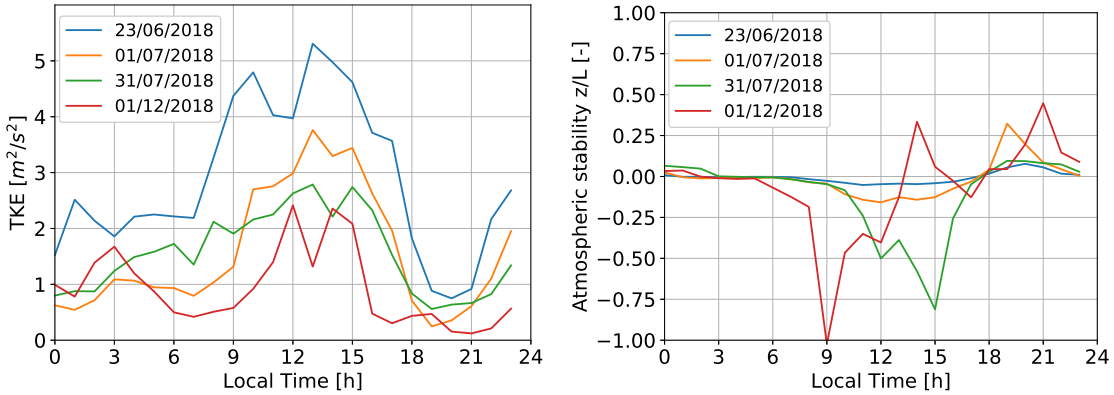
Understanding how large-scale and regional weather patterns impact wind conditions within wind farms built over complex terrain sites has paramount importance for researchers, to improve capabilities of future farm production forecasting models, and for farm developers, to understand how their wind farms will operate during their lifetimes.

Here, we assessed how and to which extend four different weather conditions impacted wind conditions at a wind farm built over complex terrain in Northeast Brazil.



a. Friction Velocity b. Heat Flux

Figure 13 – Hourly average of friction velocity (a) and sensible heat flux (b)



a. TKE b. Atmospheric stability

Figure 14 – Hourly average turbulent kinetic energy (a) and atmospheric stability (b)

Satellite imagery was used to describe the weather patterns such as the formation of cloud streets, mountain waves, squall line and the South Atlantic Convergence Zone (SACZ). Then, observations from a measurement campaign at the investigated site that describe wind speeds, shear, turbulence intensity and atmospheric stability were associate with those weather events to discuss their relationship. Numerical weather prediction simulations employing the WRF model were also used to assess its performance in qualitatively representing such phenomena.

The appearance of cloud streets was associated with high-pressure, fair weather systems that produced the highest wind speeds at the site. Because of the resulting strong mechanical turbulence, these intense winds caused predominantly neutral stability conditions at the site. Mountain waves were produced by moderate wind speeds and also during fair weather conditions. Stability conditions appeared as a mix of near-neutral, unstable and very stable, the latter near the evening transition. Under the squall line regime, the unstable condition prevails with a convective wind profile from 9h to 16h and a strongly-stratified boundary layer during nighttime. The weakest wind condition occurred during the SACZ, where the trade winds are weakened by westerly winds.

Enhancing our comprehension of how specific weather systems influence the local wind turbulence and atmospheric stability conditions are fundamental to pursue improved wind farm production forecasts. Because the latter is built upon numerical weather

prediction models, it should be pertinent to evaluate their capability in representing such phenomena. Understanding how the weather impacts wind conditions and, thus, operations at modern wind farms, is also essential for an even larger-scale deployment of wind power. Thus, future works within this scope should employ the Froude number concept to understand more closely the wind flow physics in complex terrains, where mountain waves are prone to take place.

Acknowledgements

We acknowledge support from our R&D partner CGN Brasil Energia e Participações S.A., which disclosed valuable field observations to pursue this research. We also acknowledge the use of data products or imagery from the Land, Atmosphere Near real-time Capability for EOS (LANCE) system operated by NASA's Earth Science Data and Information System (ESDIS) with funding provided by NASA Headquarters. The Brazilian National Council for Scientific and Technological Development (CNPq) is also highly regarded for its financial support.

Bibliography

ABEEóLICA. Eólica energia sustentável. *InfoVento N13*, 2019.

AHRENS, C. D.; HENSON, R. *Meteorology Today: An introduction to weather, climate and the environment*. [S.l.: s.n.], 2019. 301–316 p. ISBN 9781305637993.

ARCHER, C. L.; VASEL-BE-HAGH, A. Wake steering via yaw control in multi-turbine wind farms: Recommendations based on large-eddy simulation. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Elsevier, v. 33, n. December 2018, p. 34–43, 2019. ISSN 22131388. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.03.002>.

BARTHELMIE, R. J.; HANSEN, K. S.; PRYOR, S. C. Meteorological controls on wind turbine wakes. *Proceedings of the IEEE*, 2013. ISSN 00189219.

CARVALHO, L. M.; JONES, C.; LIEBMANN, B. The South Atlantic convergence zone: Intensity, form, persistence, and relationships with intraseasonal to interannual activity and extreme rainfall. *Journal of Climate*, v. 17, n. 1, p. 88–108, 2004. ISSN 08948755.

CARVALHO, L. M. V.; JONES, C.; LIEBMANN, B. The south atlantic convergence zone: Intensity, form, persistence, and relationships with intraseasonal to interannual activity and extreme rainfall. *Journal of Climate*, v. 17, n. 1, p. 88–108, 2004.

CAVALCANTI, I. F. A. et al. *Tempo e Clima no Brasil*. 1. ed. [S.l.]: Oficina de Textos, 2009. 464 p.

EPE. Plano Nacional de Energia 2030: Estratégia para expansão da oferta. 2006.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. 2019.

FERNANDO, H. et al. The Perdigão: Peering into Microscale Details of Mountain Winds. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 2018.

FOKEN, T. 50 years of the Monin-Obukhov similarity theory. *Boundary-Layer Meteorology*, v. 119, n. 3, p. 431–447, 2006. ISSN 00068314.

HAN, X. et al. Atmospheric stability and topography effects on wind turbine performance and wake properties in complex terrain. *Renewable Energy*, 2018. ISSN 18790682.

HOBBS, P. V.; WALLACE, J. M. *Atmospheric Science: An Introductory Survey (International Geophysics)*. [s.n.], 2006. 504 p. ISBN 9780127329512. Disponível em: <http://www.amazon.co.uk/Atmospheric-Science-Introductory-International-Geophysics/dp/012732951X>.

International Renewable Energy Agency (IRENA). *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*. [s.n.], 2018. 76 p. ISSN 8756-3282. ISBN 1059-910X. Disponível em: <http://irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050{\%}0Awww.irena.>

KOUSKY, V. E.; GAN, M. A. Upper tropospheric cyclonic vortices in the tropical south atlantic. *Tellus*, v. 33, n. 6, p. 538–551, 1981.

KRETSCHMER, M. et al. Influence of atmospheric stability on the load spectra of wind turbines at alpha ventus. In: *Journal of Physics: Conference Series*. [S.l.: s.n.], 2018. ISSN 17426596.

LANGE, B. et al. The influence of thermal effects on the wind speed profile of the coastal marine boundary layer. *Boundary-Layer Meteorology*, 2004. ISSN 00068314.

LEE, X.; MASSMAN, W.; LAW, B. *Handbook of Micrometeorology: A guide for surface flux measurement and analysis*. [S.l.]: Springer Science + Business Media, Inc., 2004. 250 p. ISBN 1-4020-2265-4.

LENTERS, J. D.; COOK, K. H. On the origin of the bolivian high and related circulation features of the south american climate. *Journal of the Atmospheric Sciences*, v. 54, n. 5, p. 656–678, 1997.

MARJANOVIC, N. et al. Implementation of a generalized actuator line model for wind turbine parameterization in the Weather Research and Forecasting model. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2017. ISSN 19417012.

MOSCATI, M. C. D. L.; GAN, M. A. Rainfall variability in the rainy season of semiarid zone of northeast brazil (neb) and its relation to wind regime. *International Journal of Climatology*, v. 27, n. 4, p. 493–512, 2007.

OLIVER, J. E. *Encyclopedia of World Climatology*. [S.l.]: Springer Netherlands, 2005. (Encyclopedia of Earth Sciences Series). ISBN 978-1-4020-3264-6.

OPTIS, M.; PERR-SAUER, J. The importance of atmospheric turbulence and stability in machine-learning models of wind farm power production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd, v. 112, n. September 2018, p. 27–41, 2019. ISSN 18790690. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.031>.

PORTÉ-AGEL, F.; BASTANKHAH, M.; SHAMSODDIN, S. *Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review*. Springer Netherlands, 2019. ISSN 0006-8314. ISBN 1054601900473. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10546-019-00473-0>.

REBOITA, M. S. A. et al. Regimes de precipitação na américa do sul: uma revisão bibliográfica. *Revista Brasileira de Meteorologia*, scielo, v. 25, p. 185 – 204, 06 2010.

SKAMAROCK, W. C. A Description of the Advanced Research WRF Version 3. n. June, 2012.

St. Martin, C. M. et al. Atmospheric turbulence affects wind turbine nacelle transfer functions. *Wind Energy Science Discussions*, 2016. ISSN 2366-7621.

STULL, R. B. *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*. The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1988.

VEERS, P. et al. Grand challenges in the science of wind energy. *Science*, v. 366, n. 6464, 2019. ISSN 10959203.

WHARTON, S.; LUNDQUIST, J. K. Assessing atmospheric stability and its impacts on rotor-disk wind characteristics at an onshore wind farm. *Wind Energy*, n. 15, p. 525–546, 2012.

WITZE, A. World's largest wind-mapping project spins up in Portugal. *Nature*, v. 542, n. 7641, p. 282–283, feb 2017. ISSN 0028-0836. Disponível em: <http://www.nature.com/articles/542282a>.

WU, Y. et al. Efficiency assessment of wind farms in China using two-stage data envelopment analysis. *Energy Conversion and Management*, Elsevier Ltd, v. 123, p. 46–55, 2016. ISSN 01968904. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.06.014>.

ZHOU, J.; LAU, K.-M. Does a monsoon climate exist over south america? *Journal of Climate*, v. 11, n. 5, p. 1020–1040, 1998.

Qualidade de Dados de Medição de Torres Anemométricas – Uma Abordagem em Machine Learning

Matheus Kleming de Castro Cunha[1],

Henrique Bezerra Diógenes[1],

Hitoshi Nagano[1]

[1] Casa dos Ventos Energias Renováveis

Av. Desembargador Moreira, 1300, SC-1501, Fortaleza, 60170-002, Brasil

matheus.cunha@casadosventos.com.br

henrique.diogenes@casadosventos.com.br

hitoshi.nagano@casadosventos.com.br

ABSTRACT

This paper proposes a machine learning (ML) model to identify anomalies in anemometer data. This methodology consists of choosing the type of model, in this case a supervised model; creating a ground-truth that contains most types of possible anomalies; choosing features that will be used for the prediction; training several different algorithms, optimizing the hyperparameters of each one in cross-validation; and finally analysing the results in the hold-out dataset. The SGDClassifier, XGBoost, Random Forest and Keras models (based on neural networks) were evaluated. The model that performed better was Keras, and therefore the chosen one. This model is in production in the automatic anomaly detection system for met masts at Casa dos Ventos. The prediction pipeline was structured in Google Cloud Platform (GCP) and orchestrated by Apache Airflow. The benefit consists of an increase in the quality of the measured data, which translates into more correct estimates of wind capacity, the main input for calculating the wind farms potential energy.

Palavras-chave: *machine learning, Keras, aprendizagem supervisionada, dados anemométricos.*

INTRODUÇÃO

Para garantir uma predição de produção de energia confiável num projeto eólico, é necessário que os dados coletados de uma campanha de medição anemométrica sejam de alta qualidade. A forma como os dados são armazenados, analisados e corrigidos é crucial para que esse nível de qualidade seja atingido.

A utilização de um banco de dados e uma estrutura de aquisição, tratamento e análise de dados orquestrada é imprescindível quando volume e grau de confiabilidade dos dados atingem patamares como os

alcançados nos projetos eólicos e solares da Casa dos Ventos. Por essa razão, foi necessária a criação de uma infraestrutura dedicada a prospecção eólico e solar, utilizando infraestrutura cloud em Google Cloud Platform, garantindo alta disponibilidade e maior agilidade no tratamento e análise dos dados entre os times alocados nos escritórios da Casa dos Ventos no Brasil.

À medida que o volume e a complexidade das análises dos dados aumentam, a utilização de técnicas de *machine learning* (ML) na automatização dos processos de análise dos dados é de extrema importância. O ML é a área do conhecimento, no âmbito da inteligência artificial, que busca o desenvolvimento de algoritmos e modelos estatísticos que possibilitam as máquinas desenvolverem comportamentos baseados em dados empíricos, realizando tarefas sem o uso de instruções específicas e dependendo apenas de padrões e inferências.

De acordo com [1], na divisão dos modelos de ML (Figura 1), a aprendizagem supervisionada prevê uma variável de saída usando dados de entrada rotulados, distinguindo-os através de modelos que predizem uma variável numérica (regressão) ou uma variável categórica (classificadores).

Por outro lado, a não aprendizagem não supervisionada extrai inferências de dados sem entradas rotuladas (como feito por algoritmos de agrupamento, sistemas de recomendação etc.).

Como representado na Figura 1, o ML pode ser dividido em três principais áreas: Aprendizado Supervisionado, Aprendizado não Supervisionado e Aprendizado por reforço. Somente o Aprendizado Supervisionado é escopo deste trabalho.

Figura 1 – Divisão dos modelos de ML

O ML já é amplamente estudado no meio acadêmico na área de energia eólica. Algoritmos de aprendizado de máquina foram aplicados para prever dados de velocidade de vento para o parque eólico de Osório, no sul do Brasil [2]. Em [3], fez-se o uso de ML para o monitoramento da curva de potência de aerogeradores de um parque eólico, a fim de detectar condições anormais de funcionamento. Diversas outras aplicações de ML podem ser encontradas em [6].

Dessa forma, esse trabalho visa contribuir com uma aplicação de ML no setor eólico, apresentando a análise e proposição de um pipeline de detecção de anomalias em séries temporais de velocidade de vento

horizontal provenientes de medições de anemômetros de copo instalados em torres de medição anemométricas (TMAs) localizadas em alguns estados do nordeste brasileiro.

Os algoritmos apresentados no presente trabalho encontram-se em produção. Sob um ponto de vista de Engenharia *de Machine Learning* (*ML Engineering*) a implementação foi realizada na nuvem da Google. Os algoritmos são alimentados via um pipeline de dados, de maneira automatizada via *Airflow*. As predições geradas são diretamente inseridas nos bancos de dados *mySQL* e ficam assim rotuladas para posterior consumo por outros sistemas ou equipes de especialistas.

DESENVOLVIMENTO

No desenvolvimento deste trabalho, o time de Data Science da Casa dos Ventos montou um framework de treinamento e análise de resultados de projetos de ML em prospecção de recurso eólico e solar pautado nas seguintes etapas: definição da estratégia de ML, criação de *ground truth*, seleção de variáveis, treinamento do modelo e análise dos resultados.

Definição da estratégia de ML

Definidos o problema e a métrica de sucesso, o próximo passo, num projeto de ML, é definir qual estratégia de aprendizagem de máquina deve-se utilizar. No escopo desse trabalho, a escolha em discussão restringiu-se a aprendizagem supervisionada ou não supervisionada.

Por possuir um banco de dados de prospecção eólica e solar de 1 *Terabytes* referentes a 10 anos de medição anemométrica no Brasil com vasta quantidade de anomalias de anemômetros adequadamente classificadas, o time de Data Science Casa dos Ventos escolheu utilizar a estratégia de aprendizagem supervisionada.

Dessa forma, os dados que serão classificados pelo modelo de ML deverão receber somente um dos dois rótulos possíveis: dados válidos ou inválidos.

Criação do Ground Truth

Trata-se de uma parte importante na criação de um modelo de ML, e consiste na limpeza, no tratamento e na escolha dos dados. É fundamental que os modelos sejam treinados com os rótulos corretos do fenômeno que se quer identificar.

Por esse motivo, é usual que, mesmo que a base de dados seja checada periodicamente, haja uma análise minuciosa da qualidade dos dados e rótulos antes de submetê-los a qualquer processo de treinamento e validação. Isso garante qualidade ao modelo e possibilidade de cálculo real das métricas de sucesso do problema. O processo de criação de um conjunto de dados com rótulos corretos e generalização do fenômeno em questão é o que se chama de criação do *ground truth*.

No intuito de criar o *ground truth* do problema de detecção de anomalias, executou-se uma análise exaustiva e criteriosa de dados anemométricos de um conjunto de TMAs no nordeste brasileiro pertencentes a Casa dos Ventos Energias Renováveis. Este conjunto foi rotulado novamente por especialistas, utilizando-se o software *Windographer* e suas ferramentas de análise de dados, reforçando os rótulos corretos existentes, e corrigindo possíveis falhas históricas.

A Figura 2 retrata algumas anomalias que ocorreram em anemômetros encontradas na base de dados de prospecção eólica da Casa dos Ventos.

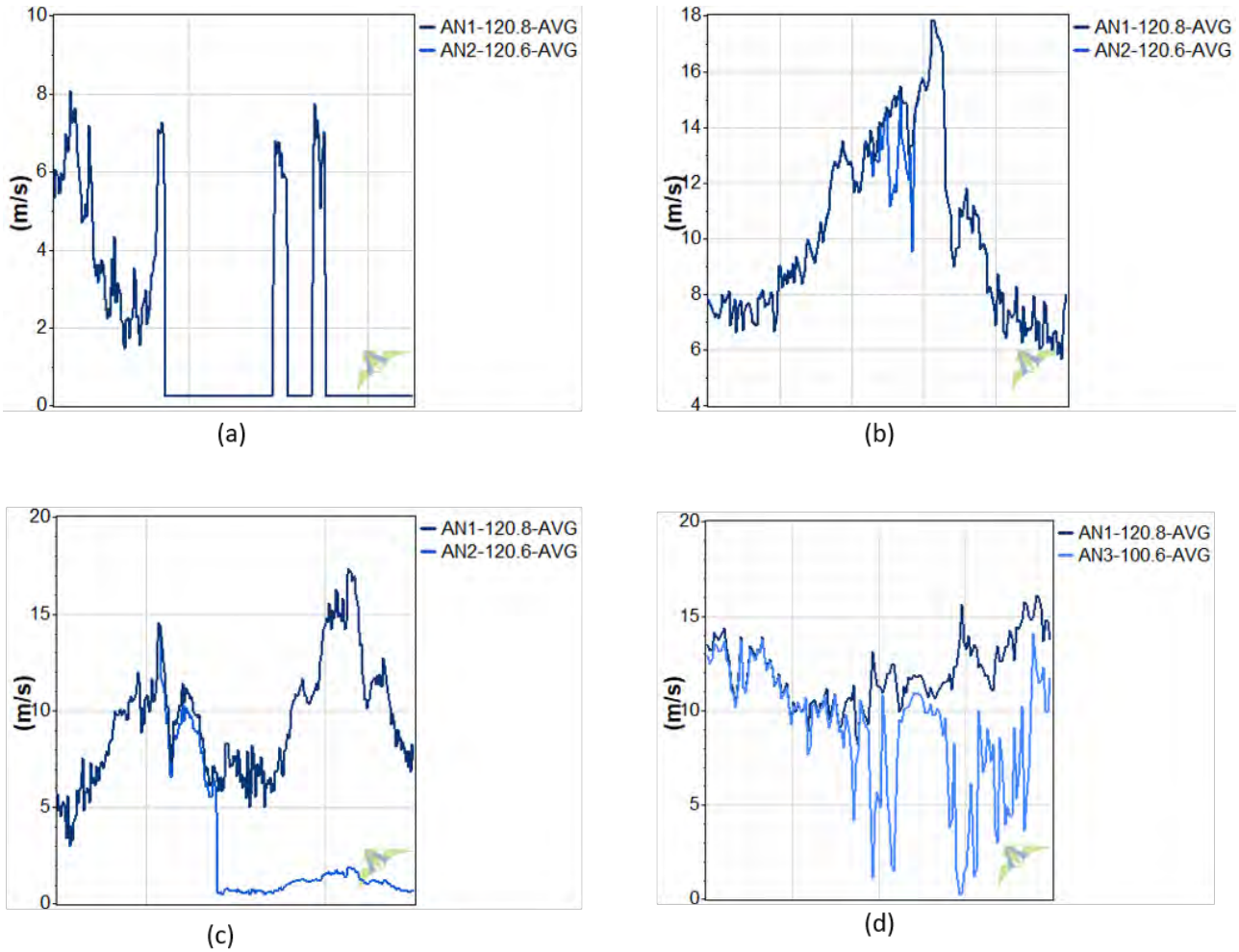


Figura 2: (a) Anemômetro de copo com comportamento intermitente. (b) Anemômetro de copo com medições incoerentes. (c) Anemômetro de copo medindo valores em ranges incoerentes. (d) Anemômetro de copo com dinâmica incoerente.

A partir da análise das anomalias existentes no banco de dados, foram selecionadas 20 TMA's que apresentavam o conjunto de tipos de anomalias em anemômetros de copo mais heterogêneo possível para compor o *ground truth.*

Seleção de Variáveis (features e target)

Definido o *groud truth*, segue-se com a seleção de variáveis para criação do modelo de ML. A divisão usual consiste em *features* e *target*. *Features* são as variáveis que serão utilizadas para predição, e *target*, a classificação de cada amostra.

Neste trabalho, como a Casa dos Ventos possui diversas torres com diferentes escopos de montagem (TMAs com 3, 4, 5 anemômetros, por exemplo), utilizou-se somente dados de um único instrumento para avaliar se sua própria série temporal possui alguma anomalia. Além disso, escolheu-se utilizar os canais de média e desvio padrão, e seus lags, para contemplar mudanças não previstas na dinâmica da série temporal.

Portanto, as *features* utilizadas nos modelos são: média de velocidade de vento, desvio padrão e essas séries deslocadas em 1 *time step* anterior (*lags*), totalizando 4 variáveis. Já o *target* deste *dataset* foi definido como o rótulo de dado válido ou inválido.

Treinamento do Modelo

Para o treinamento do modelo foi desenvolvido um framework de treinamento e validação dos modelos baseado na biblioteca de ML *Scikit-learn* em *Python.*

Na estratégia de aprendizagem supervisionada, é importante atentar para o problema de *overfiting*, fenômeno quando o modelo desempenha bem nos dados utilizados para o treinamento, porém sua performance cai consideravelmente com novos dados.

Para resolver esse problema, usualmente utiliza-se uma técnica chamada de validação cruzada, na qual os dados são divididos em dados de treinamento e dados de validação *k* vezes, com os valores de hiper parâmetros escolhidos a partir da performance nos dados de teste.

Neste trabalho, os dados foram divididos em treinamento (11 TMAs) e teste (9 TMA's). Os dados de teste são chamados de *hold-out*. Foi escolhido realizar a validação cruzada por torre, na qual cada torre por vez foi utilizada para validar o modelo treinado pelas outras 10.

O motivo dessa escolha foi a tentativa de generalização do modelo em localizações diversas do nordeste brasileiro. Dessa forma, os hiper parâmetros do modelo foram escolhidos de forma a otimizar, em média, o resultado do modelo em todos os pontos de medição. Essa estratégia está ilustrada na Figura 3. No *scikit-learn*, essa estratégia está documentada sob a denominação *Group K-Fold*.

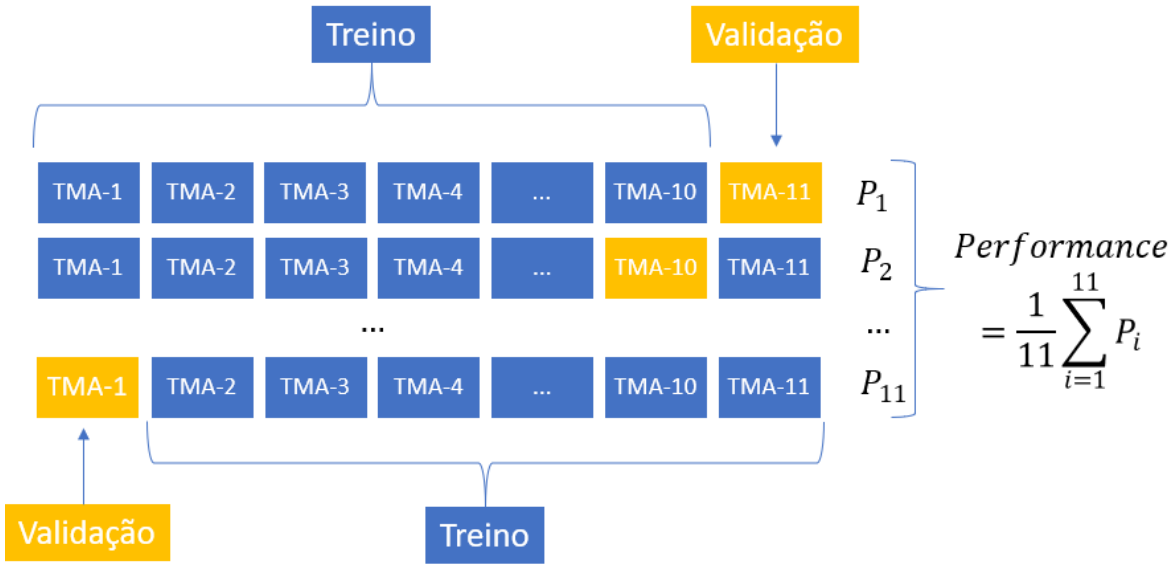


Figura 3: Validação cruzada por torre

A métrica de performance utilizada na validação cruzada foi o ROC AUC [4], isto é, a área abaixo da curva ROC, que é a curva que mostra como as taxas de verdadeiro positivo e falso positivo se alteram com a alteração de um *threshold* num modelo de classificação.

No framework de treinamento e validação, foram escolhidos quatro modelos de classificação: *SGDClassifier*, *XGBoost*, *Random Forest* [5] e *Keras (baseado em redes neurais)*.

Para cada um desses modelos, a técnica de validação cruzada foi aplicada, realizando-se a pesquisa (*Grid-Search*) num grid de hiper parâmetros. Ou seja, a validação cruzada foi feita para cada conjunto de parâmetros possível, de forma a determinar quais desses conjuntos otimiza cada um dos tipos de modelos. O modelo que apresentou melhor resultado foi *Keras,* e, portanto, foi o escolhido. Na próxima seção alguns gráficos são apresentados para ilustrar os resultados nas torres em *hold-out*.

Análise dos Resultados

Os quatro modelos otimizados pelo *Grid-Search* foram aplicados nos dados de *hold-out*. A Figura 4 apresenta os valores de f_1-score do resultado da classificação dos quatro modelos, em cada anemômetro das 9 torres em *hold-out.* O limiar de classificação adotado foi 0.5. Como se pode notar, o *Keras* apresentou resultados superiores aos modelos analisados. Vale ressaltar que todos os modelos tiveram baixa performance quando testados na torre T1, e somente o *Keras* desempenhou de maneira adequada na torre T6.

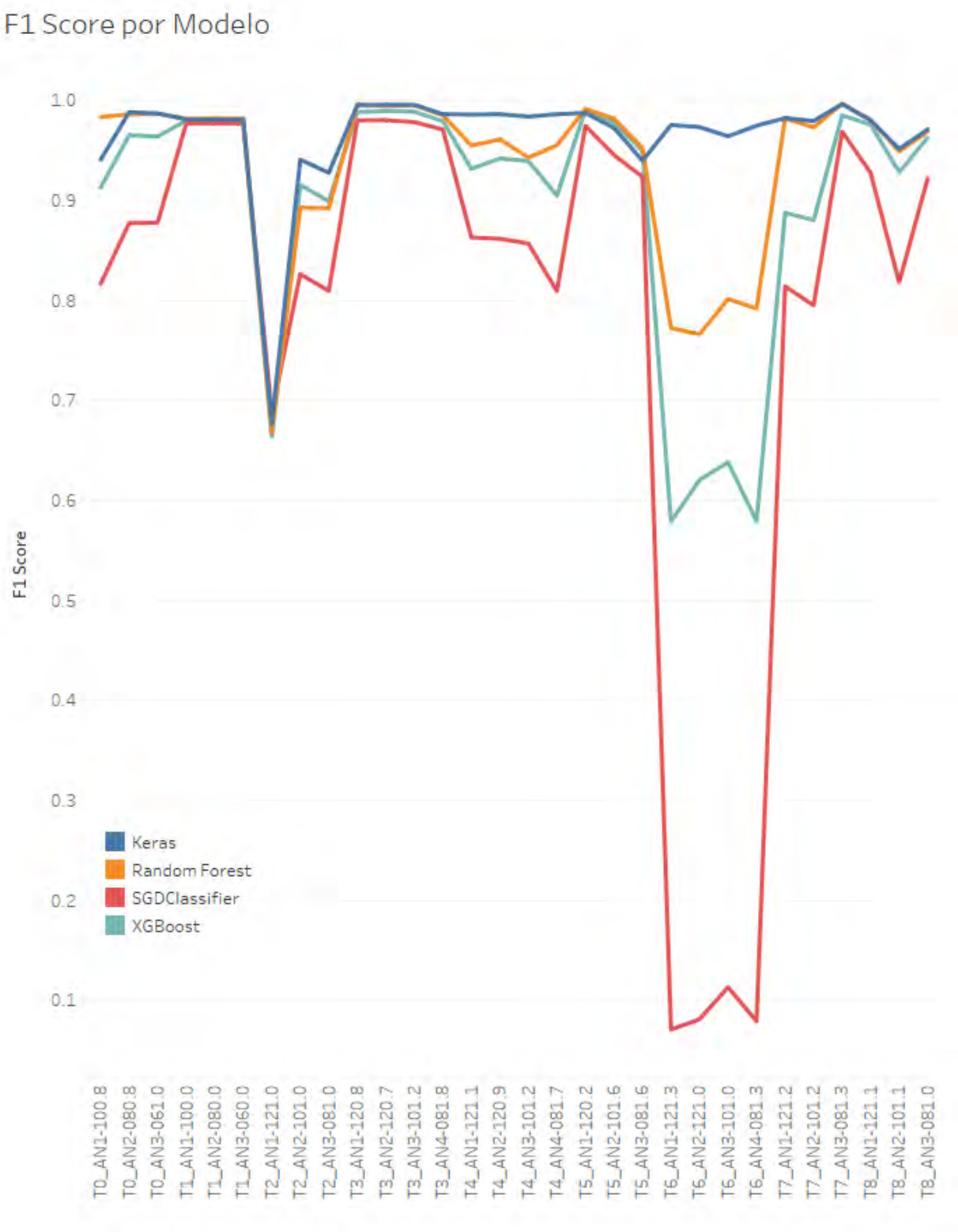


Figura 4: F1-score por anemômetro para cada modelo nos dados *hold-out*.

Figura 5: Boxplot dos f_1-score por torre para cada modelo nos dados *hold-out*.

Apesar da baixa performance em alguns canais, no geral, como pode ser analisado na Figura 5, a performance média por torre no *Keras* fica sempre acima de 0,8, com distribuição bem concentrada em valores bem próximos a 1.

De fato, os outros modelos também tem performance adequada no conjunto de *hold-out*, excluindo-se o *SGDClassifier*, que tem resultado bastante insatisfatório na torre T6, com dados mais distribuídos.

Por fim, a Figura 6 ilustra, na série temporal, os resultados das predições de dados inválidos com cada um dos modelos estudados. Em verde temos os dados válidos (verdadeiro negativo), em amarelo os dados inválidos rotulados corretamente pelo modelo (verdadeiro positivo), e em vermelho os dados que deveriam ter sido rotulados como inválidos ou ao contrário, mas que o modelo falhou (falso negativo e falso positivo, respectivamente).

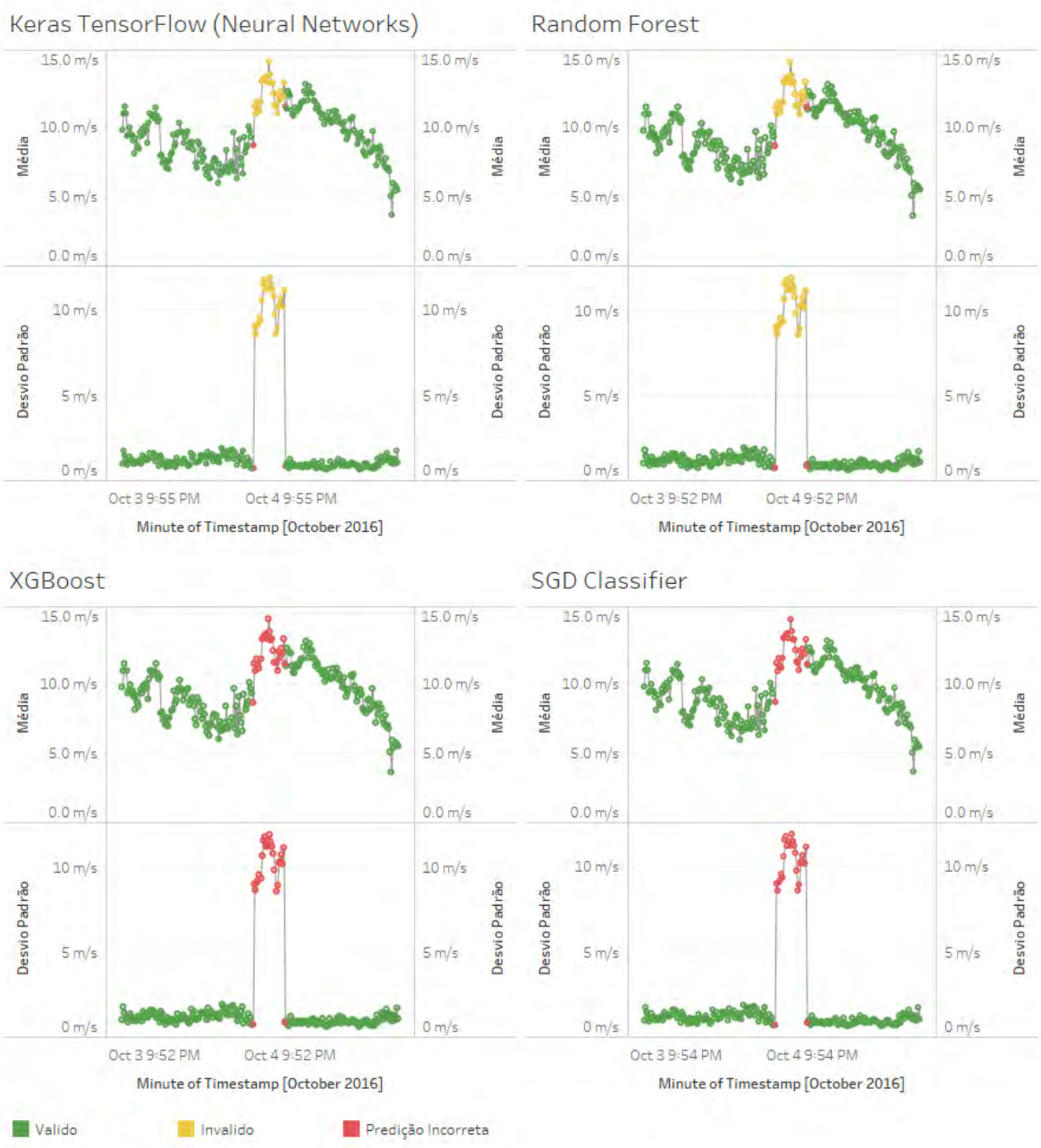


Figura 6: Comparação entre os modelos em uma falha de anemômetro.

Na ilustração acima, as previsões feitas pelos modelos *Keras* e *Random Forest* foram bastante satisfatórias, conseguindo identificar corretamente a falha de anemômetro. Por outro lado, nesse exemplo específico, os modelos XGBoost e Linear não apresentaram desempenho adequado.

Portanto, a partir da Figura 4, Figura 5 e Figura 6, o modelo de redes neurais criado com o *Keras* apresenta desempenho superior aos outros, e, por isso, foi escolhido para produção.

4 CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi evidenciada a necessidade e importância da classificação dos dados das séries temporais de anemômetros instalados em torres de medição anemométricas. Como as falhas são inevitáveis no processo de prospecção do recurso eólico, a correta classificação dos dados é imprescindível na execução confiável dos projetos e garantia de campanha válida de medição anemométrica.

Foram, então, comparados quatro modelos de *machine learning* no problema de detecção de anomalias em séries temporais de anemômetros. Os resultados foram bastante satisfatórios, que resultou na escolha de um modelo baseado em redes neurais para ser servido e utilizado no auxílio do tratamento e detecção de anomalias na Casa dos Ventos.O presente sistema apresenta uma melhor escalabilidade, ao levarmos em conta o crescimento no volume de campanhas. Quando comparada a processos manuais e visuais de detecção de anomalias, o sistema apresenta um desempenho melhor e com menor ocorrência de viés.

Nesse cenário, este trabalho também contribui com o setor eólico fornecendo uma forma de solução eficaz e escalável no auxílio a identificação de anomalias de dados de prospecção. A informação proveniente de modelos de detecção de anomalia é de extrema importância, pois é utilizada tanto para tratamento de modelos de vento quanto na abertura de ordens de serviço para os times de operação e manutenção de torres.

Fica, portanto, claro que a garantia de uma campanha de medição adequada e a utilização de dados confiáveis nos projetos eólicos é compromisso permanente da Casa dos Ventos, visto o constante investimento em capacitação de pessoal para criação de ferramentas que garantam o melhor tratamento possível dos dados de prospecção do recurso eólico.

REFERÊNCIAS

[1] STETCO, Adrian et al. Machine learning methods for wind turbine condition monitoring: A review. Renewable Energy, v. 133, p. 620-635, 2018.

[2] KHOSRAVI, Ali; MACHADO, Luiz; NUNES, R. Time-series prediction of wind speed using machine learning algorithms: A case study Osorio wind farm, Brazil. Applied Energy, v. 224, p 550-566, 2018.

[3] Perera K.S., Aung Z., Woon W.L. (2014) Machine Learning Techniques for Supporting Renewable Energy Generation and Integration: A Survey. In: Woon W., Aung Z., Madnick S. (eds) Data Analytics for Renewable Energy Integration. DARE 2014. Lecture Notes in Computer Science, vol 8817. Springer, Cham.

[4] SCIKIT,scikit-learn.org,2019.Tecnology.Disponível em: <https://scikit-learn.org/stable/documentation.html#>.Acesso em:01/03/2020.

[5] SCIKIT,scikit-learn.org,2019.Tecnology.Disponível em: <https://scikit-learn.org/stable/documentation.html#>.Acesso em:01/03/2020.

[6] DING, Yu. **Data science for wind energy**. CRC Press, 2019.

BIOGRAFIAS

Matheus Kleming de Castro Cunha – Nascido em 1991, e natural de Fortaleza, Brasil, é graduado (Magna Cum Laude) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará (UFC-2015), mestre pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA) na área de Sistemas Aeroespaciais e Mecatrônica, com ênfase em Controle Adaptativo de Sistemas. Profissionalmente, ocupa a posição de Coordenador da equipe de Engenharia de Dados da empresa Casa dos Ventos Energias Renováveis. É autor de "*Self-tuning Adaptive Controller applied to the Boost Converter Voltage Control*" – COBEP-SPEC/2015, e "*Adaptive Control of Quadrotor Aerial Vehicles under Actuator Failures*" – CILAMCE/2017, sendo Controle Adaptativo Contínuo, Identificação de Sistemas e *Machine Learning* suas áreas de interesse.

Henrique Bezerra Diógenes – Natural de Fortaleza-CE e nascido em 1º de outubro de 1991, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo ITA (2016). Possui mestrado em Engenharia Aeronáutica e Mecânica pelo ITA (2017), na área de Sistemas Aeroespaciais e Mecatrônica. Há quatro anos no setor, acumula experiência em O&M, como engenheiro de desempenho de aerogeradores, em desenvolvimento de projetos fotovoltaicos e atualmente coordena a área de desempenho e confiabilidade na Casa dos Ventos.

Hitoshi Nagano – Possui graduação em Engenharia Eletrônica pelo ITA (1989), mestrado e doutorado em Electrical & Computer Engineering - Nagoya Institute of Technology (1993 e 1996). Tem experiência acadêmica na área de Ciência da Computação, com ênfase em sistemas de informação, atuando principalmente nos seguintes temas: ciência de dados, modelamento analitico, e redes de telecomunicações.

SUBJECT Nabralift Case Study for the Brazilian Market

RECIPIENTS Brazil Wind Power

1 SCOPE

The following paper will show Nabralift Applicability for the Brazilian wind market.
In order to do so, the following Index will be followed:

- Nabrawind Technologies Introduction
- Nabralift Technology Introduction
- Brazilian wind market perspectives
- Nabralift applicabily in Brazil
- Conclusions

Confidencial info for BWP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

2 NABRAWIND TECHNOLOGIES

Nabrawind Technologies (NBTECH) is a Brazilian-Spanish company dedicated to the design and development of advanced technologies for wind turbine components, as well as engineering services advisory.

It was founded in 2015 by four senior engineers. Two Brazilians, Ricardo Savio and Odilon Camargo, and two Spanish, Eneko Sanz and Iñaki Alti.

Odilon Camargo, pioneer of the wind industry, is an aeronautical engineer. He began his career designing the aerodynamic blades of the first commercial wind turbines in the German market. Co-founder of Camargo Schubert Wind Engineering, his company has produced the wind atlases of Brazil and most of the states in the region, as well as providing consulting for 54% of the wind farm projects in Brazil.

Ricardo Savio, aeronautical engineer (PhD), has worked for major aircraft manufacturers in Brazil (Embraer), France (Airbus) and Spain (Airbus, GDA). He was Director of Blade Engineering at Gamesa. In addition to this, he founded several engineering companies. One of them, JADE Systems, was acquired by Tecsis, the main blade manufacturer in Brazil. He is currently the Technical Director (CTO) of Nabrawind Technologies.

As for their Spanish counterparts, both have a deep experience in the wind industry.

Eneko Sanz beganto work in 1999 at Gamesa, where he held various positions during the 13 years he worked there. The most outstanding roles were: Responsible for the development of moulds for several blade models and Project Manager of the G10X modular blade.

Iñaki Alti, aeronautical engineer, has linked his long career to patent protection. In his more than twenty years of experience in the sector, he has worked in the Patent &Trade Mark Agency, from which he jumped to Aernnova Aerospace as head of Patents. Later, he moved to the same position at Gamesa where he managed a portfolio of more than 400 patents. Finally, before his career at NBTEH, he held the position of Director of Innovation at Clarke, Modet & CO for three years.

NBTECH is focused into alternative high added value disruptive technologies with three strategic drivers:

- Drastic cost of energy reduction
- Solutions to break the barriers that currently restrain the onshore wind turbine growth
- Use of proven baselines technologies to provide robust and reliable components

NBTECH technologies are conceived to be easily integrated in existing wind turbines. NBTECH provides certified technologies and components that do not require wind turbine redesign and validation.

NBTECH team is composed by a group of senior engineers with 15-year average experience in the sector, mainly in wind turbine blades development and large experience in the aircraft development.

NBTECH current technology portfolio integrates two technologies:

- A Modular Blade System (Nabrajoint), applicable to any wind turbine blade (existing or new) that allows manufacturing blades in two or more parts that are transported separately and assembled on site. Nabrajoint technology is based on a bolted connection between blade modules with conventional, controlled and robust assembly methods.

Confidencial info for BVP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

Figure 1: Nabrajoint full-scale prototype

Nabrajoint is conceived to have a simple integration in the blade, without relevant modifications in the global design. The manufacturing process of the blade is not affected either: with no significant investments in the original production line, the process may be adapted to produce modular or standard blades as demanded.

Nabrajoint technology is the most reliable, light and cost-effective segmented blade solution in the market.

- A Self Erecting Tower (Nabralift), developed to break the barriers that the conventional towers are facing for very high hub heights (see next chapter for a more detailed description).

Confidencial info for BWP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

3 NABRALIFT

3.1 THE TECHNOLOGY

Figure 3. Nabralift tower

Nabralift consists on a three-columns structure installed under the uppermost part of a WTG tubular tower, resulting in a hybrid support structure formed by:

- an upper metallic tubular tower segment larger than the blade, so that blade tip clearance is unaffected
- a straight frame tower segment constituted by several modules of uniform height, composed by three vertical columns and a x-type bracing in the three module sides
- a metallic transition part between the upper tubular tower segment and the frame tower segment

The tower foundation consists of three small individual footings that react the loads transferred by the columns of the lowest frame module to the soil.

Nabralift integrates a Self-Erection System (SES) that allows the installation of a full WTG (tower, nacelle, rotor) without using large-size cranes regardless of the final hub-height. SES is conceived to install the lowermost sections of the tower at the last part of the assembly process. For this purpose, the SES is able to hoist the WTG in intermediate stages and install tower sections under it.

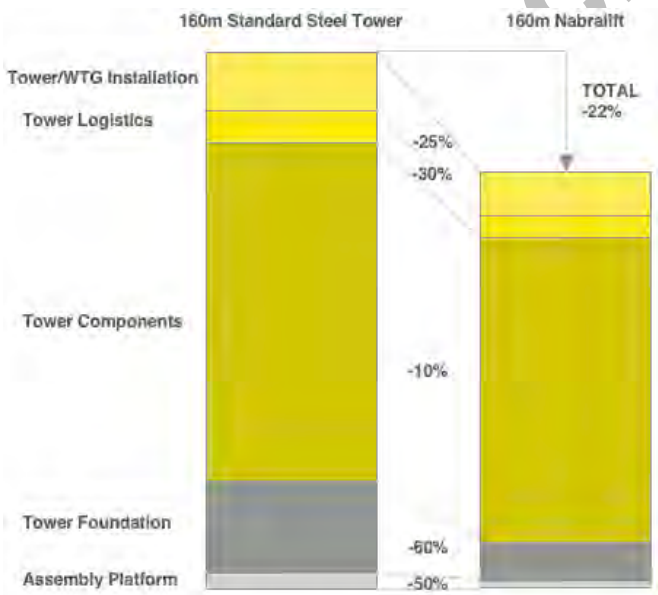


Figure 2. Nabralift reduction costs scheme

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

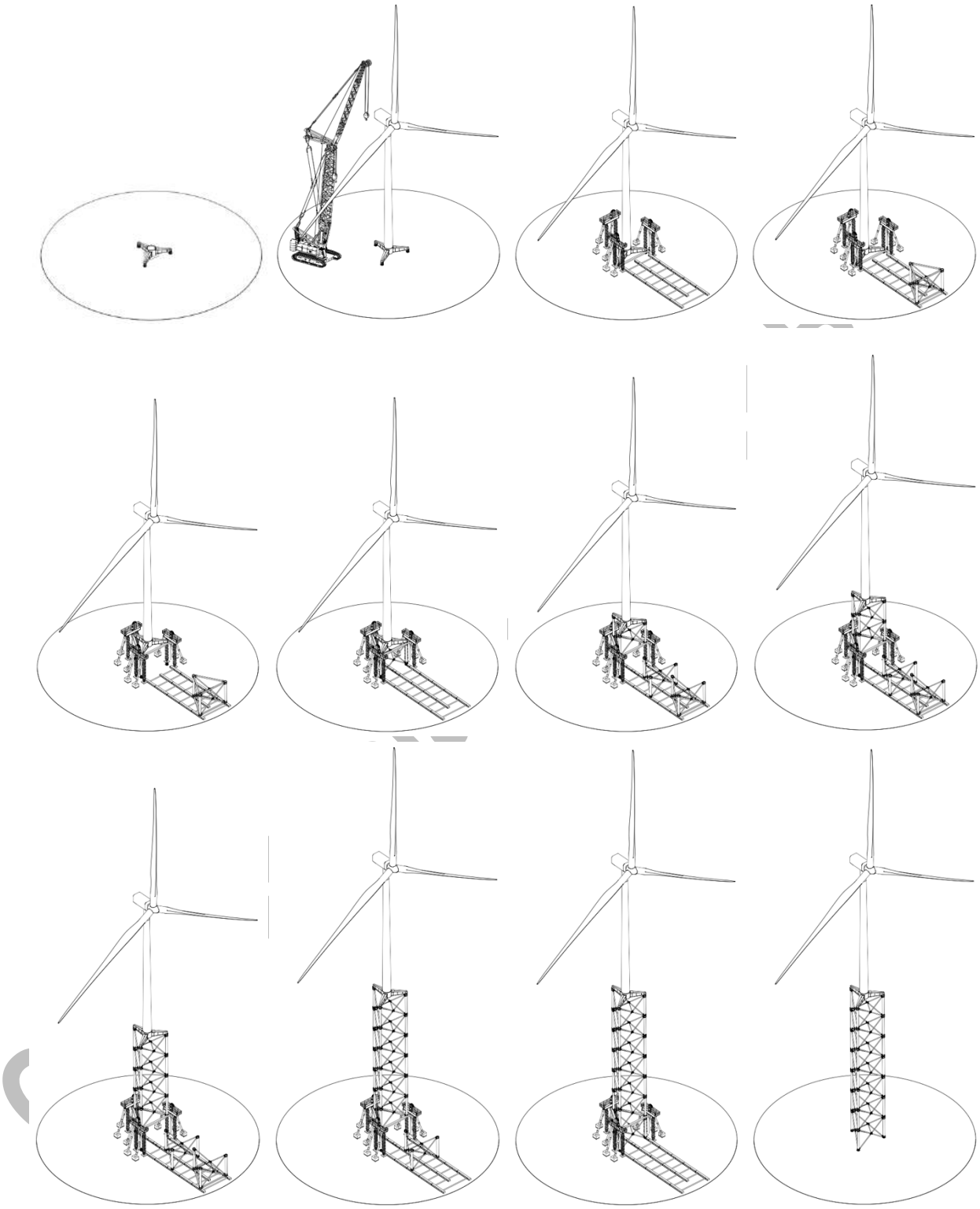


Figure 4. SET Self-Erecting Sequence

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

The SES process starts with the transition assembled and fixed on the foundation, and the tubular tower section, the nacelle and rotor installed over it. After installing the SES a frame module is assembled. The SES jaws clamp the tower transition which is detached from the foundation, elevating it slightly over the frame tower module. Then, the frame module is guided and fixed to the foundation interface. The WTG tower is then lowered and fixed to the lowermost frame tower module. Finally, SES jaws unclamps the tower and descend to the lower part of the frame module.

Figure 5. Self Erecting System lifting Nabralift 3MW version - 160 height prototype

SES is designed to operate in high wind conditions, avoiding inoperative time periods in the WTG assembly. 3 frame modules can be installed per day, and a 150-160m tall-tower can be installed in a 3days/WTG sequence, even for XXL hub heights. Additionally, the assembly platform required for the tower assembly and erection is reduced by a 50% from standard tower & crane technologies.

Nabralift, together with its Self-Erecting System, is designed to break all the barriers that are restraining the growth of the wind turbines hub height:

- The cost of the tower and foundation is reduced by a 15% (considering all savings in foundation & assembly pad, logistics, tower components and installation process)
- No large cranes are required for installation, independently of the final hub height
- Nabralift frame and transition segments may be disassembled and packaged in small containers. This minimizes logistics complexity and costs and removes transportation barriers for Wind Farm installation.
- Nabralift is a soft-stiff tower, designed to avoid the resonances between the rotor turning and the 1st bending moment frequency

Confidential

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

3.2 TRACK RECORD

The first prototype of Nabralift was installed in Navarre (Spain) at the end of 2018.

After the first prototype, Nabrawind signed the first commercial contract in 2019 for the installation of the tallest wind tower in Africa. This wind turbine will be installed in 2020 with a hub height of 144 meters.

At the same time, Nabrawind has also signed a contract for the installation of five towers in Namibia. This project will be executed at the end of 2020.

On the other hand, Nabrawind is about to close several projects for the year 2021 in several countries such as China, Spain, Chile or Australia. The towers for these projects will vary from hub heights of 150 meters to 200 meters. In fact, in 2021 Nabrawind will break the world record with the installation of the highest wind turbine with a hub height of 200 meters.

As for the case of Brazil, Nabrawind is already in a negotiation stage with an important OEM deeply involved in country. So far the first steps are being taken in order to explore and define wind farms where Nabralift can make a difference.

Confidencial info for BWP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

4 BRAZIL MARKET TRENDS

4.1 FORECAST

The Brazilian wind market is evolving extremely quickly.

According to WoodMackenzie, Brazil is skipping one generation of wind turbines and zooms pasts from 2.XMW to 4.X/5.XMW technologies due to flexibility in siting and low shear. This trend can be seen in the following graphic:

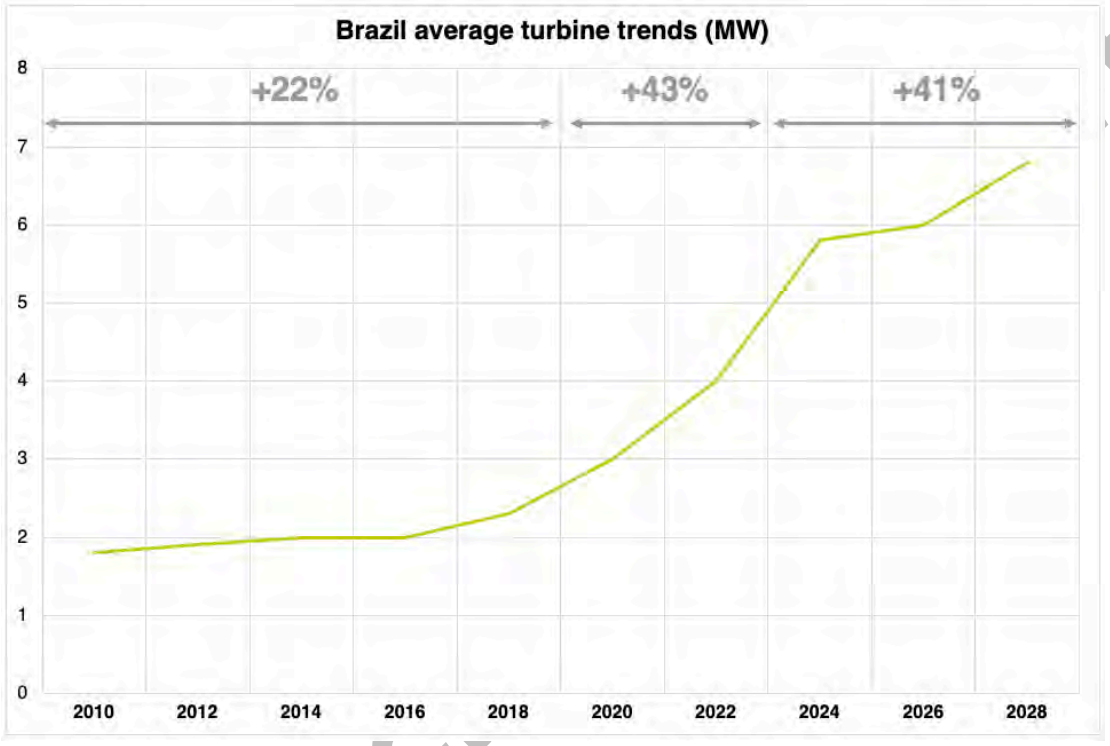


Figure 6. Brazil average wind turbines

As it is shown, in the period from 2010 and 2018 the growth of the wind turbines in Brazil was a 22%. However, in a shorter period of time, just between 2018 and 2022, it is expected to grow a 43%. Furthermore, after those four years, in the following six it will grow another 41%.

This way, Brazil is installing right now, in average, wind turbines of 2.5 – 3MW but, just in less than eight years it will be installing 6MW turbines.

This fact is triggered not only by the OEMs development, but also for specific Brazil's wind shear which has prompted turbine OEMs to deploy their more powerful turbines, taller towers and longer blades in the country.

In this sense, Vestas has surprised the industry with the exceptional commercial success of Vestas V150-4.XMW turbines from 2.6GW of orders in the past 12 months. This led to all OEMs offering 4.X/5.XMW turbines in the hyper price competitive Brazil market.

4.2 LOGISTIC CONSTRAINS

Although the perspectives for the Brazilian market are excellent, there are several challenges that the wind industry must face in order to allow the wind industry properly develops. These are mainly linked to the logistics and installation of this new and big wind turbines.

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

For instance, reaching high hub heights, which allows to increment the AEP, will be complicated due to the limited number of big cranes or, in other cases, the transport of the components of the wind turbine.

Confidencial info for BWP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

5 NABRALIFT APPLICABILITY IN BRAZIL

Thanks to Nabralift characteristics seen in the chapter three, the tower developed by Nabrawind perfectly adapts to the Brazilian market.

5.1 HIGH TOWERS PROPOSAL

In the present Case Study three different towers for the Brazilian market are presented[1], all of them sharing the same upper tubular segment and transition piece.

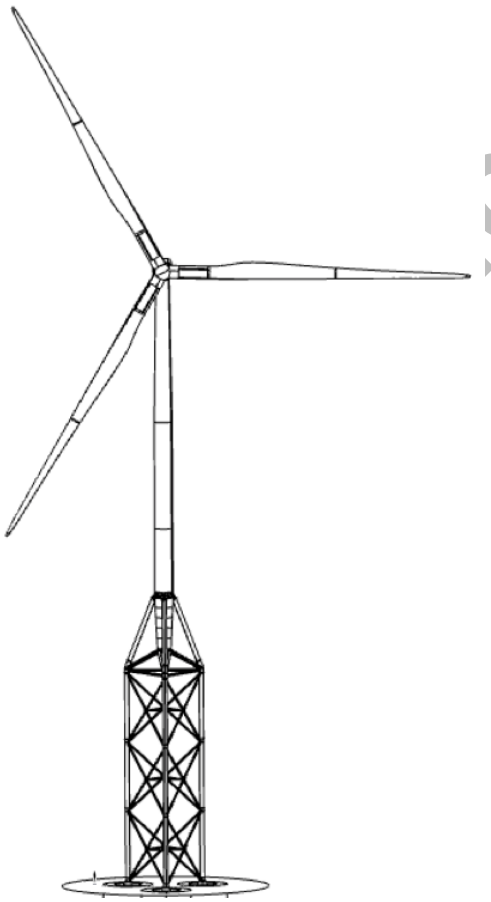


Figure 7. Nabralift HH143

[1] These towers are just an example for the case study. Some adaptations are mandatory for each project according the emplacement, the wind turbine, rotor, etc.

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

Next table describes the height of each segment of the tower:

Tower Height	HH143	HH160	HH177
Upper Tubular Segment	70.0m	70.0m	70.0m
Nabralift Transition + Frame Segment	71.1m	87.9m	104.7m
Number of Frame Modules	3	4	5

Figure 8. Tower Heights

5.2 FOUNDATION ALTERNATIVES

Nabralift foundation portfolio consists of three alternatives:

- Pile foundation, the most cost-effective solution for most of the sites
- Rock foundation, applicable in those sites with bedrock close to the surface
- Gravitational foundation, for those sites where pile or rock foundation cannot be used

Following chart shows the applicability of each foundation in the analysis ongoing for potential future windfarms.

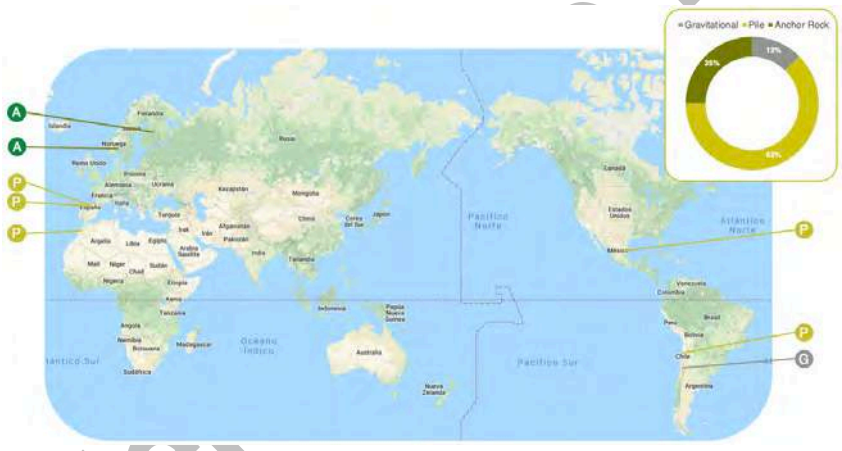


Figure 9. Applicability of each foundation technology in potential future windfarms

Confidential for BWP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

5.2.1 PILE FOUNDATION

Pile foundations combines the proven technology for offshore jackets foundation into the seabed with the standard concrete pile construction techniques, integrating an anchor cage on top to connect the tower columns. This results in three independent piles of 1.5m of diameter, with a length that depends on the soil characteristics of the windfarm.

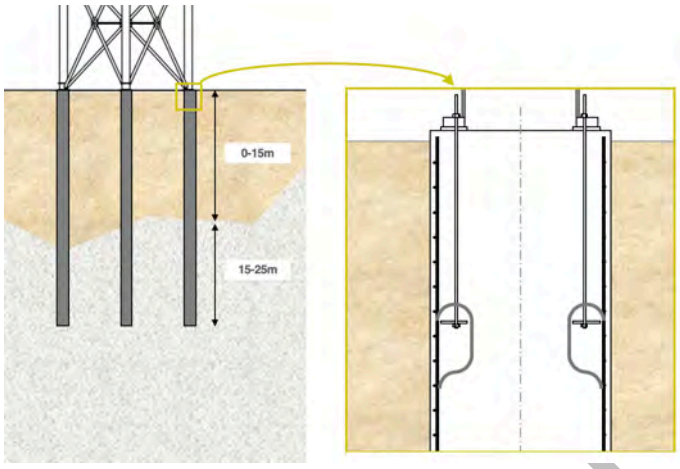


Figure 10. Nabralift pile foundation concept

The estimated average time for manufacturing the full pile foundation is 4 days (1 day per pile for drilling and positioning of the pile reinforcement and 1 day for concrete pouring.

A reference design of the pile foundation has been defined plausible soil characteristics:

- The depth to bedrock is assumed to be 5m
- A first layer of soft rock (q_u=5MPa) of 10m is assumed
- A second layer of soft rock (q_u=8MPa) is assumed

The geometry of the resulting foundation for each tower is shown in the following table:

	HH143	HH160	HH177
Pile Diameter	1.5m	1.5m	1.5m
Pile Depth	24m	26m	29m
Foundation Concrete	126m³	138m³	153m³
Reinforcement Steel	24T	27T	33T

Figure 11. Pile foundation

5.2.2 ANCHOR ROCK FOUNDATION

Due to (a) the small surface of the interface between the frame columns and the foundation and (b) the low vertical forces transferred from the tower columns to the soil, the benefits of the anchor rock foundation concept are multiplied when it is used in the Nabralift tower in those sites with bedrock close to the surface.

Following figure shows the design of the anchor rock foundation for one of the columns of the Nabralift tower (three of these would be used to connect the full tower).

Confidencial info BWP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

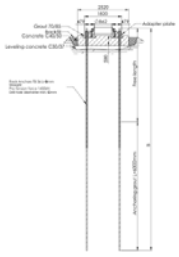


Figure 12. Anchor rock design for a Nabralift frame column

Applicability of this tower foundation shall be verified by means of a specific geotechnical analysis.

5.2.3 GRAVITATIONAL FOUNDATION

The gravitational foundation design consists of three independent footings, manufactured according to the standard process of conventional wind turbine foundations.

Each footing reacts on the soil the vertical forces transferred by one frame column. Additionally, the mass of the footing and the backfill guarantees that no gap with the soil happens, even under ULS design loads.

Due to the large distance between columns, the magnitude of this vertical forces is very low, leading to small footings, with very important savings in volume of concrete, mass of reinforcement steel and number of connecting studs.

Footings comprehend a central pedestal (including the interface of the frame columns and an auxiliary interface for the self-erecting system), a lower slab and 6 walls to provide bending stiffness to the footing.

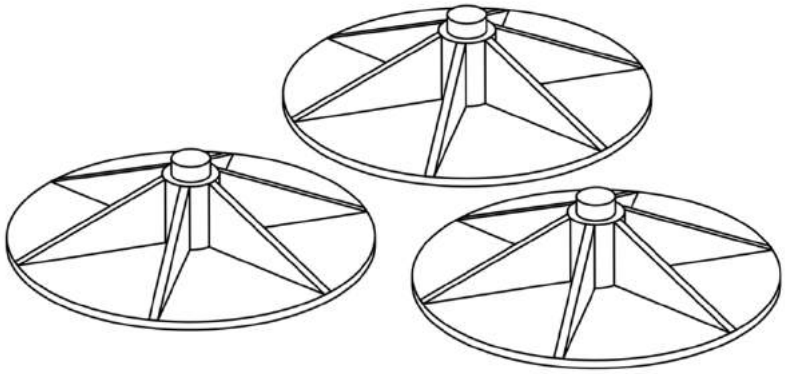


Figure 13. Gravitational foundation – basic geometry

5.3 TOWER LOGISTICS

The Nabralift tower is designed to get important savings in logistic costs:

- The frame components and the transition lateral segments can be transported in packs of standard mass (<24T)
- Only the tubular tower segments and the transition central piece must be transported in special trucks

Following table summarizes the packing list for each tower model considered for the Case Study (including the three segments of the upper tubular tower):

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

	Mass	Length	Wide/Height	HH143	HH160	HH177
Standard	<24T	<12m	as per 40' cont.	7	6	6
Special Length	<24T	<17m	as per 40' cont.	6	8	9
Special	<61T	<30m	<4.5/4.5m	4	4	4

Figure 14. Tower Packing List

5.4 ASSEMBLY & ERECTION TAKT TIME

Assembly times during the Phase 3 are:

- 3 days for the SES installation
- 0.5 days for each frame module assembly and tower erection
- 1 day for the SES transfer between different positions in the wind farm
- 2 days for the SES uninstallation

For illustration purposes, following figure describes the assembly sequence followed of a windfarm of 5 turbines of HH160m, considering Phase 1 (grey), Phase 2 (yellow) and Phase 3 (green).

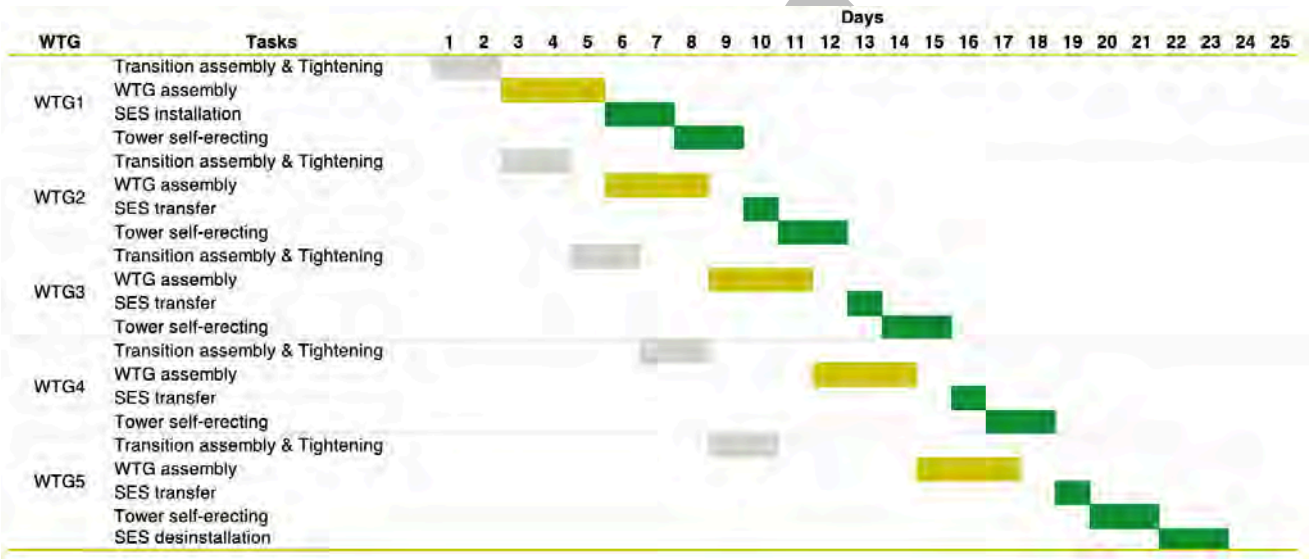


Figure 15. Wind Farm Installation Schedule (5 turbines of HH145)

SES is designed to withstand heavy loads coming from the WTG & tower mass from the wind acting in the blades, nacelle and tower. As a result of this, SES can erect the WTG under high wind speed (15m/s -10min average). Wind speed insensitivity reduces the non-operational time due to high wind by a 20-30% vs standard cranes.

SES is also prepared to operate in cold climates and it is able to operate in rainy or snowy conditions.

Following table outlines the environmental conditions considered for the design of the system:

Installation Temperature	Min	-10	ºC
	Max	40	ºC
Survival Temperature	Min	-40	ºC

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

	Max	50	ºC
Operational Wind Speed	10min Average	15	m/s
Survival Wind Speed	10min Average	42.5	m/s

Figure 16. Environmental Parameters

5.4.1 ASSEMBLY & ERECTION RESOURCES

Installation & Erection of a Nabralift tower comprehend the following resources:

- Installation team
  - 1 site manager
  - 1 quality engineer
  - 1 team assembly and heavy lifting experts (6 people)
- Auxiliary cranes:
  - 1 x 100t crawler crane
  - 1 x 40t crawler crane
  - 2 x cherry pickers
- Self Erecting System (SES):
  - SES Structure
  - SES Hydraulics
  - Skidding System for frame modules
  -

5.4.2 ASSEMBLY PLATFORM

The required assembly platform to install the wind turbine is very small, since:

- The size of the crane used to install the upper part of the tower, nacelle and rotor is moderate (600T of lifting capacity and a boom of 80m)
- The Self-Erecting System (SES) is designed to fit into a small assembly pad

The resulting dimensions of the assembly platform and the and crane/components layout is shown in the following figures:

Confidencial info for BWP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

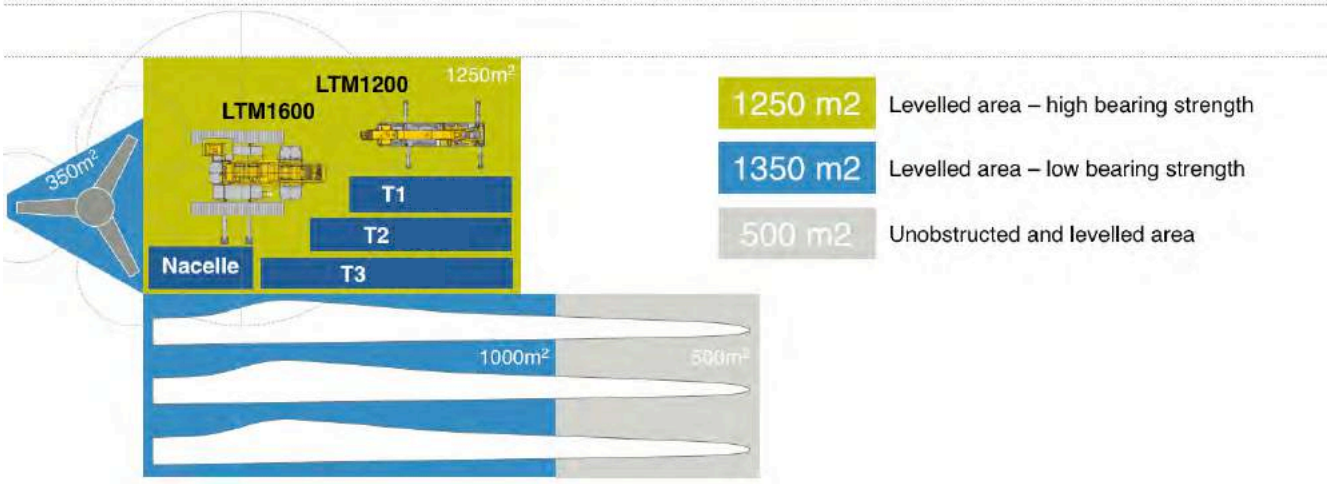


Figure 17. Surface of assembly pad and crane/components layout – Phase 1 & 2

Confidencial info for

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

6 CASE STUDY

6.1 CASE STUDY DEFINITION

A Case Study has been defined to evaluate the Nabralift preliminary designs for a specific windfarm, including a comparison with the costs estimated for standard towers.

Cost data regarding Brazil market is not available yet. Therefore, cost analysis is done considering:

- Local manufacturing in Spain
- Installation at 300km of the manufacturing centre
- Number of WTG: 50

To complete the cost comparison, two standard steel towers of 110m and 125m have been also evaluated.

Additionally, wind characteristics in the windfarm have been stabilised to obtain a Capacity Factor CF=40% at 125m height and CF=45% at 160m. Annual Energy Production has been estimated from these references and an estimated power curve for a 4.2MW-147 turbine. Finally, the reduction of LCOE from a reference value (the 125m steel tower) has been determined.

6.2 COMPARATIVE RESULTS

Following table summarizes the costs associated to the tower manufacturing, transportation and erection as per the hypothesis of the case study described in previous section, including those savings identified in the previous section.

Annual Energy Production (AEP) as well as Levelized Cost of Energy estimations are also shown:

Tower Technology	Nabralift	Nabralift	Nabralift	Steel	Steel
Hub Height (m)	HH177	HH160	HH143	HH125	HH110
AEP (MWh)	17020	16380	15700	14870	14090
CF (%)	46%	45%	43%	40%	38%
LCOE (%)	93%	95%	97%	100%	102%

Figure 18. Case Study Results

LCOE estimation indicates that it may be reduced in the windfarm by more than a 7% if a tall Nabralift tower is used vs the reference of a 125m tower.

Additional savings, not considered in this analysis, shall be evaluated to get the global saving from other installation technologies, as smaller assembly platform or higher operation wind speed of the Self Erecting System

6.3 PROJECT INSTALLATION TIME

Considering the references reported in Section 5.4, the takt-time of the tower erection for both tower modes are:

	HH143	HH160	HH177
Nr. Frame Modules	3	4	5
1 WTG erected every	2.5 days	3.0 days	3.5 days

Figure 19. WTG erection takt-time

According to these references, the total time required to erect the towers of a 50 WTG's windfarm is:

Confidential info for BWP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

	HH143	HH160	HH177
50 towers	22	26	30

Figure 20. Total tower erection time (weeks)

Confidencial info for BWP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

7 Conclusions

The Brazilian market development towards the deployment of the new wind turbines generation will require to also increment the hub height of the wind turbines.

Besides, the best emplacements are almost full. Therefore, future windfarms will be in low wind emplacements. Added to this, the Brazilian market is well known for a strong wind shear.

At the same time, there are some logistic constrains that will limit the tower options in the market.

In this situation, Nabralift can help the wind industry in the country generating an extra benefit for the projects or, even in somes cases, to make viable the projects thanks to its easier logistics.

As it has been shown in the present document, Nabralift holds several advantages that can be summarized as following:

- Avoids the use of large cranes (expensive or very limited)
- It's logistic its easier and cheaper
- Foundation alternatives are quicker and, at the same time, cheaper
- A HH177 tower can increase the AEP by a 17% with respect a 125 standard tubular tower and, right now, reaching such heighs is only possible with a Nabralift tower.
- The installation rate is extremely fast. A wind farm of 50 HH177 meter towers can be installed in just 30 weeks.

Confidencial info for BWP

NABRAWIND PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of NABRAWIND TECHNOLOGIES S.L. It is protected by copyright law as an unpublished work. NABRAWIND reserves all patent, copyright, trade secret and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by NABRAWIND in writing and subject to the applicable conditions. NABRAWIND disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

Estimativa do custo de investimento (CAPEX) e do custo nivelado de energia (LCOE) para a implantação de um parque eólico *offshore* no Nordeste brasileiro

Max Mauro Lozer dos Reis (max.reis@petrobras.com.br)
Bruno Mitsuo Mazetto (bruno.mazetto@petrobras.com.br)
Ezequiel Costa Malateaux da Silva (ezequiel.malateaux@petrobras.com.br)

Abstract:

Onshore wind energy in Brazil has been rapidly growing every year, increasing its installed capacity and contribution to the Brazilian energy matrix. Although there are no ventures in Brazil to explore offshore wind energy, there are ongoing initiatives with this focus. Therefore, this article aims to present an overview of the capital expenditures (CAPEX) and the levelized cost of energy (LCOE) for the implementation of an offshore wind farm along the coast of Brazilian northeast.

The results showed the region between the States of Maranhão and Rio Grande do Norte has the lowest CAPEX per MW(of installed power) around MM US$ 2.70 / MW, and levelized cost of energy (LCOE), around US$ 59.0 / MWh. The wind turbines is the equipment with the highest cost of the offshore wind farm, corresponding to 37.7% of the CAPEX. The foundation and the collector system cable represent 27.7% and 21.9%, respectively.

Keywords: CAPEX, LCOE, *offshore* wind, renewable energy

1. INTRODUÇÃO

A geração de energia a partir de fontes renováveis tem alcançado destaque mundial no cenário energético. Atualmente se destacam a Europa (com 19 GW), seguida pela Ásia (com 5 GW) em termos de capacidade eólica *offshore* instalada [1]. No ano de 2019 houve um aumento de 51,3 GW na capacidade instalada de energia eólica mundial, sendo 4,5 GW oriundos do segmento *offshore* (aproximadamente 9% das novas instalações) o que corresponde ao maior aumento dos últimos 3 anos [2]. A previsão é de que a energia eólica *offshore* se expanda fortemente nas próximas décadas, com crescimento de 13% ao ano [3].

No Brasil, dados da Empresa de Pesquisa Energética [4] indicam 14,39 GW de capacidade de geração eólica *onshore* instalada ao final do ano de 2018, o que garante a esta energia renovável quase 9% de capacidade instalada na matriz energética do país. Enquanto isso, estudos realizados indicam que há um potencial de geração eólica *offshore* inexplorado

estimado em 1.300 GW [5] no litoral brasileiro com lâmina d'água entre 0 e 100 m de profundidade.

Diante deste cenário, este artigo apresenta um amplo estudo espacial da estimativa dos custos associados à implantação de um parque eólico *offshore* na região Nordeste brasileira, com o propósito de identificar os locais com menor custo de investimento (CAPEX) e custo nivelado de energia (LCOE) para implantação de parques eólicos *offshore*. O levantamento do custo de cada componente do parque eólico *offshore* é baseado em equações paramétricas que levam em consideração os principais aspectos de influência na composição total do CAPEX.

2. METODOLOGIA

Neste tópico as premissas usadas para o desenvolvimento do estudo serão apresentadas para delimitá-lo. O software Quantum GIS® (QGIS) foi usado para filtrar os dados de vento e obter as distâncias geográficas necessárias para uma batimetria de até 50 metros de lâmina d'água. Todos os dados resultantes do QGIS são importados através do software Octave Forge® e são utilizados como dados de entrada para o cálculo do CAPEX e LCOE. O fluxograma simplificado da metodologia é apresentado na Figura 1.

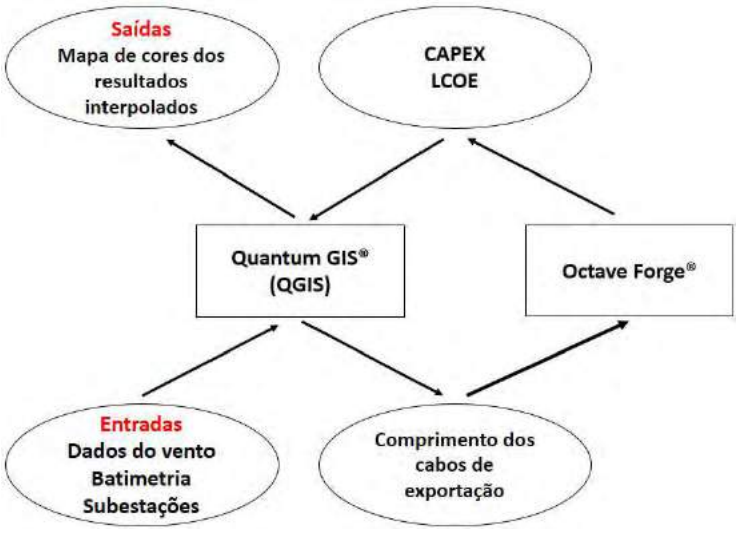


Figura 1 – Fluxograma da metodologia do estudo

2.1. Levantamento dos parâmetros para o cálculo do custo de investimento (CAPEX)

Um parque eólico *offshore* com capacidade instalada de 300 MW foi considerado para o estudo, sendo composto por 30 aerogeradores de 10 MW. Os principais dados de entrada para o estudo foram obtidos de acordo com as referências apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Resumo dos dados e suas fontes

Informação	Fonte:
Curva de Potência aerogerador 10 MW	National Renewable Energy Laboratory - NREL [6]
Velocidade do vento, fator de forma e fator de escala	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel [7]
Shapefile de Batimetria	Serviço Geológico do Brasil [8]
Shapefile de Subestação	Empresa de Pesquisa Energética [9]

Os dados de velocidade do vento, fator de forma e fator de escala na região *offshore* brasileira foram transformados em arquivo *shapefile* para manipulação dos dados no QGIS. De acordo com o Cepel [7], o modelo de mesoescala Brams (*Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modeling System*) foi usado para estimar a velocidade e direção do vento em todo o país para alturas entre 30 e 200 metros. A escolha do modelo Brams foi devido aos melhores resultados obtidos para a previsão do tempo por técnicas da meteorologia. A resolução dos dados de vento está disponível para uma grade de 5 km x 5 km. O sistema de coordenadas usado no ambiente QGIS foi o EPSG 4674 – SIRGAS 2000.

2.1.1. Relações de custo dos componentes do parque eólico *offshore*

O custo dos aerogeradores foi estimado conforme relação de custo proposta por Gonzalez-Rodriguez [10]. As relações de custo dos outros componentes do parque foram desenvolvidas através dos dados informados por Gonzalez-Rodriguez [10] de parques eólicos *offshore* existentes.

As relações apresentadas na Tabela 2 resumem as relações de custo para a composição do CAPEX. Observa-se que o CAPEX de um parque eólico *offshore* é influenciado pela profundidade da lâmina d'água (LDA), pelo comprimento do cabo de exportação *offshore* (L_{eo}) , pelo comprimento do cabo de exportação *onshore* (L_{en}), pelo comprimento total dos cabos do sistema coletor (L_c), pela potência total e pela quantidade de aerogeradores no parque eólico. A taxa de câmbio média do euro em relação ao dólar do ano de 2019 foi utilizada no estudo, o que resultou em 1,1176 dólar por euro [11].

Tabela 2 – Relação de custo para cada componente considerado no parque eólico *offshore*

		Variáveis
Aerogerador		
$WT(k€_{2016}) = 1374.P^{0,87}$ [10]		
Fundações (Jaqueta)		
$Fund(k€_{2016}) = (0{,}9181.LDA^2 - 31{,}433.LDA + 747{,}4).P$ [10]		P = Potência do parque [MW] LDA = Lâmina d'água [m]
Engenharia / Administração		
$Eng/Adm(k€_{2016}) = 120.P$ [10]		
SCADA		N = quantidade de aerogeradores do parque
$SCADA(k€_{2016}) = 50{,}5.N$ [10]		
Cabos do sistema coletor		
Aquisição	$Arrray_{(aq)}(k€_{2016}) = [4{,}260.10^{-4}.A + 2{,}324.10^{-1}].L_c$ [10]	A = área da seção transversal dos cabos [mm²]
Instalação	$Arrray_{(ins)}(k€_{2016}) = [-2{,}2684.10^{-3}.N + 3{,}8018.10^{-1}].L_c$ [10]	L_c = comprimento total de cabos do sistema coletor [m]
Cabo de exportação *offshore*		
Aquisição	$Expoff_{(aq)}(k€_{2016}) = [3{,}3565.10^{-3}.P + 8{,}3872.10^{-2}].L_{eo}$ [10]	L_{eo} = comprimento do cabo de exportação *offshore [m]*
Instalação	$Expoff_{(ins)}(k€_{2016}) = [-6{,}3180.10^{-4}.P + 3{,}8125.10^{-1}].L_{eo}$ [10]	
Cabo de exportação *onshore*		L_{en} = comprimento do cabo de exportação *onshore* [m]
Aquisição	$Expon_{(aq)}(k€_{2016}) = 0{,}25.[3{,}3565.10^{-3}.P + 8{,}3872.10^{-2}].L_{en}$ [10]	
Instalação	$Expon_{(ins)}(k€_{2016}) = 0{,}530.L_{en}$ [10]	
Subestação *offshore*		
$Sub(k€_{2016}) = 2534 + 88{,}7.P$ [10]		

*$k€_{2016}$ = euro (€) do ano de 2016 dividido pelo prefixo de quilo, k, (10^3)

Para a estimativa do comprimento total dos cabos do sistema coletor (L_c) foi definido um layout padrão, no qual os aerogeradores são divididos e alocados em oito colunas perpendiculares ao vetor de velocidade do vento, conforme apresentado na Figura 2. O espaçamento entre os aerogeradores segue as recomendações de Barthelmie et al. [12] para redução das perdas por efeito esteira.

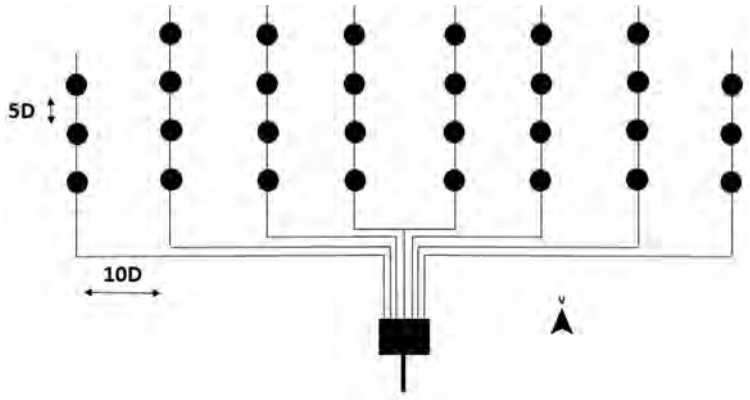


Figura 2 – Layout do parque eólico para estimar o comprimento total dos cabos do sistema coletor.

A estimativa do comprimento do cabo de exportação *offshore* (L_{eo}) e do cabo de exportação *onshore* (L_{en}) foi realizada a partir da premissa que o cabo de exportação é interligado à subestação mais próxima em terra, ou seja, trata-se do menor trajeto possível para a interligação do parque eólico *offshore* com a subestação *onshore*. Esta consideração descarta todas as limitações de trajeto que possam ocorrer devido, por exemplo, às áreas de proteção ambiental, dutos e gasodutos, e relevo oceânico. Além disso, os custos de logística *onshore* e *offshore* não foram considerados e nem as diferenças regionais de desenvolvimento industrial ou cadeia de suprimento. Sendo assim, trata-se de uma estimativa.

2.1.2. Cálculo do fator de correção para as relações de custo

Tendo em vista que as relações de custo utilizadas foram baseadas em dados de parques eólicos *offshore* variados, dados de parques mais recentes (provenientes da base de dados da 4C *Offshore* [13]) e com características similares ao do parque eólico *offshore* do presente estudo foram utilizados para estimar um fator de correção para aplicar nas relações de custo. Os empreendimentos apresentados na Tabela 3 foram selecionados, um com baixa capacidade e outro com alta capacidade de geração. Como ainda não há projetos com aerogeradores de 10 MW, foram selecionados os empreendimentos com aerogeradores de potência mais próxima ao do presente estudo, neste caso, os aerogeradores de 8 e 9,5 MW.

Tabela 3 – Empreendimentos de eólica *offshore* [13]

Planta eólica *offshore*	**País**	**Capacidade [MW]**	**Aerogerador**	**Fundação**	**LDA [m]**
Aberdeen *Offshore* Wind Farm (EOWDC)	Reino Unido	93,2	V164-8.0 MW	Jaqueta	20 - 30
Moray East	Reino Unido	950	V164-9.5 MW	Jaqueta	39 - 50

A Tabela 4 apresenta o CAPEX dos empreendimentos existentes (Tabela 3) e o CAPEX estimado a partir das correlações de custo propostas na Tabela 2 para empreendimentos com as mesmas características de parque apresentadas na Tabela 3.

Nota-se que há uma diferença considerável entre os valores de CAPEX, o que é representado na coluna 3 como resultado da razão entre os valores das colunas 1 e 2. A média dos valores resultantes da coluna 3 resulta em um fator de correção de 1,37. A coluna 4 apresenta o novo CAPEX obtido após a multiplicação do fator de correção pelas relações de custo. Observa-se, a partir da coluna 5, a pequena diferença relativa entre o CAPEX dos

empreendimentos existentes e o CAPEX das relações de custo após aplicação do fator de correção.

Tabela 4 – Custo de investimento dos empreendimentos e sua estimativa pelas relações de custo

Planta eólica *offshore*	**1 – CAPEX 4C (MM)** [13]	**2 - CAPEX relações de custo (MM)**	**3 – Razão entre 1 e 2**	**4 - Novo CAPEX relações de custo (MM)**	**5 - Diferença relativa 1 – 4**
Aberdeen *Offshore* Wind Farm (EOWDC)	$€_{2016}$ 391	€ 278	1,40	€ 382	2,2 %
Moray East	$€_{2018}$ 1884	€ 1398	1,34	€ 1926	-2,3%

Portanto, no presente estudo todas as relações de custo apresentadas na Tabela 2 são multiplicadas pelo fator de correção resultante, de forma a aproximar o CAPEX calculado com o CAPEX de empreendimentos existentes.

2.2. Custo Nivelado de Energia (LCOE) da planta eólica

A estimativa do custo nivelado de energia (LCOE) leva em consideração o custo de investimento (CAPEX), as despesas operacionais (OPEX) e a geração anual de eletricidade (AEP) da planta eólica *offshore* ao longo da costa Nordeste brasileira, conforme equação (1).

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{T} \frac{OPEX_t}{(1+\mathrm{WACC})^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{AEP_t}{(1+\mathrm{WACC})^t}} \quad (1)$$

Algumas considerações foram feitas para o cálculo do custo nivelado de energia:

- ✓ Vida econômica da planta eólica *offshore* (T) = 20 anos;
- ✓ Custo médio ponderado de capital ($WACC$) = 8,5% por ano [14];
- ✓ Despesa anual operacional ($OPEX$) equivale a 3,5% do $CAPEX$ [15];
- ✓ Perda de geração devido ao efeito esteira (P_{ee}) = 10% [16][1];
- ✓ Perda por indisponibilidade de aerogeradores (P_{ind}) = 5% [17];
- ✓ Perda elétrica de transmissão ($P_{elét}$) = 4% [18];
- ✓ Perda de desempenho do aerogerador (P_{da}) = 4% [19].

[1] Barthelmie et al. 2004 cita que a perda de potência de parques eólicos devido ao efeito esteira pode variar entre 5 a 15%. Portanto, o valor considerado é conservador.

A distribuição de Weibull foi considerada como a função da densidade de probabilidade da velocidade do vento, conforme equação (2) [20].

$$f(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{\left(-\frac{v}{c}\right)^{k}} \tag{2}$$

onde v é a velocidade do vento, k é o fator de forma e c é o fator de escala. De acordo com a norma IEC 61400-12-1 [21], a produção anual de eletricidade (AEP_{P50}) pode ser calculada pela transformação da distribuição da velocidade do vento em uma distribuição cumulativa equivalente da velocidade do vento, conforme equação (3). A quantidade de horas e potência para cada velocidade de vento são calculadas por uma interpolação linear entre dois pontos adjacentes da distribuição cumulativa da curva de potência. A estimativa de geração anual de eletricidade possui 50% de probabilidade de ocorrer, recebendo o subscrito $P50$.

$$\begin{aligned} AEP_{P50} &= N_h \sum_{i=1}^{n} [F(v_i) - F(v_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2}\right) . (1 - Perdas) \\ Perdas &= 1 - \left[1 - \frac{P_{ee}}{100}\right]\left[1 - \frac{P_{ind}}{100}\right]\left[1 - \frac{P_{elét}}{100}\right]\left[1 - \frac{P_{da}}{100}\right] \end{aligned} \tag{3}$$

onde N_h é a quantidade de horas por ano (8.760 horas); P é a potência para cada velocidade do vento (é função da curva de potência de cada aerogerador) e $F(v)$ é a função densidade de probabilidade acumulada da velocidade do vento para uma dada velocidade do vento, conforme apresentado na equação (4).

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}} \tag{4}$$

A curva de potência do modelo teórico do aerogerador de 10 MW [6] em função da velocidade do vento, conforme apresentado na Figura 3, foi usada para a estimativa da geração anual de eletricidade.

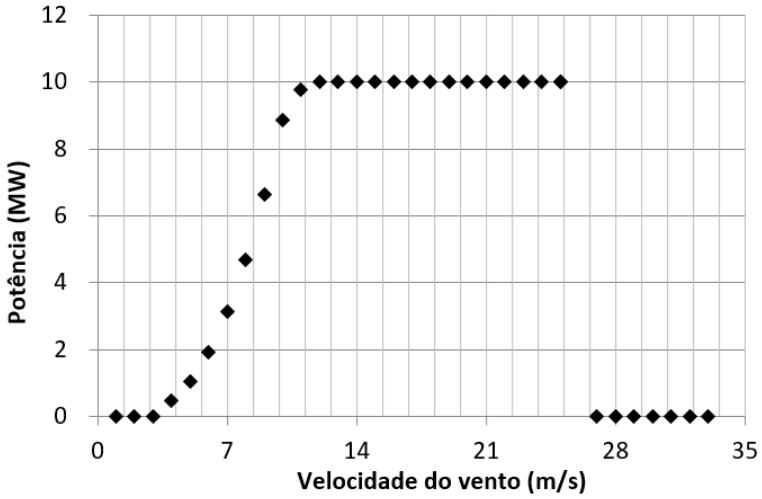


Figura 3 – Curva de potência do aerogerador NREL 10 MW

3. RESULTADOS

O estudo foi desenvolvido para 5.900 pontos ao longo do Nordeste brasileiro, onde havia dados de vento disponíveis [7]. Os resultados obtidos a partir destes pontos foram interpolados com a ferramenta Inverse Distance Weighted (IDW) no software Quantum Gis (QGIS). Apesar de não retratar com precisão os dados de vento nas lacunas existentes entre os pontos com dados disponíveis, esta ferramenta auxiliará na definição de um mapa de cor para permitir a análise visual dos resultados.

3.1. Estimativa do custo de investimento (CAPEX) e do custo nivelado de energia (LCOE)

O CAPEX é um parâmetro importante para a avaliação da viabilidade econômica de um parque eólico *offshore*. A Figura 4 apresenta o mapa de cor com a estimativa do CAPEX ao longo de toda a região Nordeste brasileira. Observa-se que as regiões com menor custo de investimento encontram-se entre os estados do Maranhão (MA) e Rio Grande do Norte (RN), sempre dentro do limite batimétrico de 20 metros de LDA, o que é justificado pelo menor custo de fundações e dos cabos de exportação *offshore*. As regiões com cores mais claras, onde o custo de investimento necessário é maior, encontram-se dentro do limite batimétrico entre 20 e 50 metros de LDA. Tais regiões estão mais distantes das subestações *onshore*, o que aumenta consideravelmente os custos dos cabos de exportação *offshore* e *onshore*.

Conforme citado no relatório da Carbon Trust [22], o CAPEX por MW instalado típico para empreendimentos de eólica *offshore* varia entre MM US$ 2,23/MW e MM US$ 4,47/MW.

O CAPEX/MW resultante deste estudo variou entre MM US$ 2,70/MW e MM US$ 4,80/MW, a depender do local, o que demonstra a razoabilidade dos valores.

Apesar de o resultado apresentado na Figura 4 deixar claro os locais com menor custo de investimento, não é possível identificar o quão competitiva é a geração eólica *offshore* em relação a outras tecnologias de geração de eletricidade. Para sanar esta lacuna, a Figura 5 apresenta o resultado do custo nivelado de energia (LCOE) ao longo de toda a costa do Nordeste brasileiro, o que representa de forma direta a relação entre as duas principais grandezas de um parque eólico *offshore*: a geração de eletricidade e o custo de investimento necessário para o empreendimento.

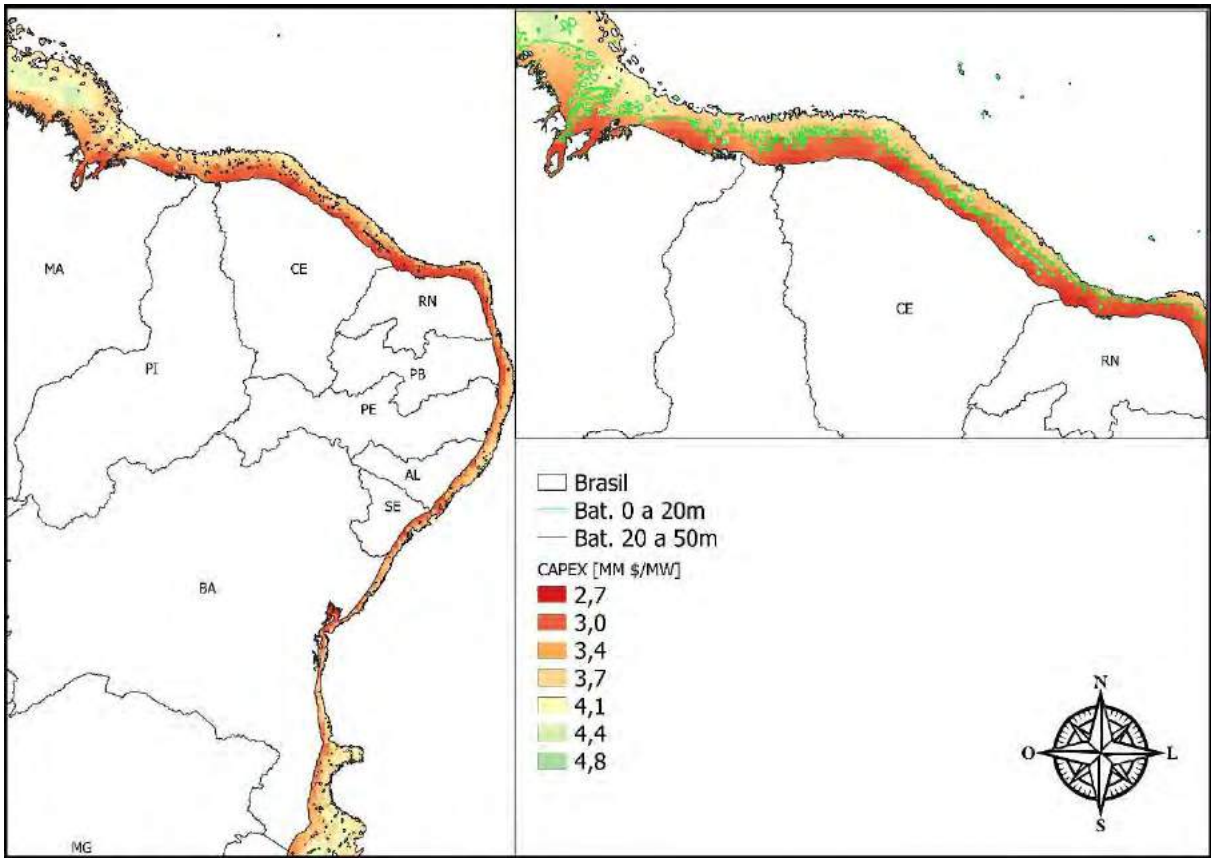


Figura 4 – Estimativa do custo de investimento (CAPEX) do parque eólico [MM US$/MW]

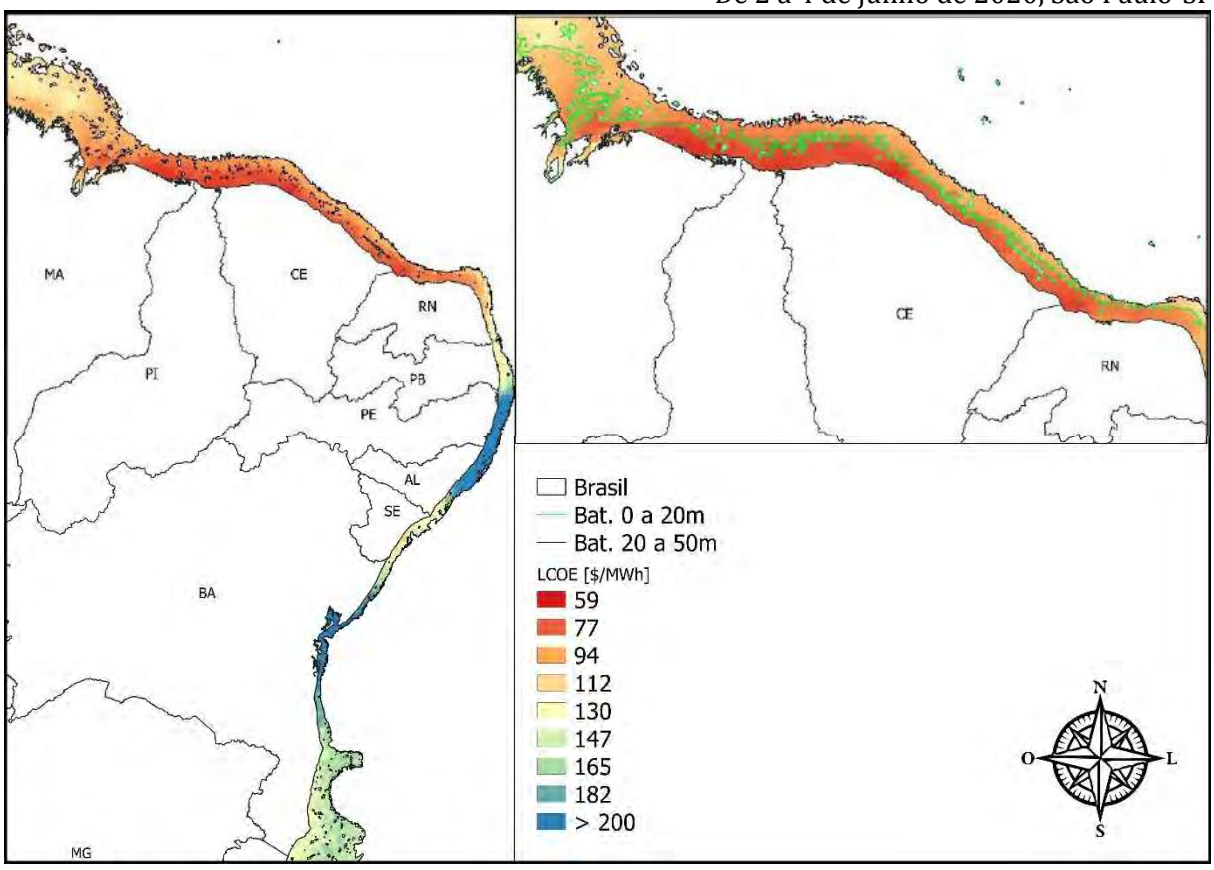


Figura 5 – Estimativa do custo nivelado de energia (LCOE) da planta eólica [US$/MWh]

Assim como ocorreu com o CAPEX, o mínimo LCOE encontra-se entre os estados do MA e RN, para o limite batimétrico de até 20 metros de LDA. Porém, para os locais com a coloração azul, a ordem de grandeza do LCOE torna-se consideravelmente maior (mais que três vezes o menor valor obtido de LCOE), o que não fica explícito apenas com o resultado do CAPEX. A baixa velocidade média do vento e/ou maior CAPEX resulta na grande diferença do LCOE.

3.2. Detalhamento do custo de investimento para cada componente do parque eólico *offshore*

A Figura 6 apresenta a divisão do CAPEX entre os componentes do parque para o local de menor CAPEX encontrado na região Nordeste do país. Observa-se que 37,3% do CAPEX corresponde ao custo dos aerogeradores e refere-se ao maior custo do parque. Em seguida, a fundação/subestrutura representam 27,7% e o cabo do sistema coletor representa 21,9%. Ou seja, apenas três itens do parque eólico *offshore* representam 86,9% do CAPEX, o que destaca a importância de um conhecimento aprofundado sobre tais itens para redução dos custos envolvidos.

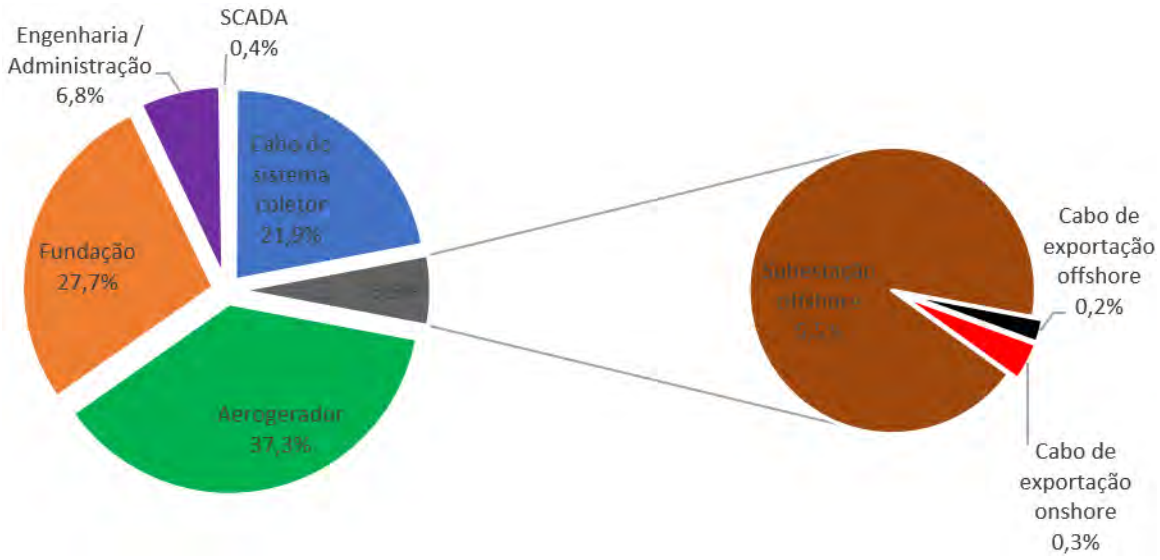


Figura 6 – Divisão do CAPEX entre os componentes do parque eólico *offshore*

4. CONCLUSÕES

A estimativa do custo de investimento (CAPEX) de um parque eólico *offshore* é um assunto pouco explorado no Brasil, visto que ainda não há parques existentes e a ordem de grandeza dos custos se eleva bastante em relação aos empreendimentos *onshore*, dadas as dificuldades e riscos envolvidos no mar.

O presente trabalho se concentra apenas na região Nordeste do país, que apresenta grande potencial para receber um parque eólico *offshore* por suas características de vento ao longo do litoral, principalmente entre os estados do Maranhão e do Rio Grande do Norte, nos quais foram obtidos os menores custos nivelados de energia (LCOE), em torno de US$ 59,0/MWh e custo de investimento (CAPEX) por MW de potência instalada, em torno de MM US$ 2,70/MW. Destaca-se ainda que o aerogerador representa a maior parte do custo de investimento do parque eólico *offshore* (cerca de 37,3%), seguido por outros dois componentes: a fundação (que representa 27,7%); e o cabo do sistema coletor (que representa 21,9%); o que demonstra a importância de conhecer bem os parâmetros que impactam o projeto destes componentes.

Agradecimentos:

Este trabalho foi desenvolvido dentro do projeto PD-00553-0045/2016 no âmbito do programa de P&D do sistema elétrico regulado pela ANEEL.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] I. R. E. A. IRENA, "Wind Energy," 2019. [Online]. Disponível em: https://www.irena.org/wind.

[2] Global Wind Energy Council, "Global Wind Report 2018," no. April, 2019.

[3] IEA, "IEA (2019), 'Offshore Wind Outlook 2019', IEA, Paris," Paris, 2019.

[4] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, "Balanço energético nacional 2019," p. 303, 2019.

[5] O. R. Pimenta, F.M.; Silva, A.R.; Assireu, A.T.; Almeida, V.S.; Saavedra, "Brazil Offshore Wind Resources and Atmospheric Surface Layer Stability," *Energies*, vol. 12, no. 4195, pp. 1–21, 2019.

[6] W. Musial, P. Beiter, S. Tegen, and A. Smith, "Potential Offshore Wind Energy Areas in California: An Assessment of Locations, Technology, and Costs," no. December, 2016.

[7] Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, "Atlas Eólico brasileiro," 2013. [Online]. Disponível em: https://novoatlas.cepel.br/. [Acessado em: 09-Jan-2020].

[8] CPRM - Serviço Geológico do Brasil, "Serviço Geológico do Brasil." [Online]. Disponível em: http://www.cprm.gov.br/publique/Geologia/Geologia-Marinha/Projeto-Batimetria-3224.html. [Acessado em: 09-Jan-2020].

[9] E. de P. E. EPE, "WebMapEPE." [Online]. Disponível em: https://gisepe.epe.gov.br/WebMapEPE/. [Acessado em: 15-Jan-2020].

[10] A. G. Gonzalez-rodriguez, "Review of offshore wind farm cost components," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 37, pp. 10–19, 2017.

[11] BCB, "Banco central do Brasil," 2020. .

[12] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, 2nd ed. 2013.

[13] 4C Offshore, "Offshore Wind Farm," 2020. [Online]. Disponível em: https://www.4coffshore.com/. [Acessado em: 13-Jan-2020].

[14] M. da Fazenda, "Metodologia de Cálculo do WACC 2018," vol. 2018, 2018.

[15] J. Carroll, A. Mcdonald, and D. Mcmillan, "Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines," no. August 2015, pp. 1107–1119, 2016.

[16] R. J. BARTHELMIE *et al.*, "Comparison of Wake Model Simulations with Offshore Wind Turbine Wake Profiles Measured by Sodar," *J. Atmos. Ocean. Technol.*, pp. 888–901, 2006.

[17] J. Carroll, A. Mcdonald, I. Dinwoodie, D. Mcmillan, M. Revie, and I. Lazakis, "Availability, operation and maintenance costs of offshore wind turbines with different drive train configurations," no. July 2016, pp. 361–378, 2017.

[18] H. Farahmand, D. Huertas-hernando, L. Warland, M. Korpås, and H. G. Svendsen, "Impact of system power losses on the value of an offshore grid for North Sea offshore wind," no. 7465, pp. 1–7, 2011.

[19] A. TruePower, “AWS Truepower Loss and Uncertainty Methods,” 2014.

[20] O. A. C. DO AMARANTE, M. B. E. J. ZACK, and A. L. DE SÁ, “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro,” 2001.

[21] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, *IEC 61400-12-1: Wind energy generation systems - Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. 2017.

[22] CarbonTrust, “Future Potential for Offshore Wind in Wales: Prepared for the Welsh Government,” no. December, 2018.

Inovação aplicada na rede coletora de energia de parques eólicos

Daniel Bento[1], Felipe Oliveira[2]

1 Diretor Executivo

Baur do Brasil

2 Gerente de O&M

CPFL Renováveis

Rua Tácito de Almeida Nº73, São Paulo/SP, Brasil

daniel.bento@baurdobrasil.com.br

RESUMO

Este artigo apresenta o papel da rede coletora em parques eólicos e a sua relevância para a operação e rentabilidade do empreendimento.

O trabalho está baseado no estudo de caso do complexo eólico de Aracati que tem suas características principais descritas para permitir a compreensão da situação apresentada.

A CPFL Renováveis comprou este complexo logo no seu início de operação e se deparou com um índice muito elevado de falhas na rede coletora. Para mitigar o impacto das falhas na geração de energia elétrica, foi desenvolvido o projeto de uma nova rede coletora que permite a realização de manobras a partir de recursos de flexibilidade operativa nunca implementado em parques eólicos.

Desta forma, são apresentados os resultados desta ação em relação ao aumento da confiabilidade da rede e, quando há ocorrência de alguma falha, é possível o rápido reestabelecimento da condição operativa devido aos recursos existentes na rede.

Palavras-chave: *Rede Coletora, Confiabilidade, Energia Eólica.*

ABSTRACT

This paper presents the function of the collection network in wind power plants and their relevance to the project operation and profitability.

The case study presented is based on Aracati wind power plant which has its main characteristics described to allow an understanding of the presented situation.

CPFL Renováveis purchased this complex early in its operation and encountered a very high rate of failure in the collection network. In order to mitigate the impact of failures in the generation of electric power, the project of a new collecting network was developed that allows the accomplishment of maneuvers from resources of operative flexibility never implemented in wind power plants.

Thus, the results of this action are presented in relation to the network reliability increase and, when there is a failure, it is possible the fast reestablishment of the operational condition due existing resources in the network.

Keywords: *Collecting Network, Reliability, Wind Energy.*

1. INTRODUÇÃO

Para o funcionamento adequado dos parques eólicos, em sua construção é instalada uma infraestrutura que permite escoar a energia elétrica gerada até a conexão com o sistema elétrico. A sua composição contém rede coletora e subestação, que precisam funcionar adequadamente para que o parque eólico possa injetar na rede toda a energia produzida.

Quando essa infraestrutura não funciona de forma adequada, a rentabilidade esperada do parque eólico pode não ser atingida, pelos efeitos financeiros negativos da energia elétrica que poderia ser produzida, mas que não foi injetada no sistema elétrico.

Todo parque eólico possui o objetivo de apresentar elevada disponibilidade operativa, em função da necessidade de atendimento aos contratos de energia e suprimento da rede elétrica.

Essa disponibilidade depende de diversos fatores, sendo que a rede coletora de média tensão é um dos elementos do parque eólico que precisa atender a esse requisito.

Por esse motivo é muito importante realizar de forma adequada o projeto, instalação, comissionamento e operação da rede coletora. O presente artigo discorre sobre esses aspectos, aplicados diretamente em um estudo de caso.

2. REDE COLETORA DE PARQUES EÓLICOS

Os parques eólicos encontrados no Brasil são complexos que, em geral, possuem mais de 100 MW de capacidade instalada, contudo, por uma questão regulatória e estratégica, estes complexos são divididos em usinas de no máximo 30 MW.

A separação de grandes parques eólicos em usinas de potência igual ou inferior a 30 MW é realizada para que a energia elétrica produzida seja considerada incentivada e, por consequencia, receba o subsídio de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão TUSD / TUST, que é repassada ao consumidor desta energia.

O reflexo dessa estratégia na rede elétrica representa que cada usina não pode ter mais do que 30 MW conectados em um ou mais circuitos até que passe pela medição.

Desde 2017 é possível a obtenção deste desconto para usinas que individualmente tenham até 300 MW. Já existem usinas que foram vendidas em leilões com potência maior do que 30 MW, mas que ainda estão sendo construídas [1].

Esta divisão por potência não representa necessariamente uma separação física dos aerogeradores, que tem como prioridade a disposição em locais de melhor aproveitamento do vento. Portanto, a rede elétrica coletora faz este papel de separação das usinas.

Os circuitos elétricos captam a energia produzida e atribuída a cada usina em função das suas características estabelecidas na outorga emitida pelo poder concedente e apresentadas no leilão, como por exemplo garantia física, potência instalada, além de um dos principais fatores que é a energia elétrica que já está vendida e acordada em contrato.

Como a potência de cada usina de 30 MW representa uma corrente elétrica muito elevada para ser conduzida por cabos de 34,5 kV de tensão elétrica (que é a tensão mais adequada para essa configuração), geralmente cada uma destas usinas possuem dois ou três circuitos elétricos.

Tendo em vista que a maior parte dos aerogeradores apresenta uma potência de aproximadamente 2 MW, cada usina de 30 MW possui cerca de 15 aerogeradores que se dividem entre os dois ou três circuitos elétricos, ficando com uma configuração típica semelhante a figura 1.

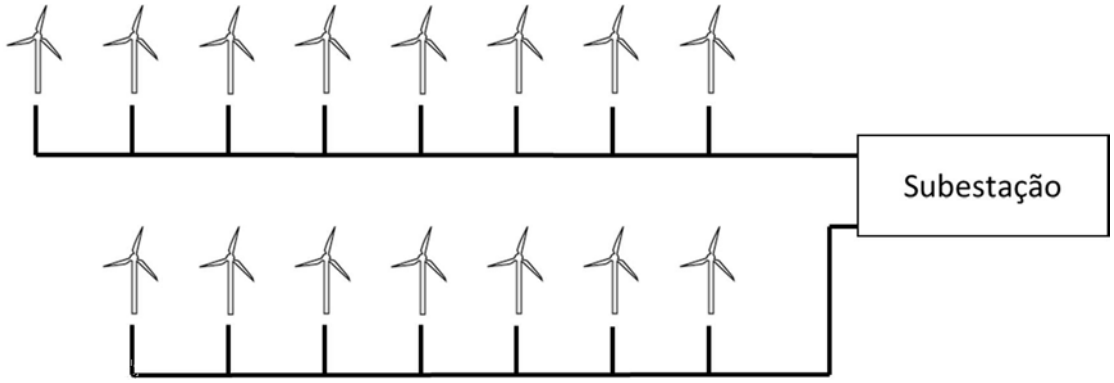


Figura 1: Arranjo típico de rede coletora com dois circuitos

A figura 1 ilustra a situação de uma usina composta de 15 aerogeradores ligada a subestação elevadora. Em geral existe mais do que uma usina conectada a subestação, de acordo com a disponibilidade de geração do local, formando o complexo eólico.

3. COMPLEXO EÓLICO DE ARACATI

O complexo eólico de Aracati fica localizado no munício de Aracati, no estado do Ceará, a uma distância de 150 km de Fortaleza, próximo à divisa com o estado do Rio Grande do Norte.

Este complexo possui uma potência instalada de 140,7 MW, composto de 67 aerogeradores de 2,1 MW cada, divididos em 3 complexos menores de geração, sendo eles Bons Ventos com 50,4 MW, Canoa Quebrada com 58,8 MW e Enacel de 31,50 MW.

Junto aos aerogeradores há transformadores que elevam a tensão produzida para 34,5 kV, injetando na rede coletora. Essa rede conduz a energia elétrica até a subestão Aracati II que eleva para 230 kV, fazendo a conexão com o sistema elétrico interligado nacional.

Na subestação chegam 12 circuitos por um percurso único de aproximadamente 1,2 km (trecho A da figura 2). Destes 12 circuitos, 9 são oriundos dos parques Bons Ventos e Canoa Quebrada, sendo que eles percorrem em conjunto um trecho de aproximadamente 2,5 km (trecho B da figura 2) até o ponto de onde todos estes circuitos chegam a partir de encaminhamentos distintos. O trecho C da figura 2, que representa a chegada do parque Enacel, é um trecho curto onde há 3 circuitos juntos.

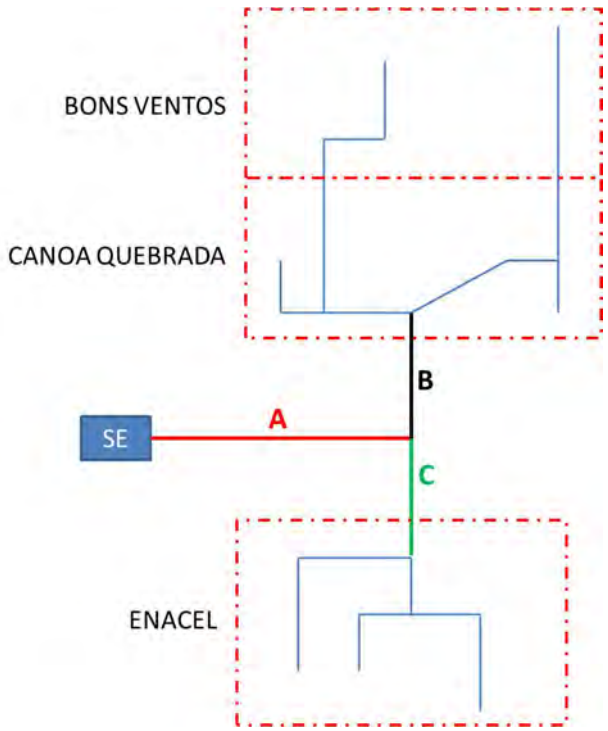


Figura 2 – Configuração simplificada da rede coletora do parque eólico de Aracati

Este complexo eólico foi comprado pela CPFL em 2012 e no momento inicial foram identificados alguns problemas operacionais, em especial na rede coletora. Havia a ocorrência de desligamentos frequentes decorrentes de falhas nos cabos elétricos de média tensão.

A rede havia sido construída em região de dunas móveis e, desta forma, para realizar a manutenção havia necessidade escavar a areia até chegar nos cabos (em algumas situações a profundidade dos cabos chegava a 15 metros sob a areia). Tendo em vista a caracterísica da areia fina existente nas dunas, era difícil realizar novamente o enterramento, fazendo com que os cabos fossem deixamos expostos, conforme ilustra a figura 3.

Figura 3 – Rede coletora no momento da compra do parque eólico pela CPFL

A situação encontrada pela CPFL no momento da compra do parque eólico era de uma condição operacional que não oferecia confiabilidade para a rede coletora. Adicionalmente ainda havia uma tendência de piora, tendo em vista o sol forte da região incidindo sobre os cabos e ainda havia emendas em que as blindagens estavam expostas, permitindo a entrada de areia e água de chuva nas camadas internas do cabo, conforme ilustrado na figura 4.

Figura 4 – Emenda da rede coletora no momento da compra do parque eólico pela CPFL

Havia um problema em específico na blindagem, além da questão de exposição ao sol, chuva e areia. A corrente de curto-circuito monofásica existente na instalação era muito superior a capacidade da blindagem em escoá-la em situações de falhas, fazendo com que, em determinadas condições, a blindagem não suportava esse escoamento.

4. PROJETO DA NOVA REDE COLETORA DE ARACATI

Com o objetivo de resolver os problemas existentes na rede coletora, foi desenvolvido o projeto para construção de uma nova rede. Este projeto considerou uma nova rota para os trechos finais da rede coletora, trecho A da figura 2.

Os trechos que originalmente estavam construídos em dunas foram modificados para aproveitar as margens das vias de acesso existentes, sendo que em sua lateral foram construídas valas que permitiam a acomodação dos cabos de forma ordenada, identificada e com profundidade conhecida, conforme ilustra o novo encaminhamento na figura 5.

Desta forma, apesar da característica móvel das dunas, elas não encobriam o trecho por onde estavam instalados os cabos, tendo em vista que já fazia parte da operação da usina a remoção da areia das vias de acesso com o auxílio de escavadeira, e assim, o trecho por onde passam os cabos também era beneficiado com esse serviço.

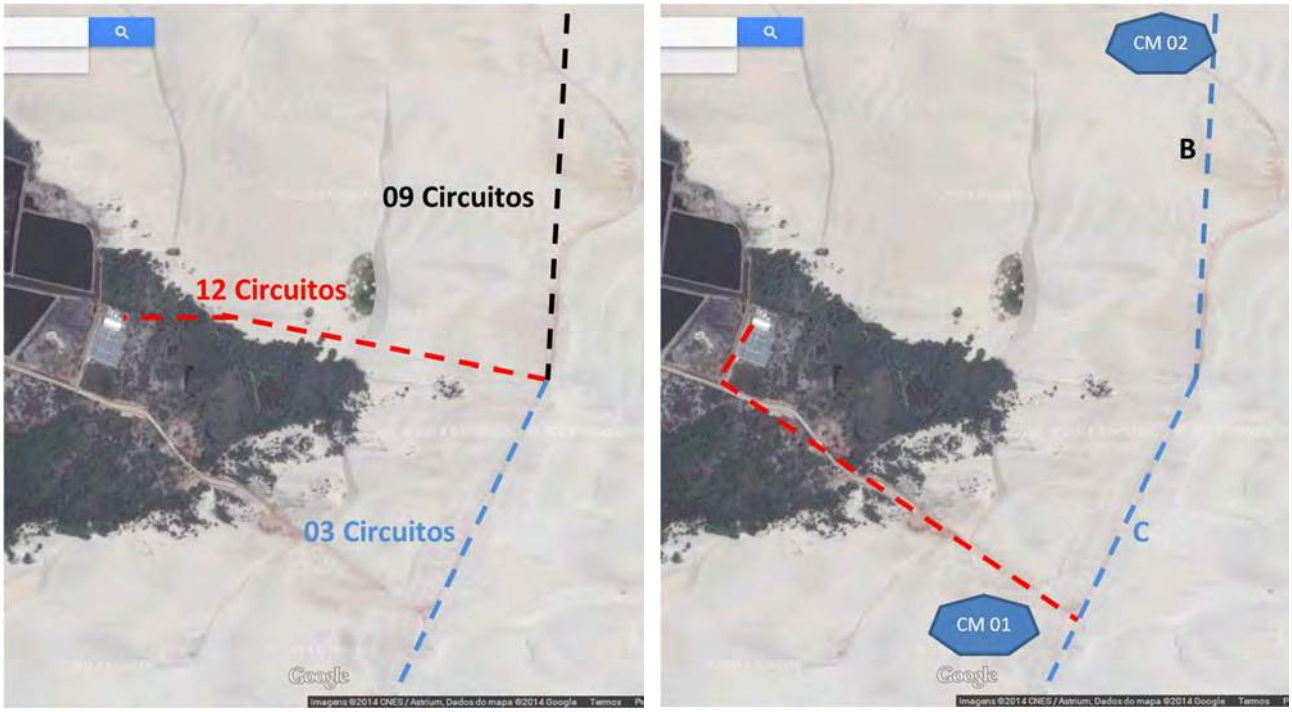


Figura 5 – Rede coletora original (esquerda) e do novo projeto (direita)

Para aumentar a confiabilidade da rede coletora, o novo projeto implementou um conceito de manobras de contingência nunca empregados em redes coletoras de parques eólicos. Quando ocorre uma falha, após a identificação do local/trecho onde ela ocorreu, manobras podem ser executadas para remanejar a geração interrompida para outro circuito.

Inicialmente foi avaliada a alternativa de utilização de um circuito de reserva para os quais seriam remanejados os aerogeradores caso ocorresse falha em um dos circuitos no trecho da rede coletora projetada. Tal alternativa foi evitada pois representava a alternativa mais onerasa, tendo em vista que seria cerca de 3,7 kilometros de cabos que deveriam ser lançados apenas para a função de reserva.

Analisando a configuração dos circuitos e distribuição dos aerogeradores, obteve-se a seguinte condição dos 12 circuitos existentes:

- 1 circuito coleta a energia de 4 aerogeradores;

- 3 circuitos coletam a energia de 5 aerogeradores cada;

- 8 circuitos coletam a energia de 6 aerogeradores cada;

Chegou-se a analisar a possibilidade de utilização de cabos com diversas seções, devido a existência de circuitos com correntes elétricas maiores e menores. Optou-se por utilizar duas seções de cabo.

Também foi avaliada a possibilidade de utilizar um ou mais cabos de seção superior ao necessário em condições normais, para suportar a carga de outro circuito caso ocorresse um defeito em um trecho do mesmo situado na nova rede coletora.

Considerou-se conveniente fazer uma avaliação de outra concepção básica para a rede coletora, consistindo de um dos 12 circuitos com condições para, em contingência, atender os aerogeradores conectados no mesmo mais os aerogeradores conectados em um dos outros circuitos.

O circuito 8 foi selecionado para atendimento de contingências, tendo em vista que ele possui a menor quantidade de aerogeradores conectados, 4 unidades, portanto apresentando a menor corrente elétrica em condições normais de operação.

Em emergência este circuito deveria atender a 10 geradores (acréscimo de 6 aerogeradores de um circuito que apresentou falha) correspondendo a uma carga de 382,4

A. Foram realizadas simulações com apoio de sistema computacional para analisar a condição de operação neste regime de contingência.

A conclusão é que nesta condição, com a geração máxima, o cabo ultrapassa a temperatura de 90 ºC estabelecida pelo fabricante para operação em regime nominal, porém não ultrapassa 130 ºC, que é uma condição de sobrecarga para o qual o cabo é projetado para operar até 500h ao longo de sua vida, conforme estabelece a NBR 7287 [2].

Tendo em vista que as falhas devem ser exporádicas, quando elas ocorrerem o reestabelecimento do problema deve ser rápido. Considerando também que, dentro de um dia, a geração atinge seu máximo de capacidade apenas por algumas horas, entendeu-se que esse dimensionamento poderia ser feito sem ultrapassar o tempo de sobrecarga estabelecido pela norma.

A definição do projeto optou portanto pela utilização da alternativa com menor custo total para atendimento de uma contingência onde todos os 8 circuitos com 6 aerogeradores são constituidos de cabos de 400 mm² em alumínio e os demais 4 circuitos são compostos com cabos de 300 mm². Mesmo o circuito 8 que possui 4 aerogeradores também usa a mesma seção dos outros 3 circuitos que possuem 5 aerogeradores, para atendimento a condição de contingência, conforme ilustra a figura 6.

A inovação empregada nesta rede coletora, que foi adaptada de soluções existentes em redes de distribuição de energia, porém que não tem sido empregada em redes coletora de usinas eólicas, é a possibilidade de remanejar o escoamento da corrente elétrica de um circuito para outro por meio do emprego de centros de manobra.

Na figura 6 é possível notar que existem 2 centros de manobra, além das conexões realizadas na própria subestação. Ao invés do emprego de terminações comuns na extremidade dos cabos de média tensão, foram empregados terminais isolados desconectáveis, que permitem a rápida manobra dos cabos.

De acordo com o diagrama unifilar da rede coletora apresentado na figura 6, uma falha em qualquer circuito dos parques Bons Ventos e Cano Quebrada, com excessão do circuito 8, pode ter sua geração escoada para o circuito 8 por meio de uma manobra realizada na subestação e no Centro de Manobra 2 – CM-2. Caso a falha ocorra no circuito 8 a manobra deve se realizada nos mesmos locais, escolhendo um dos demais circuitos que interliga o CM-2 a subestação.

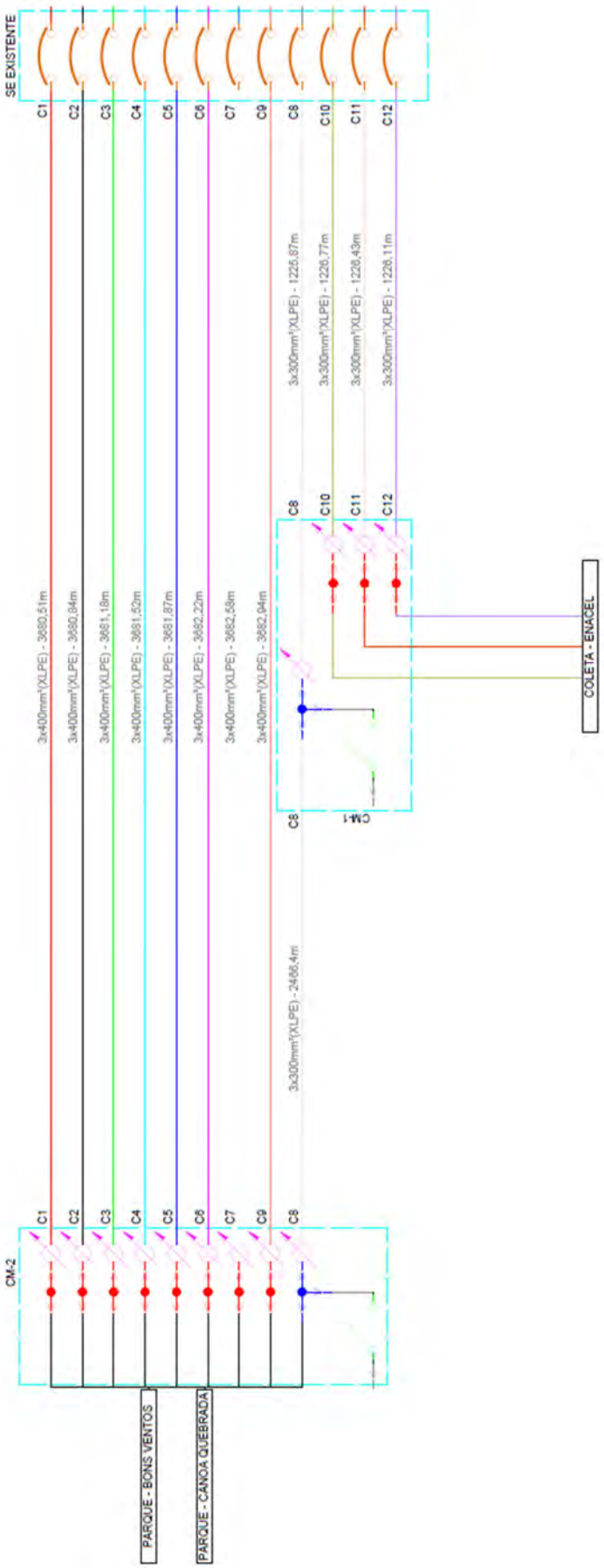


Figura 6 – Configuração da nova rede coletora

Se ocorrer uma falha em um dos circuitos do parque Enacel, deve ser realizada a manobra na Subestação e no Centro de Manobra 1 – CM-1, para remanejar a geração para utilizar o trecho final do circuito 8.

Adicionalmente, caso venha a ocorrer alguma falha, foram instalados localizadores de falha em pontos estratégicos da nova rede coletora, de forma a indicar qual cabo do circuito apresentou falha e em qual trecho ocorreu o problema. Desta forma é reduzido o tempo para reestabelecimento da condição normal de operação.

Para compatibilizar o dimensionamento da blindagem dos cabos com a corrente de curto-circuito monofásica, foram instalados limitadores de corrente no ponto central do fechamento do enrolamento dos transformadores da subestação, antes da conexão à terra.

5. COMISSIONAMENTO DA REDE COLETORA DE ARACATI

Para assegurar que o projeto iria alcançar os resultados esperados de aumento da confiabilidade da rede, a construção foi planejada com os cuidados necessários para que fosse preservada a integridade dos cabos, centros de manobra e demais acessórios utilizados.

A certificação do alcance dos resultados esperados foi feita com o planejamento e realização do comissionamento, que foi realizado em duas etapas, seguindo premissas estabelecidas no Guia do IEEE 400.2.

Após o lançamento dos cabos, mas antes da instalação de terminações e emendas, foi realizado o ensaio de tensão aplicada em corrente alternada e baixa frequencia, conhecido como *Very Low Frequency* - VLF, seguindo o protocolo denominado "instalação" pela IEEE 400.2.

Neste ensaio é possível verificar se o lançamento dos cabos pode ter causado algum tipo de defeito. O resultado destes testes não identificou nenhum problema, sendo os mesmos aprovados integralmente.

O comissionamento final da nova rede coletora foi realizado após a instalação das terminações, quando o cabo já estava pronto para ser ligado. Nesta etapa foram realizados os ensaios de tensão aplicada em VLF e também a medição de tangente delta. O ensaio de VLF seguiu o protocolo de "aceitação" estabelecido no Guia IEEE 400.2.

O resultado apontou para condições adequadas dos cabos que estavam em perfeitas condições, prontos para entrar em operação.

6. RESULTADOS DO DESEMPENHO DA NOVA REDE COLETORA

Em junho de 2018 foi concluída a construção e comissionamento da nova rede coletora do complexo eólico de Aracati, iniciando a sua utilização em condições normais de operação. Para avaliar o resultado do seu desempenho é importante analisar o histórico de ocorrências de falhas nesta rede, conforme descrito na tabela 1.

Tabela 1 – Histórico de ocorrências de falhas na rede coletora

Ano	Qtde de ocorrências	Tempo total de reparo	Tempo médio de reparo
2012	8	587:25:00	73:25:37
2013	10	608:09:27	60:48:57
2014	19	576:32:00	30:20:38
2015	23	398:29:00	17:19:31
2016	12	325:20:00	27:06:40
2017	30	510:32:43	17:01:05

Portanto, neste histórico de 6 anos do complexo eólico de Aracati desde quando a CPFL Renováveis adquiriu a usina, em média ocorreram 17 falhas por ano, que deixou algum circuito sem injetar a geração na rede em média 500 h em cada ano, ou seja, pouco mais de 29 h para reparar cada falha.

Tendo em vista que os cabos não estavam lançados de forma ordenada e identificada, ao escavar as dunas para realizar a localização da falha era necessário desligar mais alguns circuitos para localizar qual apresentou a falha. Por esse motivo será considerada nessa análise que em média foram desligados 2 circuitos durante o tempo descrito na tabela 1.

Considerando os circuitos com quantidade intermediáriá de 5 aerogeradores de 2,1 MW de potência neste complexo eólico, cada desligamento dos dois circuitos deixa de permitir a injeção da potência máxima de 21 MW. Contudo, os parques não geram a plena capacidade em período integral, deve-se considerar o fator de capacidade de geração, que neste

complexo eólico é de aproximadamente 0,38. Este cálculo resulta em um montante de 3.990 MWh que deixaram de ser injetados anualmente entre 2012 e 2017.

Este empreendimento foi concebido dentro do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas- Proinfa. A energia não gerada em empreendimentos deste programa pode ser considerada na análise financeira como prejuizo por lucro cessante no contrato de *Power Purchase Agreement* – PPA, que neste caso possui um valor médio de R$ 438,34 por MWh (ano base 2018). Portanto, multiplicando este valor pelos 3.990 MWh, que em média não foram injetados anualmente, o resultado é um prejuizo de R$ 1,75 milhão todo ano devido aos problemas existentes na rede coletora [3].

Para completar a análise financeira da situação anterior ao projeto, deve-se considerar que reparar essas 17 falhas médias por ano também possui despesa associada para contratar pessoal, maquinário e equipamento especializado para localizar e reparar a falha.

Considerando que este trabalho representa uma despesa aproximada de R$ 20 mil por falha, as 17 falhas anuais resultam em uma despesa de R$ 340 mil para realizar o seu reparo. Este montante, somado a despesa adicional na liquidação do curto prazo, resulta em uma despesa de aproximadamente R$ 2,09 milhões decorrentes das falhas na rede coletora todo ano.

Após a realização da instalação da nova rede, que foi concluída em junho de 2018, houve apenas uma única ocorrência ao longo do segundo semestre de 2018, logo no primeiro mês de operação da nova rede, devido a uma falha em uma emenda entre a rede nova e a antiga, conforme apresentado na tabela 2.

Tabela 2 – Histórico de ocorrências de falhas na nova rede coletora

Ano	**Qtde de ocorrências**	**Tempo total de reparo**	**Tempo médio de reparo**
2018	1	8:15	8:15
2019	0	0	0
04/2020	0	0	0

Este único problema impactou apenas 1 circuito, diferente da condição anterior que precisava desligar mais do que 1, e foi reparado em 8h15, quando a média anterior era de pouco mais de 29 h.

Adicionalmente vale analisar que a ocorrência de falhas no início da operação da rede é um fato que pode ser considerado esperado pelo conceito de mortalidade infantil que, dentro de um processo de gestão de ativos, considera a possibilidade mais iminente de falhas na fase inicial de operação do ativo, e posteriormente ao longo de sua vida útil, essas ocorrências são reduzidas. Esta é uma situaçaõ diferente da encontrada anteriormente que ao longo de 6 anos de histórico a ocorrência de falhas era constante e em número elevado.

A construção da nova rede coletora representou uma despesa de aproximadamente R$ 13 milhões. Portanto, o *pay-back* simples sobre o projeto foi de pouco mais de 6 anos. Considerando que a usina possui um período de conssão de 20 anos, o projeto apresentou-se viável aconomicamente.

Os cálculos foram feitos considerando a falha nos circuitos de 5 aerogeradores. Algumas das falhas ocorridas impactaram circuitos com 6 aerogeradores. Neste caso a viabilidade se apresentaria melhor, pois as constantes falhas impediriam a injeção na rede de uma energia ainda maior do que a considerada nesse cálculo dos circuitos de 5 aerogeradores.

Além do aspecto econômico, o aumento da confiabilidade da rede coletora resultou em grande melhora na condição operacional do complexo eólico, pois as constantes falhas na rede dificultavam muito a operação.

Havia ainda um tendência de piora da condição operacional que foi eliminada, pois os cabos estavam submetidos ao sol e chuva, além da exitência de emendas com blindagem exposta.

Toda a rede tinha o risco de entrar em colapso, tendo em vista o problema adicional existente de incompatibilidade da corrente monofásica de curto-circuito com a seção da blindagem dos cabos, que foi resolvido com este projeto.

7. CONCLUSÃO

Com o desenvolvimento deste trabalho conclui-se que a rede coletora de energia elétrica possui um papel muito importante na operação de um parque eólico. Caso essa rede apresente falhas constantes, a rentabilidade financeira do empreendimento fica comprometida.

Este trabalho relatou a implementação de um conceito de flexibilidade operativa na rede coletora, que confere a possibilidade da realização de manobras de remanejamento da

geração em situações de contingência, até que seja feito o reestabelecimento das condições normais de funcionamento.

Os centros de manobra implementados, associados ao conceito de aplicação de terminais desconectáveis ao invés de terminações comuns, permite a rápida realização de manobra deste tipo de instalação em condições de contingência.

A realização de ensaios de comissionamento amparados por normas internacionais que são referências no tema, permitiram assegurar a confiabilidade da nova rede construída. Essa confiabilidade foi ainda mais reforçada em função da adequação realizada entre a corrente de curto-circuito monofásica do sistema e o dimensionamento da blindagem do cabo.

Caso os conceitos de projeto apresentados neste trabalho tivessem sido implementados no projeto original, o custo adicional em relação a rede tradicional seria muito menor do que o valor requerido neste projeto, resultando em uma elevada viabilidade econômica.

REFERÊNCIAS

[1] Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 745 de 22 de novembro de 2016. Brasília.

[2] ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 7287 – Cabos de potência com isolação sólida extrudada de polietileno reticulado (XLPE) para tensões de isolamento de 1 kV a 35 kV. Rio de Janeiro, 2019.

[3] Brasil. Lei 10.438/2002 – Lei de criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa. Brasilia, 2002.

VALIDAÇÃO DO MODELO NUMÉRICO E DETERMINAÇÃO DAS CONDIÇÕES DO ESCOAMENTO PARA SIMULAÇÕES CFD NA OTIMIZAÇÃO DE AEROFÓLIOS DE TURBINAS EÓLICAS

[1]Eduardo Pavoni Gamba e [2]Rodrigo C. Palharini

[1]Instituto de Aeronáutica e Espaço, 12228-904, São José dos Campos, SP, Brazil

[2]Departamento de Engenharia Mecânica, Universidad Técnica Federico de Santa María, 894000, Santiago, Chile

Resumo

As crescentes preocupações com impactos ambientais e crises energéticas tem levado à busca e desenvolvimento de fontes renováveis de energia em todo mundo. O Brasil possui grande destaque mundial neste setor, e, nos últimos anos, a energia eólica vem ganhando espaço na matriz energética nacional. Entretanto, um dos grandes desafios deste setor é aumentar a eficiência das turbinas eólicas utilizadas em diferentes regiões do país. Cada região possui uma grande variação na distribuição de ventos ao longo do ano dificultando a extração da energia dos ventos de forma eficiente. Desta maneira, o presente estudo tem como foco principal o projeto de aerofólios eólicos de alto desempenho para diferentes condições de ventos encontradas no Brasil. Nesta primeira fase de investigação, a metodologia para projetos de pás de turbinas eólicas que considera as condições locais de instalação e avaliação das influências destas condições nos resultados de otimização do perfil alar será abordada. Para tal fim, a validação do código de dinâmica de fluidos computacional (CFD) chamado SU2 foi realizada através da comparação de simulações do aerofólio S809, com os resultados experimentais obtidos em túnel de vento e resultados numéricos disponíveis na literatura. Além disso, a metodologia desenvolvida para o levantamento das condições de escoamento e número de *Reynolds* e Mach em diferentes sessões da pá de uma turbina eólica foi aplicada ao litoral da cidade de Natal e ao modelo AW125/3000 de turbina.

Palavras-chave: perfil eólico, otimização, validação numérica, condições meteorológicas.

Abstract

The growing concerns about environmental impacts and energy crises around the world have led to massive investments in the development of renewable energy sources. Brazil has a great global prominence in this sector, and, in recent years, wind energy has been gaining space in the national energy matrix. However, one of the major challenges in this sector is to increase the efficiency of wind turbines used in different regions of Brazil. Each region has a significant variation in the distribution of winds throughout the year making it difficult to extract energy from the wind in an efficient manner. In this way, the main goal of this investigation is design of high performance wind turbines blades for different wind conditions found in Brazil. In this first phase of this study, the methodology for wind turbine blade designs that considers the local conditions of installation and assessment of the influence of these conditions on the optimization results of the wind turbine blade profile is addressed. To this end, the validation of the computational fluid dynamics (CFD) code called SU2 was performed by comparing simulations of the S809 airfoil with the experimental results obtained in the wind tunnel and numerical results available in the literature. In addition, it is presented in this work a method for the Reynolds and Mach number calculation in different blade sections for different wind condition. This methodology was applied to the AW125 / 3000 turbine model and wind conditions found at Natal's coast region.

Key-words: wind power airfoils, optimization, numerical validation, meteorological conditions.

1 Introdução

Os impactos ambientais causados pela geração de energia elétrica através de fontes não renováveis e a inevitável crise devido à escassez de recursos naturais têm levado a procura por formas alternativas de geração de energia elétrica de baixo impacto ambiental e otimização das fontes já existentes. Entre as fontes exploradas nos últimos anos, a energia eólica tem recebido grande atenção. Em âmbito nacional, o Brasil possui uma matriz predominantemente hidráulica, com grande impacto ambiental na sua construção e problemas de escassez. Nesse sentido, a energia eólica se apresenta como uma alternativa para a diversificação da matriz energética nacional. De acordo com a Figura 1 (OHLENFORST et al., 2019) o Brasil está posicionado em terceiro lugar na produção de energia eólica entre as Américas e produz cerca de 3% da energia eólica mundial.

Figura 1 - a) Crescimento 2017-2018 da capacidade mundial de parques eólicos e b) Total de produção de energia eólica em 2018 e participação na geração de energia por país.

Fonte: (OHLENFORST et al., 2019).

Este cenário torna clara a importância em buscar a melhoria da eficiência nos processos de extração de energia eólica. Um parâmetro de projetos de turbinas eólicas que contribui para aumento da eficiência de turbina eólicas, e que ainda hoje carece de mais estudo, é o projeto dos aerofólios de alta eficiência que levam em consideração as condições locais de vento. Embora sejam poucos os laboratórios que trabalham com esse tipo de projeto, e que muitas vezes os estudos são financiados por empresas privadas que não disponibilizam os resultados, existem alguns trabalhos publicados com foco no projeto e otimização de aerofólios para aplicação eólica. Alguns destes trabalhos estão citados a seguir:

RIBEIRO et al. (2012) apresentaram que os métodos de otimização presentes nos projetos de aerogeradores são em sua maioria baseados na teoria de elemento da pá (BEM) e que não incluem alterações geométricas do perfil como variável de otimização. Dessa forma, RIBEIRO et al. (2012) utilizam algoritmos genéticos em conjunto com simulações de dinâmica de fluidos computacional (CFD) para a otimização de aerofólios. Porém, a utilização de algoritmos genéticos geralmente requer grandes números de iterações, o que aumenta significativamente o custo computacional quando utilizadas em conjunto com técnicas CFD de alta fidelidade.

POLAT e TUNCER (2016) utilizaram algoritmos genéticos em conjunto com a solução de potencial completo para promover a otimização aerodinâmica das pás de aerogeradores, através do software XFOIL. O processo de otimização partiu de aerofólios NACA quatro dígitos gerados com curvas de *Bézier*, em uma velocidade de operação de 10 m/s e considerou 43 variáveis de projeto, obtendo um aumento de 10% na geração total de energia.

CHEN et al. (2016) conduziram estudos focados na otimização aerodinâmica de aerofólios de turbinas eólicas, com algoritmo genético e análises numéricas realizadas pelo software RFOIL. Três geometrias de aerofólio da família denominada WT foram otimizados e o estudo concluiu que o método de otimização apresentado é viável para aumentar a geração de energia elétrica em turbinas eólicas, pois foi constatado o aumento na eficiência aerodinâmica dos perfis e o resultado de um deles, o WT180, foi verificado em túnel de vento.

SCHRAMM et al. (2014) atacaram o problema da otimização aerodinâmica de aerofólios utilizados em turbinas eólicas através do método adjunto de otimização juntamente com técnicas CFD nas análises aerodinâmicas. Ao contrário do método de otimização baseado em algoritmos genéticos, o método adjunto é baseado em gradientes e realiza alterações geométricas direcionadas para minimização ou maximização da função objetivo. Essa propriedade faz com que seja possível a utilização de simulações CFD para as análises aerodinâmicas sem um aumento abrupto no custo computacional, o que permite trabalhar melhor com as condições do escoamento no projeto do perfil.

A revisão bibliográfica sobre métodos de otimização e CFD aplicados a turbinas eólicas mostrou que os estudos sobre projetos de perfis eólicos não levam em consideração as condições climáticas e geográficas da região específica de instalação da turbina no processo de otimização. Identificada essa lacuna, a motivação principal desta pesquisa é elaborar uma metodologia de projeto de aerofólio eólico que leve em consideração as condições meteorológicas de um local de interesse e avaliar a influência dessas considerações nos

resultados das otimizações do perfil. Para isso, será utilizado o método ajunto de otimização em conjunto com técnicas CFD disponíveis no código SU2. Dessa forma, o objetivo é validar o código SU2 para as simulações CFD para aplicações aerodinâmicas de perfis alares usados em turbinas eólicas e apresentar uma metodologia para a determinação dos parâmetros locais de escoamento nos aerofólios de uma turbina eólica baseada em informações meteorológicas.

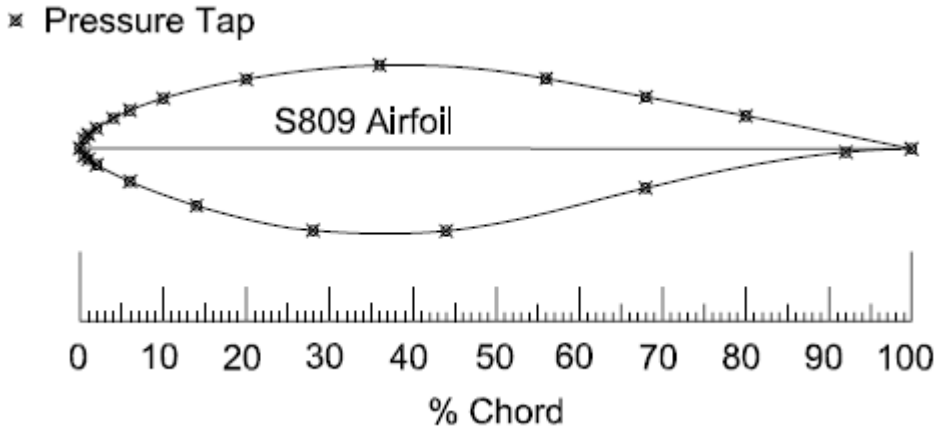
2 Metodologia

2.1 Validação da ferramenta computacional e modelo numérico

2.1.1 Procedimento para validação

Para as análises aerodinâmicas necessárias em um projeto e otimização de perfis eólicos, é imprescindível a validação da ferramenta computacional adotada, assim como do modelo numérico construído, através da comparação com resultados experimentais e numéricos disponíveis. Para tal, foi selecionado o perfil S809, desenvolvido no National Renewable Energy Laboratory, Colorado. Os experimentos com perfil S809 foram realizados em túnel de vento e os resultados experimentais dessas simulações estão disponíveis em SOMERS (1997). A Figura 2 mostra o perfil S809 e as posições das tomadas de pressão para o ensaio no túnel de vento. As mesmas condições de escoamento usadas nos experimentos no túnel de vento foram empregadas nas simulações computacionais utilizando o software SU2. Desta forma, foi possível uma comparação direta entre resultados experimentais e numéricos para o processo de validação da ferramenta computacional.

Figura 2 - Tomadas de pressão para ensaio em túnel de vento para o perfil S809.



Fonte: HAND et al. (2001).

Afim de se obter uma comparação mais completa, os resultados obtidos pelo código SU2 também foram comparados dados numéricos disponibilizado por WOLFE (1997). Neste trabalho, avaliou-se as características aerodinâmicas do perfil S809 através do software CFD-ACE. Além dos dados numéricos disponíveis em WOLFE (1997), comparou-se os resultados obtidos pelo código SU2 com dados numéricos de simulações realizadas com o software comercial CFD++. As análises foram feitas através da comparação entre as curvas dos coeficientes de sustentação (C_l) e arrasto (C_l) em relação ao ângulo de ataque α. A concordância entre os resultados experimentais e numéricos comprovaria a capacidade do código SU2 e do modelo numérico em reproduzir com fidelidade o escoamento ao redor do perfil utilizados em turbinas eólicas reais.

2.1.2 Ferramenta Computacional

O código SU2, criado pela Universidade de Stanford, é uma ferramenta computacional confiável e capaz de resolver o problema em diferentes regimes de escoamento. Trata-se de um código CFD de código aberto open-source utilizado por grandes universidades e institutos de pesquisas no mundo. O código é dividido em 7 módulos cuja comunicação entre os mesmos é feita através de scripts em Python, como explica PALACIOS et al. (2013). Estes módulos estão descritos abaixo:

- SU2-CFD: Módulo principal que consiste nos métodos numéricos para resolver equações diferenciais parciais.
- SU2-DDC: O Código de Decomposição de Domínio usado para preparar o SU2 para cálculos envolvendo vários processadores.
- SU2-MAC: O Código de Adaptação de Malha que pode ser usado para refinar as malhas computacionais não estruturadas para melhorar a precisão das simulações.
- SU2-GPC: O Código de Projeção de Gradiente que permite o cálculo de sensibilidades para uso na quantificação de otimização e incerteza.
- SU2-MDC: O Código de Deformação de Malha que pode ser usado para perturbar uma malha não estruturada existente e conformar esta as novas geometrias obtidas no processo de otimização do corpo.

2.1.3 Modelo numérico

Para esta investigação utilizou-se uma malha computacional de elementos quadriculares em um domínio de formato "C", construída pelo software ICEM. Para viabilizar a utilização do modelo de turbulência Spalart-Allmaras, a condição de $Y^+ \cong 1$ na superfície do aerofólio foi escolhida. Para isso, a distância do primeiro elemento de malha na parede foi fixada em 1.5e-05 m, baseado na "teoria da placa plana". A razão de crescimento destes elementos de malha foi de 1.15.

Para determinar a distância do *farfield* e o refinamento necessário para garantir a fidelidade da solução numérica realizou-se um estudo de independência de malha. Primeiramente, foram realizadas simulações em quatro domínios computacionais com tamanhos diferentes, sobrepostos na Figura 3 como Malhas 1-4, com o *inlets* respectivamente localizados a 15, 30, 45 e 60 cordas do bordo de ataque aerofólio e *outlets* a 25, 50, 75 e 100 cordas do bordo de ataque do aerofólio. As variações de arrasto e sustentação foram comparadas para cada uma das malhas investigadas afim de se estabelecer a melhor dimensão de domínio para as simulações.

Figura 3 - Malhas computacionais sobrepostas.

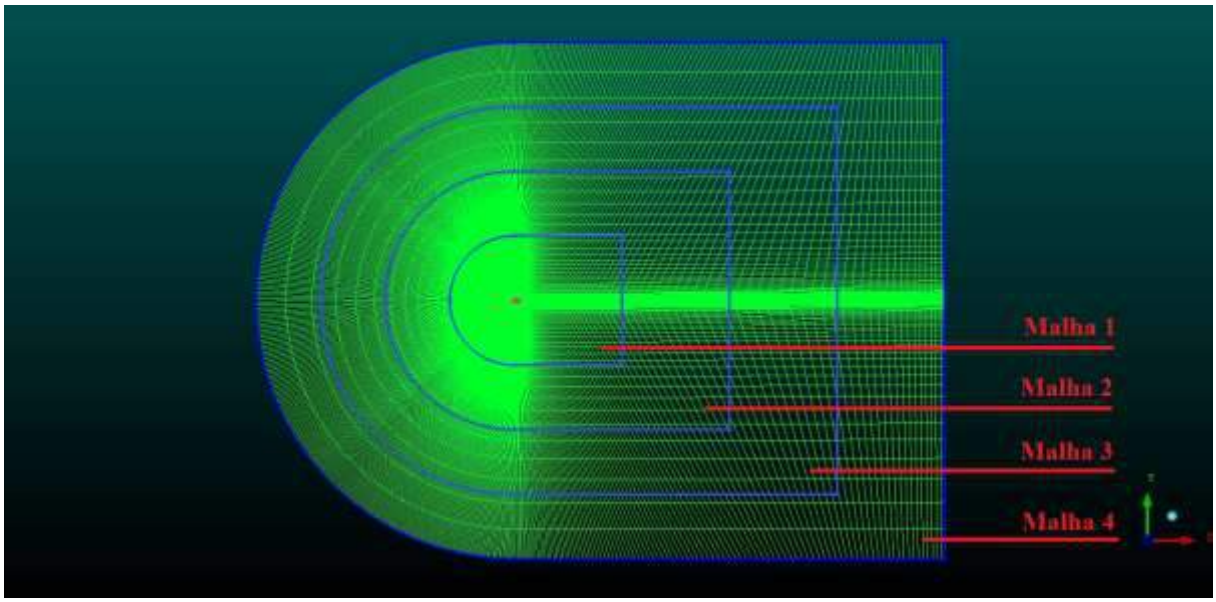
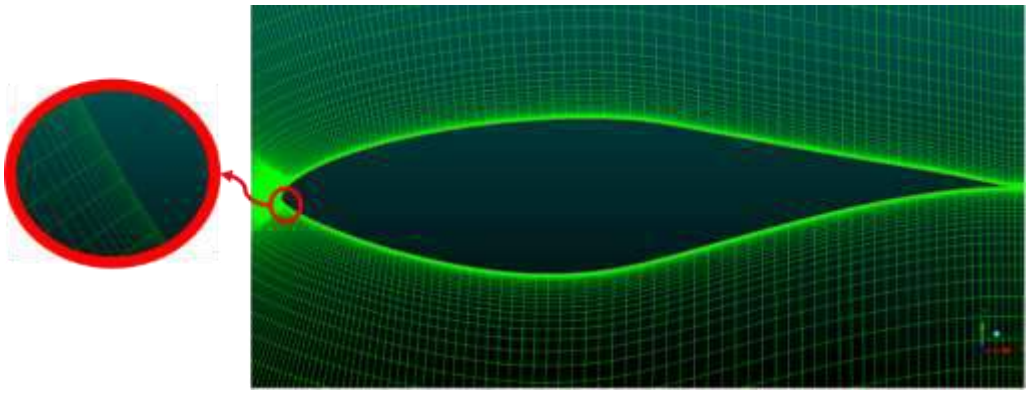


Figura 4 - Malha computacional próximo a região da superfície do aerofólio.



Para as análises de independência de refinamento, a malha utilizada nas simulações acima, Figura 4, foi refinada através da inserção homogênea do dobro do número original de vértices na malha. A aplicação da técnica de extrapolação de Richardson, (RICHARDSON e GAUNT, 1997) forneceu uma estimativa para a solução exata segundo a Equação 2.1, ou seja, com espaçamento de malha tendendo a zero, onde f_1 e f_2 são, respectivamente, as soluções com refinamento original e dobrado, e r é dado como a relação entre os refinamentos, no caso, igual a 2. Para a definição da malha computacional, ambas as soluções foram comparadas com a solução exata.

$$f_{exact} = f_1 + \frac{f_1 - f_2}{r^2 - 1} \tag{2.1}$$

As simulações foram realizadas através da solução das equações de Navier-Stokes com médias de Reynolds em um escoamento totalmente turbulento com Re=2e06 e corda unitária como referência. O modelo de turbulência empregado foi o modelo Spalart-Allmaras. Este modelo de turbulência é baseado em apenas uma equação adicional para resolver o problema da viscosidade cinemática turbulenta e confere agilidade à simulação. A marcha temporal foi realizada através do esquema Euler-implícito.

Devido à baixa velocidade, Mach=0,085 calculado pelas condições do escoamento de KUMAR et al. (2016), os efeitos de compressibilidade são desprezíveis. Dessa forma, foi investigada a necessidade da utilização de uma formulação incompressível, implementada através da técnica da compressibilidade artificial segundo PALACIOS et al. (2013), comparando seus resultados como os obtidos pela formulação compressível padrão.

2.2- Condições do escoamento para projetos de aerofólios

Um parâmetro de escoamento afetado pelas condições climáticas e geográficas do local de instalação da turbina é o número de *Reynolds*, Re, calculado pela Equação 2.2. A determinação dos parâmetros de Re nas pás da turbina depende não só dos fatores meteorológicos, mas também de especificações de projeto da turbina. Como este trabalho está focado na influência das condições meteorológicas na otimização de aerofólios eólicos, tais especificações de projeto de turbina serão extraídas de um modelo padrão e fixadas como condições de contorno na determinação do Re de cada região. Além de Re, o número de Mach, também é influenciado pelas condições meteorológicas, como mostra a Equação 2.3.

$$Re = \frac{V_{rel}\, c\, \rho}{\mu} \tag{2.2}$$

$$M = \frac{V_{rel}}{\sqrt{\frac{K}{\rho}}} \tag{2.3}$$

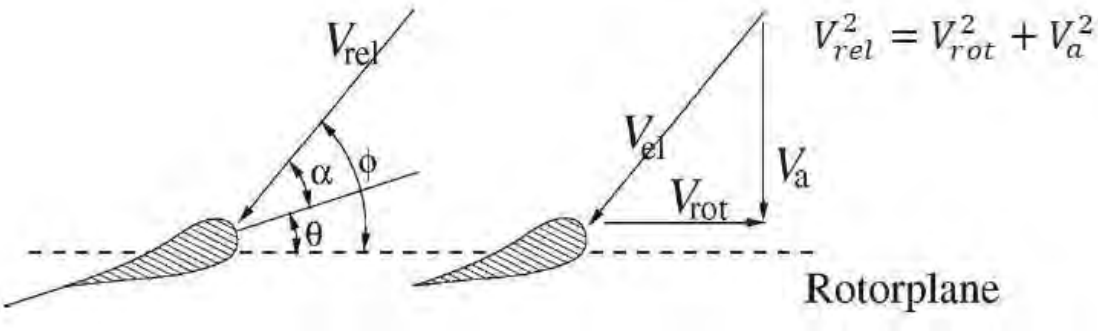
Onde K é o módulo de *Bulk*, cujo o valor é $142000\,Pa$ para o ar em condições adiabáticas. A densidade do escoamento, ρ, é determinada através da Equação 2.4, encontrada em AMARANTE et al. (2003), sendo função da temperatura média da região, T_m e da altura de interesse, h, que para aplicações eólicas, será considerada como a altura da torre da turbina eólica. Considerando a pressão atmosférica, calcula-se a viscosidade dinâmica, μ, com base em T_m.

$$\rho = \frac{352{,}98\left[1 - \frac{h}{45271}\right]^{5{,}2624}}{(273{,}15 + T)} \tag{2.4}$$

A velocidade relativa do escoamento, V_{rel} é função da velocidade do vento da região, V_a, e da velocidade de rotação das pás, V_{rot}, segundo o esquema da Figura 5. A V_{rot} nominal de

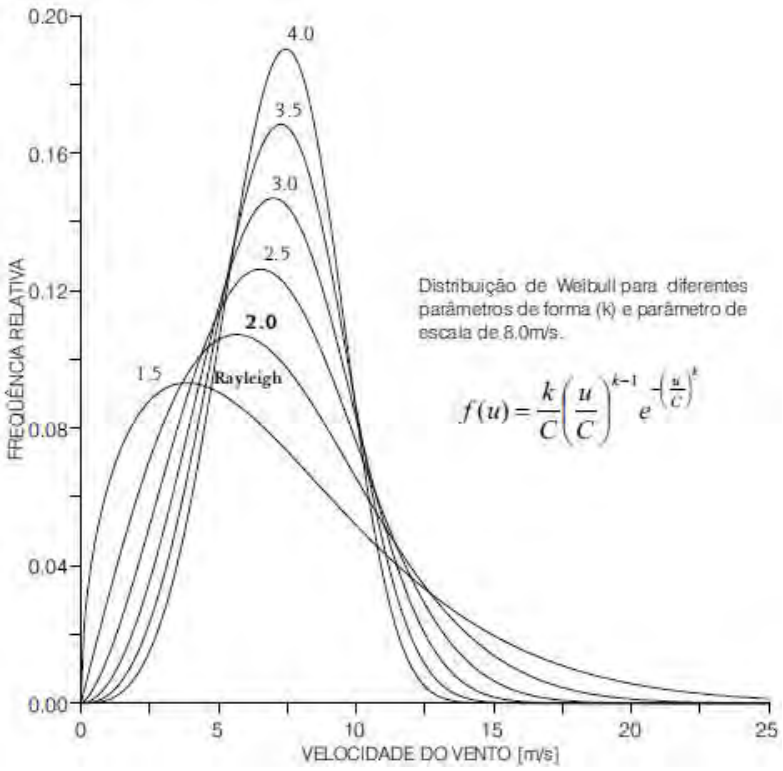
uma turbina é um parâmetro de projeto fornecido pelos fabricantes. Para determinação de V_a é utilizada a distribuição de *Weibull* (AMARANTE et al.,2003), que depende da velocidade anual média do vento, o fator de forma e função gama característicos da região, respectivamente u, k e C, que resulta em uma distribuição de frequência relativa de cada velocidade, como ilustra a Figura 6.

Figura 5 - Equema de das velocidades atuantes no perfil de uma pá eólica.



Fonte: HENSEN (2015)

Figura 6 - Exemplo de distribuição de *Weibull* para diferentes valores de forma.



Fonte: AMARANTE et al. (2003)

A Equação 2.5 estima o fluxo de potência eólica que pode ser extraída a partir da velocidade e densidade do vento. Associando as velocidades à Equação 2.5 e considerando suas respectivas frequências da distribuição de *Weibull,* obtém-se a curva de potência em relação a velocidade, que torna possível a obtenção da velocidade de maior potência na região para ser usada como V_a.

$$P_{eólica} = \frac{1}{2}\rho V_a^3 \tag{2.5}$$

A corda aerodinâmica varia com o raio da turbina (R) e é considerado um parâmetro de projeto. Porém, apenas o valor da corda máxima da pá é fornecido pelo fabricante. A solução encontrada para estipular dimensões da corda em diferentes sessões da pá foi aplicar a distribuição ótima de corda sugerida por GASH e TWELE (2012), Equação 2.6. Para isso, ajusta-se o valor de C_l afim de se obter a corda máxima do fabricante na posição de 25% do comprimento da pá e, assim, são estimados valores da corda nas demais sessões. É importante ressaltar que a posição de 25% foi estabelecida para a corda máxima, uma vez que em sessões mais próximas à raiz são utilizados cilindros ao invés de aerofólios, por questões estruturais.

$$c(r) = 2\,\pi\,R\frac{1}{z}\,\frac{8}{9\,C_l}\frac{1}{\lambda_D\sqrt{{\lambda_D}^2\left(\frac{r}{R}\right)^2 + \frac{4}{9}}} \tag{2.6}$$

Onde λ_D é a razão entre a velocidade da ponta da pá pela velocidade do vento e z o número de pás da turbina.

3- Resultados

3.1- Resultados da validação

3.1.1 Malha computacional

Em relação ao estudo de independência de distância de *farfield* foram consideradas as variações dos coeficientes de arrasto e sustentação em relação as dimensões do domínio. As simulações foram realizadas em um ângulo de ataque de 9.22º, uma vez que os resultados de

SOMERS (1997) evidenciam um início de descolamento da camada limite para esta condição. A Tabela 1 dispõe os resultados desta investigação, considerando o maior domínio como uma referência.

Tabela 1 - Estudo da independência da malha computacional.

Malha	C_l		C_d	
	Calculado	% Erro	Calculado	% Erro
1	1,157769	-0,283276	0,021935	8,42808
2	1,161021	-0,003187	0,020793	2,783
3	1,160951	-0,009216	0,020455	1,11221
4	1,161058	-	0,02023	-

Como pôde ser observado na Tabela 1, o domínio com tamanho de 15 cordas de distância para o *inlet* apresenta diferenças significativas em relação ao maior domínio estudado. O domínio de 15 cordas para o *inlet* foi o único a superar o critério de aceite, estimado em 5%. Os resultados mostram que a partir de 30 cordas para o *inlet* existe uma independência satisfatória da malha computacional, e desta forma, se torna desnecessário a utilização de domínios computacionais maiores. Assim, a malha 2 foi utilizada para simulações do perfil alar S809 fases seguintes deste estudo.

No estudo de independência de malha em relação ao refinamento, o número de pontos em todas os vértices dos blocos da malha foi dobrado, causando uma redução, de forma homogênea, do tamanho dos elementos de malhas. Os resultados de ambas as malhas foram utilizados para se estimar a solução exata, segundo o método de extrapolação de Richardson. A Tabela 2 mostra uma comparação de erros dos valores dos coeficientes de arrasto e sustentação para a malha original e refinada em relação à solução exata.

Tabela 2 - Independência de refinamento.

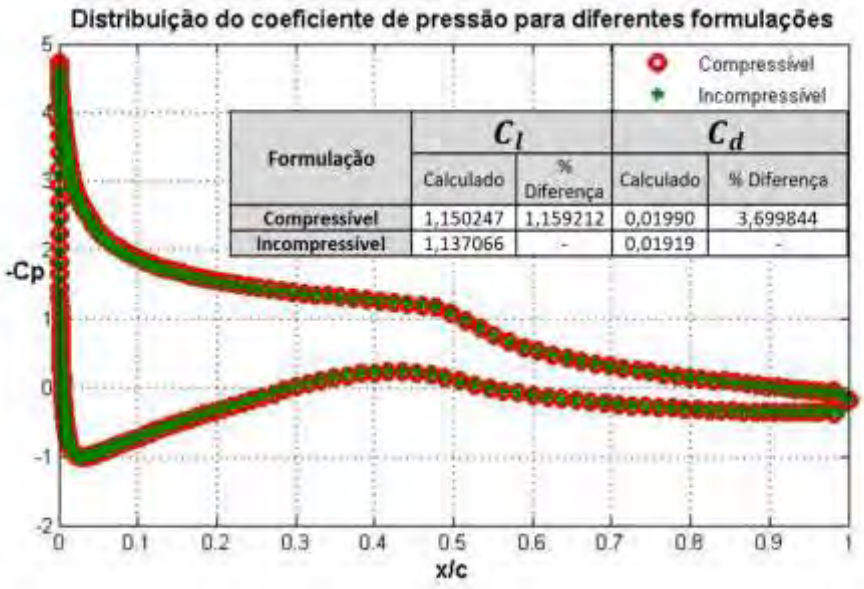
	C_l		C_d	
	Calculado	% Erro	Calculado	% Erro
Malha Original	1,161058	1,36261	0,02023	3,6196
Malha Refinada	1,149352	0,34065	0,0197	0,9049
Solução Exata	1,14545	-	0,019523	-

Adotando-se o mesmo critério de aceite de SUKRI (2009), é notável que malha original, que havia sido projetada para uma razão de crescimento de 1,15, alcançou independência de refinamento, uma vez que o maior erro estimado foi aproximadamente 3,6%. Dessa forma, não houve a necessidade de aumentar o número de pontos previamente definido, aumentando consideravelmente o custo computacional das simulações.

3.1.2 Escoamento compressível e incompressível

Levando em consideração os possíveis problemas de resultado e convergência que poderiam surgir devido ao baixo número de Mach, a formulação para regime incompressível implementada no SU2 foi comparada com a formulação padrão, compressível, para um ângulo de ataque de 9.22º.

Figura 7 - Comparação entre formulações.



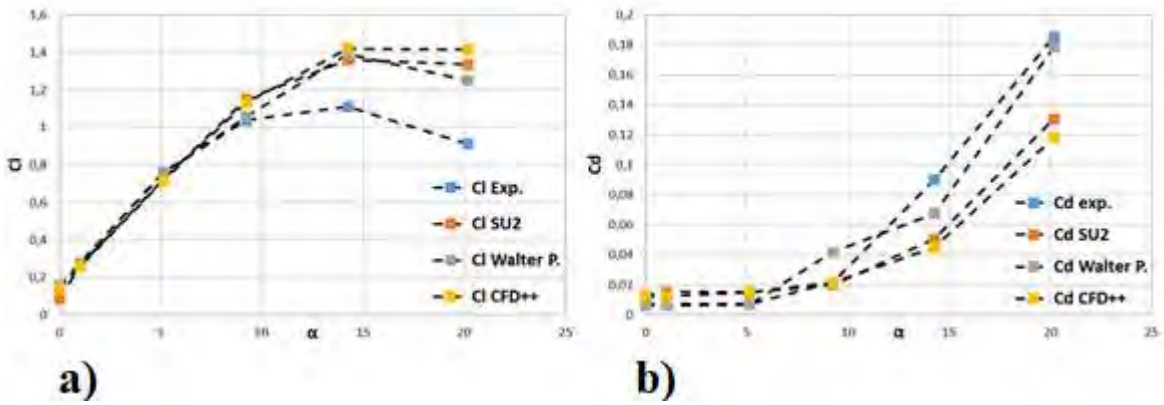
Formulação	C_l		C_d	
	Calculado	% Diferença	Calculado	% Diferença
Compressível	1,150247	1,159212	0,01990	3,699844
Incompressível	1,137066	-	0,01919	-

A Figura 7 mostra que mesmo para um alto ângulo de ataque, as diferenças nos cálculos de arrasto e sustentação pelos dois regimes de escoamento podem ser desprezadas. Além disso, houve uma forte coincidência entre as distribuições de C_p ao longo da corda relativas as duas formulações, de forma que não houve necessidade de se utilizar a formulação incompressível. Assim, o regime compressível foi adotado para as demais análises do trabalho.

3.1.3 Comparação com referências numéricas e experimentais

Finalmente, o perfil alar S809 foi simulado para cinco diferentes ângulos de ataque e comparado com os resultados numéricos obtidos utilizando o software comercial CFD++, dados numéricos disponibilizados por WOLFE (1997) e resultados experimentais de túnel de vento SOMERS (1997). A Figura 8 ilustra graficamente a relação dos coeficientes de sustentação e de arrasto em relação ao ângulo de ataque. As curvas dadas figura mostram uma boa concordância entre os resultados numéricos, o que mostra a capacidade do SU2, quando comparado a softwares consolidados na indústria aeronáutica.

Figura 8 – a) Evolução do coeficiente de sustentação por α e b) evolução do coeficiente de arrasto por α.

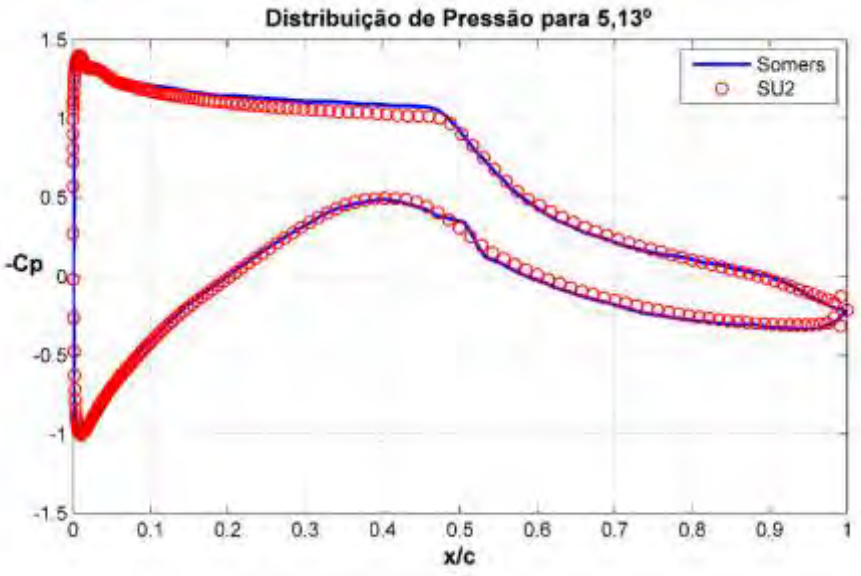


Ainda com relação a Figura 8 a), nota-se boa concordância entre os resultados obtidos pelo código SU2 e dados experimentais para ângulos de ataque de até 9,22º. Para valores acima deste ângulo de ataque, inicia-se o descolamento da camada limite da superfície do aerofólio, caracterizado pela diminuição do crescimento do coeficiente sustentação. Simulações numéricas possuem dificuldade em capturar este efeito e, portanto, apresentam valores superestimados de sustentação. Na Figura 8 b), observa-se o mesmo comportamento, ou seja, para valores de ângulo de ataque de até 9,22º uma boa concordância é observada entre os dados numéricos e experimentais.

O objetivo principal deste trabalho é a otimização de perfis alares utilizados na indústria eólica para que obtenha a maior eficiência aerodinâmica possível para as condições locais de instalação das turbinas eólicas. Desta forma, o processo de validação do código computacional SU2 para o perfil alar S809 demonstra uma grande concordância com os resultados numéricos e experimentais para ângulos de ataque inferiores à 9,22º. Para investigar melhor a qualidade da solução nesse regime, a Figura 9 mostra a distribuição de C_p para perfil alar investigado a um ângulo de ataque de 5,13º. Os resultados mostram a capacidade do modelo numérico em

representar um escoamento em torno de um perfil alar utilizado pela indústria eólica no regime de interesse. Devido a boa concordância entre os resultados experimentais e numéricos para os coeficientes de sustentação, arrasto e pressão para ângulos de ataque de até 9,22º, conclui-se que o código computacional SU2 é confiável para aplicações em problemas da indústria eólica.

Figura 9 - Comparação da distribuição de pressão ao longo da corda.



3.2 Estudo das condições reais de escoamento para simulações CFD

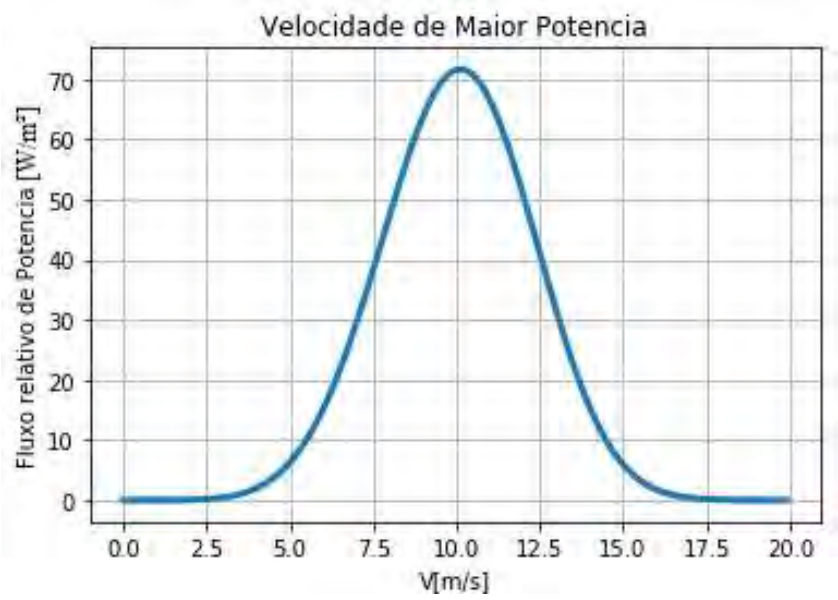
A região selecionada como caso de estudo foi o litoral do Rio Grande do Norte, mais especificamente na cidade de Natal. Esta é uma região com grande potencial eólico e onde está localizada grande parte dos parques eólicos brasileiros. Como base de parâmetros de projeto necessários para definição do número de Reynolds, o modelo de turbina AW125/3000 foi selecionado, uma vez que este modelo é muito utilizado no Brasil e possui algumas especificações disponíveis pelo fabricante. A Tabela 3 apresenta as informações obtidas de AMARANTES (2013) e "wind-turbine-models" (2014) necessárias para a determinação das condições do escoamento.

Tabela 3 - Parâmetros de projeto e condições meteorológicas

Altura da torre [*m*]	**Velocidade angular [*rpm*]**	**Corda máxima [*m*]**	$R\ [m]$	z	T_m [ºC]	$u\ [m/s]$	k	C
100	13,2	4	62,5	3	26,2	8,5	3,5	0,8997

Com base em T_m e z, a densidade de 1,1791 kg/m^3 foi calculada segundo a Equação 2.4. Com os dados de densidade e temperatura, a viscosidade dinâmica foi estimada em $1{,}8545 \cdot 10^{-5}\ kg/m \cdot s$. Através de k, c e u, foi realizada a distribuição de *Weibull* para determinação da frequência relativa das velocidades do vento, que combinada com a Equação 2.5, forneceu a velocidade de maior potência para a região, $V_{Pmáx} = 10{,}1\ m/s$, como mostra o gráfico na Figura 10

Figura 10 - Distribuição de potência relativa por velocidade do vento.



A pá da turbina foi dividida em seis sessões transversais, sendo a primeira correspondente à 25% do comprimento da pá. A distribuição da corda ao longo do raio da turbina foi aplicada, ajustando os valores de C_l para que a corda seja igual à $4\ m$ na primeira sessão. Baseado na velocidade angular, a velocidade de rotação de cada sessão foi calculada, que combinada com $V_{Pmáx}$ fornece a V_{rel} segundo o esquema da Figura 10. Finalmente, o Re e número de Mach do escoamento para as diferentes sessões da pá são calculados respectivamente pela Equação 2.2 e Equação 2.3. A Tabela 4 reúne os resultados para cada sessão.

Tabela 4 - Dimensões e condições de escoamento nas sessões da pá.

	Sessão 1	**Sessão 2**	**Sessão 3**	**Sessão 4**	**Sessão 5**	**Sessão 6**
Porcentagem de R	25%	40%	55%	70%	85%	100%
$\boldsymbol{c}$ **[m]**	4,00	2,57	1,89	1,49	1,23	1,05
$\boldsymbol{V_{rel}}$ **[m/s]**	23,89	36,08	48,69	61,46	74,30	87,19
$\boldsymbol{Re \times 10^6}$	5,7930	5,8012	5,8152	5,8416	5,9012	6,0811
Mach	0,0621	0,1040	0,1403	0,177	0,2120	0,2184

Dessa forma, foram definidas as principais características do escoamento médio a qual o perfil eólico estará submetido quando consideradas as condições meteorológicas da região do litoral da cidade de Natal para o modelo de turbina AW125/3000 como condição de contorno. Assim, torna-se possível realizar um projeto de otimização de perfil eólico considerando condições específicas de escoamento nas análises aerodinâmicas.

4 Conclusão

Os resultados obtidos na validação evidenciaram que a escolha do software SU2 para as análises de CFD foi adequada, visto foram apresentados resultados compatíveis a outros softwares comerciais, com a vantagem de ser um código aberto e com o método adjunto de otimização já implementado. A malha computacional desenvolvida a partir de um estudo de independência de malha, mostrou-se capaz de produzir resultados satisfatórios sem um custo computacional excessivo. A comparação entre os resultados das formulações incompressível e compressível mostrou que não há a necessidade alterar a formulação para as análises futuras. Além disso, a modelagem numérica adotada, quando comparada à referência experimental, mostrou-se capaz de reproduzir com fidelidade satisfatória, o escoamento em um perfil projetado para aplicações eólicas no regime de interesse do trabalho, o que indica que essa modelagem poderá ser utilizada para as análises CFD necessárias no processo de otimização previsto na continuação dessa pesquisa.

A metodologia empregada na obtenção das condições de escoamento para uma região específica forneceu dados suficientes para a determinação do número de Reynolds e Mach para

cada sessão da pá. A distribuição de *Weibull* garantiu que fosse utilizada nos cálculos a velocidade que forneceria a maior potência eólica naquela região. Levando em consideração que o intuito dessa pesquisa é a avaliação da influência meteorológica no projeto de um perfil eólico, uma melhor caracterização das condições do escoamento local aumentaria a representatividade dos resultados da pesquisa. Assim, um foco de interesse para análises posteriores é o levantamento de mais características do escoamento que são sensíveis às condições climáticas e meteorológicas da região.

Em relação a trabalhos futuros, os avanços alcançados neste estudo possibilitam a aplicação do método adjunto de otimização com a utilização do modelo numérico da Sessão 3.1.1 e com as condições calculadas na Sessão 3.2. Realizando tais otimizações em um mesmo perfil para diferentes regiões, será possível a avaliação das influências dos fatores climáticos no resultado das otimizações. Para isso, será necessário determinar os melhores parâmetros de otimização para o projeto de aerofólios eólicos, como definição da função objetivo e restrições.

5 Referências Bibliográficas

[1] ACCIONA AW-125/3000. [*S. l.*], 2017. Disponível em: https://en.wind-turbine-models.com/turbines/785-acciona-aw-125-3000. Acesso em: 14 dez. 2019.

[2] AMARANTE, Odilon A. C. S.; SILVA, Fabiano J. L, FILHO, Luiz G. R e VIDAL, Manuel J. B. **Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte. COSERN**, Brasil. 2003. pp. 1-58.

[3] CHEN, Jin; WANG, Quan; ZHANG, Shiqiang; EECEN, Peter; GRASSO, Francesco. **A new direct design method of wind turbin eairfoils and wind tunnel experiment**. ELSEVIER, v. 40, fev. 2016, pp. 2002-2014.

[4] GASH, Robert; TWELE, Jochen. **Wind Power Plants Fundamentals, Design, Construction and Operation.** Springer Heidelberg Dordrecht, Berlim. 2ª Edition. 2012. pp. 168-203.

[5] HAND, M. M.; SIMMIS D.A.; FINGERSH L.J.; JAGER D.W.; COTRELL J. R.; SCHRECK S.; LARWOOD S.M. **Unsteady Aerodynamics Experiment Phase VI:**

Wind Tunnel Test Configurations and Available Data Campaigns. Cole Boulevard Golden, Colorado. 2001, 310 p.

[6] HENSEN, Martin O. L. **AERODYNAMICS OF WIND TURBINE**. 3. ed. 711 Third Avenue, New York, NY 10017: Routledge, 2015. 173 p. ISBN 978-1-315-76998-1.

[7] KUMAR, B. Navin; PARAMASIVAM, K. M.; PRASANA, M.; KARIS, A.Z.G, Mohamet. **COMPUTATIONAL FLUID DYNAMICS ANALYSIS OF AERODYNAMIC CHARACTERISTICS OF NACA 4412 VS S809 AIRFOIL FOR WIND TURBINE APPLICATIONS**. International Journal of Advanced Engineering Technology E-ISSN 0976-3945, 2016, pp. 1-6.

[8] OHLENFORST, K., Sawyer, S., DUTTON, A., BACLWELL, B., FIESTAS, R., LEE, J., QIAO, L., ZHAO, F., and BALACHANDRA, N. **Global Wind Report**. Annual market update 2018, 2019.

[9] PALACIOS, Francisco; COLONNO, Michael R.; ARANAKE, Aniket C.; CAMPOS, Alejandro; COPELAND, Sean R.; ECONOMON, Thomas D.; LONKAR, Amrita K.; LUKACZYK, Trent W.; TAYLOR, Thomas W. R.; ALONSO, Juan J. Stanford University Unstructured (SU2): **An open-source integrated computational environment for multi-physics simulation and design**. Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition, No. AIAA 2013-0287, Dallas, Texas, jan. 2013, pp. 1-60.

[10] POLAT, Ozge; TUNCER, Ismail H. **Aerodynamic Shape Optimization of Wind Turbine Blades**. ELSEVIER, 2013, p. 28-31.

[11] RIBEIRO, A.F.P.; AWRUCH, A.M.; GOMES, H.M. **An airfoil optimization technique for wind turbines**. ELSEVIER, v. 36, out. 2012, pp. 4898-4907.

[12] RICHARDSON, L. F. and GAUNT, J. A. **The deferred approach to the limit**. Part I. Single lattice. Part II. Interpenetrating lattices. Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A, Containing Papers of a Mathematical or Physical Character, 1997, pp-299-361.

[13] SCHRAMM, M.; STOEVESANDT, B.; PEINKE, J. **ADJOINT OPTIMIZATION OF 2D-AIRFOILS IN INCOMPRESSIBLE FLOWS**. 1th World Congress on Computational Mechanics, WCCM 2014. Proceedings. Online resource; 5th European

Conference on Computational Mechanics (ECCM V); 6th European Conference on Computational Fluid Dynamics (ECFD VI); Barcelona, jul. 2014, pp. 1-12.

[14] SOMERS, Dan M. **Design and Experimental Results for the S809 Airfoil.** Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, jan. 1997. pp. 1-97.

[15] SUKRI Mat Al, Mohamed; DOOLAN, Con J.; WHEATLEY, Vincent. **GRID CONVERGENCE STUDY FOR A TWO-DIMENSIONAL SIMULATION OF FLOW AROUND A SQUARE CYLINDER AT A LOW REYNOLDS NUMBER.** Seventh International Conference on CFD in the Minerals and Process Industries CSIRO, Melbourne, Australia, 11 dez. 2009, pp. 1-6,

[16] WOLFE, Walter P.; OCHS, Stuart S. **CFD Calculations of S809 Aerodynamic Characteristics.** AIAA-97-0973, 1997, pp. 1-8.

CARACTERIZAÇÃO DE EMBARCAÇÕES UTILIZADAS NA CONSTRUÇÃO DE USINAS EÓLICAS *OFFSHORE*

Gabriela Soares do Nascimento [1], Monalisa da Silva Godeiro [2], Mateus Guilherme Melo de Souza[3], Nícolas Alves Costa Oliveira [4], Alice Soares Pereira de Barros[5], Mario Orestes Aguirre González [6]

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

Creation Research Group: Renewable Energy

gabrielasoaresdn@gmail.com[1], monasg@ufrn.edu.br[2], mateusguil.melo@gmail.com[3], nicolas.oliveira7117@gmail.com[4], alicepbarros@hotmail.com[5], marioogonzales@gmail.com[6]

Resumo: *Estudos mostram que os custos com embarcações chegam a 14% do CAPEX nos empreendimentos de usinas eólicas offshore, afirmando assim, a importância da decisão das embarcações para transporte de grandes componentes. O estudo tem como objetivo caracterizar as embarcações utilizadas na instalação de usinas eólicas offshore de 4 países considerados experientes em energia eólica offshore: Reino Unido, Dinamarca, Alemanha e Bélgica. Os dados foram coletados por meio da base de dados do 4COffshore e sítios eletrônicos do setor. Foram identificados 6 tipos de embarcações: jack up vessel, heavy lift vessel, jack up barge, floating sheerleg crane, floating sheerleg crane (non propeled) e heavy lift barge. A análise das embarcações foi realizada de acordo com sua utilização, a evolução no tempo, a profundidade da lâmina d'água, o diâmetro do rotor da turbina, a potência nominal da turbina, a capacidade da usina e o tipo de fundação. Como resultado, identificou-se o uso do jack-up vessel em todos os países e em diferentes tipos de usinas, sendo a principal embarcação utilizada no setor eólico offshore.*

***Abstract**: Studies show that vessel costs reach 14% of CAPEX in offshore wind farms, thus affirming the importance of vessels decisions to transport large components. The study aims to characterize the vessels used in the installation of offshore wind farms in 4 countries considered experienced in offshore wind energy: United Kingdom, Denmark, Germany and Belgium. The data were collected through the 4COffshore database and industry websites. Six types of vessels were identified: jack up vessel, heavy lift vessel, jack up barge, floating sheerleg crane, floating sheerleg crane non propeled and heavy lift barge. The analysis of the vessels was carried out according to their use, the evolution over time, the depth of the water depth, the diameter of the turbine rotor, the nominal power of the turbine, the capacity of the plant and the type of*

foundation. As a result, the use of the jack-up vessel was identified in all countries and in different types of plants, being the main vessel used in the offshore wind sector.

1. Introdução

De acordo com um estudo realizado pelo Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA, 2019a), atualmente a energia eólica tem sido pioneira no que diz respeito ao desenvolvimento de fontes de energias renováveis em âmbito global. Esse tipo de geração de energia lidera o ranking em termos de capacidade total instalada, estando atrás somente da hidrelétrica, com mais da metade de um TW instalado no mundo a partir do final do ano de 2018 (GWEC, 2019).

Há duas maneiras de classificar este tipo de energia de acordo com o ambiente em que a usina se encontra: a energia eólica *onshore* (em terra) e a energia eólica *offshore* (no mar). Em 2018, havia 565 GW de potência instalada no mundo, sendo 95,9% *onshore* e 4,1% *offshore* (IRENA, 2019b).

A energia eólica *offshore* vem crescendo e ganhando mais investimentos, dentre os motivos responsáveis por fazer com que os países venham adquirindo interesse em explorar o recurso eólico *offshore*, destaca-se o fornecimento de uma maior quantidade de energia, menores limitações espaciais e menor incômodo gerado na sociedade, como poluição visual e sonora (OH et al., 2012).

Conforme análises estatísticas, esse modelo de energia renovável alcançou 23.356 MW de potência instalada no mundo em 2018, sendo a Europa responsável por 79% dessa potência (IRENA, 2019a). Dentre os países europeus com maior potência instalada, destacam-se o Reino Unido com 9,945 MW instalados, a Alemanha com 7,445 MW, a Dinamarca com 1,703 MW e a Bélgica com 1,556 MW (RAMIREZ; FRAILE; BRINDLEY, 2020).

A energia eólica *offshore* tem como principal modal o aquaviário, devido à sua localização (em mar) e a dimensão de seus componentes. Por ter maiores velocidades de vento, é possível utilizar turbinas com maiores potências, em comparação com a modalidade *onshore* (JUDGE et al., 2019). E à medida que a potência nominal da turbina aumenta, aumenta também as dimensões dos componentes, por exemplo, a turbina de 12 MW da General Eletric possui 260 metros de altura e o diâmetro de rotor de 220 metros (GENERAL ELETRICS, 2019).

Com isso, o desempenho logístico e a decisão das embarcações nas atividades são de

fundamental importância. Além disso, o custo com as embarcações são com base nos dias contratados, e calcula-se que os custos relativos aos navios correspondem à 14% do CAPEX (JUDGE et al., 2019). Pelo exposto, a questão que deu origem ao estudo foi "Quais os tipos de embarcações utilizadas na instalação de usinas eólicas *offshore*?".

Dessa forma, o objetivo do estudo foi caracterizar as embarcações utilizadas na instalação de usinas eólicas offshore de 4 países, considerados experientes em energia eólica offshore.

O artigo está agrupado em 6 seções, sendo a introdução a primeira. A segunda apresenta a fundamentação teórica, a terceira descreve o método da pesquisa, a fim de evidenciar como foi realizada a coleta de dados. Na quarta seção, há a análise dos dados sobre embarcações. Na seção 5 tem-se a discussão dos resultados, e, por fim, as considerações finais.

2. Embarcações na indústria eólica *offshore*

Para o funcionamento de usinas eólicas *offshore*, todas as fases do ciclo de vida da usina necessitam de embarcações, tanto para fazer levantamentos de estudos ambientais, como para transportar os componentes e equipe técnica. O tipo de embarcação utilizado dependerá da fase a ser executada, há embarcações específicas para estudos ambientais, do recurso vento ou para fazer a dragagem do solo, por exemplo (PATERSON et al., 2017).

A escolha da embarcação mais adequada para utilização na construção de uma usina, depende do número de turbinas na usina, do modelo da turbina e da estrutura de suporte, a distância da usina para o porto, a velocidade da embarcação, a capacidade de carga e a adequação às condições climáticas do local (FOWIP, 2018). O custo de utilização de uma embarcação pode chegar a 250.000 dólares por dia (JUDGE et al., 2019; LACAL-ARÁNTEGUI; YUSTA; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, 2018).

Na fase de instalação de grandes componentes, são necessárias grandes embarcações para comportar os componentes da turbina, como torres, naceles, pás e hub, sendo necessárias possuir área de deck adequado e capacidade de peso suficiente, para comportar tais componentes. Além disso, para instalação dos componentes é requerido ter estabilidade, reduzindo a sensibilidade às condições dos mares e dos ventos nas operações, e ter capacidade de elevação dos componentes (KOSTER; VERMEULEN; KORTEKAAS, 2011; URAZ, 2011).

Para isso, as embarcações podem ter pernas que possibilitam a elevação da embarcação em uma altura maior que o nível da água, este tipo de embarcação é chamado de *jack up,* que pode ser autopropulsionado (*jack up vessel*) ou necessitar de um rebocador (*jack up barge*), como apresentado na Figura 1, (URAZ, 2011).

Figura 1 – Fotos de embarcações do tipo (a) *jack up vessel* e (b) *jack up barge*.

(a) J/U Wind Server – *Jack up Vessel* (b) Fulgro Excalibur– *Jack up Barge*

Fonte: (a) Fleetmoon (2020a) e (b) Marine Traffic (2020a)

Os *jack-up* possuem 4 pernas de treliças e, a depender da embarcação, pode utilizar o sistema de posicionamento dinâmico ou de ancoragem convencional. Sua velocidade varia de 7,4 a 14,8 km/h, possui uma capacidade de guindaste de 280 a 1000 toneladas, capacidade do deck de 1250 a 4000 toneladas, e com essas características pode transportar de 2 a 8 turbinas dependendo do tipo de pré-montagem. Com o crescimento na demanda do mercado eólico *offshore*, foram fabricados os WITV (*wind turbine installation vessel*), embarcações projetadas especificamente para o mercado eólico *offshore,* com sistema de elevação *jack up* (KAISER; SNYDER, 2010; SCHELTES, 2018).

O *heavy lift vessel,* apresentado na Figura 2*,* é outro tipo de embarcação utilizada para instalações de turbinas, estes possuem o casco em formato de barcaça e guindastes com alta capacidade, podem ser autopropulsionados (*heavy-lift vessel*) ou podem ser uma barcaça e necessitar de rebocador (*heavy-lift barge*), e, a depender da embarcação, possui posicionamento dinâmico ou ancoragem convencional. Diferente do *jack up vessel*, não possuem sistemas de elevação, assim são mais sensíveis às condições dos mares e ventos, porém têm a possibilidade de operar em grandes profundidades. A velocidade varia entre 7,4 a 14,8 km/h e podem transportar uma turbina montada (KAISER; SNYDER, 2010; SCHELTES, 2018).

Figura 2 – Foto da embarcação do tipo *heavy lift vessel - Seaway Strashnov.*

Fonte: Marine Traffic (2020c)

O *floating sheerleg crane* são embarcações que tem como principal função o uso do guindaste para elevação de componentes pesados, dessa forma possuem grandes guindastes com altas capacidades, devido a isso possuem limitações na velocidade e no transporte de cargas, sendo necessário embarcações auxiliares para transportar os componentes. Para as operações precisas com o guindaste o uso de uma perna flutuante dá robustez e estabilidade, podendo elevar turbinas completas. Esse tipo de embarcação pode ser utilizado perto ou longe da costa, autopropulsionado ou não, como apresentado na Figura 3 (BJERKSETER; AGOTNES, 2013; KOSTER; VERMEULEN; KORTEKAAS, 2011).

Figura 3 – Fotos de embarcações do tipo *(a) floating sheerleg crane e (b) non-propelled.*

(a) Rambiz – *Flooating sheerleg crane*

(b) Matador 3– *Flooating sheerleg crane (non-propeled)*

Fonte: (a) Deme Group (2020) e Marine Traffic (2020b)

3. Método da pesquisa

A pesquisa é caracterizada como uma pesquisa descritiva, pois tem o objetivo de descrever o cenário atual das embarcações utilizadas nas usinas do Reino Unido, Dinamarca, Alemanha e Bélgica. Esses 4 países foram escolhidos para a análise por serem os que mais possuem capacidade instalada na Europa. E quanto a abordagem da pesquisa é quantitativa, pois utiliza de dados numéricos para chegar a um resultado (CRESWELL, 2003; GIL, 1991).

A pesquisa se divide em 3 etapas principais: fundamentação teórica, coleta de dados e tratamento de dados. Sendo a primeira, realização da pesquisa em artigos científicos e relatórios técnicos os tipos de embarcações utilizadas na instalação e manutenção de grandes componentes na indústria eólica *offshore*.

A segunda etapa resume-se na coleta de dados das embarcações utilizadas em cada usina eólica *offshore*, esses dados foram obtidos por meio da base de dados do *4Coffshore*, em que dispõe de diferentes informações sobre a indústria eólica *offshore*. Além disso, foram utilizados relatórios técnicos, artigos e sítios eletrônicos das usinas para recolher características das usinas estudadas. E por fim, a terceira etapa foi o tratamento dos dados coletados, transformando-os em gráficos para ser possível uma visão sistêmica do cenário de embarcações na indústria eólica.

Nesta pesquisa são analisadas 106 usinas em operação presentes em 4 países da Europa, e dados de 59 embarcações, variando entre 6 tipos de embarcações: *jack-up vessel, jack-up barge, heavy lift vessel, heavy lift barge, floating sheerleg crane* e *floating sheerleg crane non propeled.*

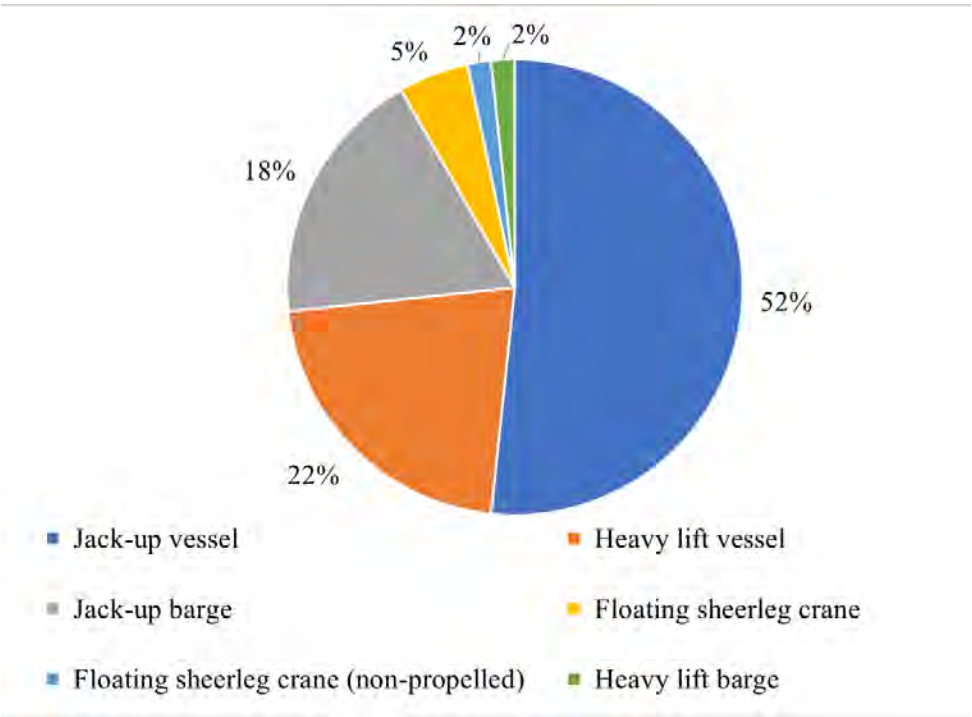
4. Análise descritiva dos dados

A embarcação utilizada na fase de instalação e de manutenção de grandes componentes influencia os custos de cada fase, pois o aluguel da embarcação é estabelecido de acordo com uma taxa diária de utilização. Assim, o custo das embarcações é dado pela quantidade de dias que a embarcação está disponível para uso na usina, utilizando ou não, pois por vezes não estão aptas para operar devido a condições ambientais e climáticas adversas.

Id*entificou-se que* os tipos de embarcações utilizadas em usinas nos países estudados são: *jack up vessel, heavy lift vessel, jack up barge, floating sheerleg crane, floating sheerleg crane (non propeled)* e *heavy lift barge*, sendo o *jack up vessel* e o *heavy lift vessel* os mais

utilizados, como mostra a Figura 4.

Figura 4 – Distribuição dos tipos de embarcações utilizados nos países estudados.



Fonte: Elaboração própria (2020)

Dos *jack up vessel* utilizados, o que mais serviu em instalações e em grandes manutenções em usinas foi o J/U WIND SERVER, da empresa ZITON, opera em profundidades até 45 metros e pode transportar turbinas de 5 a 8 MW, possui uma velocidade média de 16,7 km/h, e opera em ondas de até 2,5 metros (4COFFSHORE, 2020a; ZITON, 2020).

Dentre os *heavy lift vessels*, o Seaway Strashnov e o Seaway Yudin foram os mais utilizados, ambos da empresa Seaway. O Seaway Strashnov tem uma velocidade média de 25,9 km/h, a área de deck de 3.700m² e capacidade de 8.500 toneladas, com acomodação para 151 pessoas. Já o Seaway Yudin com a área do deck de 2.560 m² e a capacidade de 5,000 toneladas, com acomodação para 220 pessoas (SEAWAY, 2020a, 2020b).

Quanto ao *jack up barge*, o mais utilizado é o Fugro Excalibur da empresa Fugro, possui 8 pernas e opera em profundidade até 40 metros, acomoda até 40 pessoas, possui uma capacidade de 785 toneladas no deck, com velocidade média de 11,1 km/h (FUGRO, 2020; MARINE TRAFFIC, 2020a).

O Rambiz é o *floating sheerleg crane* mais utilizado, cuja capacidade de carga está em 3300 toneladas, acomoda 75 pessoas, com velocidade média de operação de 8,7 km/h (FLEETMON, 2020b; SCALDIS, 2018).

Quanto o *floating sheerleg crane* sem autopropulsão utilizado é o Matador 3, com velocidade média 9,4 km/h e consegue elevar até 1.800 toneladas (4COFFSHORE, 2020b; FLEETMON, 2020c). E o *heavy lift barge* utilizado é De Schelde e não há informações disponíveis sobre esta embarcação.

Quanto a uma comparação geral, os dez vessels mais utilizados nas atividades de instalação e manutenção de usinas eólicas *offshore* na Europa são: J/U Wind Server, Rambiz, J/U Wind, MPI Enterprise, Bold Tern, Brace Tern, Sea Installer, Seaway Strashnov, Seaway Yudin e DP2 Innovation, em ordem descrescente. Também, percebe-se que as usinas podem utilizar mais de um tipo de embarcação para auxiliar nas fases de instalação e manutenção.

A Tabela 1 mostra as embarcações mais utilizadas na Europa, o seu tipo, a quantidade de usinas em que foram utilizadas e os países em que foram utilizados.

Tabela 1 – Embarcações mais utilizadas na Europa no setor eólico *offshore.*

Vessel	Tipo da embarcação	Países	Número de usinas
J/U Wind Server	Jack-up vessel	Reino Unido, Dinamarca e Alemanha	26
Rambiz	Floating sheerleg crane	Reino Unido, Dinamarca, Bélgica e Alemanha	25
J/U Wind	Jack-up vessel	Reino Unido, Dinamarca, Bélgica e Alemanha	20
MPI Enterprise	Jack-up vessel	Reino Unido, Dinamarca, Bélgica e Alemanha	20
Bold Tern	Jack-up vessel	Reino Unido, Bélgica e Alemanha	20
Brave Tern	Jack-up vessel	Reino Unido, Dinamarca e Alemanha	19
Sea Installer	Jack-up vessel	Reino Unido, Dinamarca, Bélgica e Alemanha	19
Seaway Strashnov	Heavy lift vessel	Reino Unido e Alemanha	18
Seaway Yudin	Heavy lift vessel	Reino Unido, Dinamarca e Alemanha	18
DP2 Innovation	Jack-up vessel	Reino Unido, Dinamarca, Bélgica e Alemanha	18

Fonte: Elaboração própria (2020)

Para analisar a preferência da utilização dos vessels de acordo com o país, a Tabela 2 mostra os principais vessels mais utilizados em cada região, sendo alguns utilizados em mais de um país.

Tabela 2 – Embarcações mais utilizadas no setor eólico *offshore* em cada país.

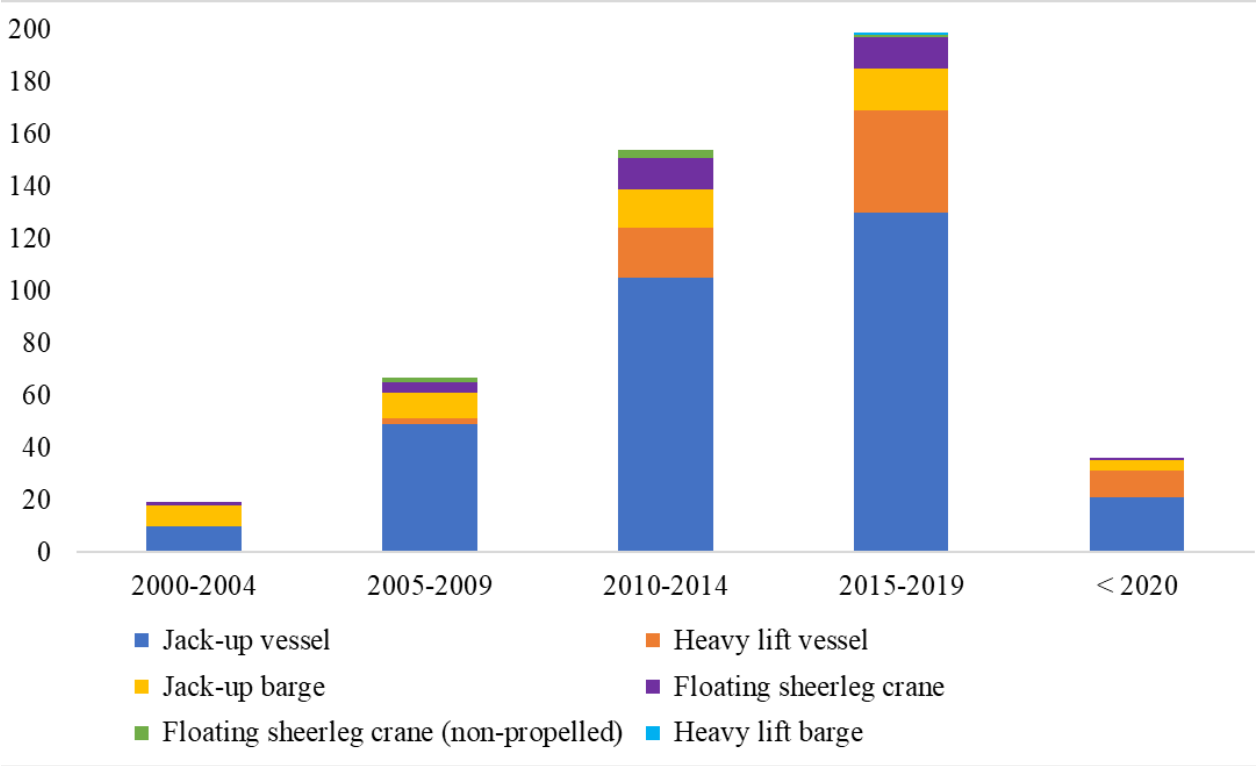
Reino Unido	Dinamarca	Alemanha	Bélgica
J/U Wind Server	J/U Wind Server	DP2 Thor	Rambiz
Fugro Excalibur	J/U Wind Pioneer	Mpi Enterprise	Neptune
J/U Wind	Sound Prospector	Brave Tern	Gulliver
MPI Resolution	J/U Wind	Seaway Strashnov	DP2 Thor
Sea Challenger	Rambiz	DP2 Innovation	DP2 Innovation
Sea Installer	Matador 3	Bold Tern	Bold Tern
Bold Tern	Sea Installer	Rambiz	J/U Wind
MPI Adventure	Seaway Yudin	Neptune	Sea Challenger
Seaway Yudin	Svanen	Seaway Yudin	Vole Au Vent
Rambiz	Vole Au Vent	Smit Kamara	Apollo
Brave Tern		Pacific Orca	
Seaway Strashnov			

Fonte: Elaboração própria (2020)

No Reino Unido, dentre os 10 modelos mais utilizados, o jack-up vessel, o jack-up barge, o heavy lift vessel e o *floating sheerleg crane* estão presentes. Já na Dinamarca apenas o *floating sheerleg crane non propeled* não está entre os mais utilizados, os outros cincos tipos analisados estão presentes. Na Alemanha estão entre os mais utilizados as embarcações do tipo *jack-up vessel*, *heavy lift vessel* e *floating sheerleg crane*. E na Bélgica é semelhante a Alemanha, embarcações do tipo *jack-up vessel, heavy lift vessel* e *floating sheerleg crane*. Observando que o *heavy lift barge*, não está entre os mais utilizados de nenhum dos países.

Já quanto o tipo de embarcação mais utilizado nos últimos anos, o período de 2000 a 2020, conforme ilustrado na Figura 5, a partir do ano de 2000 o *jack-up vessel* foi o mais utilizado, com um total de 315 utilizações em usinas eólicas *offshore*. Essa frequência de uso demonstrou aumento proporcional à medida que o número de usinas em ambiente *offshore* foi crescendo. Em segundo lugar está o *heavy lift vessel,* com o total de 70 usinas, o qual também demostrou uso crecente ao longo dos anos. A embarcação menos utilizada foi o *heavy lift barge,* totalizando apenas 1 uso durante todo o período analisado. Percebe-se ainda que até o início do ano atual, o tipo *jack-up vessel* continua na liderança de uso.

Figura 5 – Proporção do tipo de embarcações utilizado no período de 2000 a 2020.

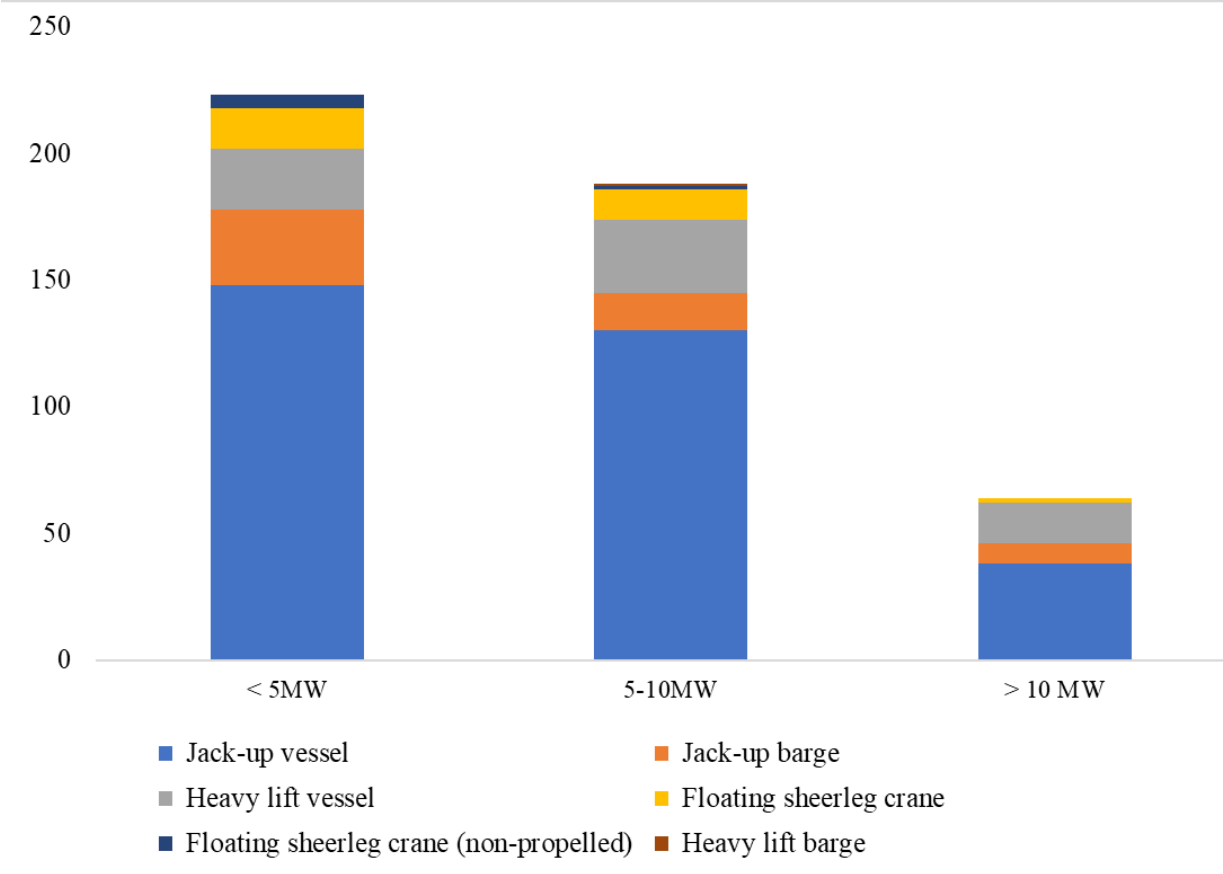


Fonte: Elaboração própria (2020)

Projeta-se para o ano de 2020 em diante que o uso dos *vessels* em geral aumente, devido ao desenvolvimento da indústria eólica *offshore* mostrar-se acelerado, em âmbito global. O gráfico ilustra dados apenas do início do ano de 2020.

Para analisar as embarcações utilizadas de acordo com a potência nominal da turbina a Figura 6 apresenta a proporção do tipo de embarcação mais utilizada por faixa de potência nominal das turbinas instaladas nas usinas eólicas *offshore* estudadas. Observa-se que o tipo de embarcação mais utilizado em todas as faixas de potência das turbinas é o *jack-up vessel*, sendo responsável por cerca de 65% das instalações de turbinas até 5MW, 59% para as de 5 a 10MW e 50% para as turbinas acima de 10MW.

Figura 6 – Proporção do tipo de embarcações utilizado por potência das turbinas da usina.



Fonte: Elaboração própria (2020)

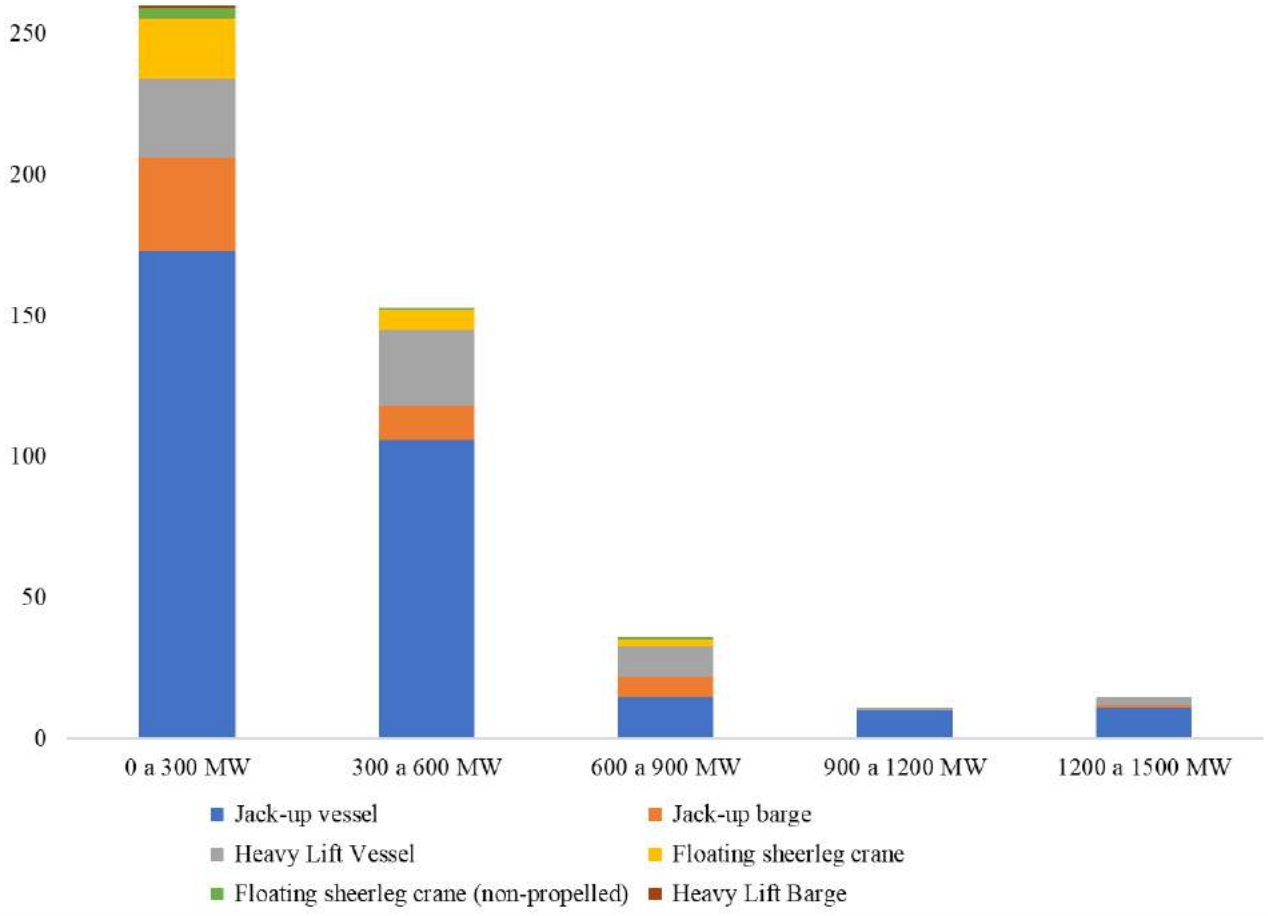
Em segundo lugar estão as embarcações do tipo *jack-up barge*, com um total de 13% entre as turbinas de até 5 MW, essa proporção decresce entre as turbinas de 5 a 10 MW em que esse tipo de embarcação apresenta somente cerca de 7% de uso. Essa porcentagem cresce um pouco para as turbinas de mais de 10 MW, com cerca de 10% de uso. Já os *heavy lift vessels* apresentam comportamento parecido para turbinas de até 5 MW e 5 e 10 MW, com 10% e 13%, respectivamente. Porém, eles são bastante usados para turbinas de mais de 10 MW, representando 21%.

Outra análise considera a capacidade total da usina, como a soma das potências nominais das turbinas, conforme apresentado na Figura 7. Semelhante a algumas análises já realizadas, o *jack-up vessel* obteve-se maior frequência como ferramenta de transporte e instalação de componentes, independentemente do tamanho ou capacidade da usina, totalizando

em 279 de usinas, de 0 a 600 MW de capacidade instalada. Em segundo lugar, está o *heavy lift vessel* com 70 usinas no total e em terceiro o j*ack-up barge* com um total de 53 usinas.

O total decrescente apresentado na Figura 7 está relacionado com o menor número de usinas existentes à medida que sua capacidade vai se tornando maior. O tipo de embarcação que apresentou menor utilização foi o *heavy lift barge*, com total igual a 1, sendo usado em usina de 0 a 300 MW de capacidade.

Figura 7 – Proporção do tipo de embarcações por capacidade da usina (MW).



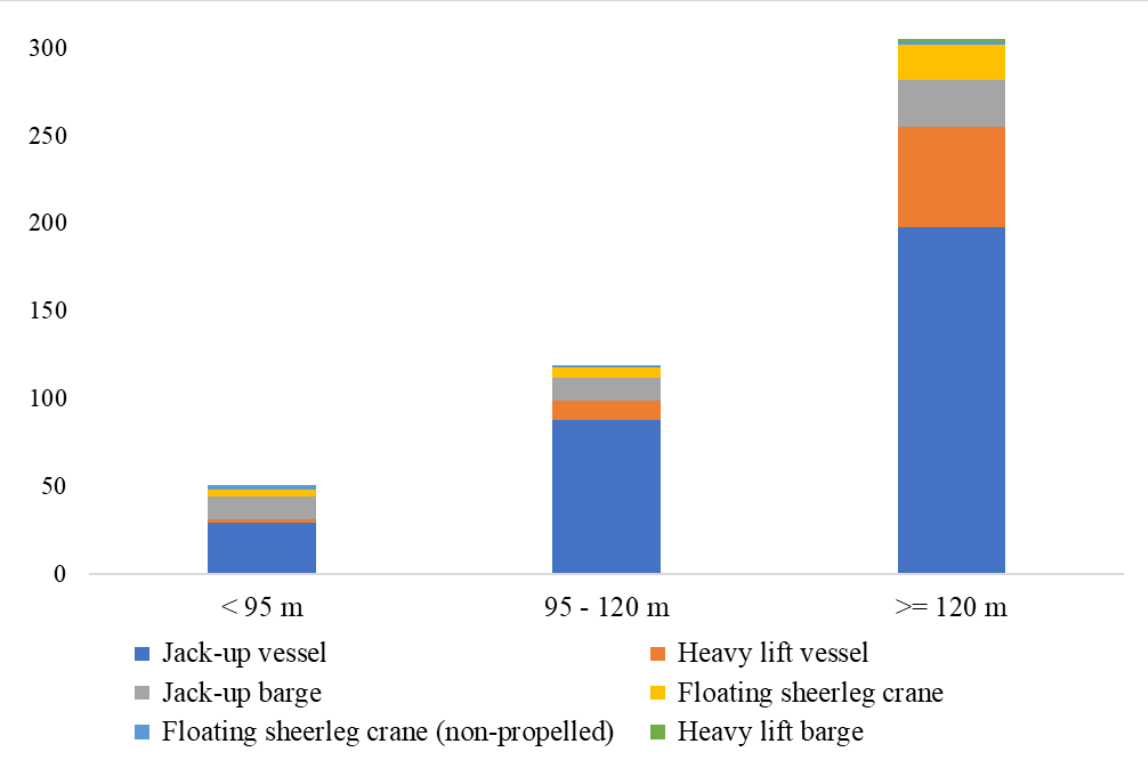
Fonte: Elaboração própria (2020)

Através da análise do tamanho do diâmetro do rotor, como mostrado na Figura 8, percebe-se que independentemente do tamanho do rotor, o *jack-up vessel* é o mais usado em todas as categorias observadas. Os *jack-up barges* são o segundo tipo de embarcação utilizada para a categoria de rotores até 95 metros, com 25% de participação, no entanto, a participação

desse tipo de embarcação é reduzida para outras faixas, com 10% de participação para rotores de 95 a 120 metros e 8% para rotores acima de 120 metros de diâmetro. Os *heavy lift vessels*, por outro lado, aumentam sua participação com o aumento do diâmetro do rotor, com 4%, 9% e 17% de participação para as categorias de até 95 metros, 95 a 120 metros e mais que 120 metros, respectivamente.

O total ascendente da Figura 8 indica que a maioria das usinas estudadas apresentam uma tendência crescente em relação ao tamanho dos rotores das turbinas utilizadas nas usinas eólicas, o que ocorre devido ao aumento da tecnologia dos equipamentos, permitindo a criação de turbinas mais potentes e com diâmetro maior de rotor para captar mais energia do vento.

Figura 8 – Proporção do tipo de embarcações pelo tamanho do rotor.



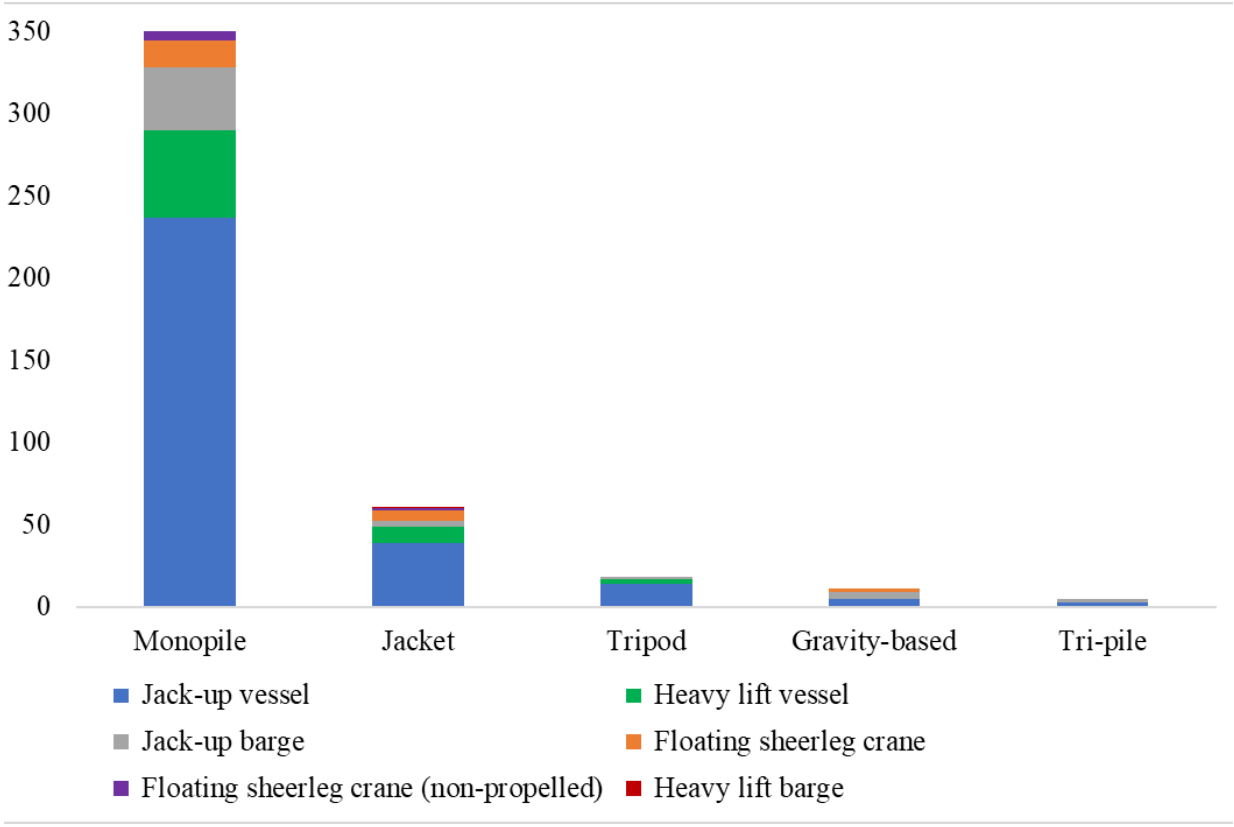
Fonte: Elaboração própria (2020)

Outra observação importante para caracterizar as embarcações, é relacionar seu uso ao tipo de fundação utilizado na usina. Por meio da Figura 9, pode-se observar que o tipo de fundação mais utilizado no setor eólico *offshore* é o *monopile*, seguido do tipo *jacket*, os quais são os mais difundidos, devido a sua facilidade e rapidez de fabricação e instalação, bem como por se adaptarem a diferentes solos e menores profundidades, se comparados aos demais. A

fundação que obteve menor número registrado de instalações foi a *tri-pile*, com o total de apenas 5.

Com relação aos *vessels*, o mais utilizado em todos os tipos de fundações foi o *jack-up vessel;* para a fundação *monopile*, o *jack-up vessel* foi usado em 237 transportes, de um total de 298 dados que correlacionam esse *vessel* com todas as fundações. Em segundo lugar está o *heavy lift vessel* que também apresentou resultado significante no seu uso para *monopiles*.

Figura 9 – Proporção do tipo de embarcações por tipo de fundação.

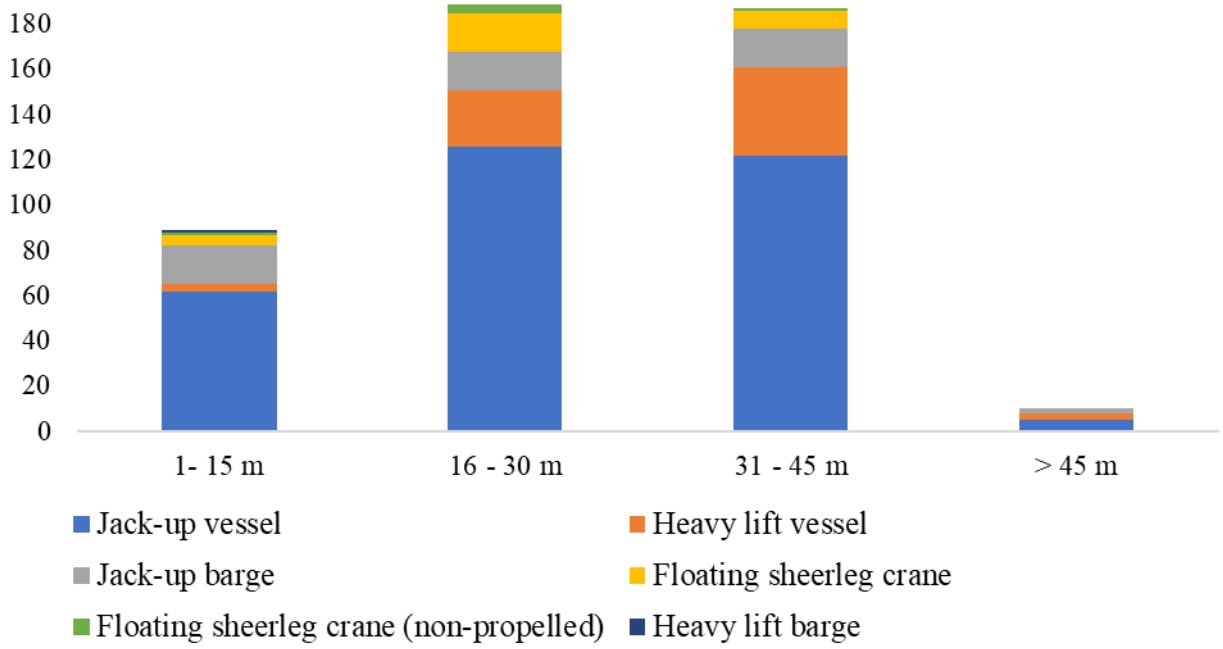


Fonte: Elaboração própria (2020)

A Figura 10 apresenta a distribuição dos tipos de embarcação de acordo com a profundidade máxima das usinas em que foram utilizados. Como esperado, devido ao seu grande uso, o *jack-up vessel* obteve maior frequência de uso em todas as faixas de profundidades. O *jack-up barge* teve o mesmo número de usos para as três faixas, com 17, porém, proporcionalmente o seu uso cai com o aumento da profundidade, uma vez que ele é usado em 19% das usinas eólicas com até 15 metros de profundidade, 9% para faixa de 16 a 30 metros e 8% para a faixa de 31 a 45 metros. Enquanto isso, o *heavy-lift vessel* aumentou sua

participação com o aumento da profundidade, o primeiro começa com 3% na primeira faixa e vai a 18% na última.

Figura 10 – Proporção do tipo de embarcações por profundidade máxima das usinas.



Fonte: Elaboração própria (2020)

5. Discussão dos resultados

No setor da energia eólica *offshore* é fundamental obter conhecimento acerca das embarcações que podem ser utilizadas, seja nas fases de instalação, de operação e manutenção, no ciclo de vida de um empreendimento eólico *offshore*.

Para a análise dos anos, não foi possível coletar informações acerca da utilização de embarcações em anos anteriores ao ano 2000, pois o setor ainda era bastante prematuro, no ponto de vista do desenvolvimento. Já na análise da capacidade da usina e a relação com o uso de embarcações, apenas foi possível obter dados de usinas de até 1600 MW, acima disso os dados passaram a ser escassos, por serem dados recentes.

É possível perceber também que nessas análises do ano e da capacidade instalada da usina pode-se visualizar uma correlação, visto que com o passar dos anos, mais usinas *offshore* foram instaladas e, consequentemente, essa crescente proporção também foi notada no uso das embarcações, que demonstrou ascensão de uso em ambas as análises também.

Na análise das fundações foram analisados 5 tipos de fundações: *monopile, jacket, tri-pile, tripod* e *gravity-based*. Porém, há na literatura mais um tipo de fundação, denominada *floating structure*, um tipo de fundação cuja estrutura é flutuante. Não foram obtidos dados acerca dessa fundação, pois ainda se trata de uma tecnologia pouco utilizada e com poucas implementações nos países estudados.

Além dessas análises, uma observação complementar pode ser feita com relação aos portos de suporte nas usinas da Alemanha, Dinamarca, Reino Unido e Bélgica. Foram coletados dados relacionados aos portos de instalação e de operação e manutenção que mais foram utilizados como apoio ao setor de eólica *offshore*, e principalmente em quais portos houve maior atracação de embarcações para recebimento ou expedição de componentes, rotores, turbinas e fundações.

Para as usinas instaladas e operacionalizadas na Alemanha, os portos mais utilizados em conjunto com os vessels, segundo dados coletados, foram os portos de Esbjerg, Eemshaven e Bremerhaven, com relação as atividades de instalação das usinas. Já com relação ao apoio para as atividades de operação e manutenção, os portos que foram utilizados com maior frequência foram os portos de Emden, Norddeich e Rostock.

Para as usinas localizadas no Reino Unido, os portos mais importantes em termos de atracação e apoio às atividades de instalação foram os portos de Esbjerg, Mostyn e Great Yarmouth. Já com relação às atividades de operação e manutenção, os portos que foram priorizados em termos de suporte às atividades, foram os portos de Grimsby, Barrow e Great Yarmouth.

No caso da Dinamarca, o porto de Esbjerg, um porto com grande potencial no suporte a indústria eólica *offshore*, também foi o mais utilizado, tanto em termos de instalação quanto em termos de operação e manutenção. Além desse, outros portos visitados foram os de Nyborg e Rodby.

Na realidade da Bélgica, o porto de Oostende foi o principal apoio para as usinas na fase de instalação. Para as atividades de operação e manutenção, os portos que se destacaram no suporte às atividades foram os portos de Geosea NV e Dredging International NV.

6. Considerações finais

O setor da energia eólica *offshore* depende de portos e embarcações, pois o modal aquaviário é o único possível atualmente para transporte dos grandes componentes, como torres, pás, nacelles, fundação, subestação, entre outros. Dessa forma, a decisão das embarcações

utilizadas é importante nesta atividade, principalmente nas fases de instalação de grandes componentes, em que é necessário o transporte de materiais pesados e de grande comprimento.

Estudos mostram que os custos com embarcações chegam a 14% do CAPEX. Isso, porque, os custos das embarcações são calculados por uma taxa diária de aluguel, independente das condições climáticas adequadas ou não para operação, há embarcações que podem chegar a 250.000 dólares por dia.

O estudo buscou analisar parâmetros relativos as embarcações utilizadas nas usinas eólicas dos quatro principais países europeus, Reino Unido, Dinamarca, Alemanha e Bélgica, através de dados disponíveis no banco de dados do 4C*Offshore* e de dados disponíveis em sítios eletrônicos do setor eólico *offshore*. Sendo assim, teve como objetivo fazer uma análise do cenário das embarcações utilizadas na indústria eólica europeia, entendendo os tipos de embarcações mais utilizadas e suas características principais.

Foram analisados: a distribuição dos tipos de embarcações utilizados nos países estudados; as embarcações mais utilizadas na Europa no setor eólico *offshore*; embarcações mais utilizadas no setor eólico *offshore* em cada país; a proporção do tipo de embarcações utilizado no período de 2000 a 2020; a proporção do tipo de embarcações utilizado por potência das turbinas da usina; proporção do tipo de embarcações por capacidade da usina (MW); proporção do tipo de embarcações pelo tamanho do rotor; proporção do tipo de embarcações por tipo de fundação; e proporção do tipo de embarcações por profundidade máxima das usinas.

Diante das análises, pode afirmar que o *jack up vessel* é o tipo de embarcação mais utilizado no setor, está presente em diferentes países e transporta diferentes tamanhos de turbinas. Tornando-se a principal embarcação utilizada para instalação e manutenção de grandes componentes em usinas eólicas *offshore*.

Para pesquisas futuras sugere-se a caracterização dos tipos de embarcações utilizados de acordo com o componente transportado, diferindo entre turbina, subestação e fundação. Também se sugere a ampliação da pesquisa com usinas chinesas e outros países europeus, e ainda fazer a correlação entre as variáveis estudadas. Quanto às limitações do estudo, a principal é a disponibilidade de dados de embarcações e usinas eólicas *offshore*.

Agradecimentos: Este artigo é resultado da parceria entre a Petrobras e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e com o suporte financeiro da R&D – Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/2016). Também com agradecimentos a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil) e MCTIC (Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações) pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

4COFFSHORE. **J/U Wind Server**. Disponível em: <https://www.4coffshore.com/vessels/vessel-j-u-wind-server-vid1507.html>. Acesso em: 27 fev. 2020a.

4COFFSHORE. **Matador 3**. Disponível em: <https://www.4coffshore.com/vessels/vessel-matador-3-vid24.html>. Acesso em: 27 fev. 2020b.

BJERKSETER, C.; AGOTNES, A. Levelised costs of energy for offshore floating wind turbine concepts. **Master Thesis**, 2013.

CRESWELL, J. W. **Research design qualitative, quantitative and mixed approaches**. 4. ed. California: Sage Publications, 2003.

DEME GROUP. **Rambiz**. Disponível em: <https://www2.deme-group.com/technology/rambiz-0 >. Acesso em: 13 abr. 2020

FLEETMON. **J/U Wind Server**. Disponível em: <https://www.marinetraffic.com/en/photos/of/ships/shipid:143310/#forward>. Acesso em: 13 abr. 2020a.

FLEETMON. **Rambiz**. Disponível em: <https://www.fleetmon.com/vessels/rambiz_9136199_57062/?language=pt>. Acesso em: 27 fev. 2020b.

FLEETMON. **Matador 3**. Disponível em: <https://www.fleetmon.com/vessels/matador-3_9272137_3087934/>. Acesso em: 27 fev. 2020c.

FOWIP. Coastal Aspects and Port Requirements. **First Offshore Wind Project of India**, p. 64, 2018.

FUGRO. **Fugro Excalibur**. Disponível em: <https://media.fugro.com/media/docs/default-source/about-fugro-doc/vessels/jackups/excalibur.pdf?sfvrsn=99dbea19_2>. Acesso em: 27 fev. 2020.

GENERAL ELETRICS. **Proving Ground: This U.K. Facility Is Preparing To Put The World's Largest Wind Turbine To Test**. Disponível em: <https://www.ge.com/reports/beyond-bends-u-k-facility-prepares-put-worlds-largest-wind-turbine-boot-camp/>. Acesso em: 13 fev. 2020.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1991.
GWEC. Global wind energy council report 2018. **Wind Global Council Energy**, n. April, p. 1–61, 2019.

IRENA. **FUTURE OF WIND - Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects**. 2019a.

IRENA. **Renewable capacity statistics 2019**. 2019b.
JUDGE, F. et al. A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, n. July 2018, p. 370–383, 2019.

KAISER, M. J.; SNYDER, B. **Offshore wind energy installation and decommissioning cost estimation in the U.S. outer continental shelf**. n. November, p. 340, 2010.

KOSTER, V.; VERMEULEN, K. J.; KORTEKAAS, P. Offshore use of floating sheerlegs. **30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering**, p. 1–9, 2011.

LACAL-ARÁNTEGUI, R.; YUSTA, J. M.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A. Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 92, n. May, p. 133–145, 2018.

MARINE TRAFFIC. **Excalibur**. Disponível em: <https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ships/shipid:737795/mmsi:576152000/imo:8763282/vessel:EXCALIBUR>. Acesso em: 27 fev. 2020a.

MARINE TRAFFIC. **Matador 3**. Disponível em: <https://www.marinetraffic.com/pt/photos/of/ships/#forward>. Acesso em: 13 abr. 2020b.

MARINE TRAFFIC. **Seaway Strashnov**. Disponível em: <https://www.marinetraffic.com/en/photos/picture/ships_id/3569588/212905000 >. Acesso em: 13 abr. 2020c.

OH, K. Y. et al. Wind resource assessment around Korean Peninsula for feasibility study on 100MW class offshore wind farm. **Renewable Energy**, v. 42, p. 217–226, 2012.

PATERSON, J. et al. Offshore wind installation vessels – A comparative assessment for UK offshore rounds 1 and 2. **Ocean Engineering**, v. 40, n. 3, p. 273–281, 2017.

RAMIREZ, L.; FRAILE, D.; BRINDLEY, G. Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2019. **Wind Europe 2020**, 2020.

SCALDIS. **Rambiz**. Disponível em: <file:///C:/Users/LAB-PRODUTO/Downloads/2018-scaldis-technische-fiche-rambiz.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2020.

SCHELTES, M. P. An offshore port concept to reduce the construction costs in offshore wind. **Master Thesis**, v. 53, n. 9, p. 1689–1699, 2018.

SEAWAY. **Seaway Yudin**. Disponível em:

<https://www.seawayheavylifting.com.cy/vessels/seaway-yudin>. Acesso em: 27 fev. 2020a.

SEAWAY. **Seaway Strashnov**. Disponível em: <https://www.seawayheavylifting.com.cy/vessels/seaway-strashnov>. Acesso em: 27 fev. 2020b.

URAZ, E. Offshore Wind Turbine Transportation & Installation Analyses. Planning Optimal Marine Operations for Offshore Wind Projects. **Master Thesis**, p. 56, 2011.

ZITON. **WIND SERVER**. Disponível em: <https://ziton.eu/wp-content/uploads/2018/08/WIND-SERVER_Technical-Specifications.pdf>.2020.

CASO DE ANÁLISE DINÂMICA APLICADO A GERADORES DE TURBINA EÓLICA

Santos, E. R. O.[1], Castro R. N.[1], Severino, R. H.[1], Abbud, M. C.[1],

[1] SKF do Brasil LTDA.

ABSTRACT

From premature failures in generators of wind turbine, characterized on bearing of the DE and NDE side, a dynamic analysis study was proposed by following engineering tools: Vibration Analysis, Operating Deflection Shape – ODS and Numerical Simulation by Finite Element Method - FEM. Combined such tools, a resonance condition on metallic base at 23 Hz was identified. Based on field and numerical results obtained in this study, recommendations were: to verify alignment conditions, machine geometry using laser systems, and also application of the structural modifications on the metallic base of generator to eliminate resonance condition. Such actions were applied to eliminate the resonant condition, verified by innovative engineering technology.

Keywords: resonance; natural frequency, mode Shape; operating deflection shape; vibration; generator; bearings

RESUMO

A partir da ocorrência de falhas prematuras em geradores de turbinas eólicas, caracterizadas nos rolamentos do lado acoplado (LA) e oposto (LOA), foi proposto um estudo de análise dinâmica pelas as seguintes técnicas de engenharia: Análise Convencional de Vibração, Forma de Deflexão Operacional (*ODS*) e simulação numérica pelo Método dos Elementos Finitos (MEF). Verificou-se por tais técnicas, que a estrutura da base metálica apresentava uma condição ressonante na frequência de 23 Hz. Com base nos resultados de campo e numéricos obtidos neste estudo, recomendou-se a verificação das condições de alinhamento, geometria de máquinas com sistema laser, e também a aplicação de modificações estruturais na base metálica. Tais ações tiveram como objetivo a eliminação da condição ressonante, comprovadas por tecnologia inovadora de engenharia.

Palavras-chave: *ressonância; frequência natural; modo natural de vibrar, forma de deflexão operacional; gerador; rolamentos*

1. INTRODUÇÃO

As soluções de problemas vibracionais em máquinas rotativas que não são do cotidiano tem sido realizadas frequentemente pelo próprio cliente sem qualquer suporte técnico. Tais ações podem consumir mais tempo, aumentando o custo sem alcançar o objetivo, que é operação livre de paradas não programadas. Também, destaca-se que as máquinas do setor em questão tem acesso restrito, e estão instalados em torres de mais de 90 metros de altura. Para esses equipamentos rotativos, a correlação de técnicas que empregam

Information Classification: General

dados medidos em campo com sistema de aquisição online e métodos numéricos fornecem soluções robustas e viáveis. Como resultado do trabalho, haverá a eliminação do de falha, maximizando a disponibilidade da turbina, e a sua consequente redução dos custos de manutenção.

2. MÉTODOS

2.1 Análise Convencional de Vibração

A Análise Convencional de Vibração é utilizada na detecção de problemas em máquinas rotativas. Para isso, os dados de vibração coletados em campo são tratados a partir da Transformada Rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform – FFT*), pela qual é possível transformar os movimentos vibratórios coletados no domínio tempo para frequência Charlotte, (1997). Os sinais no domínio de frequência, denominados espectros de frequência são utilizados na detecção dos problemas que ocorrem em máquinas rotativas. É importante salientar, por exemplo, que substituir um componente (rolamento) que está com alto nível de vibração por um novo pode ou não ser a solução para a falha do mesmo. A origem do problema pode ter outra causa, assim é prematuro atribuir a falha ao componente. Onari e Boyadjis (2009) averiguaram que na maioria dos casos a causa dos elevados níveis de vibração em bombas pode ser diagnosticada pela análise dos espectros. Tais problemas verificados nesses equipamentos são os cotidianos de uma indústria, como por exemplo: desalinhamentos, folgas ou desbalanceamento, defeitos no rolamento, sendo que, a solução pode ser aplicada imediatamente. Para os problemas de natureza dinâmica, uma investigação envolvendo outras técnicas de engenharia é necessária na determinação da causa raiz. Portanto, correlacionou-se três técnicas, sendo a primeira delas a Análise Convencional de Vibração, que destaca as frequências operacionais e os respectivos níveis de energia vibracionais em várias partes dos equipamentos rotativos, e ao longo das estruturas metálicas. Em seguida, as informações de magnitude e fase foram empregadas na análise por ODS, a partir da avaliação das Formas de Deflexão Operacional do conjunto multiplicado, gerador e base metálica nas frequências de excitação observadas em destaque nos espectros. Na terceira etapa correlacionou-se os resultados de vibração e ODS aos obtidos numericamente pelo Método dos Elementos Finitos, e assim, foi proposto uma solução para o problema dinâmico.

2.2 Análise da Forma de Deflexão Operacional – *ODS*

A Análise da Forma de Deflexão Operacional é utilizada na identificação experimental dos modos operacionais ou formas de vibração da estrutura. Os modos operacionais podem ser identificados a partir de um conjunto de dados medidos simultaneamente ou por um conjunto de dados, tomando-se medidas de referências fixas e outras medidas móveis de pontos da estrutura, Gevinski (2014).
As medições são realizadas nos pontos de fixação, mancais, bases metálicas e na carcaça dos equipamentos, e podem ser em: aceleração, velocidade ou deslocamento. A utilização de respostas de referências é largamente utilizada na análise por *ODS* e trata-se da utilização das funções de Transmissibilidade. A transmissibilidade é a relação no domínio da frequência entre dois sinais de respostas. A função de transmissibilidade é representada matematicamente pela Equação 1:

Information Classification: General

$$T_{ij}(\omega) = \frac{X_i(\omega)}{X_j(\omega)}, \quad (1)$$

sendo que, T_{ij} é a função de transmissibilidade entre a resposta espectral X_i e a resposta espectral de referência X_j. As transmissibilidades são obtidas experimentalmente através da medição das respostas em diferentes pontos e direções de interesse da estrutura dividida pela resposta de referência de um mesmo ponto mantido fixo em todas as medições. Sendo um sinal de resposta de um ponto *i* e um sinal de resposta de um ponto de referência *j*:

$$T_{ij}(\omega) = \frac{Si_j(\omega)}{S_{jj}(\omega)}, \quad (2)$$

sendo que, S_{ij} é a densidade espectral cruzada entre o sinal da resposta e referência, S_{jj} é a autodensidade espectral do sinal de referência. A fase é preservada pela densidade espectral cruzada dos dois sinais medidos. A partir da Equação 2 é possível verificar que a transmissibilidade não depende do conhecimento da força excitadora. Essa é uma das vantagens do uso da transmissibilidade na identificação dos modos operacionais, pois em situações operacionais, nem sempre é possível a medição da força de excitação.
O objetivo primordial da análise por *ODS* é observar o comportamento dinâmico do sistema em operação, observando se o mesmo está trabalhando em fase, ou seja, se não existem movimentos relativos entre eles em direções contrárias. Esses movimentos são definidos pela relação entre amplitude e fase de todos os pontos medidos na estrutura.

2.3 - Análise pelo Método dos Elementos Finitos - MEF

O MEF proporciona uma descrição matematicamente detalhada do sistema mecânico, que é adequado para o estudo de modificações estruturais, (2).
Considere um elemento de volume V delimitado por uma superfície S com o vetor de tração sobre a superfície S. A formulação de elementos finitos inicia a partir do princípio variacional relacionado à energia potencial total da seguinte forma, (3):

$$\pi = \int_V \sigma^T \varepsilon dV - \int_S u^T \bar{t} dS = 0, \quad (3)$$

sendo que, σ, ε, e *u* é o vetor de tensão, deformação e deslocamento, respectivamente. A variação de primeira ordem da Equação (3) pode ser escrita da seguinte forma:

$$\delta\pi = \int_V \sigma^T \delta\varepsilon dV - \int_S \delta u^T \bar{t} dS = 0 \quad (4)$$

Utilizando-se a equação constitutiva $\sigma = D\varepsilon$ e a relação entre deformação e deslocamento $\varepsilon = Bu$, a Equação (4) é escrita como:

$$\delta u^T = \left[\int_V B^T DB dV\right] - u - \delta u^T \int_S N\bar{t} dS = 0, \quad (5)$$

Information Classification: General

sendo que, N é a matriz das funções de forma. A Equação (5) é a equação básica para a discretização por elementos finitos e pode ser convertida para as equações algébricas:

$$Ku = f, \tag{6}$$

sendo que, *K* é a matriz elementar de rigidez, *f* e u são vetores cargas e deslocamento, respectivamente. Considere que a Equação (6) é um caso estático quando o carregamento não varia com o tempo, ou seja, o período de aplicação do mesmo é suficientemente longo, e as acelerações desenvolvidas pela estrutura são baixas o suficiente para serem desprezadas. Quando a frequência de carregamento não é alta, no sentido de que é da mesma ordem, ou apenas algumas vezes maior que a primeira frequência natural do sistema, o problema é dito de dinâmica estrutural. O mesmo pode ser tratado resolvendo-se numericamente um problema de autovalor (frequências naturais) e autovetor (modos de vibrar) pelo MEF, Equação (7), Zienkiewicz (1977). Por exemplo, numa situação de projeto, frequentemente interessa que a frequência de carregamento fique abaixo da primeira frequência natural, ou pelo menos interessa evitar que a frequência de excitação fique próxima a uma das frequências naturais do sistema.

$$|K - \omega^2 M| = 0, \tag{7}$$

sendo que [*K*] é a matriz global de rigidez, ω os frequências naturais (autovalores) e [*M*] é a matriz global de massa.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A instrumentação e programas utilizados nas medições de Vibração, *ODS*, bem como na simulação numérica da estrutura referente à base metálica do gerador estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Instrumentação e programas computacionais utilizados na etapa de medição de vibração e simulação numérica

Sistema online de aquisição de vibração:	SKF IMX-p
Sensores:	SKF CMSS2200 (acelerômetros – sensibilidade 100 mV/g)
Programa computacional de análise vibracional:	SKF @ptitude Observer 10.02
Programa de análise do comportamento dinâmico de estruturas e equipamentos rotativos:	ME'scopeVES 5.0
Programa computacional de modelagem 3D:	Creo Parametric 2.0
Programa de simulação numérica:	ANSYS® 19.2

Na Tabela 2 estão descritos os dados técnicos do equipamento analisado, sendo que, tais informações são referentes as condições operacionais durante a medição de vibração e da Forma de Deflexão Operacional.

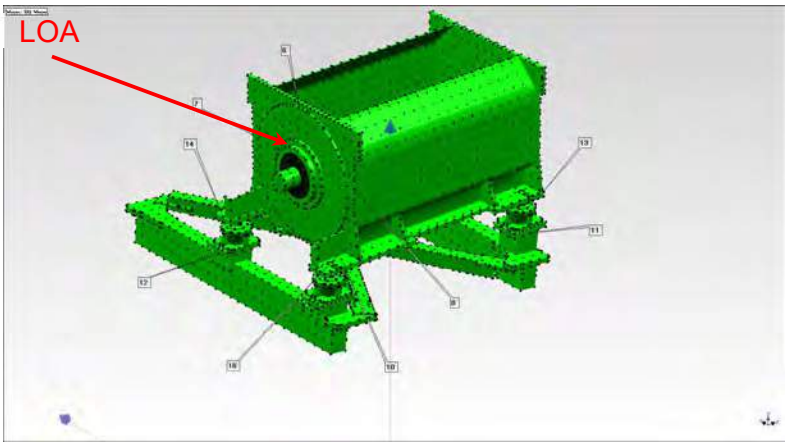
Tabela 2 - Descrição dos dados técnicos do gerador

Equipamento:	Gerador

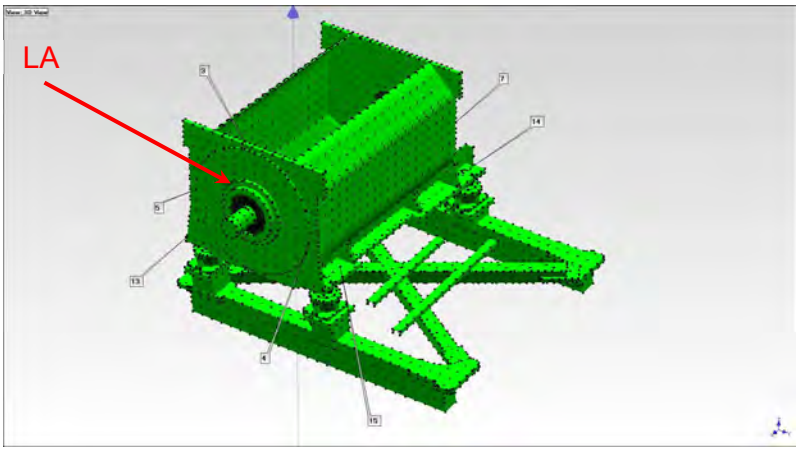
Information Classification: General

Potência Gerada:	3150 kW
Rotação:	1390 a 1449 RPM
Rolamento LA Rolamento LOA	6334/HC5C3S0VA970 6334/HC5C3S0VA970

Para avaliar o comportamento dinâmico por *ODS* criou-se um modelo matemático, no qual foram definidos os pontos de medição. Tais medições foram realizadas nas três direções x, y e z, e assim, a partir destes dados vibracionais é possível observar os movimentos apresentados pela estrutura nas frequências operacionais. Os pontos da rota foram sempre medidos nas regiões de contorno e ligação entre os componentes, como por exemplo: mancais e estrutura da base metálica. A Figura 2(a) e 2(b) apresenta todos os pontos de medição no gerador e base metálica.



(a)



(b)

Figura 2 – (a) e (b): Pontos de medição no gerador e base metálica

3.1. - Análise Convencional de Vibração

Information Classification: General

A partir da Análise Convencional de Vibração verificou-se os maiores valores globais registrados em cada ponto medido, que estão apresentados na Figura 3. Os pontos com maiores níveis de vibração foram: -6X, 3X, 10Z e 4Y, conforme a Figura 2.

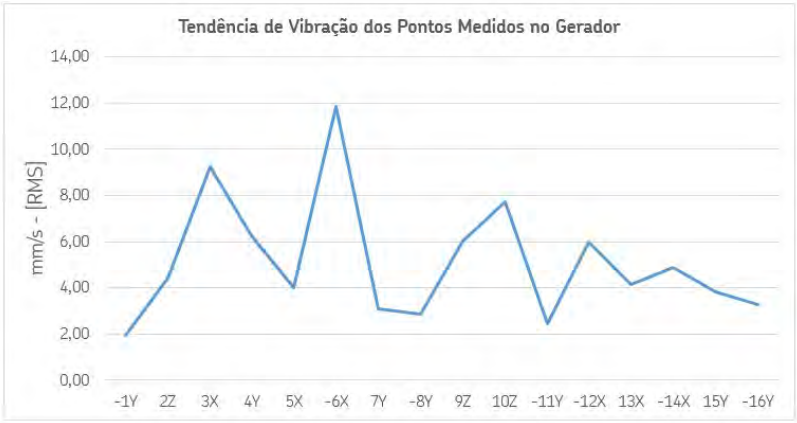
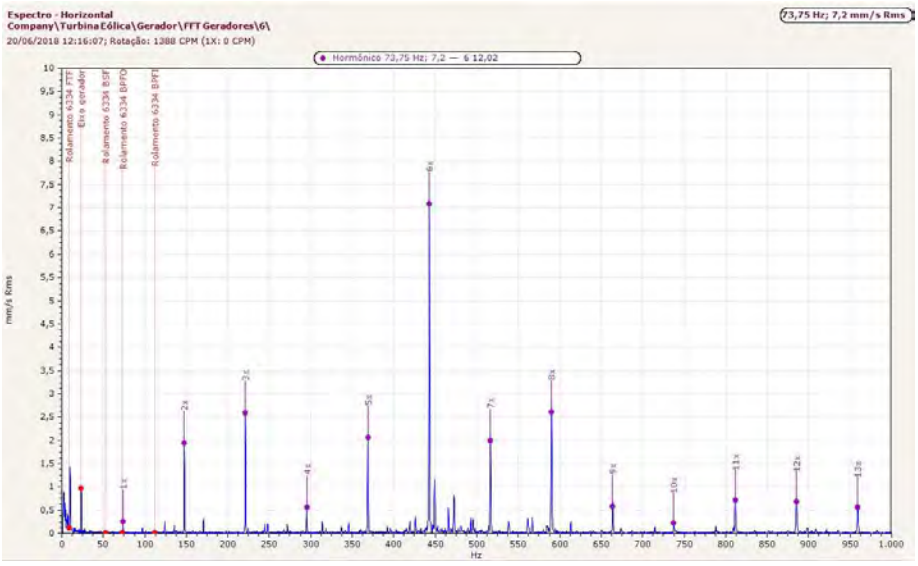
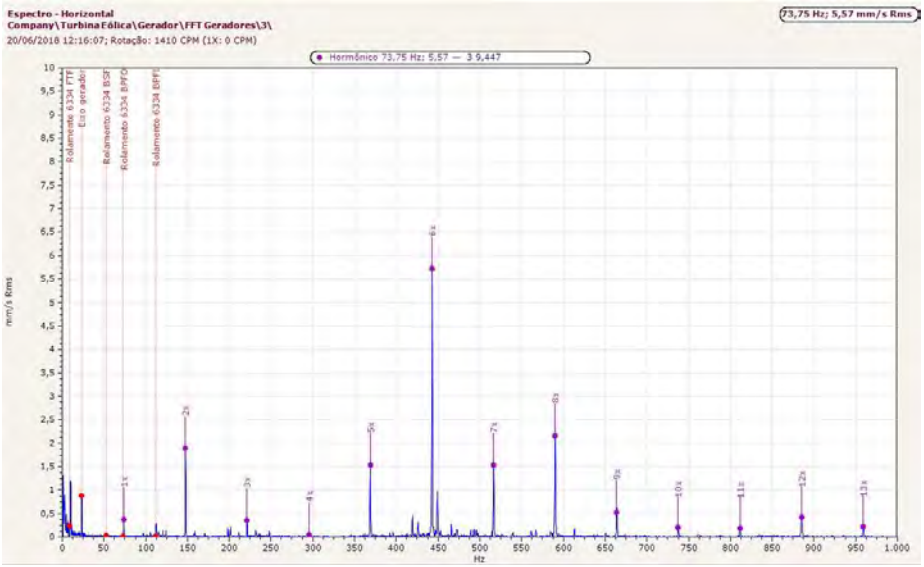


Figura 3 - Níveis de tendência de vibração referentes aos pontos medidos no gerador

O ponto com maior valor global foi o -6X, que está localizado na parte superior da tampa traseira do gerador. O espectro coletado neste ponto destaca as seguintes frequências: de rotação do eixo do gerador (23,1 Hz) com amplitude baixa, e a frequência de falha do anel externo (*BPFO - Ball Pass Frequency of Outer Ring*) do rolamento traseiro e os seus harmônicos com maior nível de energia. As Figuras 4(a) e 4(b) apresentam os espectros dos pontos -6X e 3X com um evento de falha de *BPFO* em estágio avançado.



(a)



(b)

Figura 4 – (a) e (b): Espectros de vibração referentes aos pontos -6X e 3X, caracterizando *BPFO*, localizado no mancal LA e LOA, respectivamente

A Figura 5 apresenta as fases de desenvolvimentos dos defeito de um rolamentos, que são:

- **Fase 1**: contato metal/metal em altas frequências, sem visualização de defeitos no espectro em velocidade;
- **Fase 2:** visualização de harmônicos de pequenos defeitos;
- **Fase 3:** visualização de defeitos e os harmônicos dos mesmos;
- **Fase 4:** harmônicos dos defeitos estão desenvolvidos em altas frequências. Também, a frequência fundamental, assim como, as bandas de frequência apresentam crescimento.

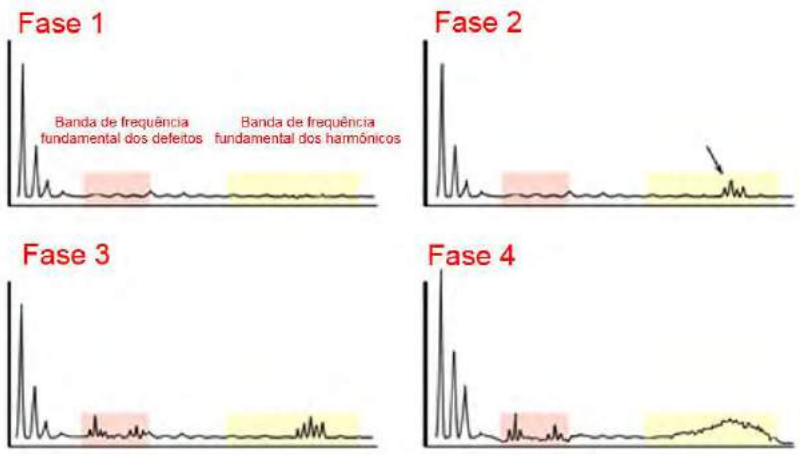


Figura 5 – Desenvolvimento de defeitos em um rolamento

Information Classification: General

O gerador apresenta níveis vibracionais elevados na região da frequência de rotação do gerador (23 Hz), conforme o espectro de vibração em velocidade apresentado na Figura 6. Também, observou-se no espectro da Figura 6 a característica de excitação de modo natural vibrar, de acordo com @ptitude Exchange – SKF (2011). Desta forma, para avaliar esse evento que caracteriza ressonância na região da frequência operacional de 23 Hz, foi utilizada simulação numérica a partir MEF. O espectro da Figura 6 mostra que quanto mais próximo à frequência máxima operacional de 24 Hz maior o nível vibracional.

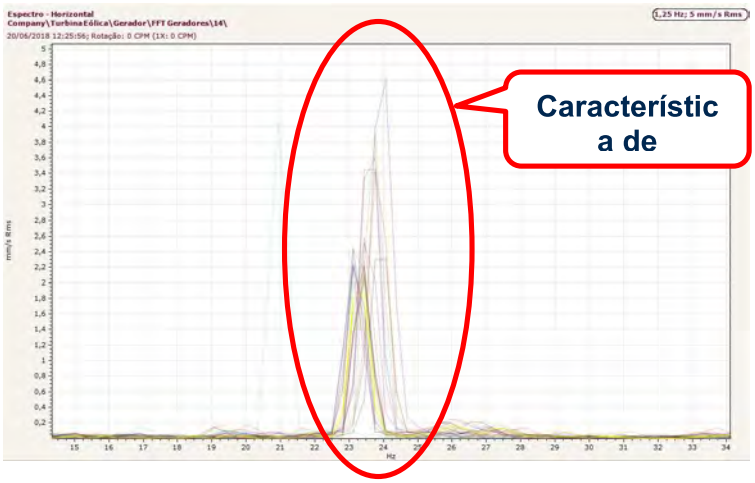


Figura 6 – Espectros de vibração coletados no ponto 14X

3.2. - Análise da Forma de Deflexão Operacional - ODS

Na análise por *ODS* observou-se que o modo operacional em 22,8 Hz apresenta movimentos relativos principalmente na direção axial. Esse comportamento foi verificado no espectro de vibração em velocidade medido na direção axial (X), e tem com destaque a frequência de 23 Hz. Portanto, o problema apresentado no rolamento 6334/HC5C3S0VA970 instalado no lado acoplado ao multiplicador, e também no lado oposto ao acoplado são decorrentes do comportamento dinâmico do conjunto motor/base metálica em 22,8 Hz, que causa esforços e desgastes destes componentes.

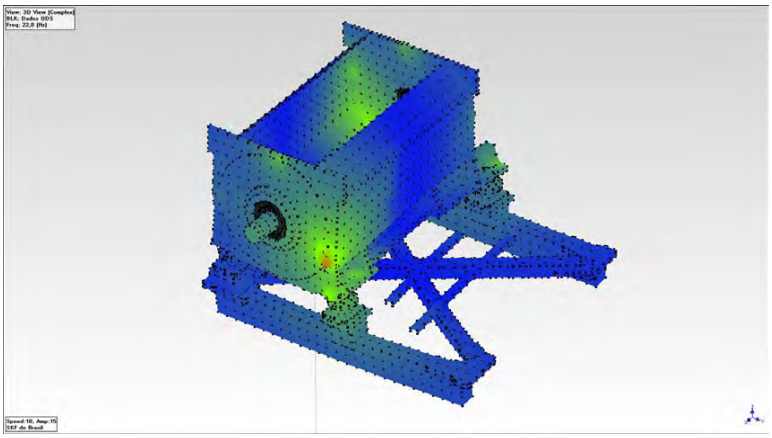


Figura 7 - Forma de deflexão operacional obtida por *ODS* na região de 22,8 Hz

Information Classification: General

4.2 - Simulação Numérica pelo Método dos Elementos Finitos – Base Metálica

4.2. Análise Modal – Condição Original

O objetivo da análise por simulação numérica é determinar o comportamento dinâmico da base metálica do gerador. Para isso, calculou-se as frequências e os respectivos modos de vibrar da mesma, e assim, confirmar de forma teórica a existência das frequências naturais verificadas na Análise de Vibração e de *ODS*. Para a realização da modelagem da geometria, que representa a estrutura real, utilizou-se o programa computacional *Creo Parametric* 2.0.

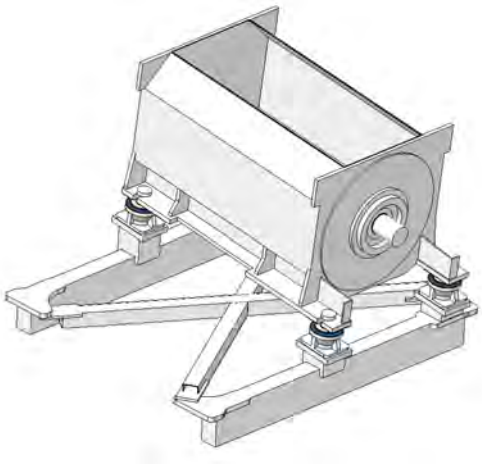


Figura 8 – Modelo da Base de acionamento da correia

Na modelagem deste sistema considerou-se que o material da base metálica é de aço S355 J2. As propriedades mecânicas estão descritas na Tabela 3.

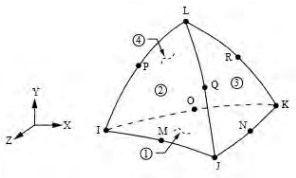
Tabela 3 – Propriedades mecânicas do aço S355 J2, Ansys®, (2018)

Módulo de Elasticidade (GPa):	190
Coeficiente de Poisson:	0,29
Densidade (kg/m3):	7850
Resistência ao escoamento (MPa):	355
Resistência à tração (MPa):	510

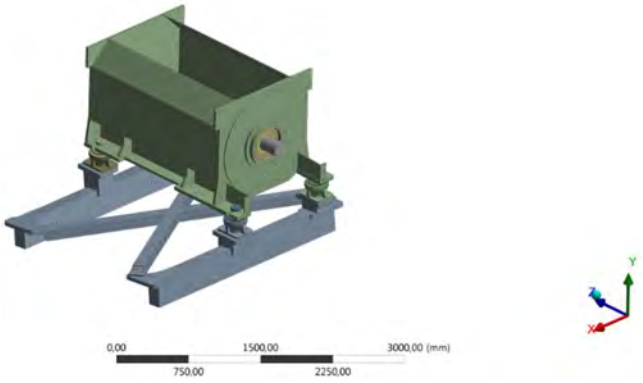
O problema de autovalor e autovetor, Equação (7), foi resolvido via MEF, e para isso, um modelo 3D de elementos finitos (MEF) do conjunto gerador/base metálica foi discretizado com uma malha de com 165395 elementos sólidos (337356 nós). Para a validação deste modelo correlacionou-se os dados vibracionais coletados em campo a partir da Análise Convencional de Vibração e da técnica de ODS, com os resultados obtidos por MEF. Neste modelo de elementos finitos empregou-se o elemento SOLID187 implementado no programa computacional Ansys® 2019 R1. O SOLID187 é um elemento finito tetraédrico que permite interpolação quadrática dos deslocamentos, sendo adequado para utilização em malhas não uniformes. Este elemento finito é composto por 10 nós e cada nó possui 3

Information Classification: General

graus de liberdade, correspondendo aos deslocamentos nas direções x, y e z, conforme a Figura 9(a). A geometria discretizada está apresentada na Figura 9(b).



(a)



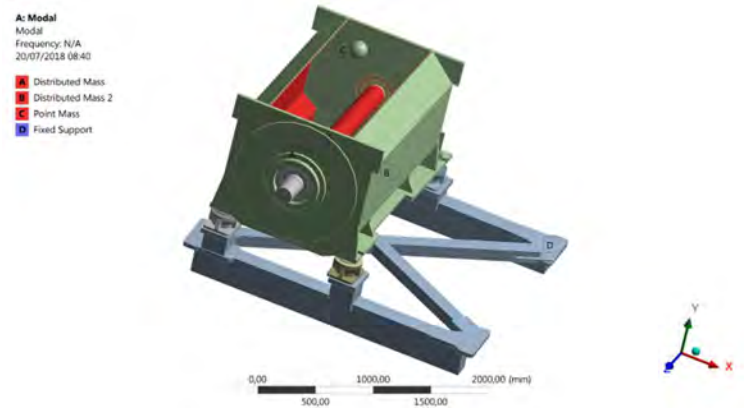
(b)

Figura 9 – Discretização da malha

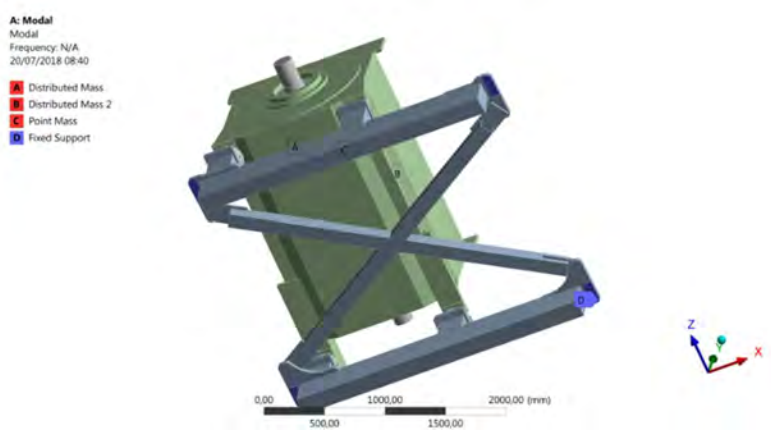
Para a realização da Análise Modal do conjunto gerador/base metálica foram aplicadas as seguintes condições de contorno:

- Massas referentes ao rotor, trocador de calor e componentes;
- Engaste da estrutura (*fixed support*).

As Figuras 10(a) e 10(b) apresentam as condições de contorno aplicadas no sistema.



(a)



(b)

Figura 10 – (a) e (b): Condição de contorno aplicadas ao conjunto gerador/base metálica

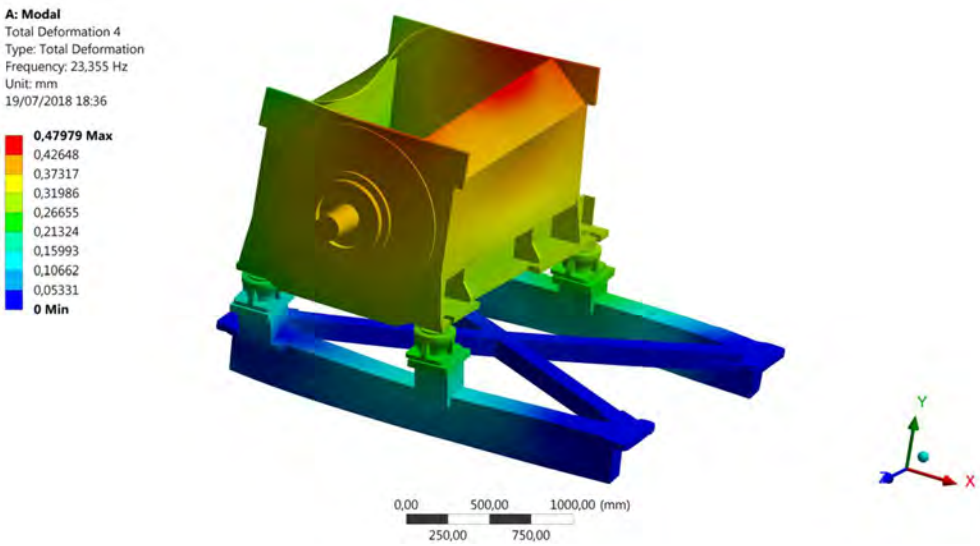
Com base nas condições de contorno aplicadas nas Figuras 9(a) e 9(b) realizou-se a Análise Modal do sistema. Os modos naturais e suas respectivas frequências naturais estão apresentados nas Tabela 4.

Tabela 4 – Frequências naturais dos dez primeiros modos naturais do conjunto gerador/base metálica

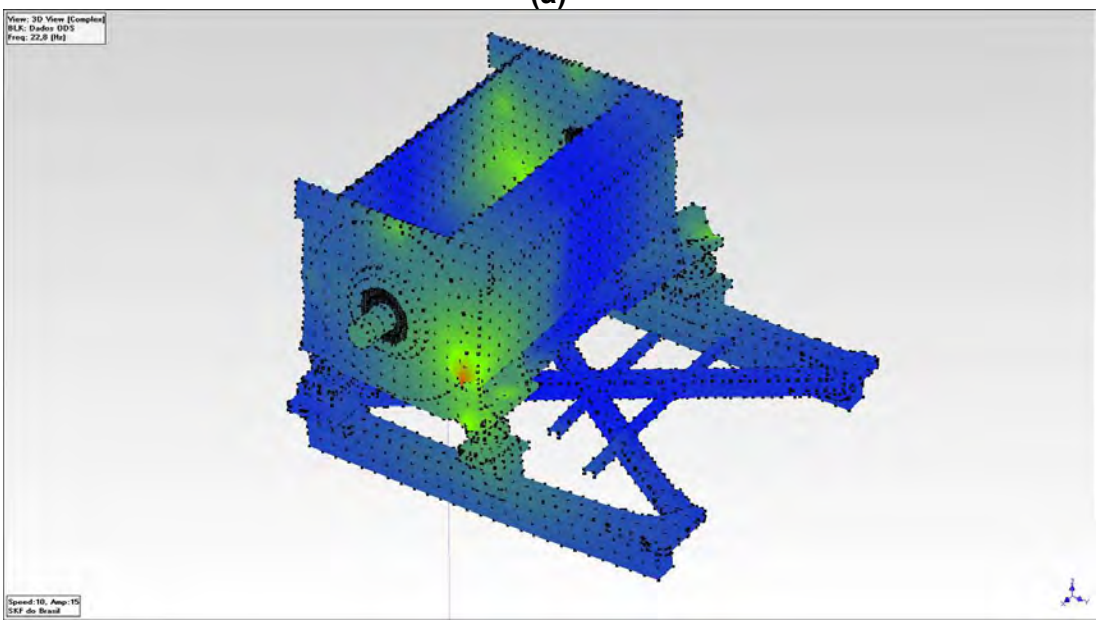
Modos	Frequência [Hz]
1	20,47
2	21,15
3	21,82
4	**23,35**
5	29,62
6	33,99
7	34,05
8	40,12
9	42,57
10	44,17

O conjunto gerador/base metálica apresenta níveis vibracionais elevados próximo à máxima frequência de rotação do gerador (24 Hz), devido à condição ressonante do sistema. A Figura 6 mostrou a característica de excitação de modo natural vibrar da estrutura. O modo de vibrar na frequência natural de 23,35 Hz, Figura 11(a), obtido por simulação numérica foi comparado à forma de deflexão operacional obtido por *ODS* na região de 22,8 Hz, Figura 11(b). Tais resultados mostram que há similaridades entre os mesmos, e portanto, combinando-se as seguintes técnicas: Análise por Vibração, *ODS* e MEF, verificou-se que os elevados níveis de vibração no conjunto gerador/base metálica são decorrentes da ressonância da estrutura referente à base metálica.

Information Classification: General



(a)



(b)

Figura 11 – (a) Modo de vibrar na frequência natural de 23,35 Hz e (b): forma de deflexão operacional obtida por *ODS* na região de 22,8 Hz

4.2. – Análise Modal - Proposta de Solução

Nesta etapa do estudo foram avaliadas diferentes propostas de modificação para a base metálica do gerador, a fim de propor uma solução que minimize as amplitudes de vibração na região de 23 Hz.

A Figura 12 apresenta a geometria referente a proposta de solução aplicada à base metálica do gerador, que consiste de uma placa de 25,4 mm e reforços de 25,4 mm na região de fixação dos pedestais do gerador.

Information Classification: General

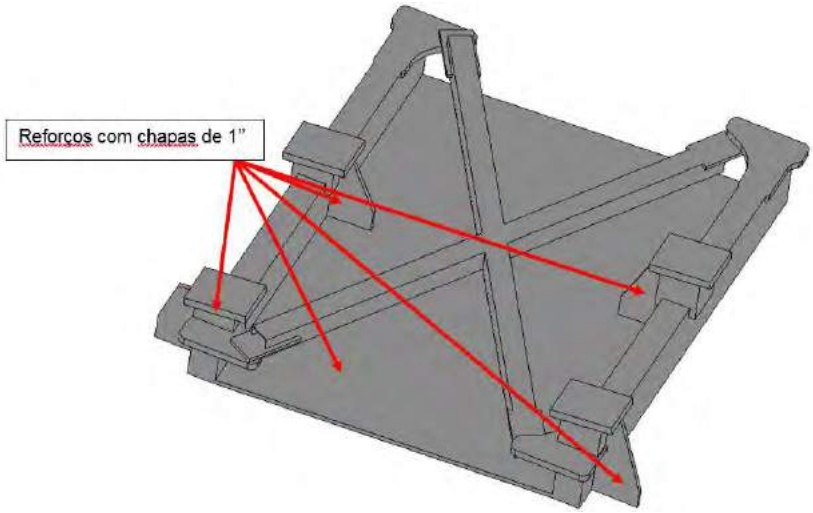


Figura 12 – Proposta de solução aplicada à base metálica do gerador

Para a realização da Análise Modal da proposta de solução foram aplicadas as condições de contorno da Figura 9. Os modos naturais e suas respectivas frequências naturais referentes à proposta de modificação estrutural estão apresentados na Tabela 4. As duas primeiras frequências naturais da Tabela 4 são referentes à modos locais de chapa e não causaram problemas vibracionais se excitados.

Tabela 5 – Frequências naturais dos dez primeiros modos naturais - Propostas de modificações Estruturais

Modo	Frequência [Hz]
1	24,04
2	24,12
3	27,33
4	28,63
5	33,70
6	38,82
7	38,84
8	40,22
9	41,36
10	46,70

4. CONCLUSÕES

O gerador de turbina eólica apresentou falhas na pista externa (*BPFO*) do rolamento referente ao lado acoplado e oposto. Os níveis de energia vibracional nos mancais do gerador estavam elevados, e a frequência em destaque é a rotação do gerador (23 Hz). Os espectros de vibração em velocidade apresentam a característica de excitação de frequência natural, sendo que o modo operacional em 23 Hz causa movimentos relativos da base metálica do gerador. Tais movimentos do conjunto gerador/base metálica gera cargas nos componentes de ligação entre a parte estática (estator) e rotativa (rotor), como

Information Classification: General

por exemplo os rolamentos, justificando o desenvolvimento das falhas (BPFO) encontrada na análise de vibrações espectral.
A avaliação numérica pelo MEF mostrou que existe um modo de vibrar na frequência natural de 23,35 Hz, foi comparado à forma de deflexão operacional obtido por *ODS* na região de 22,8 Hz. Desta forma, observou-se que há similaridades entre os mesmos, e portanto, combinando-se as seguintes técnicas: Análise por Vibração, *ODS* e Elementos Finitos verificou-se que os elevados níveis de vibração do gerador são decorrentes de uma condição ressonante da base metálica. Desta forma, realizou-se uma proposta de solução para que a frequência natural na região 23 Hz seja deslocada, evitando a ressonância do sistema.

REFERÊNCIAS

Technical Associates of Charlotte P. C. In: Vibration Diagnostic Handbook (diagnostic charts, background articles and books), Ed. da Technical Associates, 1997.

Onari, M. M., Boyadjis, Solving Structural Vibration Problems Using Operating Deflection Shape And Finite Element Analysis, In: Proceedings of Twenty-Fifth International Pump User Symposium - Houston, Texas, 2009. pp. 85-102.

Gevinski, J. R., Determinação da Deformação Dinâmica em Superfícies Utilizando Parâmetros Vibracionais, 2014, 258 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Departamento de Projetos Mecânicos, UNICAMP, Campinas São Paulo.

Zienkiewicz, O. C. The Finite Element Method. 3rd ed. London, McGraw-Hill, 1977, 787 p. ISBN 0070840725.

@ptitude Exchange. In: A Guide to the Interpretation of Vibration Frequency and Time Spectrums. In: Ed. da SKF, 2011.

Ansys® Workbench R1 2019 Software, Banco de dados de materiais, 2018.

Information Classification: General

RETROFIT DO SISTEMA DE ATERRAMENTO DO COMPLEXO EÓLICO BOM JARDIM DA SERRA

Paulo Edmundo da Fonseca Freire
PAIOL Engenharia, Brazil
paulofreire@paiolengenharia.com.br

Camila Schweig
Geoanalisys, Brazil
camila.s@geoanalisys.com

Jorge Luis Porsani
USP, Brazil
jorge.porsani@iag.usp.br

Berthold Kriegshäuser
Strataimage, Brazil
berthold@strataimage.com

Patricia de Lugão
Strataimage, Brazil
patricia.lugao@strataimage.com

Neimar Rodrigo Alves da Silva
Energimp, Brazil
neimar.alves@energimp.com.br

Jonas Zanelatto Minatto
Energimp, Brazil
jonas.minatto@energimp.com.br

RESUMO

O complexo eólico Bom Jardim da Serra está situado na borda da Formação Serra Geral, no platô de Santa Catarina a 1400 m acima do nível do mar. Este platô é delimitado por profundos cânions, alguns localizados muito próximo às torres de aerogeradores, e foi produzido pelo extenso vulcanismo fissural que há 130 milhões de anos inundou 75% de toda a bacia do Paraná, sul do Brasil, com 800.000 km³ de lava. O complexo eólico compreende 62 aerogeradores e seu sistema de aterramento é todo interconectado pelos cabos para-raios das linhas de 34,5 kV, ocupando uma área de cerca de 28 km². A umidade é muito alta na área e os basaltos da Formação Serra Geral são cobertos por uma camada de solo orgânico com menos de um metro de espessura (turfa negra).

Este é um trabalho multidisciplinar que aplica conhecimentos de engenharia elétrica e geofísica para a solução de um problema de engenharia. Foi construído um modelo geoelétrico 1D com base nos dados adquiridos por uma pesquisa geofísica abrangente, com 22 sondagens Wenner e 22 sondagens AMT (audiomagnetotelúricas). A campanha de campo também incluiu a medição da impedância de aterramento de 22 torres, com um terrômetro de alta frequência (25 kHz).

O projeto de aterramento típico é baseado em modelos geoelétricos rasos, de dupla camada, desenvolvidos a partir de sondagens Wenner, com aberturas de eletrodos limitadas a cerca de 100 m e sem a correção do desvio estático.

Neste artigo, propomos uma abordagem pioneira para o projeto do sistema de aterramento de um complexo eólico, com o uso de sofisticados recursos de modelagem geoelétrica. Apresentamos a construção do modelo geoelétrico 1D médio a partir do processamento dos dados geofísicos medidos, válido para os quatro parques do complexo eólico. Este modelo 1D mostra que, na área do parque eólico, o pacote vulcânico é sobreposto a uma camada de sedimentos pré-vulcânicos e de baixa resistividade. Apesar do embasamento basáltico que domina toda a área, as resistividades obtidas são mais baixas do que o que se podia esperar, o que indica que os basaltos na área estão bem fraturados e saturados com água. Os modelos geoelétricos 1D são compatíveis com a estrutura geológica esperada da borda dos cânions e foram utilizados para a simulação dos aterramentos das torres, permitindo a reprodução da média das impedâncias das torres medidas.

Palavras chave: aterramento, proteção contra descargas atmosféricas.

1 DESCRIÇÃO DO COMPLEXO EÓLICO BOM JARDIM DA SERRA

O Complexo Eólico Bom Jardim da Serra é constituído por 4 parques de aerogeradores, todos com potência de 1,5 MW, distribuídos conforme ilustrado na Figura 1.1. Excluindo-se o parque Santo Antônio, que possui apenas dois aerogeradores, os outros três parques têm um ramal médio com 20 aerogeradores espaçados de 380 m, interligados com a subestação coletora por meio de uma linha de 34,5 kV, circuito duplo com comprimento médio de 7,3 km de extensão.

Cada unidade geradora possui 3 pás de 30 metros de extensão, suportada por torres com altura variando entre 60 a 100 metros. Os pátios de manobra livres de interferências têm diâmetro de 60 metros. Alguns grupos de torres são interligadas por linhas de média-tensão diretamente enterradas no solo, sendo os aterramentos das torres interligados por um cabo de cobre nu de 70 mm² diretamente enterrado no solo, que acompanha os cabos de média tensão.

A Figura 1.1 apresenta uma imagem do Google Earth que ilustra todo o Complexo Eólico, com a locação das torres e das 22 estações onde foram feitas as sondagens geofísicas. Em cada estação foi realizada uma sondagem rasa pela técnica da eletroresistividade, com arranjo Wenner e uma sondagem AMT. Em quatro estações foram feitas sondagens TDEM (A2, C3, C5 e B8).

O sistema de aterramento de cada parque é constituído pelos seguintes elementos interligados:

- base da torre – incluindo os anéis de cabos de 70 mm² (Ø 16 m) mais as armaduras e bulbos de ancoragem das fundações;
- cabo de cobre nu de 70 mm², de interligação da base da torre com a base do poste de transição da rede aérea-subterrânea (da ordem de 60 m de extensão na maioria das torres diretamente interligadas à rede aérea de 34,5 kV);
- haste de aço cobreado de 2,4 m no pé do poste; e
- cabo para-raios das linhas de 34,5 kV (aço 5/16").

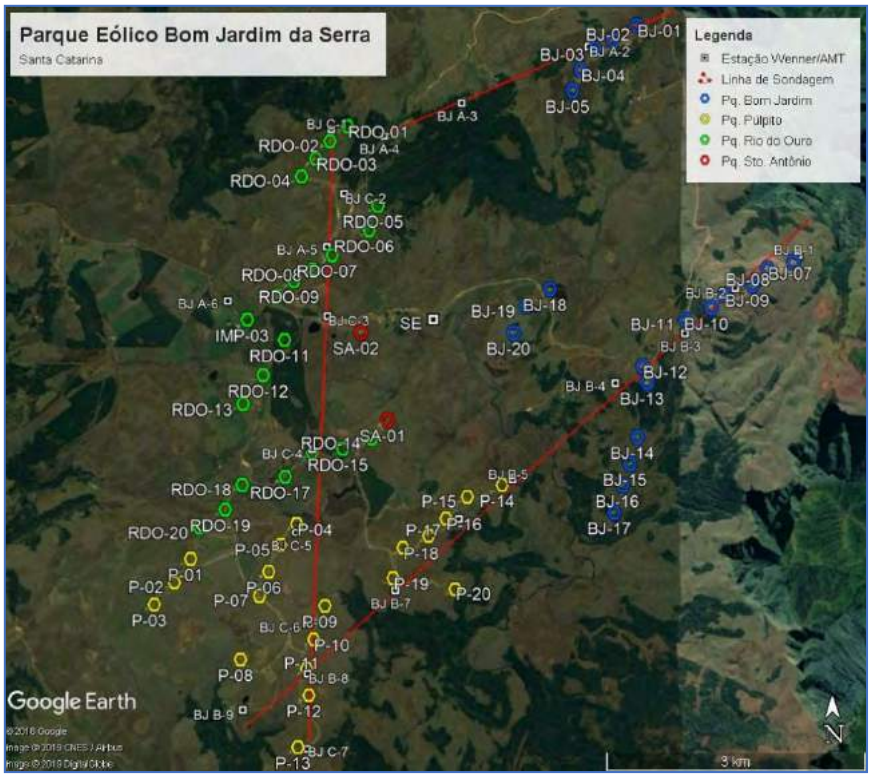


Figura 1.1: torres do parque Eólico Bom Jardim da Serra, estações de medição Wenner/AMT e TDEM (A2, C3, C5 e B8), e linhas de medição AMT (vermelhas).

1.1 COLOCAÇÃO DO PROBLEMA

Parques Eólicos, incluindo as suas linhas de transmissão, podem ser classificados como instalações com Exposição Extrema aos efeitos das descargas atmosféricas, usualmente sujeitos a uma combinação de diversas condições críticas, tais como [Freire et al., 2012]:

- áreas descampadas e, por vezes, muito expostas à incidência de raios;
- torres muito altas, que inclusive propiciam a formação de descargas terra-nuvem;
- solo de resistividade elevada, que dificulta a obtenção de um bom aterramento;
- interligações por linhas aéreas de média-tensão extensas.

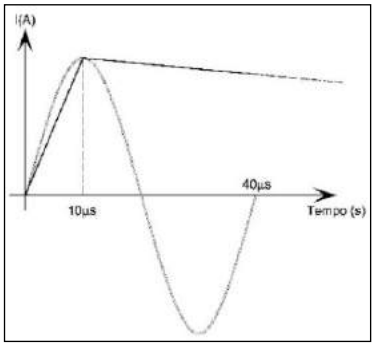
O aterramento de uma torre de aerogerador pode ser analisado do ponto de vista de dois valores:

- impedância impulsiva – resposta do aterramento a um impulso de corrente, tal como o caracterizado por uma descarga atmosférica, vem a ser a impedância que o aterramento apresenta em t = 0+, imediatamente após a injeção da corrente do raio; e
- resistência de dispersão – válida para baixas frequências, como é o caso de um curto-circuito para a terra na rede de média tensão, que também pode ser vista como a resistência que a cauda do impulso enxerga, após o transitório associado à frente de onda do raio.

A aplicação de uma corrente senoidal de alta-frequência na malha, seja para uma medição em campo ou para uma simulação em computador, é um recurso utilizado para estimar a resposta do aterramento de uma torre para a frente de onda de uma descarga atmosférica [Freire et al., 2013]. Para esta avaliação utiliza-se a onda 10/350 que, segundo a norma IEC 62305-1:2010, é característica da 1ª descarga de polaridade positiva, típica de raios gerados no topo de estruturas altas e pontiagudas. Estas descargas ocorrem em apenas 1% dos raios, porém constituem uma das condições mais críticas para as torres de aerogeradores. Estas torres são consideradas "disparadoras" de raios terra-nuvem, que apresentam descargas de retorno com valores maiores de pico e de energia, esta última em função da longa cauda do impulso de corrente.

Hand [2012] apresenta o cálculo do campo magnético na nacele de um aerogerador, com o programa COMSOL Multiphysics, produzido pela injeção de uma corrente de 200 A @ 25 kHz em uma das pás, simulando uma queda de raio na pá de um aerogerador por meio da aplicação de uma onda de corrente senoidal de 25 kHz.

A onda senoidal na frequência de 25 kHz tem período de 40 µs (T = 1/freq.), levando os mesmos 10 µs que o impulso 10/350 µs leva para atingir o valor de pico. A faixa de 1 a 40 kHz é onde concentra-se o maior conteúdo de energia dos impulsos padrão, após a sua decomposição por transformada de Fourier. Tem-se, portanto, que a resposta do aterramento à frequência de 25 kHz é uma aproximação da resposta ao impulso com frente de onda de 10 µs [Freire et al., 2014].



2 CAMPANHAS DE MEDIÇÕES DE CAMPO

As campanhas geofísicas incluíram sondagens (Wenner) com penetração de algumas dezenas de profundidade, e as sondagens *near-surface* (AMT) com penetração de cerca de um quilômetro de profundidade (Figura 1.1). Estas sondagens tiveram por objetivo a caracterização da estrutura geoelétrica da borda do Planalto Catarinense, onde está localizado o complexo eólico. Foram realizadas três campanhas de sondagens geofísicas pelas seguintes equipes:

- Strataimage – 22 sondagens eletromagnéticas *near-surface*, com a técnica AMT (Áudio-Magnetotelúrica), com a produção dos perfis 2D ao longo de 3 alinhamentos, a partir da inversão 2D de estações com espaçamento da ordem de 1 km;

- Geoanalisys - medições de resistividade do solo rasas, com arranjo Wenner e espaçamentos de até 128 m, em 22 pontos distribuídos pelo complexo;
- USP – quatro sondagens eletromagnéticas com a técnica TDEM.

Os modelos geoelétricos aqui propostos são unidimensionais (1D), caracterizados por camadas de solo horizontais e paralelas. Com base nestes modelos geoelétricos é possível a simulação dos sistemas de aterramento, que revelam o desempenho dos aterramentos das torres e das linhas de média-tensão para duas condições:

- baixa-frequência (60 Hz) – associada a um curto-circuito para a terra na rede de 34,5 kV; e
- alta-frequência (25 kHz) – aproxima um evento impulsivo, como a queda de raio em uma torre.

A Geoanalisys fez também medições de impedância de aterramento das bases das 22 torres, utilizando um terrômetro de alta-frequência (25 kHz), que revelaram uma impedância média de 9.3 Ω, com um desvio padrão de 2.9 Ω e um valor máximo de 17.1 Ω. Estas impedâncias não são parâmetros geofísicos, porém permitem uma avaliação do modelo geoelétrico obtido, com base nas simulações do sistema de aterramento dos parques utilizando este modelo.

2.1 MEDIÇÕES RASAS COM O ARRANJO WENNER

Estas medições foram feitas em 22 pontos distribuídos pelo complexo eólico, com um resistivímetro Terrameter ABEM SAS 4000, arranjo de Wenner e espaçamentos 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64 e 128 m. A Figura 2.2 apresenta as 22 curvas de resistividades aparentes calculadas a partir destas medições, assim como a curva média geométrica (linha vermelha). Neste gráfico foram eliminados alguns valores considerados não representativos do universo de resistividades aparentes regional – os superiores a 10.000 Ωm e um único valor abaixo de 100 Ωm.

A análise desta família de curvas revela que em cada espaçamento de medição pode-se observar uma significativa variação de resistividades aparentes, de quase uma década. Apesar de ser normal a variabilidade dos valores de resistividade das camadas de solo mais superficiais, acredita-se que parte desta variação possa ser atribuída a desvios galvânicos, que afetam as sondagens geofísicas baseadas na medição do campo elétrico na superfície do solo.

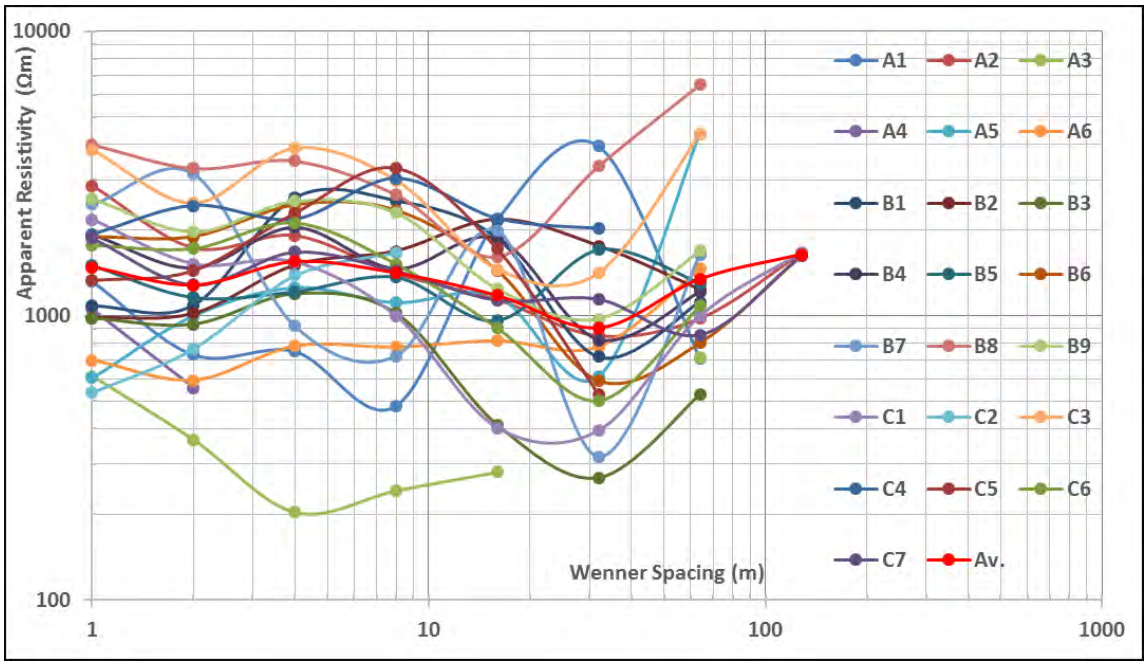


Figura 2.2: curvas de resistividades aparentes rasas, construidas a partir de sondagens por eletroresistividade com o arranjo de Wenner.

A curva média de resistividades aparentes pode ser considerada como representativa do solo raso típico na área dos parques. O segmento final desta curva indica uma tendência de elevação da resistividade, sendo que o último ponto (espaçamento de 128 m) é dado pela média de apenas 4 sondagens de grande abertura. Devido aos motivos acima expostos, tem-se que o modelo geoelétrico raso somente poderá ser considerado bem caracterizado após a análise conjunta com as medições *near-surface* (TDEM/AMT).

2.2 MEDIÇÕES AMT - AUDIOMAGNETOTELÚRICAS

As medições AMT foram feitas com equipamento Phoenix Geophysics (Canadá), com sensores magnéticos (bobinas) na faixa de frequência 1 Hz a 10 kHz. O receptor Phoenix Geophysics MTU-5A registra as séries temporais de 2 canais de campo elétrico e 3 de campo magnético. Os canais telúricos (campo elétrico Ex e Ey) foram medidos com dipolos de 100 m em configuração cruzada, utilizando eletrodos porosos não-polarizáveis de cloreto de chumbo. As aquisições foram feitas por períodos de 30 minutos com a componente X sempre direcionada para o norte magnético. Posteriormente, no processamento, a orientação dos dipolos foi corrigida com base na declinação magnética da região, conforme dados da NOAA (National Oceanic and Atmospheric Organization).

O processamento dos dados transforma as séries temporais (*raw data*) em um arquivo EDI (Electronic Data Interchange), contendo informações de resistividade aparente e fase em função da frequência, além de outros parâmetros (impedância, tipper, skew, coerência, vetores de indução). As curvas AMT de cada estação foram rotacionadas de modo a alinhar as medições com o strike regional dominante.

A Figura 2.3 apresenta os dois conjuntos de 22 curvas invariantes (1D) de resistividades aparentes e de fases, calculadas para as 22 estações de sondagem AMT. Cada curva, para cada estação de sondagem AMT, foi obtida por meio da média geométrica dos valores de resistividade aparente e da média aritmética dos valores XY e YX de cada frequência. Esta figura apresenta também as curvas médias (vermelhas), que são representativas do modelo regional médio 1D das camadas *near-surface* do complexo eólico Bom Jardim da Serra.

Berdichevsky [1980] propôs a obtenção do modelo regional médio 1D da estrutura de condutividade elétrica do subsolo por meio da média geométrica dos invariantes das impedâncias magnetotelúricas obtidas a partir de um grande número de sondagens MT na área objeto de estudo. As medições MT são baseadas em medições de campos elétricos na superfície do solo e, da mesma forma que as sondagens por eletroresistividade (Wenner/Schlumberger), podem ser afetadas por desvios galvânicos devido a heterogeneidades na resistividade de camadas rasas do solo, que introduzem distorções nos parâmetros das matrizes de impedâncias MT. Estes desvios não são aleatórios, o que significa que não se tem uma distribuição gaussiana dos erros, resultando em invariantes das curvas de resistividades aparentes do levantamento MT regional que se encontram deslocadas conjuntamente para cima ou para baixo (mais frequentemente para baixo) por diferentes fatores, constantes na escala log-log para cada curva. Isso significa que, de maneira geral, os invariantes das curvas de resistividades aparentes (1D) de diferentes estações MT apresentam valores mais baixos do que os reais, o que resulta em um modelo regional médio 1D mais condutivo do que o real [Árnason, 2015; Rung-Arunwan et al., 2016].

Na função de transferência AMT, o deslocamento vertical da curva de resistividade aparente ocorre por um fator independente da frequência, sem nenhuma alteração correspondente na curva de fase. Esse efeito é especialmente comum em ambientes vulcânicos, como é o caso do Complexo Bom Jardim da Serra, onde podem ocorrer alterações da resistividade em curtas distâncias horizontais devido à variabilidade da resistividade dos fluxos de lava e/ou do nível de fraturamento dos pacotes superficiais basálticos.

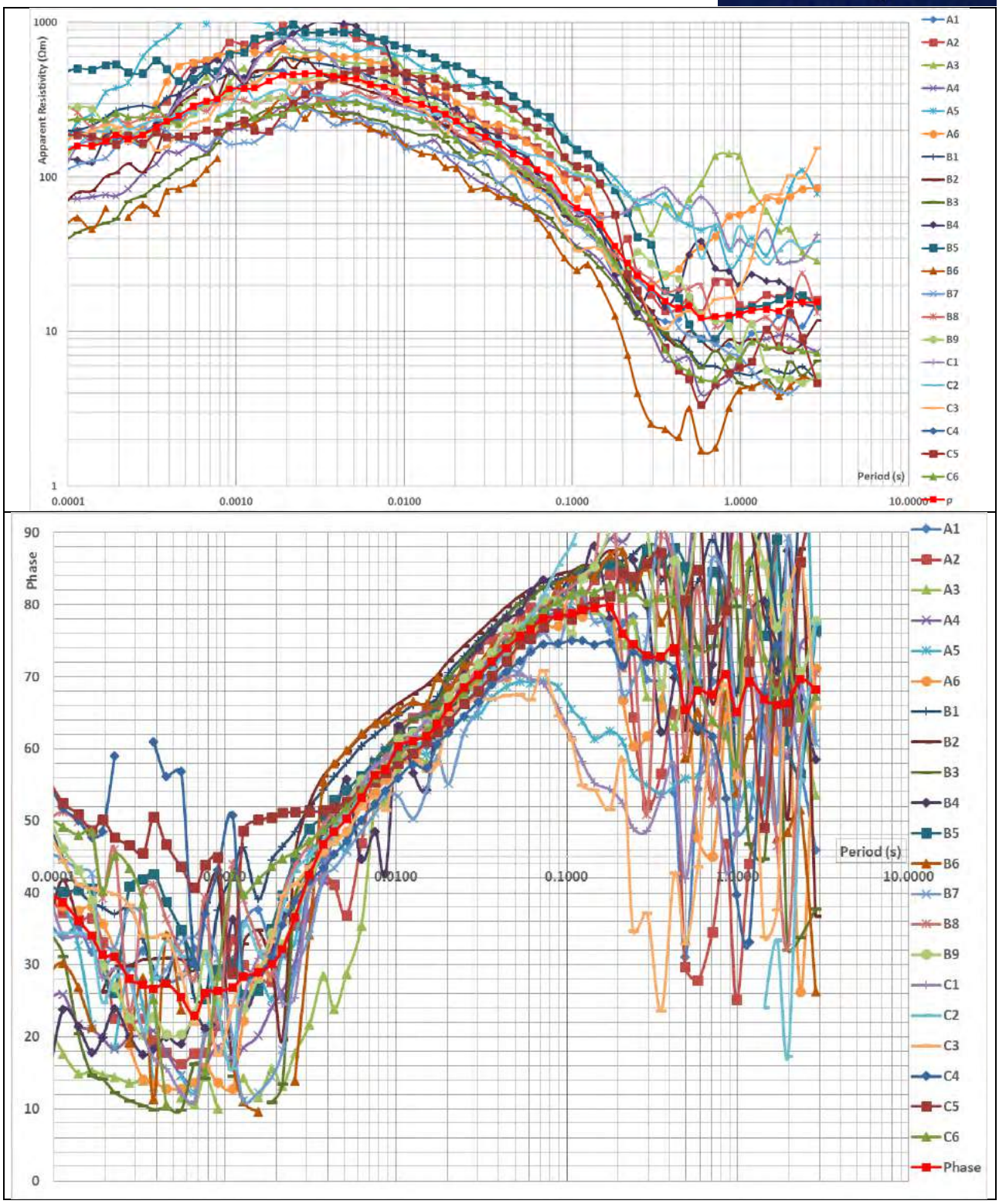


Figura 2.3: curvas de resistividades aparentes e de fases obtidas a partir das sondagens AMT (audiomagnetotelúrica).

2.3 MEDIÇÕES TDEM - TIME-DOMAIN ELECTROMAGNETIC

As sondagens TDEM foram adquiridas usando um arranjo de loop transmissor fixo disposto na forma de um quadrado com 100 m de lado, com uma bobina receptora localizada no centro loop (loop central). Para a aquisição das sondagens foi utilizado um registrador Protem-D (Geonics, 1994) e uma fonte transmissora denominada de TEM57-MK2 (Geonics, 1998), com frequências de 30 Hz, 7,5 Hz e 3 Hz, o que permite alcançar até ~1000 m de profundidade, a depender a condutividade elétrica dos materiais em subsuperfície.

A Figura 2.4 apresenta as quatro curvas resistividades aparentes medidas pela técnica TDEM (A2, C3, C5 e B8), assim como a curva média (quadrados vermelhos). As curvas são bem consistentes entre si e foram reduzidas a uma curva média, representativa da estrutura geoelétrica *near-surface* do complexo eólico Bom Jardim da Serra. Constata-se que as curvas TDEM apresentam um espalhamento vertical bem menor do que o que se observa nas curvas Wenner e AMT, o que pode ser atribuído ao fato desta técnica eletromagnética não fazer medições de campo elétrico na superfície do solo e, portanto, não ser afetada por desvios galvânicos.

Diversas técnicas já foram propostas corrigir as distorções galvânicas observadas nas curvas de resistividades aparentes das sondagens Wenner e AMT, sendo uma das abordagens mais tradicionais o uso de sondagens TDEM para definir as camadas de resistividade *near-surface* [Sternberg et al., 1988; Pellerin LD. & Hohmann, 1990; Rung-Arunwan et al., 2016], desconsiderando aspectos de variação topográfica (região plana). A correção com o auxílio das curvas de resistividade aparente TDEM pode ser feita de duas maneiras:

- aplicando uma inversão simultânea das curvas de resistividade aparente elétricas e/ou AMT/MT com as curvas TDEM; ou
- nivelamento das curvas Wenner e AMT afetadas pelo desvio estático antes da inversão, utilizando os fatores de conversão empíricos propostos por Meju [2005].

Em virtude da não-disponibilidade de software para a aplicação da 1ª opção, adotou-se a segunda maneira neste projeto.

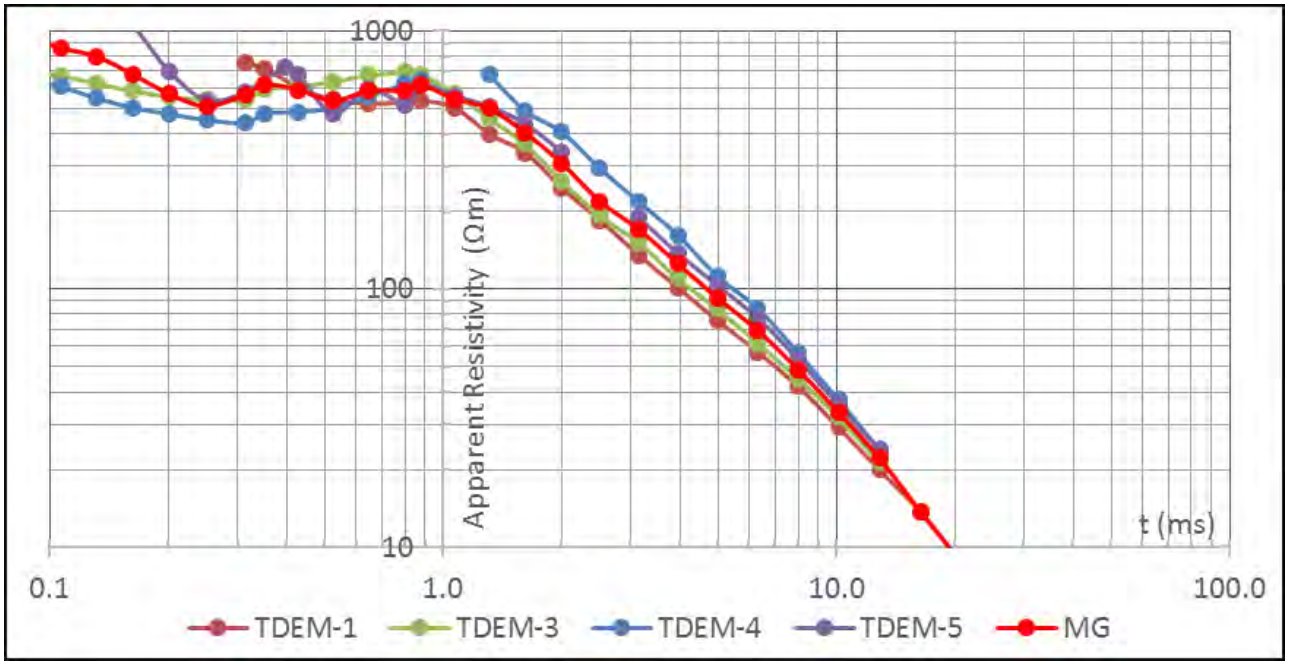


Figura 2.4: quatro curvas de resistividades aparentes medidas pela técnica TDEM e a curva média geométrica, representativa do embasamento regional.

3 MODELO GEOELÉTRICO GERAL DO COMPLEXO EÓLICO BJS

Foi desenvolvido um modelo geoelétrico regional, considerado válido para toda a área do Complexo Eólico Bom Jardim da Serra. A Figura 3.2 apresenta as curvas médias de resistividades aparentes Wenner (vermelha), TDEM (azul claro) e AMT (azul escuro) plotadas em um mesmo gráfico. Os espaçamentos da curva de Wenner média e os tempos da curva TDEM média foram convertidos para período (em segundos) por meio das expressões empíricas de Meju (2005). Constata-se que estas três curvas estão deslocadas verticalmente entre si, o que pode ser observado no intervalo de *overlap* das curvas, entre os períodos de 10^{-4} s e 10^{-2} s. Para a combinação dos conjuntos de curvas Wenner e AMT em um único modelo geoelétrico, válido desde a superfície do solo até cerca de um quilômetro de profundidade, faz-se necessário um ajuste do *offset* vertical, que pode ser aplicado às duas curvas, uma vez que ambas podem estar afetadas por desvios. Partindo da premissa que a curva TDEM média não está afetada por nenhum desvio galvânico, pode-se utilizar esta curva como referência para as curvas médias Wenner e AMT.

A Figura 3.2 apresenta também as curvas médias de resistividades aparentes Wenner e AMT verticalmente deslocadas – Wenner (/2) e AMT (x 1.3). Os dois ajustes foram aplicados em um processo interativo que ajustou simultaneamente os fatores de correção de ambas as curvas (Wenner e AMT), tomando como referência o patamar médio de 600 Ωm da curva TDEM (entre os períodos de 10^{-3} s e 10^{-2} s). Este gráfico inclui também a curva Wenner ajustada pelo fator divisor 3, que corresponderia às áreas do complexo eólico onde a resistividade das camadas rasas é mais baixa (caso das duas torres do Parque Santo Antônio, onde as medições de impedância nas bases das torres revelaram uma média da ordem de 6 Ω).

A Figura 3.3 apresenta a curva média de resistividades aparentes Wenner após o ajuste com o fator divisor de 2 (preta) e a curva inferida (vermelha) após a inversão, com o modelo de solo 1D estratificado em 3 camadas (linha azul e tabela). Este modelo desprezou a existência de uma camada superficial de solo de resistividade um pouco mais baixa e com menos de 1 m de espessura. O segmento final desta curva não está bem caracterizado, apenas indicando a tendência de aumento da resistividade. O segmento final da curva vermelha, que não acompanha a curva média (preta) reflete o ajuste obtido pela inversão feita junto com a curva AMT.

A Figura 3.4 apresenta o resultado da inversão das curvas médias AMT (resistividades aparentes e fases) ajustada pelo fator multiplicativo 1.3. As camadas mais rasas foram definidas com base no resultado da inversão da curva Wenner ajustada pelo fator divisor 2. A linha azul e a tabela apresentam o modelo geoelétrico médio obtido, de 6 camadas, considerado como representativo de toda a área do Complexo Eólico Bom Jardim da Serra.

De acordo com este modelo as camadas mais rasas, até a profundidade de 44 m, apresentam variações de resistividade no âmbito da área do parque, justificando os diferentes valores de impedância de aterramento medidos em 22 torres. A camada de 800 Ωm caracteriza o embasamento médio regional, válido para toda a área do complexo eólico. Os segmentos com períodos acima de 0,1 s caracterizam as camadas de baixa resistividade a mais de 660 m de profundidade, onde pode-se constatar que a qualidade do sinal está mais comprometida, sem, porém, prejudicar o modelo geoelétrico, pois a esta profundidade as camadas de solo pouco interferem no desempenho do sistema de aterramento do complexo eólico. A profundidade da ordem de 660 m é compatível com a espessura média esperada para a formação Serra Geral na região de Bom Jesus da Serra.

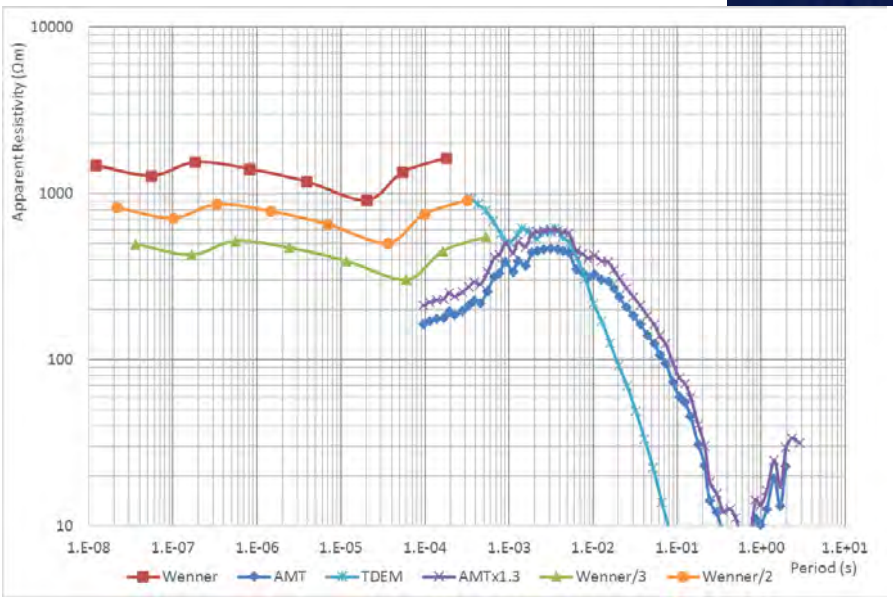
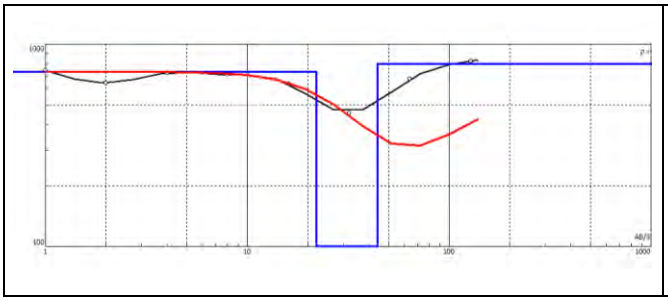
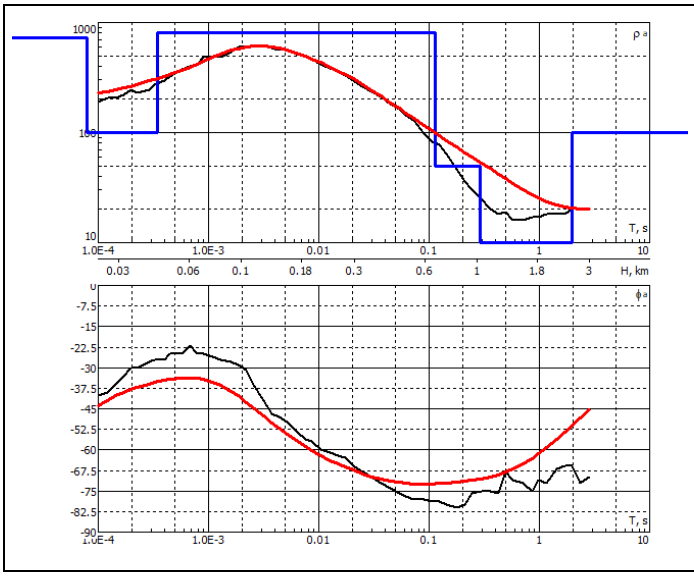


Figura 3.2: curvas médias de resistividades aparentes originalmente calculadas - TDEM (azul claro), Wenner (bordô), e AMT (azul escuro), e verticalmente ajustadas.



N	ρ	h	d
1	730	22	22
2	100	22	44
3	800		

Figura 3.3: curva média de resistividades aparentes Wenner ajustada com o fator divisor 2 (preta) e curva inferida (vermelha) com o modelo em 3 camadas (linha azul e tabela).



N	ρ	h	d	S(H)	Alt
1	730	0.022	0.022	0.0301	1.388
2	100	0.022	0.044	0.25	1.366
3	800	0.62	0.664	1.03	0.746
4	50	0.36	1.02	8.23	0.386
5	10	1.5	2.52	158	-1.114
6	100				

Figura 3.4: curvas médias AMT 1D (resistividades aparentes e fases) ajustada pelo fator multiplicativo 1.3 (preta) e inferida pela inversão (vermelha), com a imposição do modelo de solo raso (linha azul e tabela, com *h* em km).

4 DESEMPENHO DOS ATERRAMENTOS DE UM PARQUE EÓLICO

A Tabela 4.1 apresenta um resumo das características básicas dos quatro parques do Complexo Eólico Bom Jardim da Serra. Foi selecionado o parque Púlpito para uma avaliação do desempenho do sistema de aterramento, por ser considerado representativo do parque médio do Complexo Bom Jesus da Serra.

As avaliações de desempenho do sistema de aterramento foram realizadas com base em simulações utilizando o programa MultiGroundZ, desenvolvido pela SES - Safe Engineering Services & technologies ltd (**www.sestech.com**), empresa canadense de pesquisa fundada em 1978 pelo Prof. Farid P. Dawalibi, desenvolvedora do pacote computacional CDEGS - Current Distribution, Electromagnetics, Grounding and Soil Structure Analysis.

A Tabela 4.2 apresenta as resistências e impedâncias de aterramento medidas e calculadas para uma injeção de corrente na base da torre e no pé do poste de transição da rede aérea-subterrânea, na chegada da torre, considerando duas condições:

- uma torre isolada, sem nenhuma interligação de aterramento com o resto do parque - base da torre + pé do poste, interligados por um cabo de cobre nu diretamente enterrado no solo; e
- torre central do parque, interligada às demais torres por meio do cabo para-raios da linha de média-tensão.

A tabela apresenta também o efeito do tratamento da vala onde é lançado o cabo de interligação entre a base da torre e o pé do poste da rede de MT, com o uso de um produto redutor da resistividade do solo. O efeito deste produto foi simulado por um condutor de maior diâmetro (∅ 15 cm). Destaca-se que se o tratamento foi simulado por um tubo condutor de 15 cm de diâmetro, o diâmetro de vala tratada deve ser superior, cabendo observar as orientações do fabricante do produto.

As simulações da torre isolada revelam que vistas da base da torre, tanto a impedância (9,0 Ω) como a resistência de aterramento (8,6 Ω) apresentam valores bem semelhantes, o que já era esperado, em virtude do grid extremamente malhado que é proporcionado pelas fundações da torre, que tem este efeito de igualar os valores de resistência e de impedância de aterramento. A resistência de aterramento vista da base da torre ou vista do pé do poste apresenta o mesmo valor (8,6 Ω). Já a impedância de aterramento vista do pé do poste (17 Ω) praticamente dobra com relação ao mesmo parâmetro visto da base da torre (8,9 Ω). Verifica-se, caso a torre esteja isolada, que os para-raios localizados no poste de transição da rede aérea-subterrânea não estão tão bem aterrados quanto os localizados no cubículo na base da torre.

Constata-se que a impedância de aterramento calculada para a base da torre, tanto no caso da torre isolada (8,9 Ω) como da torre central do parque completo (9.3 Ω), reproduz muito bem o desempenho do aterramento médio medido nas torres (9.3 Ω) e revela que a alta-frequência (25 kHz) fica confinada à torre onde cai o raio, não se propagando para o restante do parque. As simulações com o parque completo revelam que a resistência de aterramento vista da base da torre ou do pé do poste cai drasticamente, para menos de 10% do valor da torre isolada. A interligação das bases das torres garante, portanto, o atendimento da exigência dos fabricantes de aerogeradores de resistência inferior a 10 Ω. A impedância de aterramento também é reduzida no caso do parque completo, mas não da forma significativa como ocorre com a resistência de aterramento.

No caso em que é utilizado um produto redutor de resistividade para a melhoria do aterramento do cabo de interligação torre-poste, lançado em toda a extensão da vala do cabo, as simulações do caso das torres isoladas revelam que a resistência de aterramento vista do poste tem uma redução da ordem de 10%, porém, a impedância de aterramento é reduzida para a metade, demonstrando ser esta providência importante para a melhoria do desempenho dos para-raios ali localizados. Tem-se, portanto, que esta providência é importante para os casos de torres isoladas ou quando o complexo eólico se encontra em local de solo de alta resistividade e grande exposição às descargas atmosféricas, como é o caso do Complexo Bom Jardim da Serra.

Tabela 4.1: parques do Complexo Eólico Bom Jardim da Serra.

	Número de Torres	Linhas de MT	LT Aérea	LT Subterrânea
Bom Jardim	20	2	10212	4137
Rio do Ouro	21	2	4198	5320
Púlpito	20	2	7389	4992
Santo Antônio	2	1	1682	200

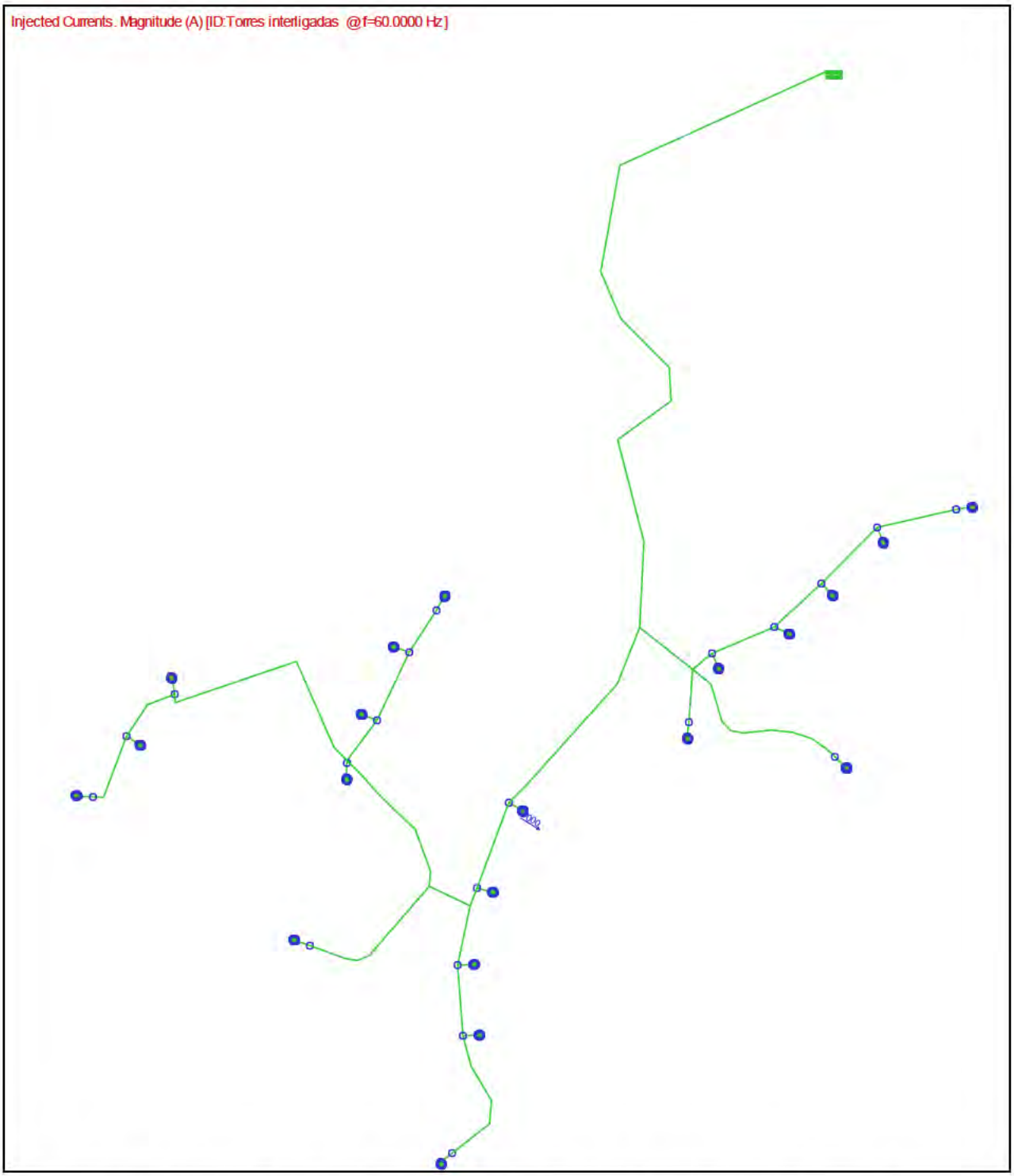


Figura 4.2: configuração do parque Púlpito, desde a subestação coletora.

Tabela 4.2: resistências e impedâncias de aterramento medidas e calculadas.

Configuração	Injeção de Corrente	Resistência (60 Hz)	Impedância (25 kHz)
Valor médio medido em 22 torres	Base da torre	-	9,3 Ω
Torre isolada	Base da torre	8,6 Ω	9,0 Ω
Torre isolada	Pé do poste	8,6 Ω	17 Ω
Parque completo	Base da torre	0,7 Ω	9,3 Ω
Parque completo	Pé do poste	0,7 Ω	11 Ω
Torre isolada com tratamento da vala do cabo torre-poste	Base da torre	7,9 Ω	8 Ω
Torre isolada com tratamento da vala do cabo torre-poste	Pé do poste	7,9 Ω	8,4 Ω
Parque completo com tratamento da vala do cabo torre-poste	Base da torre	0,7 Ω	7,5 Ω
Parque completo com tratamento da vala do cabo torre-poste	Pé do poste	0,6 Ω	7 Ω

5 CONCLUSÃO

Os estudos realizados visaram a avaliação das alternativas de melhoria do desempenho do sistema de aterramento das torres do Complexo Eólico Bom Jardim da Serra, com a definição do conjunto de reformulações a serem implementadas em todas as torres e linhas de transmissão de MT dos diversos parques.

Foi necessária a aplicação de fatores de ajuste nos valores das curvas médias de resistividades aparentes do solo calculadas com o arranjo de medição de Wenner e com a técnica AMT, definidos com base na curva média TDEM. A primeira constatação deste estudo, portanto, é que o uso apenas das medições rasas (Wenner) resultaria em um modelo de solo com resistividades mais elevadas do que as que efetivamente ocorrem na área estudada, o que poderia levar um projeto de aterramento muito conservativo e, por conseguinte, bem mais caro. Ficou confirmada, portanto, a importância de uma modelagem geoelétrica mais complexa, utilizando diferentes técnicas de sondagem geofísica, que prospectam diferentes camadas do solo e são posteriormente combinadas em um modelo geoelétrico único.

A impedância do aterramento varia em função do ponto de injeção de corrente (base da torre ou pé do poste) e da natureza do distúrbio (curto-circuito ou queda de um raio), o que é de extrema importância na análise de aterramentos que são distribuídos por uma área de muitos quilômetros, como é o caso dos parques eólicos. Faz-se necessária, portanto, uma análise do desempenho do sistema de aterramento do parque eólico que considere as diferentes solicitações a que o aterramento pode ser submetido.

A impedância média de aterramento das bases das torres medida no complexo eólico foi de 9.3 Ω, que é o mesmo valor obtido para a impedância de aterramento calculada para a torre central do parque Púlpito. Constata-se, portanto, que a modelagem geoelétrica utilizada foi capaz de reproduzir com precisão o desempenho médio do sistema de aterramento do parque eólico. O valor de impedância bem próximo do máximo especificado pelos fornecedores de aerogeradores (< 10 Ω) significa que diversas torres têm impedância de aterramento superior a 10 Ω. Constata-se, portanto, que para a obtenção de uma baixa resistência de aterramento para todas as torres de aerogeradores, é essencial a integração de todos os aterramentos de cada parque, incluindo as bases das torres e as respectivas linhas de média-tensão.

Nos solos de resistividade média ou baixa (abaixo de 500 Ω m), o uso de apenas as armaduras das fundações como elemento de aterramento pode ser suficiente para a obtenção de resistências/impedâncias inferiores a 10 Ω (dependendo das dimensões destas fundações). Porém, nos solos de resistividade elevada (acima de 1000 Ωm), somente com a integração dos aterramentos será possível a redução da resistência e da impedância de aterramento para valores abaixo de 10 Ω.

Constatou-se que no caso de torres isoladas, a impedância de aterramento vista da base do poste de transição rede aérea-subterrânea, é da ordem do dobro da impedância vista pela torre. A melhoria da impedância de aterramento para a base dos postes de transição visa o melhor desempenho dos para-raios ali instalados. Para esta melhoria foi avaliado o tratamento com um produto redutor da resistividade do solo de toda a extensão da vala onde é lançado o cabo de interligação entre a base da torre e o poste da linha de MT. Este recurso pode promover uma redução de até 50% da impedância de aterramento vista do pé do poste, beneficiando o desempenho do para-raios ali instalado e promovendo melhores níveis de proteção para o trecho de cabo de média tensão subterrâneo.

Para finalizar, cabe lembrar que, de maneira geral, não é possível o uso de um terrômetro convencional, que opera em baixa frequência, para a medição da resistência de aterramento de uma torre de aerogerador que faz parte de um sistema de aterramento que integra todo o parque eólico. Para este tipo de estrutura é necessário que a medição da impedância de aterramento seja feita por meio de um terrômetro de alta-frequência (25 kHz).

6 REFERÊNCIAS

[1] IEC-TR61400-24 - Wind Turbine Generator Systems - Part 24: Lightning Protection

[2] Hand J. Lightning-proof Wind Turbines. www.comsol.com/electrical. junho/2012.

[3] Freire PEF. & Pane E. Sistemas de Aterramento de Parques Eólicos. Rio de Janeiro. Brazil WindPower agosto/2012.

[4] Freire PEF. Costanzo A. Villarreal M. Pane E. Parque Eólico Água Doce – Medições de Resistividade do solo e de Resistências de Aterramento. Rio de Janeiro, Brazil WindPower agosto/2013.

[5] Freire PEF. Medição de Aterramentos com o Terrômetro de Alta-frequência – Aplicação a Parques Eólicos. São Paulo, ENIE agosto/2014.

[6] Berdichevsky MN. Vanyan LL. Kuznetsov VA. Levadny VT. Mandelbaum MM. Nechaeva GP. Ukulessky BA. Shilovsky PP. Shpak IP. Geoelectrical model of the Baikal region. Physics of the Earth and Planetary Interiors, Vol. 22, Issue 1, pp. 1-11, April 1980.

[7] Árnason K. The static-shift problem in MT soundings. Proceedings World Geothermal Congress. Melbourne, Australia. April 2015.

[8] Rung-Arunwan T. Siripunvaraporn W. Utada H. On the Berdichevsky average. Physics of The Earth and Planetary Interiors. February 2016.

[9] Sternberg BK. Washburne JC. Pellerin L. Correction for the static-shift in magnetotellurics using transient electromagnetic soundings. Geophysics 53, pp. 1459–1468, 1988.

[10] Pellerin LD. & Hohmann GW. Transient electromagnetic inversion; a remedy for magnetotelluric static shifts. Geophysics 55, pp. 1242–1250, 1990.

[11] Meju MA. Simple relative space-time scaling of electrical and electromagnetic depth sounding arrays: implications for electrical static-shift removal and joint DC-TEM data inversion with the most-squares criterion. Geophysics Prospecting 53, pp. 463-479, 2005.

AUTOR PRINCIPAL

Paulo Edmundo da Fonseca Freire (paulofreire@paiolengenharia.com.br), Diretor da PAIOL Engenharia (19 3844-4488). Engenheiro Eletricista (1978) e Mestre em Sistemas de Potência (1984) pela PUC-RJ, Doutor em Geociências (2018, UNICAMP). Curso "Grounding & Eletromagnetic Fields" na Safe Engineering Services & technologies Ltd. (1994, Montreal, Canadá). Mais de 40 anos de experiência em estudos e projetos de sistemas de aterramento e de proteção contra descargas atmosféricas para redes de energia (SEs, LTs, Usinas Hidroelétricas, Termelétricas e Eólicas, Sistemas HVDC) e instalações de transportes (metrô, monotrilho e ferrovia), industriais e comerciais. Ex-professor da Universidade Gama Filho (RJ), instrutor/palestrante de cursos e eventos sobre os temas aterramento e proteção contra descargas atmosféricas e autor de mais de 30 trabalhos apresentados em congressos e seminários no Brasil e no Exterior. Serviços prestados no Brasil, Angola, Chile, Quênia e Etiópia.

Endereço Comercial: PAIOL Engenharia, Av. Heitor Nascimento 196, Bloco A, Sala 29, Morumbi, Paulínia/SP – CEP 13.140-729.

Author: Marta Barreras
(1) Siemens Gamesa Renewable Energy, (2) IIT-Universidad Pontificia de Comillas,

The challenges of Wakes Control Strategies for Onshore

ABBREVIATION

SGRE – Siemens Gamesa Renewable Energy

I. ABSTRACT

During a wind farm design, site layout planning phase has a significant impact on productivity and costs. In this sense, optimizing wind turbine positions within the windfarm is key to reduce wake effects and maximize total power production and profit. However, this is not always possible to achieve due to land, or transmission line constraints and/or environmental constraints. For this reason, in many cases wake interactions cannot be avoided.

Besides, individual wind turbines usually follow a "greedy" control strategy to optimize its individual performance based only in its own local measurements and ignoring interactions and power production of neighbouring wind turbines. To overcome this, different wind farm solutions are proposed to determine coordinated control actions that increase the entire wind park performance.

In particular, SGRE has developed a set of onshore wind farm control strategies designed to mitigate wake effects in complex terrain by manipulating the turbine control actions (yaw and pitch).

Modifying a turbine's wake properties implies running the wind turbine in a sub-optimal way. Therefore, power production should be redistributed across the rows of wind turbines. This involves a trade-off between the reduced performance of the manipulated turbines and the improved performance observed in the other turbines such that the overall performance of the entire wind farm is improved.

In this sense "performance" can mean total energy yield, fatigue loading, or both. Thus, the objective is to increase total wind farm energy production and, whenever possible, to reduce fatigue loads in the turbines.

SGRE wind Farm Control strategies designed and tested with simulation models. In Onshore, these simulation models required more sophistication as those used for the not so demanding offshore conditions. Onshore models need to find the right balanced between fidelity and simplicity in order to be at the same time computationally efficient and accurate enough to reproduce complex terrain characteristics taking into account orography, turbulence intensity, atmospheric stability, heterogeneous lay-outs, dynamic wake effects, wake interactions, and turbine dynamics with modified control actions.

II. INTRODUCTION

The increasing penetration of wind energy on the electricity network together with the installation of lager and lager wind farms have an important impact on grid stability. This spectacular incursion makes the power system more vulnerable and dependent on the wind energy production. The installation of these big wind farms allows low-cost energy production due to savings in logistics, transmission lines, network connection… but also leads to layouts where turbines are more affected by wakes interactions. As a result, in these wind farms, downstream wind turbines suffer larger fatigue loads, see lower wind speeds and capture less energy. Thus, the efficiency of the overall wind farm is reduced. Consequently, it is important to take steps in order to improve the dynamic behaviour of the wind farms.

Traditionally, individual wind turbines usually follow a “greedy” control strategy to optimize its individual performance, in terms of loads and production, based only in its own local measurements. Thus, these strategies do not take into account wake interactions among neighbouring wind turbines.

The wake effect occurs when rows in a wind power plant are closely aligned with the incoming wind. The front turbines block the incoming wind and downstream turbines are affected by more turbulence and less powerful wind, resulting in reduced energy production at park level.

For this reason, one major research challenge, in the present and coming years, is therefore directed towards the development of “collaborative” wind farm control strategies. These strategies seek to dynamically control the park to optimise power production of the entire wind farm by minimising the overall power losses and the additional fatigue loads caused by wake interactions

In the literature, different approaches aiming to overcome this problem can be found. The most popular are wake steering and induction control.

Wake steering or wake deflection [1, 2, 10] applies yaw misalignments to steer the wake away from downstream turbines, with the aim of increasing the power production on a row of turbines that is aligned with the wind direction. In optimal operation of the controller, there can be a loss of power on the front turbines but this is compensated by the increase of power at the turbines further downstream in the row, so that the total power production of the row of turbines increases [3, 4, 9]. Recent wind farm experiments [5] demonstrated the potential of such wake deflection strategies for increasing the overall energy yield.

Induction control or thrust control modifies the pith angle of upstream wind turbines to reduce the wake effect downwind. By pitching out turbine's blades, turbulence downstream can be reduced significantly with limited deviations in local power extraction [7].

Surprisingly, the combination of both strategies has been remained unchartered in the recent years. Nevertheless, some authors [6, 8] demonstrate the possibility of combining induction control and wake steering into an optimized control scheme.

One of the major challenges of these methodologies is that they rely on mathematical models. Accurate tools and models are needed to define and virtually test advanced control concepts. Such tools and models must reproduce flow dynamics across the wind farm and interactions between the turbines. They need to find the right balanced between fidelity and simplicity in order to be computationally efficient [11]. Achieving this trade-off for models representing wind farms in complex terrain is even more complicated because other effects like terrain roughness or atmospheric stability should be taking into account.

In this paper SGRE presents the wind farm solutions developed to overcome aforementioned wake effects.

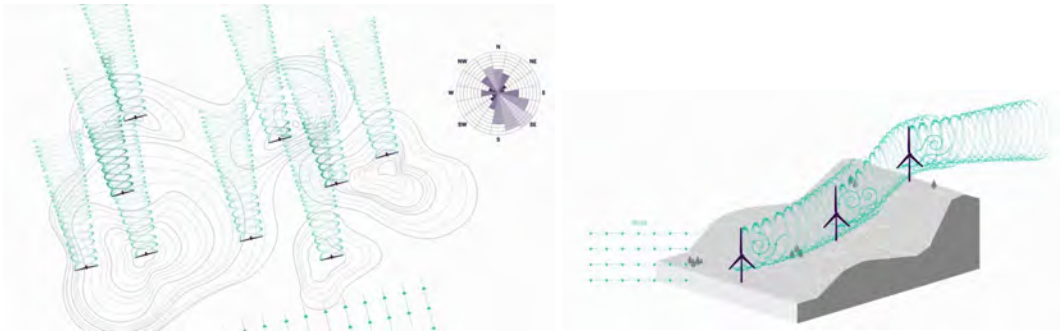
III. METHODOLOGY

In order to reduce wake interaction effects in a wind farm and to optimize power production, SGRE has developed OptimaWake. OptimaWake is a set of smart wind farm control solutions that actively operates the individual wind turbines to minimize wake energy losses and optimize wind farm total energy yield.

OptimaWake combines the two different approaches present in the industry: steering the wake away from downstream turbines by forcing yaw misalignments and pitching out the blades to weaken the wake so that wind speed reduction and turbulence intensity increase introduced by the wake are mitigated.

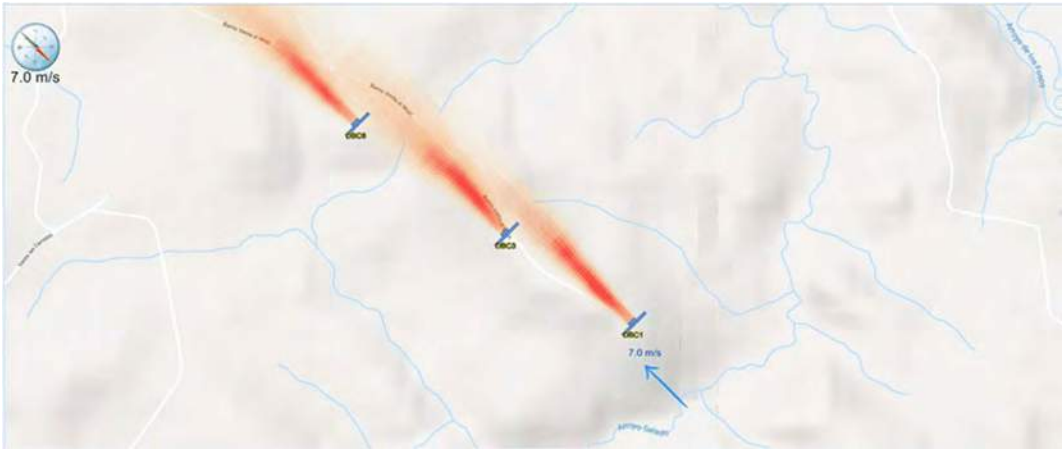
Changing turbine’s wake properties implies moving away from the design control settings which theoretically are designed for optimal performance of each individual turbine. Therefore, any form of wake manipulation involves a trade-off between reduced performance of the manipulated turbines and improved performance at other turbines such that the overall wind farm output is improved. This analysis is performed with simulation models.

Simulation models are a very powerful tool because they are employed to design and test the wind farm control strategies and to evaluate wind energy distribution and final wind power output. In onshore sites, wind conditions are very demanding, wind turbulence intensity is higher and suffers from great variability in time and wind direction. Besides, wake evolution is extremely affected by orography. For this reasons, onshore models need to be accurate enough to reproduce complex terrain characteristics, and to model the wake taking into account orography, multidirectional wind roses, turbulence intensity, atmospheric stability, heterogeneous lay-outs, and dynamic wake effects such as speed-ups among others.



In general, solutions are highly dependent on the accuracy of the model used for its design. They work well as long as all the main wake and terrain characteristics are taken into account in the model.

Siemens Gamesa has successfully tackled the huge challenges this problem faces to accurately model a phenomenon as complex as wakes in onshore locations and to develop the simulation and optimization tools as well as the computing and communication capacity necessary for the control to act in real time and detailed field tests to validate the models in different conditions and to confirm the forecast benefits



IV. REAL IMPLEMENTATION

OptimaWake involves both the control on wind turbine level as well as the central control on the wind farm level. It is based on a hierarchical architecture with a central control level which controls the power production of the whole farm by sending out yaw misalignment and/or blade pitch commands to each individual wind turbine, and a local control level, which ensures that the reference signals at the wind turbine level are reached.

OptimaWake has been already implemented and tested at wind farm level achieving wake loss recovery in between 5-9% and AEP gain higher than 0.5% in some wind farms. The solution is customized to the site conditions of each wind farm.

REFERENCES

[1] Medici, D. and Dahlberg, J.-A.: Potential improvement of wind turbine array efficiency by active wake control (AWC), in: Proc. European Wind Energy Conference, Madrid, Spain, 2003.

[2] P. Fleming et al., A simulation study demonstrating the importance of large-scale trailing vortices in wake steering. Wind Energy Sci. 3, 243–255 (2018).

[3] P. Fleming et al., Initial results from a field campaign of wake steering applied at a commercial wind farm: Part 1. Wind Energ. Sci. 4, 273–285 (2019).

[4] J. White, B. Ennis, T. G. Herges, "Estimation of rotor loads due to wake steering" in 2018 Wind Energy Symposium (AIAA, Reston, VA, 2018), p. 1730.

[5] Michael F. Howlanda, Sanjiva K. Lelea,b, and John O. Dabiri. Wind farm power optimization through wake steering. PNAS. July 16, 2019. vol. 116. no. 29

[6] Wim Munters and Johan Meyers. Optimal dynamic induction and yaw control of wind farms: effects of turbine spacing and layout. 2018 J. Phys.: Conf. Ser. 1037 032015

[7] W. Munters, J. Meyers 2018, 'Towards practical dynamic induction control of wind farms: analysis of optimally controlled wind-farm boundary layers and sinusoidal induction control of first-row turbines', Wind Energ. Sci. Discuss., in review, 2018.

[8] Ervin Bossanyi. Combining induction control and wake steering for wind farm energy and fatigue loads optimisation. 2018 J. Phys.: Conf. Ser. 1037 032011

[9] Andreas Rott, Bart Doekemeijer, Janna Kristina Seifert, Jan-Willem van Wingerden, and Martin Kühn. Robust active wake control in consideration of wind direction variability and uncertainty. Wind Energ. Sci., 3, 869–882, 2018

[10] Wind farm power optimization through wake steering. Proceedings of the National Academy of Sciences 116(29):201903680 July 2019 with 312 Reads

[11] CL Windcon Project. http://www.clwindcon.eu/

APLICAÇÃO DO MÉTODO ELECTRE I NA SELEÇÃO DO PORTO DE SUPORTE APTO ÀS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE UMA USINA EÓLICA *OFFSHORE*

Monalisa da Silva Godeiro [1], Gabriela Soares do Nascimento [2], David Cassimiro de Melo[3], Rafael Monteiro de Vasconcelos[4], Mario Orestes Aguirre González[5]

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

Creation Research Group – Renewable Energy

monasg@ufrn.edu.br[1], gabrielasoaresdn@gmail.com[2], davidcassi@yahoo.com.br[3], rafaelmonteirov@yahoo.com.br[4], mario@ct.ufrn.br[5]

RESUMO*: As atividades de Operação e Manutenção (O&M) de usinas eólicas offshore requerem que se supere os desafios logísticos e a complexidade na sua operacionalização. O porto, quanto a infraestrutura, é primordial para apoio a esse tipo de complexidade, porém inúmeras características devem ser analisadas para avaliar a aptidão do porto para suporte a essas operações. Este artigo objetiva aplicar o método de decisão multicritério ELECTRE I no contexto da tomada de decisão para a escolha do porto mais adequado às atividades de Operação e Manutenção do parque eólico offshore West Gabbard, localizado na costa do Mar do Norte do Reino Unido, bem como investigar as peculiaridades desse método em comparação com o método AHP. São utilizados 17 critérios e 4 alternativas propostas por outro estudo existente, cujo método aplicado foi o AHP. Dessa forma, a contribuição da presente pesquisa foi aplicar um método não-compensatório e que permite incomparabilidade entre alternativas, trazendo ao problema uma ideia realista. Obteve-se como resultados que os portos Grimsby e Lowestoft são as alternativas de portos com maior preferência na tomada de uma decisão, por serem dominantes e não serem sobreclassificados pelos demais portos.*

Palavras-chave*: Eólica offshore; Operação e Manutenção; Porto; Tomada de decisão; Electre I.*

ABSTRACT: *The Operation and Maintenance (O&M) activities of offshore wind farms require the logistical challenges and complexity in their operation be overcome. The port, in terms of*

infrastructure, is essential to support this type of complexity, however numerous characteristics must be analyzed to assess the port's suitability to support these operations. This article aims to apply the ELECTRE I multicriteria decision method in the context of decision making for the choice of the most suitable port for the Operation and Maintenance activities of the West Gabbard offshore wind farm, located on the North Sea coast of the United Kingdom, as well as investigate the peculiarities of this method compared to the AHP method. 17 criteria and 4 alternatives proposed by another existing study are used, whose method applied was the AHP. Thus, the contribution of this research was to apply a non-compensatory method that allows incomparability between alternatives, bringing to the problem a more realistic idea of the facts. It was obtained as a result that the Grimsby and Lowestoft ports are the alternatives of ports with more preference, as they are dominant and are not overclassed by the other ports.

***Keywords**: Offshore wind; Operation and maintenance; Port; Decision making; Electre I.*

1. Introdução

Em um contexto global, as fontes renováveis de energias estão tomando cada vez mais espaço na matriz energética dos países. Segundo o IRENA (2019) afirma-se que será necessário aumentar a velocidade de adoção das energias renováveis em escala mundial, com um crescimento de participação no setor de 25%, em 2017, para 86% como projeção até 2050, principalmente através do maior desenvolvimento da geração de energia solar e eólica, sendo 30% proveniente da energia eólica, com adição de mais de 14000 GW (IRENA, 2018, 2019a). Em 2018, totalizou-se em 564 GW a capacidade instalada globalmente, sendo 541 GW de energia eólica onshore e 23 GW de energia eólica offshore (IRENA, 2019b). O ano de 2019 encerrou com o Reino Unido sendo o primeiro lugar de maior potência instalada de usinas *offshore*, com 9,945 MW, em 2019 (WindEurope, 2020).

Tendo a energia eólica como foco de estudo, sabe-se que a modalidade *offshore* obteve aumento significativo na produção de energia na última década, pois revela vantagens se comparada a tecnologia *onshore*, como maior produtividade, maior capacidade de geração, maior qualidade, velocidade e estabilidade dos ventos e menor dependência com relação a sua variação,

embora tenha um custo de instalação mais alto e demande maiores investimentos (SILVA; VIEIRA, 2016; CASTRO, 2019; MEDEIROS, 2019; CHARTRON, 2019).

Além disso, outro entrave para o desenvolvimento do setor eólico *offshore* é a consequente complexidade logística devido, principalmente, ao tamanho dos componentes dos aerogeradores, que alcançam atualmente a marca de 260 metros de altura, pás com 107 metros de comprimento e nacelles com 690 toneladas de peso (FOWPI, 2018).

Consequentemente, esse aumento nas dimensões e peso trouxe desafios no transporte e instalação dos componentes, uma vez que turbinas de 5 MW e ascendentes tornam-se intransportáveis como um componente nas estradas (THOMSEN, 2014). Além disso, o desenvolvimento logístico e a transformação na cadeia de suprimentos não ocorreram com a mesma rapidez observada no desenvolvimento tecnológico.

Assim, há gargalos para implantação das grandes turbinas como a existência de infraestrutura portuária com layout e características adequadas ao apoio eficiente dos parques eólicos em todas as fases do seu ciclo de vida (POULSEN E LEMA, 2017; POULSEN, 2018).

Na fase de Operação e Manutenção (O&M), o porto torna-se crucial ao ser composto por áreas de reparo, profissionais qualificados para operacionalização desse tipo de atividade, dando suporte as atividades de rotina de operação e manutenção, bem como oferecendo os recursos e atividades à pouca distância do parque eólico (AKBARI et al., 2017).

Porém, há diferentes requisitos e critérios a serem avaliados para comprovar a capacidade técnica e logística dos portos, com base no papel que desempenha para o parque eólico *offshore* (EWEA, 2011).

O uso de métodos multicritério como uma ferramenta de apoio à tomada de decisão sobre qual porto, dentre várias alternativas, é o mais apto a dar suporte para um parque eólico *offshore* é uma questão importante a ser analisada. Akbari et al. (2017) fornecem uma visão dos critérios logísticos mais críticos dos portos e como são utilizados para apoiar a tomada de decisão. Para isso, utilizaram o método AHP para classificar e selecionar o porto mais adequado para O&M, obtendo como resultado o porto de Sheerness, segundo ranking obtido.

Embora o método AHP possua vantagens, como facilidade de uso e de interpretação, bem como análise da consistência na tomada de decisões, possui também algumas desvantagens como o ranking reverso, não considera dados incertos e imprecisos, bem como não aceita a

incomparabilidade entre alternativas, por utilizar-se da lógica compensatória (VELASQUEZ; HESTER, 2013; AKBARI et al., 2017; SIQUEIRA; ALMEIDA FILHO, 2011).

Em comparação, o método ELECTRE I é baseado em relações de superação, acreditando ser difícil agregar todos os critérios em uma única escala comum. Por isso adere à racionalidade não compensatória e não permite que um mau desempenho de um critério seja compensado por um excelente desempenho em outro (FIGUEIRA; MOUSSEAU; ROY, 2005).

Com isso, o objetivo da pesquisa é aplicar o método ELECTRE I para decidir sobre a escolha do porto de O&M, bem como comparar os resultados quantitativos e qualitativos com o obtido pelo método AHP, proposto por Akbari et al. (2017). A utilização do ELECTRE I justifica-se, além do fato de ser um método não-compensatório, pelo motivo de que se busca reduzir o tamanho do conjunto de alternativas para um subconjunto menor de alternativas não dominadas, permitindo que se escolha as melhores alternativas do problema em questão.

Para alcançar esse objetivo, o artigo estrutura-se em seis seções, a contar com a introdução. A segunda seção trata da fundamentação teórica, na qual são explanados os métodos AHP e ELECTRE I. A terceira seção aborda o método da pesquisa, em que é caracterizada a pesquisa, são descritas as etapas seguidas e são explicadas as alternativas e critérios utilizados no estudo de caso. A quarta seção expõe a aplicação passo a passo do método ELECTRE I. A penúltima, trata dos resultados obtidos e possíveis discussões. A última seção são as considerações finais, com os resultados principais, limitações observadas e recomendações de estudos futuros.

2. Fundamentação teórica

2.1. Análise de decisão multicritério (MCDA)

Os métodos MCDA são aplicados em diversas áreas nas quais o objetivo seja selecionar, ordenar, classificar ou descrever alternativas com múltiplos critérios. Tem como características situações onde há pelo menos duas alternativas a serem avaliadas e é capaz de resolver problemas em que o decisor precisa analisar um conjunto de alternativas em relação a diferentes critérios (ROY, 1993).

É constituída de métodos estruturados e expõe resultados que apoiem a decisão, de modo que se identifique a alternativa mais viável. Trata-se de uma ferramenta específica que suporta e

qualifica as decisões, além de justificar as escolhas e simular os resultados de maneira rápida e eficaz (ALMEIDA, 2013).

2.2. AHP

O AHP (Analytic Hierarchy Process) é um método de Auxílio Multicritério à Decisão (AMD), que propõe o tratamento de problemas de escolha com inúmeros critérios com decisões complexas, porém permite ser analisado e interpretado de forma simples. Este método está baseado em três princípios do pensamento analítico: Construção de hierarquias para buscar uma melhor compreensão; Priorização por meio de julgamento paritário; e Consistência lógica par avaliar os julgamentos (SAATY, 1990, 1991a, 1991b; VARGAS, 1990; COSTA, 1998).

As etapas seguidas para construção e utilização do AHP são: (i) Definição do objeto de estudo e caracterização das condicionantes gerais; (ii) Especificação do foco principal; (iii) Identificação do conjunto de alternativas viáveis para a escolha; (iv) Identificação do conjunto de critérios relevantes e construção da hierarquia; (v) Seleção dos especialistas para a análise do desempenho das alternativas à luz de cada critério e seus pesos; (vi) Definição de métodos e instrumentos para obtenção dos julgamentos de valor; (vii) Emissão de julgamentos de valor que são emitidos a partir de comparações par a par com base na escala; (viii) Síntese dos dados obtidos dos julgamentos e análise da consistência, calculando-se a prioridade de cada alternativa em relação ao foco principal e avaliando a consistência dos julgamentos emitidos pelos avaliadores; (ix) Análise dos resultados e seleção da alternativa com melhor desempenho (SAATY, 1990, 1991a, 1991b; VARGAS, 1990; COSTA, 1998).

Embora o método AHP possua muitas vantagens, como facilidade de uso e de interpretação, bem como análise da consistência na tomada de decisões, possui também algumas desvantagens como o ranking reverso, não considera dados incertos e imprecisos, bem como não aceita a incomparabilidade entre alternativas, por utilizar-se da lógica compensatória (VELASQUEZ; HESTER, 2013; AKBARI et al., 2017; SIQUEIRA; ALMEIDA, 2011).

2.3.ELECTRE I

A sigla ELECTRE significa eliminação e escolha como expressão da realidade (Elimination et Choix Traduisant la Réalité). Consiste em uma família de métodos pertencentes à Tomada de Decisão Multicritério (MCDM) que foi desenvolvida e aplicada com a finalidade de resolver um problema de escolha de uma melhor ação (alternativa) dentre um conjunto de ações, levando em

consideração vários critérios que influenciam tal escolha. Logo, foi aplicado para resolver quatro problemas principais que envolvem a decisão com multicritérios: a escolha, a classificação, a ordenação e a descrição (ROY, 1996; ISHIZAKA; NEMERY, 2013).

É fundamentalmente um método não compensatório, sendo uma de suas principais diferenças se comparado a muitos outros múltiplos métodos de solução. Isto significa, em particular, que bons resultados em alguns critérios não podem compensar um ou mais resultados muito ruins em outros critérios. Outra característica essencial é que permite a incomparabilidade, que ocorre entre algumas alternativas a e b, quando não há evidência clara a favor de algum tipo de preferência ou indiferença entre elas (ROY; BOUYSSOU, 1993).

A versão ELECTRE I foi projetada para tratar os problemas de escolha ou seleção por meio de relações de sobreclassificação, mediante comparação entre pares, buscando encontrar o menor conjunto possível de alternativas não dominadas. Esse método utiliza pesos para ordenar a importância dos critérios. A família ELECTRE é formada do ELECTRE I ao ELECTRE IV, cada um com sua especificidade e objetivo final.

Segundo Roy e Bouyssou (1993), a obtenção de uma solução robusta a partir do ELECTRE I implica atender os seguintes axiomas: a) da exaustividade, que consiste na descrição do problema com atenção a todos os pontos relevantes; b) da coesão, que é a análise precisa da importância das alternativas em cada critério; c) e a não redundância, que consiste na eliminação de itens que possuem características similares a outros.

Para a relação de sobreclassificação que se busca, utiliza-se os conceitos e cálculos de Concordância e Discordância. A Concordância remete a fraca preferência de uma alternativa para outra em um subconjunto significativo dos critérios, calculada conforme a Equação:

$$C(a,b) = \sum_{i:gi(a)\geq gi(b)} pi, sendo \sum_{i} pi = 1$$

A discordância está atrelada ao fato de que não existem critérios em que a preferência entre alternativas exceda o limite aceitável, conforme equação: (HEIN et al., 2010).

$$D(a,b) = \max\left(\frac{gi(b) - gi(a)}{Escala\ i}\right), \forall i | gi(b) > gi(a), onde\ Escala\ i$$

$$= \max[gi(c) - gi(d)], \forall i, c, d$$

Segundo Hein et al. (2010), devem ser definidos pelo decisor um limiar de concordância "c" e um limiar de discordância "d", que estabelecerão a relação de sobreclassificação se e somente se: C (a,b) ≥ c e D (a,b) ≤ d. Se a condição é satisfeita o índice será igual a 1, caso contrário o índice será igual a 0. A partir disso, é possível construir a matriz de veto e analisar as relações de sobreclassificação através de grafos, com o objetivo de fazer um subconjunto chamado kernel em que as alternativas não sofrem sobreclassificação (OLIVEIRA et al., 2013).

3. Método da pesquisa

3.1 Classificação e procedimento da pesquisa

A pesquisa é caracterizada quanto a natureza como sendo prática, quanto a abordagem caracteriza-se como quantitativa-qualitativa, quanto ao procedimento da pesquisa relaciona-se com o estudo de caso e quanto ao objetivo busca-se descrever o método e o resultado encontrado (GIL, 1999; DEMO, 2000; YIN, 2001; CRESWELL, 2007; TURRIONI E MELLO, 2012).

Foram seguidas 8 etapas para realização da pesquisa e aplicação do método ELECTRE I no estudo do caso:

1) Coletar os dados de alternativas e critérios propostos no estudo de Akbari et al (2017);
2) Utilizar o mesmo julgamento por pares e pesos finais dos critérios, resultante do estudo citado anteriormente;
3) Com o peso dos critérios, efetuar a multiplicação deste pelo desempenho da alternativa naquele critério;
4) Após isso, calcular a diferença de desempenho entre duas alternativas, onde G(A)-G(B);
5) Elaborar a matriz de concordância, por meio do cálculo do índice de concordância e definição do limiar de concordância;
6) Elaborar a matriz de discordância, por meio do cálculo do índice de discordância, cálculo da "escala i" e definição do limiar de discordância;
7) Sistematizar a matriz de veto e resultados;
8) Elaborar grafos para ilustrar as relações de sobreclassificação, incomparabilidade e/ou indiferença entre alternativas.

3.2 Alternativas, critérios e pesos utilizados

As alternativas utilizadas para aplicação do método foram as mesmas utilizadas no estudo de Akbari et al. (2017). Assim, os portos de O&M analisados quanto a sua sobreclassicação foram os que estiveram envolvidos na manutenção de parques eólicos *offshore* do Reino Unido (UK), incluindo o Porto de Lowestoft, o Porto de Ramsgate, o Grimsby-ABP e o Porto de Sheerness.

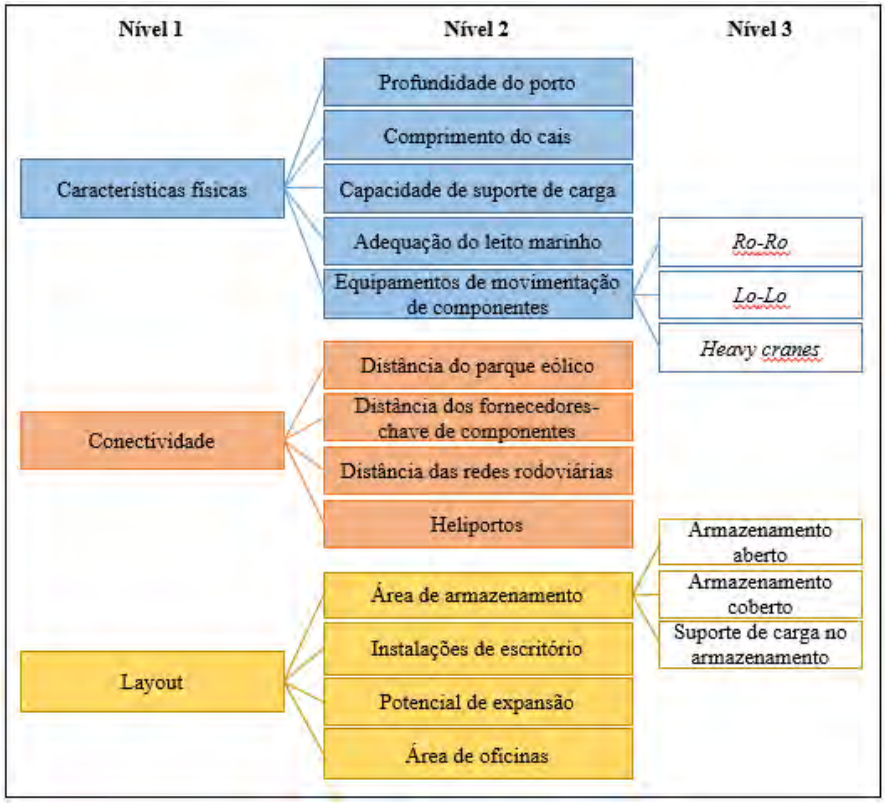
Os critérios analisados também foram os considerados no estudo de Akbari et al. (2017) para análise do porto de O&M. No estudo mencionado, os critérios foram subdivididos em três níveis hierárquicos. A Figura 1 ilustra o esquema hierárquico elaborado, no qual consideram-se critérios nos níveis 1, 2 e 3. O nível 1 aborda macro critérios: as características físicas do porto, a conectividade deste com demais parâmetros e seu layout.

O nível 2 engloba subcritérios para cada um elencado no nível 1. Para as características físicas foram analisados: a profundidade do porto que é capacidade de acomodar navios com calado profundo; comprimento do cais, deve-se ter comprimento suficiente para receber navios robustos em comprimento; capacidade de suporte de carga, capacidade da superfície do solo do porto para suportar o peso dos componentes; adequação do leito marinho, que é a capacidade em apoiar os navios durante as atividades de carregamento e descarregamento; equipamentos de movimentação de componentes, ou guindastes em quantidade e especificidade suficientes para a operacionalização das atividades, podendo variar entre lift-on lift-off (Lo-Lo), roll on-roll off (Ro-Ro) e guindastes de carga pesada, os quais são avaliados no nível 3 (AKBARI et al., 2017).

Para a categoria de conectividade, os critérios de nível 2 foram: distância do parque eólico, efeito direto sobre o custo e o tempo de instalação; distância dos principais fornecedores de componentes, em que o custo de transporte é reduzido; distância de redes rodoviárias, indicando a facilidade na entrega; distância de heliportos, com o acesso rápido para atividades de reparo e falha (AKBARI et al., 2017).

Para a categoria do layout foram elencados: disponibilidade de espaço para armazenamento, em que se deve ter tamanho e estrutura suficiente para o tipo de componente a ser armazenado, podendo ser analisado, por meio do nível 3, seus tipos de modo aberto ou coberto e também sua capacidade de suporte de carga armazenada; instalações de escritório, área para os responsáveis por operações diárias e atividades de manutenção; instalações de oficinas, onde ocorre o reparo dos componentes; potenciais áreas de expansão, para obter crescimento irrestrito (AKBARI et al., 2017).

Figura 1 – Estrutura hierárquica dos critérios para os portos O&M



Fonte: adaptado de Akbari et al. (2017)

Após sistematizar os requisitos, o estudo demonstrou o peso atribuído a cada um desses critérios, por meio do julgamento par a par realizado por cinco especialistas da área de energia eólica *offshore*. A Tabela 1 sistematiza os resultados dos julgamentos pelo estudo de Akbari et al. (2017), cujos valores foram utilizados também na aplicação do ELECTRE I.

Tabela 1 – Peso dos critérios

Índice	Critérios	Peso
C1	Adequação do leito marinho	0,0128
C2	Comprimento do cais	0,029
C3	Capacidade Lo-Lo	0,0374
C4	Capacidade Ro-Ro	0,0087
C5	Guisdastes pesados	0,0284
C6	Capacidade de suporte de carga	0,1839
C7	Profundidade do porto	0,0282
C8	Distância do parque eólico	0,3248
C9	Distância dos fornecedores-chave de componentes	0,0529
C10	Distância das redes rodoviárias	0,0434
C11	Distância do heliportos	0,0821
C12	Capacidade de suporte de carga armazenada	0,008
C13	Disponibilidade de espaço para armazenamento aberto	0,0085
C14	Disponibilidade de espaço para armazenamento coberto	0,0289
C15	Instalação de oficinas	0,0415
C16	Potencial de expansão	0,0245
C17	Instalação de escritórios	0,0571

Fonte: Adaptado de Akbari et al. (2017)

4. Aplicação do método ELECTRE I

No setor eólico *offshore*, o porto que dará o suporte necessário à usina eólica possui uma grande importância, pois influencia nos custos, no tempo, na distância e outros fatores durante a fase de operação e manutenção. O estudo propôs a análise dos portos de Grimsby, Sheerness, Lowestoft e Ramsgate, localizados no Reino Unido, a fim de descobrir qual possui o melhor desempenho com relação aos critérios estabelecidos.

Como citado, os dados de pesos e desempenhos foram coletados do estudo realizado por Akbari et al. (2017) e foram sistematizados na Tabela 2. O valor do desempenho, nesse caso, está multiplicado com o peso do critério.

Tabela 2 – Desempenho das alternativas (portos) em cada critério

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17
	0,013	**0,029**	**0,037**	**0,009**	**0,028**	**0,184**	**0,028**	**0,325**	**0,053**	**0,043**	**0,082**	**0,008**	**0,009**	**0,029**	**0,042**	**0,024**	**0,057**
Grimsby	0,013	0,012	0,012	0,009	0,000	0,037	0,007	0,036	0,017	0,032	0,016	0,008	0,001	0,009	0,042	0,007	0,057
Sheerness	0,013	0,027	0,035	0,009	0,000	0,160	0,026	0,135	0,013	0,036	0,016	0,008	0,005	0,027	0,042	0,023	0,057
Lowestoft	0,013	0,010	0,012	0,009	0,000	0,037	0,008	0,286	0,049	0,005	0,066	0,008	0,002	0,010	0,042	0,008	0,057
Ramsgate	0,013	0,006	0,012	0,009	0,000	0,131	0,012	0,197	0,020	0,015	0,066	0,008	0,008	0,008	0,042	0,008	0,057

Fonte: Adaptado de Akbari et al. (2017)

Após a coleta dos desempenhos, a próxima etapa objetiva calcular o limiar de concordância para que seja elaborada a matriz de concordância. Para isso, inicialmente foi feita a diferença entre os desempenhos dos critérios de cada porto, por exemplo, a diferença entre o desempenho de cada critério do porto Grimsby e o Sheerness, depois entre o Sheerness e o Grimsby, depois entre o Grimsby e o Lowestoft, e assim por diante. No caso dos desempenhos subtraídos que obtiveram diferença maior ou igual a 0, somou-se o peso dos critérios relacionados a essa condição. Dessa forma, resultou-se os dados da Tabela 3. Esta tabela representa a soma dos pesos dos critérios em que o porto da coluna teve um desempenho maior ou igual ao porto da linha.

Tabela 3 – Comparação dos desempenhos entre alternativas

	Grimsby	**Sheerness**	**Lowestoft**	**Ramsgate**
Grimsby	0	0,2914	0,0724	0,1013
Sheerness	0,7086	0	0,3838	0,3753
Lowestoft	0,5499	0,4598	0	0,4356
Ramsgate	0,7049	0,4683	0,2641	0

Fonte: Elaboração própria (2020)

O passo posterior foi elaborar a matriz da concordância, então foi calculado o limiar a partir da soma dos elementos da matriz da Tabela 3, dividido pela quantidade de elementos diferente de 0. Obteve-se como valor de limiar de concordância 0,4013. Com isso, para criação da matriz de concordância foram comparados o limiar de concordância com cada valor da matriz dos pesos dos critérios, na Tabela 3. Os elementos que forem maiores ou iguais ao limiar, serão considerados 1, os que forem menores, serão considerados 0. Assim, após analisada essa condição, a Tabela 4 apresenta os resultados que compõem a matriz da concordância.

Tabela 4 – Matriz de concordância

	Grimsby	**Sheerness**	**Lowestoft**	**Ramsgate**
Grimsby	0	0	0	0
Sheerness	1	0	0	0
Lowestoft	1	1	0	1
Ramsgate	1	1	0	0

Fonte: Elaboração própria (2020)

A seguinte fase é analisar a discordância, para isso, foram avaliados os desempenhos dos critérios de cada porto e calculada a amplitude de cada critério, ou seja, foi feita a diferença entre

o maior desempenho e o menor desempenho de cada um, e a maior amplitude dentre estes resultados foi considerado o escalar, que resultou em 0,25.

Após isso, foi possível calcular a diferença entre o desempenho de cada porto em cada critério, por exemplo, a diferença entre o desempenho do porto Grimsby e do Sheerness no critério C1, no critério C2, e assim em diante. A partir desse ponto, os elementos da matriz foram divididos pelo escalar 0,25. Foi destacada a maior diferença entre a comparação dos portos, conforme apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Comparação máxima dos desempenhos entre alternativas

	Grimsby	**Sheerness**	**Lowestoft**	**Ramsgate**
Grimsby	0	0,0034	0,02686	0,01650
Sheerness	0,1232	0	0,12319	0,02879
Lowestoft	0,2500	0,1502	0	0,08867
Ramsgate	0,1614	0,0616	0,09440	0

Fonte: Elaboração própria (2020)

Com o resultado da divisão foi calculado o limiar de discordância da mesma forma que o limiar da concordância, com a soma dos elementos da matriz dividido pela quantidade de elementos não nulos, resultando em um limiar de discordância de 0,376.

Para sistematização da matriz de discordância, foi comparado ao limiar de discordância com a matriz da Tabela 5. Os elementos que possuem o valor menor ou igual ao limiar de discordância foram considerados 1, e o restante considerados 0. A Tabela 6 apresenta a matriz da discordância.

Tabela 6 – Matriz de Discordância

	Grimsby	**Sheerness**	**Lowestoft**	**Ramsgate**
Grimsby	-	1	1	1
Sheerness	0	-	0	1
Lowestoft	0	0	-	1
Ramsgate	0	1	0	-

Fonte: Elaboração própria (2020)

Com a matriz da concordância e da discordância elaboradas, os resultados foram integrados em uma só matriz, denominada matriz de veto. Essa matriz é elaborada obedecendo a condição: se

os elementos de ambas matrizes são 1, será considerado 1 na matriz de veto. Caso contrário, considera-se 0. A Tabela 7 representa o resultado do método ELECTRE I.

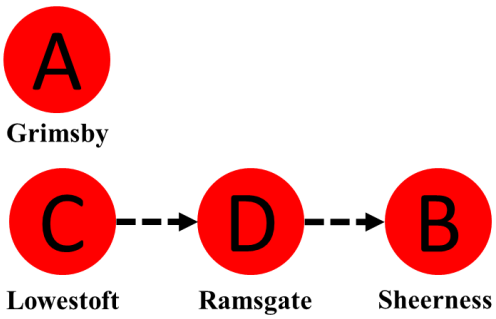
Tabela 7 – Matriz de veto resultante

	Grimsby	**Sheerness**	**Lowestoft**	**Ramsgate**
Grimsby	0	0	0	0
Sheerness	0	0	0	0
Lowestoft	0	0	0	1
Ramsgate	0	1	0	0

Fonte: Elaboração própria (2020)

Esta matriz apresenta as relações de sobreclassificação e preferências entre alternativas. Pode-se concluir que o porto Lowestoft está sobreclassificado em relação ao Ramsgate, e o porto Ramsgate está sobreclassificado em relação ao Sheerness. Além disso, os portos Grimsby e Lowestoft não possuem sobreclassificação, dessa forma são considerados indiferentes, sendo bons candidatos para escolha como sendo os portos mais aptos. Para representar o resultado de modo ilustrativo, a Figura 2 demonstra a relação de sobreclassificação em forma de grafo, sendo as melhores opções aquelas que não são sobreclassificadas.

Figura 2 – Grafo com relações de sobreclassificação



Fonte: Elaboração própria (2020)

A partir dessa Figura pode-se constatar também que o porto de Grimsby (A) é incomparável aos demais, pois nota-se que este não sobreclassifica e nem é sobreclassficado por nenhum outro.

5. Discussão dos resultados

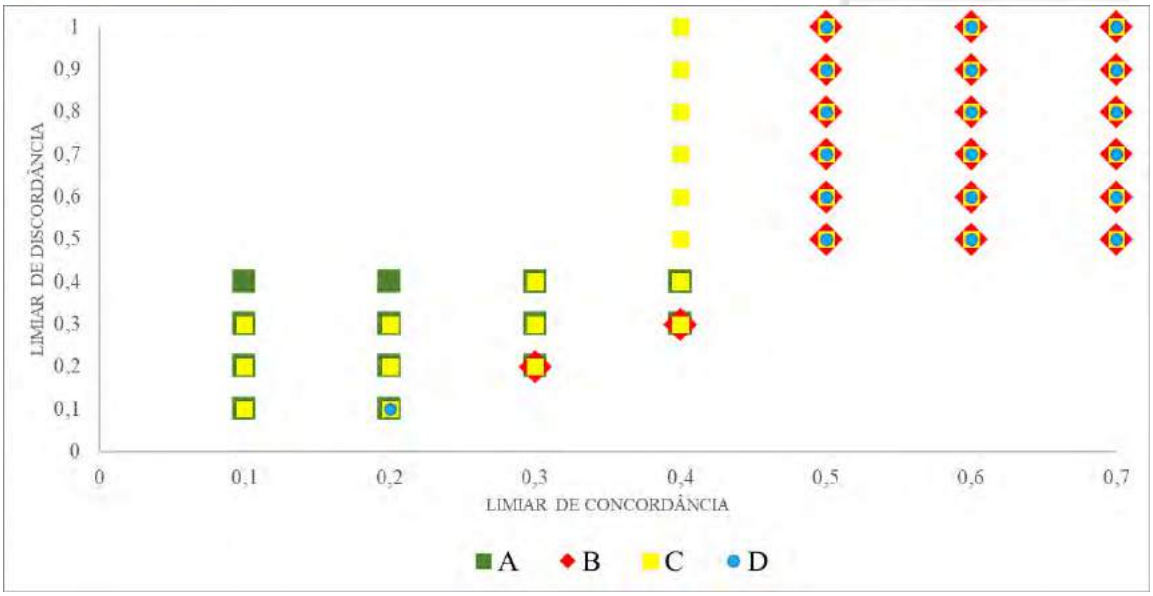
Os métodos com multicritérios podem ser compensatórios e não-compensatórios. Quando se trata do compensatório, uma alternativa que possui um bom desempenho em um critério não importante, compensa um desempenho ruim em um critério importante. A diferença está no caso de o não-compensatório não permitir a ocorrência disso, devido ao princípio da não compensação e a vantagem de trazer maior realidade ao problema.

O método AHP, utilizado por Akbari (2017), é um método compensatório, e a partir das suas considerações chegou-se ao resultado de uma ordenação na escolha dos portos, sendo o primeiro do ranking o porto de Sheerness, depois Lowestoft, Ramsgate e por fim o Grimsby. O método deu preferência ao porto Sheerness, por possuir o melhor desempenho em 7 critérios, sendo o segundo critério e do quinto ao décimo critérios mais importantes.

Já no resultado do ELECTRE I, os portos de Grimsby e de Lowestoft foram os escolhidos. Isto se explica pelo fator compensatório dos métodos. O porto de Lowestoft apresenta os melhores desempenhos no primeiro, terceiro e quarto critério mais importante, e o porto de Grimsby não apresenta o melhor desempenho em nenhum dos critérios.

Para complementar a discussão, foi realizada uma análise de sensibilidade. Um fator decisivo no método ELECTRE I são os limiares de concordância e discordância que terão uma forte influência no resultado. Este limiar pode ser considerado pelo decisor ou por meio de cálculos matemáticos, como foi feito neste estudo. Assim, foram variados os limiares de discordância e de concordância de 0,1 a 1, visto que a análise de sensibilidade foi pensada para representar a influência dos limiares na resolução do problema. A Figura 3 ilustra o resultado da análise.

Figura 3 – Análise de sensibilidade



Fonte: Elaboração própria (2020)

Com a análise do gráfico de sensibilidade, na Figura 3, observa-se que a partir do limiar de concordância 0,8 não há mais resultados. Além disso, é possível perceber a presença do resultado do porto C (Lowestoft) na maioria das combinações propostas, sendo o porto que apresentou um melhor desempenho, totalizando 35 combinações. O porto A (Grimsby), é o que possui menor aparição nos resultados das combinações, apenas 13 vezes. O porto B, possui 20 resultados e o porto D 19 resultados.

Analisando o resultado da análise de sensibilidade, foi destacada a ordem de resultados possíveis dentre as combinações feitas. A ordem estabelecida dos portos mais adequados são o porto de Lowestoft, o Sheerness, o Ramsgate e por fim o Grimsby. Comparando os resultados do rankeamento do ELECTRE I e do AHP, a sequência dos portos ficou similar, apenas diferindo entre o primeiro e o segundo lugar.

Percebe-se ainda, que comparado ao resultado do ELECTRE I com apenas um limiar, também ouve distinção, pois nesse caso o porto de Grimsby ficou bem classificado quanto a preferência, o que comprova a perceptível influência dos limiares na resultante.

6. Considerações finais

A energia eólica *offshore* é uma das formas de energia que está em crescente desenvolvimento e é considerada a fonte de energia que irá substituir fontes não renováveis na matriz energética. Uma das particularidades deste tipo de energia é a necessidade do uso de embarcações para todas as fases de seu ciclo de vida, além de ser necessário movimentar e manutenir grandes componentes por meio das embarcações. Desta forma, o porto que servirá de suporte para a usina eólica *offshore* possui grande importância e influência nos custos totais.

Assim, o estudo teve como objetivo selecionar o porto de operação e manutenção para uma usina eólica no Mar do Norte, dentre 4 opções de portos (Grimsby, Sheerness, Lowestoft, Ramsgate). Para isso, foi utilizado o método ELECTRE I, método multicritério de análise de decisão, sem fator compensatório entre as alternativas.

Outra cotribuição do estudo foi comparar os métodos ELECTRE I e AHP, para verificar como o fator de compensação influencia e altera o resultado. Os dados foram utilizados do artigo de Akbari et al. (2017), cujo estudo solucionou a mesma questão, porém com utilização do método AHP, o qual possui um viés de compensação entre as alternativas.

Ao final, foi possível identificar a diferença entre os resultados dos métodos, e foi possível visualizar a influência da compensação entre os critérios. No resultado do ELECTRE I foi mais bem classificado o porto de Grimsby e o de Lowestoft, já no AHP o porto com melhor posição do rakig gerado foi o Sheerness.

Para uma comparação mais profunda, foi feito uma análise de sensibilidade no resultado do ELECTRE I, variando os limiares de concordância e discordância entre 0,1 a 1. Dessa forma, chegou-se ao resultado do porto de Lowestoft, como o porto que apareceu mais vezes como resultado na análise, seguido de Sheerness, o Ramsgate e por fim o Grimsby. Enquanto o AHP, forneceu a sequência de Sheerness, depois Lowestoft, Ramsgate e por fim o Grimsby.

Torna-se possível concluir, portanto, que tanto o fator compensatório quando a diferenciação dos limiares provoca alterações nos resultados e que cada método possui suas peculiaridades, vantagens e desvantagens. O importante é ter uma coleta de dados coerente e analisar bem os critérios e alternativas, para saber qual método de adequa melhor a uma escolha final eficiente.

Quanto às limitações do estudo, o principal fator é a distância entre o decisor e a aplicação do método, pois o decisor pode fornecer a sua opinião sendo um interessado no resultado, indicando

um caminho alternativo para a solução. Outra limitação foi a falta de contato com os especialistas que fizeram os julgamentos no estudo de Akbari el al. (2017).

Para estudos futuros, sugere-se a análise para portos de instalação, descomissionamento; a utilização de novos critérios considerados relevantes ou exclusão de algum que não deteve bom desempenho em nenhum momento; aplicação de estudos com aplicação desses métodos com portos e especialistas do Brasil, elencando quais portos já estão aptos para o setor eólico *offshore* ou o que precisam melhorar para se adequarem.

Agradecimentos: Este artigo é resultado da parceria entre a Petrobras e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e com o suporte financeiro da P&D – Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/2016). Também com agradecimentos a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil) e MCTIC (Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações) pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, A. **Processo de decisão nas organizações**: Construindo modelos de decisão Multicritério. Atlas, 2013.

AKBARI, N.; IRAWAN, C. A.; JONES, D. F; MENACHOF D. A multi-criteria port suitability assessment for developments in the offshore Wind Industry. **Renewable Energy**, v. 102, p. 118–133, 2017.

CASTRO, J. V. F. S. **Características de um porto para suporte aos empreendimentos eólicos offshore**: proposta de diretrizes. 2019. 90 f. Tabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Produção). Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal. 2019.

CHARTRON, S. Improving logistics scheduling and operations to support offshore wind construction phase. **Logistics Research**, v. 12, n. 1, 2019.

COSTA, H.G.: **Método de Análise Hierárquica**. Campos dos Goitacazes. Notas de aula, Universidade Estadual do Norte Fluminense, 1998.
CRESWELL, J. W. **Projeto de pesquisa**: métodos qualitativo, quantitativo e misto. 2. ed. Porto Alegre: Artmed, 2007.

DEMO, P. **Metodologia do conhecimento científico**. São Paulo: Atlas, 2000.

European Wind Energy Association (EWEA), **Wind in Our Sales**, 2011, Disponível em: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Offshore_Report.pdf>. Acesso em: 20 de novembro de 2019.

FIGUEIRA, J., MOUSSEAU, V. E ROY, B., ELECTRE Methods, em Figueira, J., Greco, S. e Ehrgott, M. (Eds.), **Multiple Criteria Decision Analysis**: State of the Art Surveys, Springer Science+Business Media, New York, 133-162, 2005.

GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 5.ed. São Paulo: Atlas, 1999.

HEIN, N; SILVA, T; KROENKE, A. Método ELECTRE I na avaliação de materiais de (re) construção. **XLII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, 2010, Bento Gonçalves, Rio Grande do Sul, p. 154–160, 2010.

FOWPI – First Offshore Wind Project of India - **Coastal Aspects and Port Requirements**. 2018. Disponível:<https://www.fowpi.in/uploads/download_document/coastal_rev_g_33908493817.PDF>. Acesso em: 22 de julho de 2019.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Global Energy Transformation:** A roadmap to 2050. 2018.

IRENA - International Renewable Energy Agency**. Global Energy Transformation:** A Roadmap to 2050. 2019a.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Renewable Capacity Statistics**. 2019b.

ISHIZAKA, A; NEMERY, P. **Multi-Criteria Decision Analysis:** Methods and Softwares. Wiley, 2013.

MEDEIROS, M. L. A. **Cadeia de valor da energia eólica offshore:** diretrizes e boas práticas para o brasil. 2019. 133 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal. 2019.

POULSEN, T. **Logistics in offshore wind**. 2018. Aalborg Universitetsforlag. Ph.d.-serien for Det Ingeniør- og Naturvidenskabelige Fakultet, Aalborg Universitet. Disponível em: <https://doi.org/10.5278/vbn.phd.eng.00046>. Acesso em: 22 de fevereiro de 2020.

POULSEN, T.; LEMA, R. Is the supply chain ready for the green transformation? The case of offshore wind logistics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Elsevier. v. 73, n. January, p. 758–771, 2017.

ROY, B. Decision science or decision-aid science? **European Journal of Operational Research,** v. 66, p. 184-203, 1993.

ROY, B.; BOUYSSOU, D. **Aide multicritère à la décision: méthodes et cas**. Paris: Economica, 1993.

ROY, B. **Multicriteria methodology for decision aiding**. London: Kluwer Academic Publishers, 1996.

SAATY, T.L. **Método de Análise Hierárquica.** Tradução e Revisão por Wainer da Silveira e Silva. São Paulo. Ed. McGraw-Hill 1991a.

SAATY, T.L.: **Decision Making for Leaders**. 2ª Edição. Pittsburg. RWS Publications, 1991b.

SAATY, T.L.: "How to make a decision: the Analytic Hierarchy Process", **European Journal of Operations Research**, v.28, p.9-26, 1990.

SILVA, A. M.; VIEIRA, R. M. F. **Energia eólica:** conceitos e características basilares para uma possível suplementação da matriz energética brasileira. Revista Direito Ambiental e sociedade, v. 6, n. 2, p. 69-73, 2016.

SIQUEIRA, G.; ALMEIDA, A. **Aplicação do Método ELECTRE I para Seleção de Ideias de Inovação**. Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2011, Ubatuba, São Paulo, 2011.

THOMSEN, K.E. OFFSHORE WIND - **A Comprehensive Guide to Successful Offshore Wind** Farm Installation. Second edition. Academic Press is an imprint of Elsevier. p. 235. 2014.

TURRIONI J. B.; MELLO, C. H. P. **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção**. Itajubá: UNIFEI, 2012, p. 80-81, 2012.

VARGAS, L.G. An overview of the Analytic Hierarchy Process and its applications. **European Journal of Operations Research**, v.28, p.2-8, 1990

VELASQUEZ, M.; HESTER, P.T. An Analysis of Multi-Criteria Decision-Making Methods. **International Journal of Operations Research** Vol. 10, No. 2, 56-66,2013.

WINDEUROPE. **Offshore Wind in Europe: Key trends and statistics 2019**. 2020.

YIN, R.K. **Estudo de caso:** planejamento e método. Tradução de Daniel Grassi. 2.ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

Aplicação do método Random Forest para reconstrução de séries de velocidade de vento

Adriana Nunes, Hitoshi Nagano, João Caldas
Departamento de Engenharia/Casa dos Ventos
Av. Brigadeiro Faria Lima 3477 14º Andar, São Paulo - SP, Brasil
adriana.nunes@casadosventos.com.br
joao.caldas@casadosventos.com.br

Resumo: O desempenho de um método MCP em duas regiões diferentes do Brasil foi avaliado nesta pesquisa. As técnicas de aprendizado de máquina (ML - *Machine Learning*) têm sido uma ferramenta poderosa para entender os dados medidos e estendê-los por um período mais longo. Um método MCP baseado nas técnicas de ML foi desenvolvido e seu desempenho foi comparado com a medição real em cinco métricas: sazonalidade, perfil diário, histograma, erro médio (RMSE) e média dos dados recriados.

Abstract: The performance of a MCP method in two different regions of Brazil is evaluated in this research. Machine learning (ML) techniques have been a powerful tool to understand the measured data and extend it to a larger period. A MCP method based on ML techniques was developed and its performance will be compared with real measurement on five metrics: Seasonality, diurnal profile, histogram, RMSE and average of the recreated data.

Palavras-chave: Geração Eólica, Aprendizado de máquina, *Machine Learning*, *Random Forest.*

INTRODUÇÃO

A atividade de prever a velocidade do vento e, consequentemente, a energia produzida por turbinas eólicas em projetos tem um papel essencial na avaliação e redução de risco na produção de energias renováveis [1]

Muitas ferramentas de Aprendizado de Máquina têm sido aplicadas de forma a tentar entender e modelar eventos climatológicos, como a previsão do tempo. Dado o fácil acesso a

muitas ferramentas abertas na Internet, essas ferramentas estão cada vez mais sendo aplicadas, por exemplo para dados meteorológicos medidos de vento, como velocidade e direção.

Existem muitos métodos consagrados para a previsão de séries temporais de vento. Por exemplo, *Matrix Time Series* (MTS), método de ajuste linear (LLS - *linear least squares*), ajuste de Weibull e Razão de Variâncias são métodos muito utilizados para previsão de velocidade de vento. Em casos que há uma alta correlação entre os dados de referência e dados do alvo a ser previsto, o RMSE (*root mean squared error*) é avaliado a partir de 0,8 m/s. Já para dados menos correlacionados, esse valor pode atingir até 2 m/s [2].

OBJETIVO

Nesse estudo foram utilizados dados provenientes de 4 torres meteorológicas, duas localizadas no Rio Grande do Norte e duas localizadas na Bahia. Em cada localização, uma será utilizada como referência e outra como objetivo para reconstrução dos dados. Um modelo Random forest (RF) será treinado para cada localização e, assim, o período reconstruído para cada grupo de torre será comparado com a medição real, avaliando o erro médio (RMSE), desvio padrão, média geral da velocidade de vento, distribuição de velocidades, sazonalidade e modulação.

METODOLOGIA

Para reconstruir dados de longo prazo, utilizamos referências disponíveis como MERRA-2 e ERA-5 com mais de 20 anos de dados disponíveis. No entanto, dados meteorológicos realmente medidos constituem uma porção bem menor. Como cada torre possui distintas datas de início e fim de medições, o período comum das torres foi selecionado para treinamento e teste do modelo. Na construção do modelo RF foi utilizado para treinamento 40% do tempo comum entre as torres e, consequentemente, 60% do tempo para teste.

O treinamento do modelo foi programado na linguagem *Python*, utilizando bibliotecas como o *sklearn* e *pandas*. Para automatização desses testes, foram desenvolvidos novos módulos em python para a fácil leitura e preparação dos dados e, consequentemente, seu treinamento.

Os dados utilizados neste estudo contêm informações medidas sobre velocidade e direção do vento indexados no momento da aquisição (passo de aquisição de 10 minutos). Após as etapas de ingestão e transformação chegamos a um formato de entrada com velocidade, direção de vento, mês e hora da torre de referência. Segue exemplo de dado de entrada na tabela 1. Na saída do modelo teremos a velocidade do vento da torre objetivo.

Tabela 1 - Exemplo de dados medidos.

	Velocidade	Direção	Mês	Hora
2008-10-08 14:30:00	10.317	106.6	10	14
2008-10-08 14:40:00	8.663	120.0	10	14
2008-10-08 14:50:00	7.862	107.3	10	14
2008-10-08 15:00:00	9.029	109.1	10	15
2008-10-08 15:10:00	8.278	101.1	10	15

Para buscar também melhores parâmetros requeridos pelo modelo, como o número de árvores no modelo, foram realizados testes exaustivos de diversas combinações pré-estabelecidas desses parâmetros utilizando a função *GridSearchCV* disponível na biblioteca do *sklearn.*

Durante o processo de treino, os dados utilizados na rodada de otimização (40% dos dados totais) são divididos em duas partes, em que uma das partes é utilizada para validação do treino e outra para o treino em si. Esse processo é conhecido como *kFold,* o qual é possível dividir os dados de treinamento em *k* partes de forma que uma parte é utilizada para validação e as outras *k-1* são utilizadas para treinamento. Cada uma das partes será utilizada para validação apenas uma vez, como mostra a figura 1.

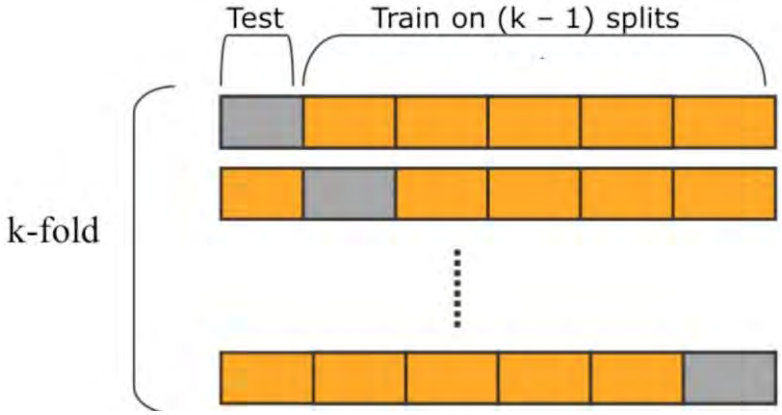


Figura 1 - Divisão dos dados no *kFold* [5].

Como métrica de comparação utilizamos RMSE, o qual foi utilizado também como função de custo para otimização do modelo Random Forest:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (x_{1,t} - x_{2,t})^2}{n}}$$

onde $x_{1,t}$ corresponde a série medida, e $x_{2,t}$ a série predita. Além disso, realizamos comparações das médias e desvio padrão das distribuições.

RESULTADOS

1. Localização: Bahia

Para as duas torres na Bahia, o período de comum de medição corresponde a 2010-2017, assim foram utilizados três anos para treino e cinco anos para teste. Escolhemos utilizar os dados mais recentes para treino, pois tentamos recriar dados passados - uma análise que espelha aplicação prática num cenário de desenvolvimento de parques. Assim, para os cinco anos utilizados para teste temos as seguintes métricas apresentadas na tabela 2.

Tabela 2 - Sumário de resultados - BA.

	STD [m/s]	Média [m/s]	RMSE [m/s]
Teste (Gold)	2.45	8.98	-
Random Forest	2.00	8.94	1.37

Na figura 2 apresentamos a distribuição das velocidades. Como podemos ver, essa figura conversa com os valores da tabela 2. A média das distribuições se concentram perto da média global encontrada e a distribuição fornecida pelo Random Forest possui um desvio padrão menor do que o dado real.

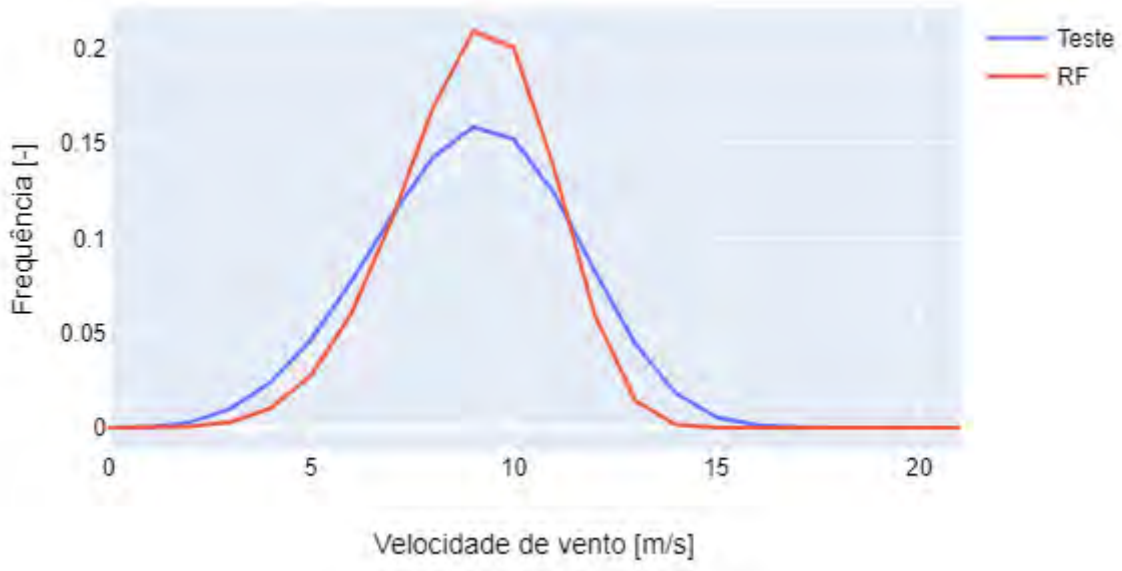


Figura 2 - Distribuição em frequência da velocidade do vento - BA

Para a sazonalidade na figura 3 obtivemos resultados muito próximos às medições, exceto nas velocidades mais altas. Essa evidência também é coerente com a concentração de distribuição de velocidades em torno da média encontrada na previsão do RF. Na figura 4 podemos observar um perfil diário de previsão bem próximo do real com exceção do vale às 18h, o que reflete uma alta influência da referência nesse período, e algum nível de sobre ajuste do treinamento.

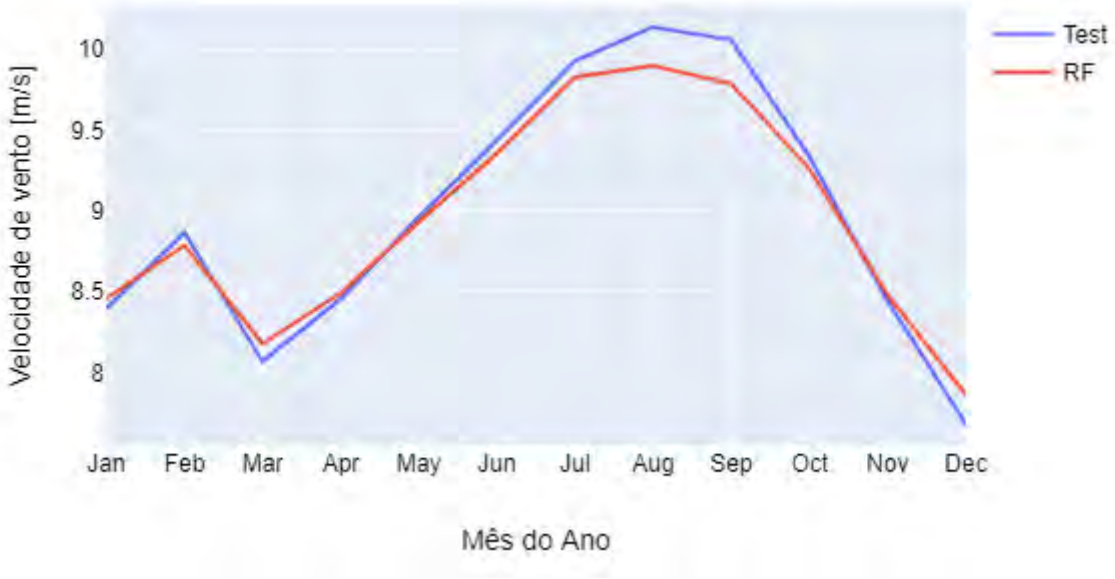


Figura 3 - Sazonalidade da média da velocidade do vento - BA

Figura 4 - Perfil diário da média da velocidade do vento - BA

2. Localização: Rio Grande do Norte

Para as torres do Rio Grande do Norte, 6 anos de tempo concorrente 2013 a 2018 foram utilizados, sendo 2 anos para treinamento (2017-2018) e 4 anos para validação (2013-2016). O resumo dos resultados para a previsão dos anos 2013-2016 pode ser observado na tabela 3.

Tabela 3 - Sumário de resultados - RN.

	STD [m/s]	Média [m/s]	RMSE [m/s]
Teste (Gold)	2.33	9.78	-
Random Forest	2.20	9.99	1.10

Neste projeto podemos perceber que o desvio padrão ficou mais similar. Figura 5 apresenta as distribuições de velocidades mais abertas. Apontamos também que a velocidade média global ficou superestimada, dado o deslocamento da distribuição da série prevista pelo método RF para direita.

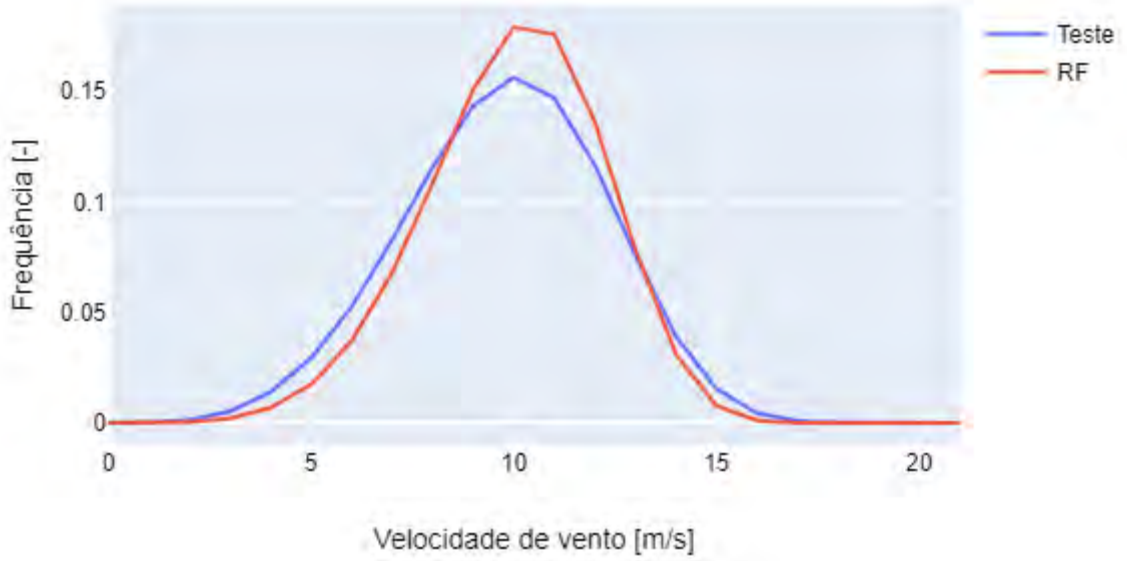


Figura 5 - Distribuição em frequência da velocidade do vento- RN

Nesta análise, o modelo utilizado para previsão da série está superestimando os valores de velocidade, como percebemos nos gráficos de sazonalidade e perfil diário apresentados nas figuras 6 e 7, respectivamente

Figura 6 - Sazonalidade da média da velocidade do vento – RN

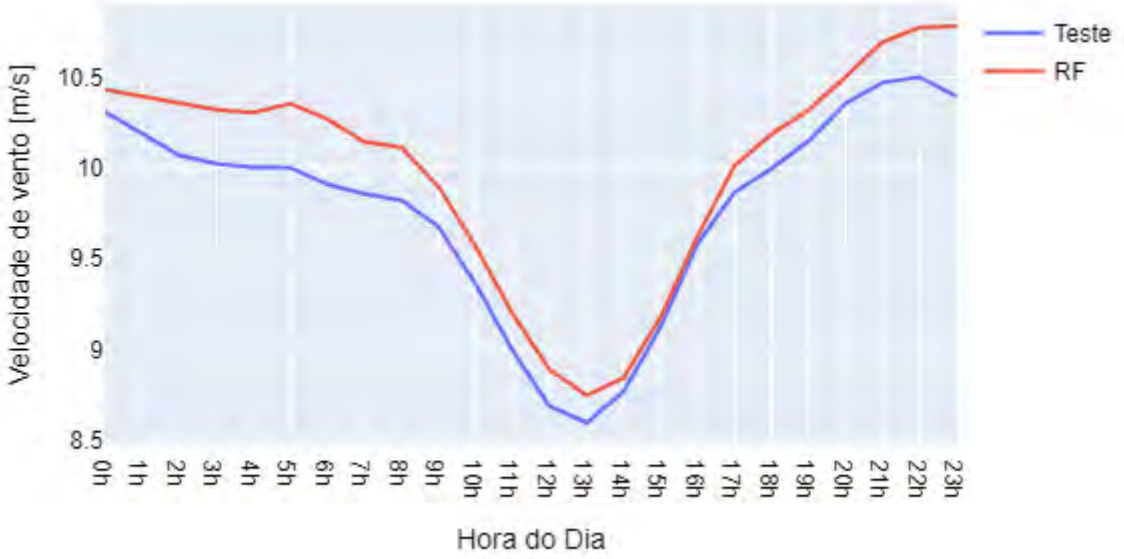


Figura 7 - Perfil diário da média da velocidade do vento - RN

CONCLUSÃO

Dados os resultados, vimos que o modelo se aproxima bem dos resultados reais com um RMSE menor que 1,5 m/s. Para sazonalidade e perfil diário médios foram obtidos melhores resultados na Bahia, o que provavelmente ocorreu pelo maior tempo disponível para treinamento do modelo. Mesmo o bom desempenho do modelo nas métricas sugeridas, acreditamos que ainda há espaço para sua otimização. Ainda existem pontos como a função de perda que pode ser

direcionada para uma melhor *performance* de uma métrica determinada, por exemplo diminuir as diferenças entre as distribuições das séries predita e real.

Acreditamos que o ferramental aqui desenvolvido traz uma contribuição importante na análise de projetos. Ressaltamos que a busca pela melhor modelagem na predição do potencial eólico se resulta em projetos desenvolvidos com menor risco, melhores condições de financiamento e em última análise no *valuation*.

REFERÊNCIAS

[1] KHAN, Mansoor; LIU, Tianqi; ULLAH, Farhan. **A New Hybrid Approach to Forecast Wind Power for Large Scale Wind Turbine Data Using Deep Learning with TensorFlow Framework and Principal Component Analysis**. Energies, v. 12, n. 12, p. 2229, 2019.

[2] LAMBERT, T.; GRUE, A. The Matrix Time Series method for MCP. In: **Proceedings of the WINDPOWER 2012 Conference, Atlanta, Georgia, USA**. 2012.

[3] STRUNK, Achim et al. **Wind resource estimation using a MCP method based on deep neural networks**. Europe, v. 69, n. 2011/01, p. 05, 2012.

[4] ZHANG, Jie et al. **Assessing long-term wind conditions by combining different measure-correlate-predict algorithms**. In: ASME 2013 International Design Engineering Technical Conferences and Computers and Information in Engineering Conference. American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, 2013.

[5] https://gusrabbit.com/code/cross_validate/. Acessado em 08 de Março de 2020.

BIOGRAFIA

Adriana Nunes Chaves Lima – Natural de Fortaleza-CE e nascida em 05 de agosto de 1992, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo ITA (2017). Durante um ano na Alemanha desenvolveu habilidades relacionadas a processamento de imagens, trabalhando no WZL (*Werkzeugmaschinenlabor*) em Aachen. Após a graduação, trabalhou no CCM-ITA em um projeto de pesquisa relacionado a classificação de qualidade de imagens por meio de redes neurais convolucionais. Com um ano no setor, trabalha no desenvolvimento de métodos de MCP para melhor avaliação de recurso eólico na Casa dos Ventos, onde é analista de engenharia.

Hitoshi Nagano – Possui graduação em Engenharia Eletrônica pelo ITA (1989), mestrado e doutorado em Electrical & Computer Engineering - Nagoya Institute of Technology (1993 e 1996). Tem experiência acadêmica na área de Ciência da Computação, com ênfase em sistemas de informação, atuando principalmente nos seguintes temas: ciência de dados, modelamento analitico, e redes de telecomunicações.

João Caldas – Natural de Recife/PE e nascido em 03 de julho de 1987, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo ITA (2012). Trabalhou com modelagem CFD para turbinas à gás na *Alstom Power Switzerland*. Possui MBA em *BigData* e *Analytics* pela FGV. Com oito anos trabalhando no setor eólico, acumula experiência em prospecção *greenfield* de recursos eólicos e projeto de parques eólicos na Casa dos Ventos.

Previsão da Potência Gerada em um Parque Eólico por meio de Redes Neurais Artificiais

Gabriel Machado, Marcelo G. Vanti e Marco A. M. Saran

Resumo—Neste artigo, é proposto o desenvolvimento e aplicação dos conceitos de Rede Neurais Artificiais (RNAs) para prever três dias de geração em um parque eólico. Partindo das propriedades das RNAs para a resolução de problemas complexos, pretendeu-se que esta seria capaz de se adaptar às características estocásticas dos ventos e da geração eólica. Para tanto, foram realizados estudos para o tratamento dos dados, análise das variáveis climáticas que possuem maior impacto na geração e, ainda, técnicas visando o aperfeiçoamento dos resultados sugeridos pelos modelos de redes neurais. Ao final, verificou-se resultados satisfatórios para os três dias de previsão e com margem de ampliação para mais dias. O artigo, detalha também cada um dos conceitos e técnicas empregadas nos modelos e, assim, estrutura-se da seguinte forma, primeiramente é exibido a fundamentação e estratégias para o tratamento dos dados brutos, em seguida são apresentados os conceitos e teorias pertinentes ao trabalho e, por fim, os resultados encontrados com a pesquisa.

Palavras-chave—Rede Neural Artificial, *Machine Learning*, Energia Eólica.

Abstract—This paper presents the development of Artificial Neural Networks (ANNs) and the application of their concepts to forecast three days of power generation in a wind farm. Based on the ANNs properties, it was intended that they could adapt themselves to the stochastic nature of wind power generation. Therefore, studies to handle the raw data, analysis of climatic variables and techniques to improve the neural network have been carried out. To conclude, satisfactory predictions were found and with some room to enlarge the system. Firstly, strategies to process the raw data are discussed. Then, fundamentals concepts and theories are overviewed. Finally, the research results.

Index-terms—Artificial Neural Network, Machine Learning, Wind Power.

1 Introdução

Na última década, o crescimento da capacidade de geração eólica instalada no Brasil se deu de forma exponencial, saltando de 601,2 MW em 2009 para 15860 MW em 2019, um avanço superior a 2500% [1]. Essa posição de destaque na matriz energética brasileira, deve-se aos avanços tecnológicos desenvolvidos na área, ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa), criado em 2002 e, paralelamente, às medidas do governo, como redução de tributos e estímulos através de financiamentos, por meio do BNDES [2].

Entretanto, as incertezas inerentes à geração eólica trazem uma série de desafios para os operadores e administradores dos parques, uma vez que sua fonte de energia está diretamente ligada à fatores climáticos que são extremamente dinâmicos, como a velocidade e direção do vento. Nesse sentido, a previsão da geração eólica é necessária e possui um grau elevado de complexidade quando comparada com outras fontes de energia. Antever a potência que a usina irá gerar traz consigo vários benefícios para os responsáveis pelo parque, sendo capaz de auxiliar as equipes de *performance* e operação em suas atividades, como por exemplo agendar uma manutenção para um dia que não teria grande impacto desativar uma máquina.

Com isso em mente, em [3] os autores distribuem as técnicas existentes de previsão em métodos estatísticos, numéricos de previsão do tempo, redes neurais e híbridos . Há trabalhos e estudos de modelos de Rede Neural Artificial (RNA) que desempenharam tal papel de forma satisfatória, conforme [4] e [5]. A sua capacidade de adaptação fortalece o uso voltado para aplicações de previsões em diversos prazos de tempo, com base nos dados disponíveis ou função que se busca desempenhar com ela, é possível modelá-la

- *G. Machado é aluno de engenharia elétrica da Universidade Regional de Blumenau - FURB.*
  E-mail: gabriel.heat97@gmail.com
- *M. G. Vanti é professor na Universidade Regional de Blumenau - FURB.*
  E-mail: vanti.furb@gmail.com
- *M. A. M. Saran é professor no Instituto Federal do Rio Grande do Sul - IFRS.*
  E-mail: marco@msaran.com

de acordo com a necessidade e, por esse motivo, tem se mostrado uma ferramenta atrativa e se popularizado nos últimos anos.

De forma geral, as redes neurais são comumente aplicadas para resolução de problemas complexos, que seriam extremamente difíceis de resolver com o desenvolvimento de um algoritmo específico para a situação. As RNAs podem ser utilizadas em tarefas de classificação, regressão, inserção de valores faltantes, detecção de falta, entre outras [6]. Neste artigo, ela será proposta para previsão a cada 6 horas e de curto prazo, de 1 até 3 dias, para cada dia será modelada uma rede que serão interligadas entre si.

As redes neurais aprendem com base nas informações que lhe são fornecidas, portanto deve-se selecionar apenas dados que tenham impacto com o que se almeja prever. Nesse contexto, fornecer informações em excesso e sem relação com a variável de saída pode ser prejudicial para a qualidade das previsões, visto que o sistema irá procurar e talvez encontrar lógica onde não existe.

Assim, o objetivo do trabalho é desenvolver uma RNA em *Python* para a prever a geração de um parque eólico da empresa EDP Renováveis (EDPR). As bibliotecas (APIs) utilizadas no trabalho estão listadas abaixo.

- pandas 0.25.1;
- tensorflow-gpu 1.14.0;
- hyperopt 0.1.2;
- matplotlib 3.1.1;

O artigo está estruturado da seguinte forma: primeiro será exposto o tratamento realizado nos dados brutos recebidos do parque eólico, em seguida os conceitos e arquitetura da RNA desenvolvida e, por fim, os resultados encontrados e análises comparativas entre a previsão da rede neural com os resultados esperados.

2 Preparação dos Dados

Essa etapa é uma das mais delicadas e importantes ao desenvolver uma RNA, compreendendo tarefas como seleção, integração, transformação e filtragem dos dados. Nesse sentido, verifica-se no pré-processamento um impacto direto na qualidade dos resultados, por esse motivo, ele consome de 50% a 70% do tempo e esforço em projetos dessa natureza [7].

Após contato com a EDP Renováveis, esta forneceu a base de dados (*dataset*) de uma de suas usinas eólicas para o desenvolvimento desta pesquisa. O *dataset* é referente ao período de 2016 e 2017 e possui todas as medições das torres anemométricas, além dos sinais de quatro aerogeradores. Entretanto, para o trabalho, apenas as seguintes informações foram selecionadas:

- Velocidade do vento (Sensores a 77m e 40m);
- Direção do vento (Sensor no aerogerador);
- Temperatura ambiente (Sensor a 75m);
- Pressão atmosférica (Sensor a 1m);
- Umidade (Sensor a 1m);
- Potência ativa gerada;

Os dados foram disponibilizados em um intervalo de 10 minutos entre cada medição. Após aplicar no modelo desenvolvido os mais diversos intervalos de previsões para testar e escolher o melhor *timestep*, verificou-se que com a quantidade de dados disponíveis, os resultados mais atrativos possuíam quatro pontos de previsões durante o dia. Diminuindo o *timestep*, ou seja, com mais pontos de previsões ao decorrer do dia, os erros aumentam e, ao configurar para menos do que quatro intervalos, embora se reduzisse os erros, seriam informações pouco úteis para verificar o comportamento da geração durante o dia.

Portanto, visando a eficiência da rede, deve-se converter o *timestep* das medidas para o mesmo *timestep* das respostas desejadas. Portanto, para realizar essa conversão, a média aritmética simples no período que engloba seis horas será aplicada.

2.1 Dados faltantes

Os problemas de aquisição e armazenamento das informações no *dataset* são inerentes ao trabalhar com uma aplicação real. Para contornar os efeitos que a ausência de dados pode trazer, adotaram-se algumas estratégias. Para falhas de grandes períodos (superiores a 4 dias), as informações foram descartadas, enquanto que para falhas intermitentes ou de curtos períodos, foi aplicada a interpolação linear.

2.2 Normalização

A técnica de *scaling*, ou normalização, é comumente empregada em algoritmos de *machine learning*, tendo sua utillização justificada quando há a necessidade de converter todos os dados para uma mesma escala. Dessa forma, é possível inserir na RNA a real influência que determinada medida tem no resultado quando comparada com as demais medições.

Assim, a equação (1) é capaz de transformar os dados em uma escala de 0-1 e, portanto, todos valores foram pré-processados com ela.

$$x_{norm} = \frac{x - x_{min}}{x_{max} - x_{min}} \tag{1}$$

2.3 Pré-processamento

O desenvolvimento de um algoritmo para o pré-processamento dos dados independente dos *scripts* da RNA visa melhorar o tempo de processamento do modelo, já que uma vez efetuadas todas as etapas de preparação, basta salvar em um arquivo para assim executá-las apenas uma vez.

Os dois arquivos de dados dos aerogeradores e torres anemométricas juntos somam 121 tipos de informações e mais de 417 mil linhas. Após realizado o pré-processamento, esse número foi reduzido para 9 tipos de medidas e 88 mil linhas, além de mesclados em apenas um arquivo *csv* (*comma-separated-values*).

Ainda nessa etapa, o *dataset* é dividido de acordo com *K-Fold* designado, conforme será detalhado na seção 5.1.

3 Rede Neural Artificial

Uma RNA pode ser pensada como um grupo de neurônios organizados em camadas e interligados entre si de forma a receber uma entrada e fornecer uma resposta para esse estímulo, essa estrutura é baseada no modelo do cérebro biológico. Em seu interior, é possível implementar as chamadas camadas ocultas (*hidden layers*) que adicionam a não linearidade ao sistema [8], tornando possível que a RNA resolva quase qualquer problema de previsão e classificação.

O aprendizado de uma RNA ocorre através de exemplos, portanto é preciso possuir uma quantidade significativa de informações passadas para que as respostas futuras sejam eficientes. Neste trabalho, foi utilizado o aprendizado supervisionado, definido assim quando o *dataset* de treinamento possui a resposta esperada para determinada entrada.

A figura 1 apresenta a arquitetura do tipo *feed-forward*, que recebe esse nome devido ao fato das entradas serem processadas diretamente pelos pesos sinápticos até a saída.

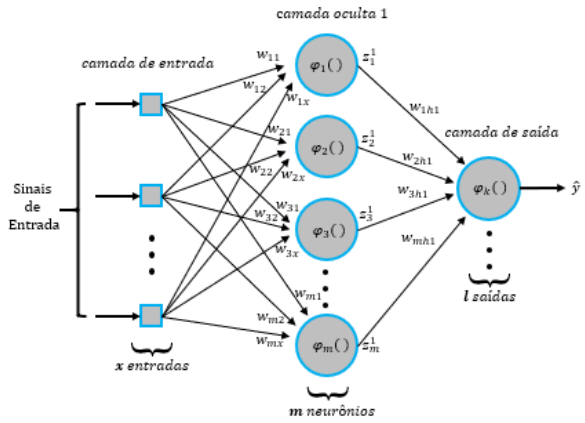


Figura 1. Rede Neural de Multicamadas. (O Autor, 2019)

Assim, z é entrada da camada de saída, de forma que a saída de cada neurônio da camada oculta é z_i^1 : $z_1^1, z_2^1, ..., z_m^1$

$$v_k = \sum_{i=1}^{m} w_{ji} z_i^1 + b \tag{2}$$

$$\hat{y}_k = \varphi(v_k) \tag{3}$$

A equação (2) representa matematicamente como o valor de saída de um neurônio é encontrado, sendo a soma do produto de todas as entradas deste neurônio pelo seu respectivo peso sináptico, e ao final soma-se o *bias*. Este valor resultante será inserido em uma função de ativação, conforme a equação (3).

Para o treinamento foi utilizado o *backpropagation*, este é o método de aprendizado supervisionado mais popular entre redes neurais do tipo Perceptron de Multicamadas (MLP) [9]. A ideia desse algoritmo é calcular o erro da rede neural, retropropagar ele até a camada de entrada e então recalcular os valores dos pesos proporcionalmente à sua influência para com o erro.

3.1 Função Erro

A função de erro (também conhecida como função custo) é utilizada para determinar o erro entre o valor ideal e o calculado pela RNA, de forma que no treinamento se busca minimizar essa função por meio de algoritmos de *backpropagation* [6].

Para mensurar a *performance* da rede e computar o erro, foi utilizado a equação (4), função conhecida como Erro Quadrático Médio ou MSE (do inglês *Mean-Squared Error*). Essa equação é amplamente adotada em aplicações que envolvem modelos de regressão [6].

$$MSE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(y_i - y_i')^2 \tag{4}$$

Em que o y_i se refere ao valor obtido na saída da RNA e y_i' é o valor esperado com base no *dataset* de treinamento.

3.2 Funções de Ativação

A importância das funções de ativação em uma rede neural reside no fato de ela inserir não linearidades ao sistema, requisito fundamental em processos estocásticos. Dessa forma, possibilita o aprendizado de soluções que possuem um nível de complexidade significativamente maior que uma simples regressão linear.

Para as camadas internas, a função *ReLU* (*Rectified Linear Unit*), exibida na figura 2 e em (5), é a mais indicada, uma vez que ela consegue lidar com o problema de desaparecimento de gradientes (*vanishing gradients*) [10]. Esse problema é o causador das complicações com o treinamento dos pesos nas primeiras camadas quando o aprendizado faz uso de métodos baseados no gradiente do erro.

$$\varphi(x) = \begin{cases} x & \text{se } x \geq 0 \\ 0 & \text{se } x < 0 \end{cases} \tag{5}$$

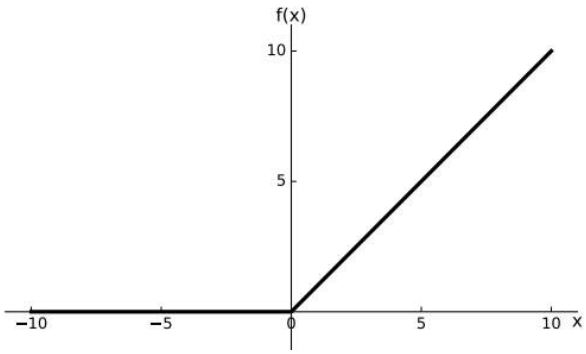


Figura 2. ReLU [11]

A função sigmoide, conhecida também como função logística, possui um formato de S, conforme figura 3. Essa função é normalmente empregada na camada de saída de rede neurais [12], isso quando se deseja que a resposta fique entre 0 e 1.

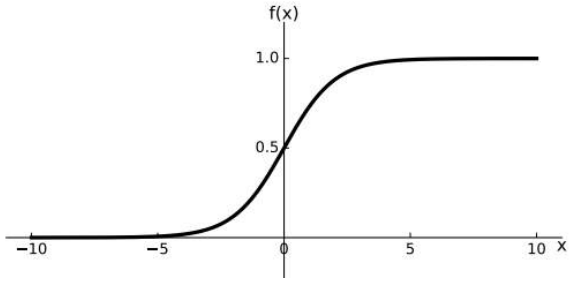


Figura 3. Sigmoide [11]

$$\varphi(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \tag{6}$$

3.3 Batch Learning

Inserir todo o *dataset* de uma única vez na RNA para treinamento não é computacionalmente viável, os cálculos realizados durante a aprendizagem consumiriam toda a memória da máquina em códigos processados na CPU . Por esse motivo, o *dataset* é dividido em pequenos lotes de tamanho estático, chamado de *batch size*, esse método de treinamento é conhecido também como *Mini-Batch Learning*. Entretanto, muitos programadores ainda optam por *batches* extensos, pois é possível acelerar o processo ao aplicar paralelismo com a GPU [13].

De acordo com [13] e [14], utilizar *batches* extensos ou do mesmo tamanho do *dataset* implica uma significante deficiência na habilidade de generalização do modelo, a causa desse fenômeno é desconhecida, sendo atribuído apenas ao fato de *batches* menores inserirem ruídos ao treinamento que potencializariam sua habilidade de generalizar.

Essa forma de organizar o treinamento pode ser visualizado graficamente na figura 4. Nela, é possível verificar que ao separar o *dataset* em *batches*, alguns termos típicos surgem, como época e iteração. Uma época é o conjunto completo de *batches*, ou seja, é toda a base de dados. Durante o treinamento, é comum o algoritmo percorrer a base de dados várias vezes, por isso define-se que foi necessário n épocas para treinar a RNA. Já a iteração é definida como a quantidade de *batches* para completar uma época, uma boa prática é definir esse número de forma que seja um multiplo inteiro do *dataset*.

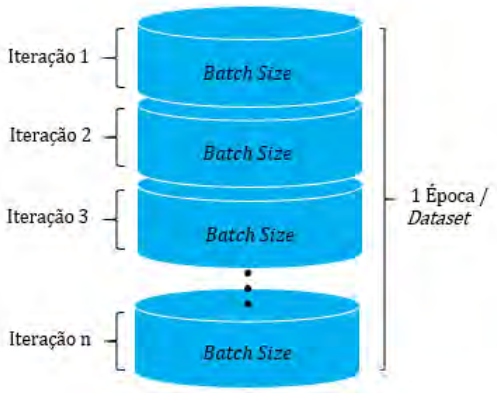


Figura 4. *Batch size*, épocas e iterações. (O Autor, 2019)

4 Conceitos Fundamentais

Uma série de teorias, técnicas e algoritmos foram utilizados durante o desenvolvimento do trabalho com o intuito de aprimorar a *performance* da RNA. Nesta seção, os mais importantes serão destacados.

4.1 Tree-structured Parzen Estimator (TPE)

Uma das etapas mais complexas que se tem ao desenvolver uma rede neural é definir sua estrutura, ou seja, escolher os hiperparâmetros que serão utilizados, tanto para o modelo quanto para o treinamento. Nesse sentido, automatizar esse processo traz consigo diversas vantagens, como a redução do esforço humano e a melhora no desempenho da rede [15].

O TPE é um algoritmo de otimização Bayesiana (*Bayesian Optmization*), seu grande diferencial é que suporta a busca por hiperparâmetros de forma categórica, contínua e condicional [16]. Ele cria duas árvores de processos, conforme (7), baseado nos dados históricos de entrada, os parâmetros da rede e as perdas, de forma que $\ell(x)$ são consideradas boas respostas e $g(x)$ respostas ruins, assim para localizar o

mínimo da função escolhe-se os candidatos com maior probabilidade em $\ell(x)$ e menor em $g(x)$.

$$p(x|y,\mathcal{D}) = \begin{cases} \ell(x) & \text{se } y < y* \\ g(x) & \text{se } y \geq y* \end{cases} \tag{7}$$

O algoritmo foi proposto inicialmente em [17], no qual foi extensivamente discutido seu funcionamento e demonstrado que a utilização do TPE para a otimização de hiperparâmetros alcança melhores resultados que outros métodos mais convencionais, como o *Grid Search* e *Random Search*.

4.2 Inicialização dos pesos

O método de inicialização dos pesos proposto em [18] e conhecido como *He* visa suprir limitações encontradas no uso do método de *Xavier/Glorot* [19] quando a função de ativação nas camadas ocultas é a *ReLU*, devido a não linearidade dessa função.

$$W = \sqrt{\frac{6}{size_{l-1}}} \tag{8}$$

Nessa técnica, o vetor de pesos iniciais é multiplicado por (8), aonde $size_{l-1}$ é o número de entradas.

4.3 Early Stopping

O número de épocas no treinamento da rede neural tem grande efeito em seu desempenho e definir um número exato para não haver sobretreinamento (*overfitting*) ou subtreinamento (*underfitting*) é um trabalho custoso, visto que uma boa configuração de hiperparâmetros pode ser descartada ou não atingir sua máxima eficiência apenas por causa da quantidade de épocas.

Na figura 5 é possível visualizar o que ocorre com a previsão do modelo quando não se treina o suficiente ou então quando há um exagero no aprendizado e, uma das principais causas deste problema é o número de épocas. Em (a) verifica-se que a previsão não conseguiu identificar a tendência do valor real e ainda acertou o valor de poucos *samples*, já em (c) o modelo acertou todos os *samples*, porém considerou tendências inexistentes na função original, caracteristícas estas tipícas de modelos que sofreram *underfitting* e *overfitting*.

Nesse contexto, parar o treinamento quando a rede deixar de aprender é algo vantajoso tanto para o desempenho do modelo quanto para o tempo de processamento. O *dataset* de validação pode ser utilizado para definir quando o modelo atingiu o máximo que poderia oferecer [21]. Na figura. 6 é possível identificar que embora o erro continue melhorando no *dataset* de treinamento, no *dataset* de validação ele começa a piorar, justificando assim o *Early Stopping* no ponto *optimum*.

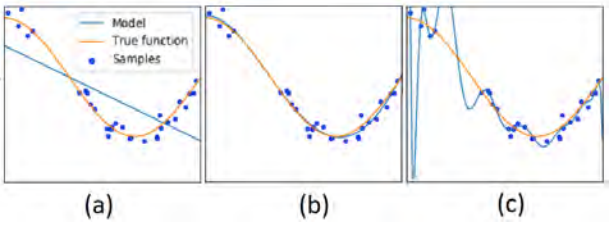


Figura 5. Problemas de Treinamento [20] (a) *Underfitting*, (b) Ideal, (c) *Overfitting*

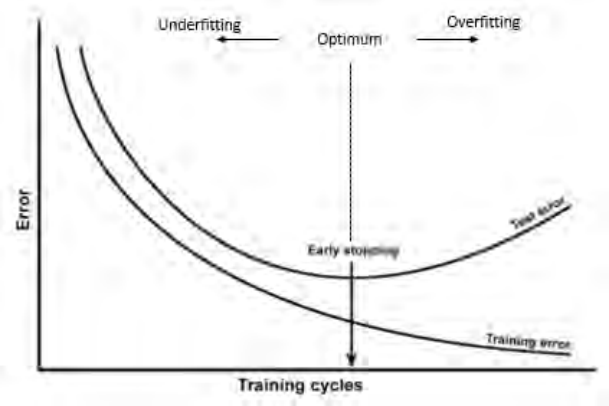


Figura 6. Evolução do erro durante treinamento [22]

O algoritmo 1 representa a lógica implementada para aplicar essa técnica.

Algoritmo 1: Algoritmo para realizar o Early Stopping quando a RNA atingir o ponto optimum

```
class EarlyStopping (mse, x);
Input : Erro (mse) da RNA e patience (x)
wait = 0;
if mse_atual < mse_best then
    save mse_atual as mse_best;
else
    wait += 1;
    if wait ≥ patience then
        stop training;
        return mse_best;
    end
end
```

4.4 Dropout

Para auxiliar no problema de *overfitting*, uma técnica de regularização eficaz e computacionalmente barata a ser adotada é o *Dropout*. Ela pode ser im-

plementada em qualquer camada, ou até mesmo em todas.

O *dropout* consiste em definir a probabilidade para que dado neurônio seja ignorado durante aquela etapa de treinamento. Ao desativar um nó e todas as suas ligações, o sistema é forçado a se readaptar a uma nova configuração para o prosseguimento da aprendizagem. A técnica foi proposta inicialmente em [23]. Na figura 7 é possível visualizar graficamente o efeito que se espera alcançar com essa técnica.

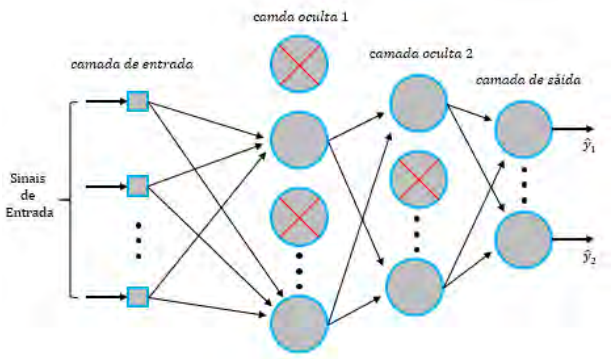


Figura 7. Dropout. (O Autor, 2019)

4.5 Adam

Adam é um método de otimização adaptativa, baseado em gradiente estocástico de primeira ordem. Foi proposto inicialmente em [24] e os autores o classificam como uma combinação das vantagens do AdaGrad [25] e RMSProp, agregando qualidades como trabalhar bem com o problema de gradientes dispersos, bem como manter uma taxa de aprendizado que se adapta baseada na média dos gradientes anteriores.

O primeiro e segundo momento estimado é definido por (9) e (10). Por recomendação dos autores, assume-se que as taxas de decaimentos β_1 e β_2 serão 0.9 e 0.999, respectivamente. Enquanto que $\epsilon = 10^{-8}$ [24].

$$m_t = \beta_1 m_{t-1} + (1 - \beta_1)\nabla\mathcal{E}_t(W_{t-1}) \tag{9}$$

$$v_t = \beta_2 v_{t-1} + (1 - \beta_2)\nabla\mathcal{E}_t(W_{t-1}) \tag{10}$$

Em (11) e (12) têm-se o equacionamento para o primeiro e segundo momento com a correção do *bias*, esse procedimento visa basicamente remover a tendência, uma vez que o algoritmo faz uso de média móvel para o primeiro e segundo momento. Portanto, uma estimação inicial deve ser aplicada, que obviamente causaria um efeito tendencioso nas próximas estimações. A demonstração e motivação completa para utilizar a correção do *bias* na otimização podem ser encontradas no artigo original em [24].

$$\hat{m}_t = \frac{m_t}{1 - (\beta_1)^2} \tag{11}$$

$$\hat{v}_t = \frac{v_t}{1 - (\beta_2)^2} \tag{12}$$

Então, a atualização dos pesos é aplicada de acordo com (13).

$$W_t = W_{t-1} - \eta\frac{\hat{m}_t}{\sqrt{\hat{v}_t + \epsilon}} \tag{13}$$

5 Treinamento do Modelo

É possível modelar uma única rede neural para que sozinha seja responsável pela previsão de todo o período, porém o tempo de treinamento seria completamente inviável para um computador pessoal de uso comum, mesmo que os cálculos fossem realizados na GPU, como no caso deste projeto. Para contornar esse problema sem perder a qualidade de previsão, é proposta a arquitetura exibida na figura 8.

Nessa disposição das redes, os dados de entrada de previsão climática são inseridos junto com as informações dos dois últimos dias – incluindo a geração do período – e assim se obtém a previsão para o dia seguinte. Com esse modelo treinado dessa forma, sua resposta é utilizada como entrada para o modelo que irá prever dois dias adiante, assim o treinamento da RNA D+2 conseguirá se adaptar ao erro das previsões da RNA D+1. O mesmo vale para a RNA D+3.

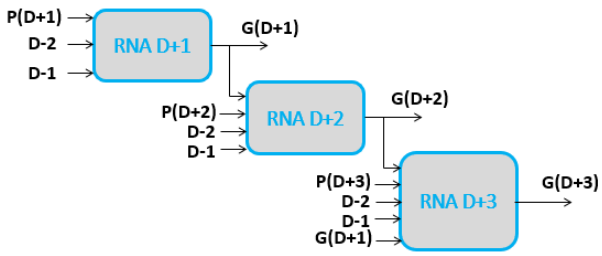


Figura 8. Arquitetura proposta. P(x): Previsão climática; G(x): Geração prevista pelo modelo. (O Autor, 2019)

As entradas $D - x$ são vetores que possuem as medições de velocidade e direção do vento, umidade, temperatura, pressão atmosférica e potência gerada de x dias anteriores ao dia atual. Já as entradas $P(D + x)$ são as previsões climáticas para o dia em questão e contemplam as mesmas informações anteriormente mencionadas, com exceção da potência gerada.

Os parâmetros escolhidos para o algoritmo TPE otimizar foram: o número de camadas ocultas com seus respectivos valores de *dropout* e quantidade de neurônios, além do *batch size*, *learning rate* e *decay*. Enquanto que o número de épocas foi definido pelo algoritmo de *early stopping*.

Durante o processo de aprendizagem se faz necessário que o *dataset* de treinamento seja aleatoriamente embaralhado (*shuffled*) após cada epóca [8]. Ao adotar essa prática, é garantido à RNA que a cada nova época uma sequência diferente da anterior será fornecida, dessa forma se reduz chance de ocorrer *overfitting*.

O treinamento foi realizado em um *laptop*, com processador Intel i5 7ª geração, 8GB de memória RAM e placa de vídeo NVIDIA GeForce 940MX. A configuração obtida para os modelos de previsão dos três dias está exibida na Tabela 1.

5.1 Validação Cruzada K-Fold

Para estimar o desempenho da rede neural em questão foi feito uso da técnica de Validação Cruzada K-Fold (*K-Fold Cross-Validation*). Este metódo divide o *dataset* em *K* partes e seleciona uma dessas partes para validação, enquanto que o restante será de treinamento. Dessa forma, é utilizado toda a base de dados disponível, tornando-se assim um metódo de estimação confiável, porém computacionalmente custoso.

O *dataset* foi dividido em cinco subconjuntos, conforme figura 9, assim 20% dos dados foram destinados para testes/validação e o restante para treinamento.

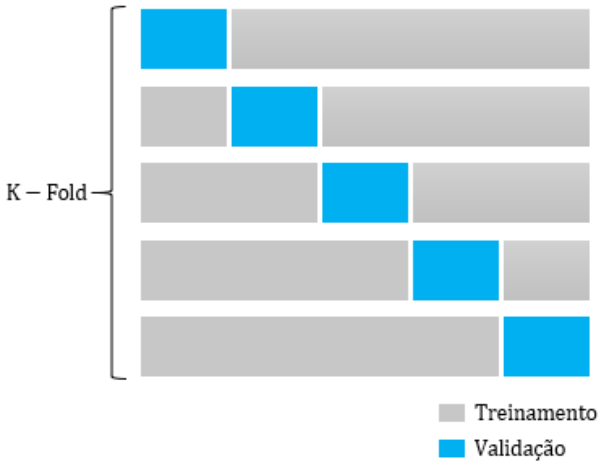


Figura 9. Validação Cruzada K-Fold. (O Autor, 2019)

6 Resultados

As três redes neurais desenvolvidas neste trabalho, embora sejam separadas, trabalham de forma conjunta e sequencial. Assim, é possível inserir na rede atual os erros gerados na RNA anterior e dessa forma ela se adapta à esse padrão.

O período compreendido entre 08/08/2017 e 13/12/2017 foi utilizado para simular a previsão do modelo e plotar suas respostas, intervalo este que representa uma fatia de 20% do *dataset*. Na figura 10 (a) encontra-se o comparativo entre as respostas esperadas e as previstas pela RNA D+1, de onde verifica-se a precisão que este modelo conseguiu alcançar.

Tabela 1
Hiperparâmetros dos modelos para os três dias.

	Modelo		
Descrição	(RNA D+1)	(RNA D+2)	(RNA D+3)
Camadas Ocultas	1	1	2
Número de Entradas	104	140	176
Neurônios Camada Oculta 1	256	512	256
Neurônios Camada Oculta 2	-	-	512
Número de Saída	4	4	4
Dropout Camada Oculta 1	0.1	0.3	0.1
Dropout Camada Oculta 2	-	-	0.6
Batch Size	32	32	64
Learning Rate	0.014728	0.0194711	0.0190447
Decay	0.0014306	0.0103582	0.0005657
Épocas	69	72	81
Ativação Camadas Internas	ReLU	ReLU	ReLU
Ativação Camada de Saída	Sigmoid	Sigmoid	Sigmoid
Tempo de treinamento (aprox.)	4h	4h	4h30min

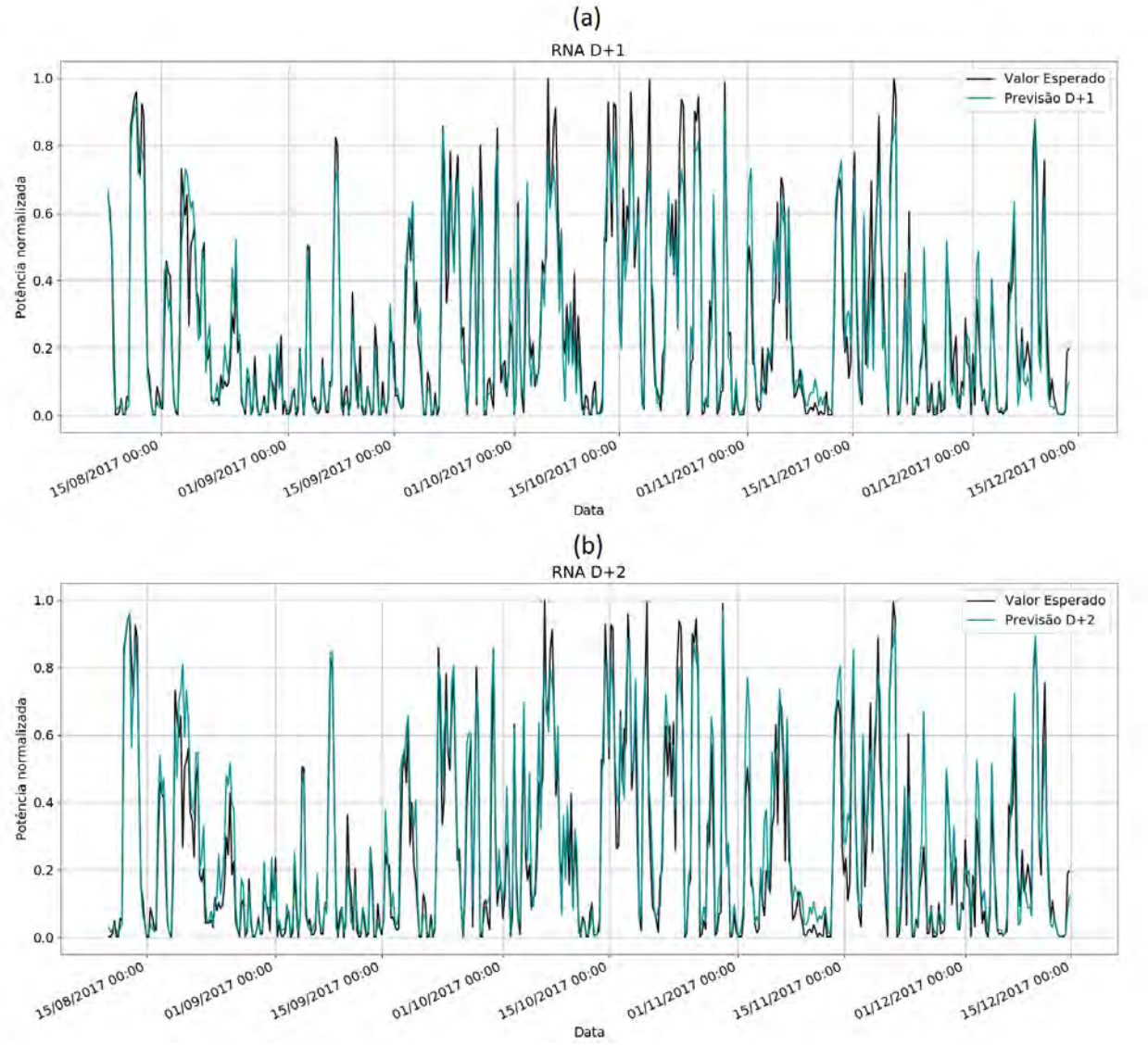


Figura 10. (a) Previsões da RNA D+1; (b) Previsões da RNA D+2. (O Autor, 2019)

Para o segundo dia, ou seja, considerando a previsão dois dias adiante do dia atual que há medições reais de geração, manteve-se uma previsão muito similar à RNA D+1.

De modo geral, alguns pontos simulados tiveram respostas significativamente diferentes das reais e, ainda assim nesses casos, a previsão acompanhou a tendência esperada.

No terceiro dia de previsão, situado na figura 11, esperava-se piores resultados, devido ao fato de que a rede foi treinada com apenas dois dias de medições reais registradas três dias anteriores da data de previsão e mais os dois dias seguintes de gerações simuladas pelos outros modelos. Entretanto, as respostas fornecidas pela RNA D+3 foram satisfatórias, com uma leve elevações nos erros em relação as duas primeiras, tais resultados se devem muito à qualidade que as redes que a antecedem atingiram.

Além de avaliar visualmente os resultados que as redes simularam, é válido também fazer uso de métricas para obter valores númericos da solução. A função de custo selecionada é a MSE, apresentada na seção 3.1. Dessa forma, na tabela 2 estão expostas as métricas de validação dos três modelos considerando a média e desvio padrão dos valores obtidos nos cinco subconjuntos da validação cruzada K-Fold.

Tabela 2
Resultados com K = 5

	RNA D+1		RNA D+2		RNA D+3	
Descrição	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
Training MSE	0.008677	0.002316	0.007042	0.000861	0.010784	0.0031454
Validation MSE	0.010484	0.003979	0.009684	0.002725	0.0150446	0.0071652

Embora a quantidade de dados seja pequena (apenas dois anos), as RNAs se mostraram bastante eficazes para a atividade proposta. Trabalhar com mais dados possibilitaria aumentar o horizonte de previsão ou então diminuir seu *timestep* de acordo com a necessidade.

7 Conclusão

A natureza estocástica dos ventos, principal combustível da geração eólica, faz dela um dos métodos de produção de energia elétrica mais complexos de se obter uma expectativa de geração para os próximos dias. Sendo assim, muitas técnicas são propostas para realizar essa previsão, as com desempenho mais atrativos envolvem de alguma forma inteligência artificial em sua modelagem.

Este artigo propôs aplicar uma rede neural artificial para prever cada dia individualmente com um *timestep* de seis horas, sendo que estas são interligadas entre si, de forma a receber a previsão do dia anterior como entrada do dia atual e, assim ser capaz de acompanhar a tendência de geração.

As previsões obtidas foram comparadas com as medições reais do período equivalente e foi possível identificar que fazendo uso apenas de RNAs e algumas técnicas de aperfeiçoamento, obteve-se resultados satisfatórios e com margens de ampliação para previsões mais longas.

Em trabalhos futuros, sugere-se a aplicação de Redes Neurais Recorrentes (do inglês *Recurrent Neural Network* ou RNN) para prever as variáveis climáticas que são utilizadas na RNA que realiza a previsão de geração, dessa forma o sistema se tornaria mais robusto ao deixá-lo independente de previsões climáticas fornecidas por terceiros. E ainda, desenvolver uma rede neural para cada aerogerador individualmente, fazendo uso de suas variáveis de funcionamento, tal estudo possibilitaria uma integração maior com questões de operação e manutenção dos parques.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer a EDP Renováveis por disponibilizar os dados de um de seus parques eólicos.

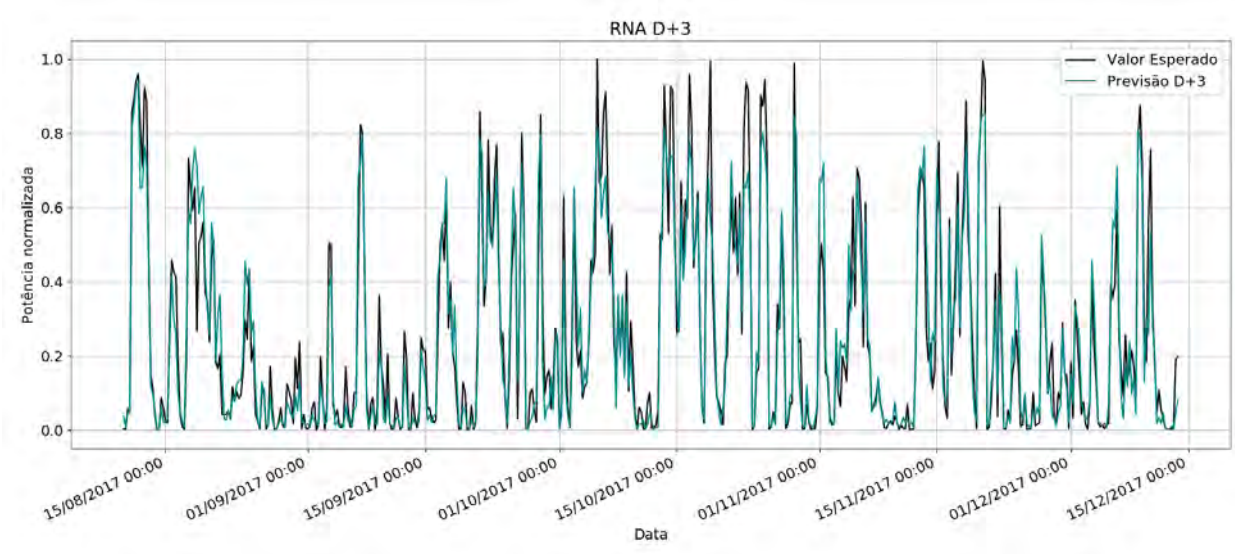


Figura 11. Previsões da RNA D+3. (O Autor, 2019)

REFERÊNCIAS

[1] E. Gannoum, "Desafios no acesso e conexão dos geradores eólicos e solares," workshop apresentado no Inova Transmissão: acesso e conexão (ANEEL) em 9 de maio de 2019, http://www.aneel.gov.br/documents/656877/18606609/02+-+2019.05.09+-+ABEE%C3%B3lica+-+Inova+Transmiss%C3%A3o+ANEEL.pdf/f919b1ac-0c4c-feaf-bcdc-53c4be10eaab, Acesso em 13-09-2019.

[2] R. L. P. Gouvêa and P. A. Silva, "Desenvolvimento do setor eólico no brasil," *Revista do BNDES*, vol. 25, no. 49, pp. 81–118, Jun. 2018.

[3] Y.-K. Wu and J.-S. Hong, "A literature review of wind forecasting technology in the world," in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*. IEEE, 2007, pp. 504–509.

[4] J. Varanasi and M. Tripathi, "Artificial neural network based wind speed & power forecasting in us wind energy farms," in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*. IEEE, 2016, pp. 1–6.

[5] H. Masrur, M. Nimol, M. Faisal, and S. M. G. Mostafa, "Short term wind speed forecasting using artificial neural network: A case study," in *2016 International Conference on Innovations in Science, Engineering and Technology (ICISET)*. IEEE, 2016, pp. 1–5.

[6] I. Goodfellow, Y. Bengio, and A. Courville, *Deep Learning*. The MIT Press, 2016.

[7] K.-U. Sattler and E. Schallehn, "A data preparation framework based on a multidatabase language," in *Proceedings 2001 International Database Engineering and Applications Symposium*. IEEE, 2001, pp. 219–228.

[8] S. S. Haykin, *Neural networks and learning machines*, 3rd ed. Upper Saddle River, NJ: Pearson Education, 2009.

[9] A. d. P. Braga, T. B. Ludermir, and A. C. P. d. L. F. Carvalho, *Redes neurais artificiais: teoria e aplicações*. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2000.

[10] A. S. Walia, "Activation functions and it's types-which is better?" 2017, https://towardsdatascience.com/activation-functions-and-its-types-which-is-better-a9a5310cc8f, Acesso em 23-09-2019.

[11] J. Gu, Z. Wang, J. Kuen, L. Ma, A. Shahroudy, B. Shuai, T. Liu, X. Wang, G. Wang, J. Cai *et al.*, "Recent advances in convolutional neural networks," *Pattern Recognition*, vol. 77, pp. 354–377, 2018.

[12] C. Nwankpa, W. Ijomah, A. Gachagan, and S. Marshall, "Activation functions: Comparison of trends in practice and research for deep learning," *arXiv preprint arXiv:1811.03378*, 2018.

[13] K. Shen, "Effect of batch size on training dynamics," 2018, https://medium.com/mini-distill/effect-of-batch-size-on-training-dynamics-21c14f7a716e, Acesso em 04-10-2019.

[14] N. S. Keskar, D. Mudigere, J. Nocedal, M. Smelyanskiy, and P. T. P. Tang, "On large-batch training for deep learning: Generalization gap and sharp minima," *arXiv preprint arXiv:1609.04836*, 2016.

[15] F. Hutter, L. Kotthoff, and J. Vanschoren, "Automated machine learning-methods, systems, challenges," 2019.

[16] K. Eggensperger, M. Feurer, F. Hutter, J. Bergstra, J. Snoek, H. Hoos, and K. Leyton-Brown, "Towards an empirical foundation for assessing bayesian optimization of hyperparameters," in *NIPS workshop on Bayesian Optimization in Theory and Practice*, vol. 10, 2013, p. 3.

[17] J. S. Bergstra, R. Bardenet, Y. Bengio, and B. Kégl, "Algorithms for hyper-parameter optimization," in *Advances in neural information processing systems*, 2011, pp. 2546–2554.

[18] K. He, X. Zhang, S. Ren, and J. Sun, "Delving deep into rectifiers: Surpassing human-level performance on imagenet classification," in *Proceedings of the IEEE international conference on computer vision*, 2015, pp. 1026–1034.

[19] X. Glorot and Y. Bengio, "Understanding the difficulty of training deep feedforward neural networks," in *Proceedings of the thirteenth international conference on artificial intelligence and statistics*, 2010, pp. 249–256.

[20] Scikit-Learn, "Underfitting vs. overfitting," 2017, https://scikit-learn.org/stable/auto_examples/model_selection/plot_underfitting_overfitting.html, Acesso em 23-09-2019.

[21] L. Prechelt, "Early stopping-but when?" in *Neural Networks: Tricks of the trade*. Springer, 1998, pp. 55–69.

[22] TIBCO, "Test data and early stopping," statistica, 2017, https://documentation.statsoft.com/STATISTICAHelp.aspx?path=SANN/ImportedFromProceed/TestDataandEarlyStopping, Acesso em 23-10-2019.

[23] N. Srivastava, G. Hinton, A. Krizhevsky, I. Sutskever, and R. Salakhutdinov, "Dropout: a simple way to prevent neural networks from overfitting," *The journal of machine learning research*, vol. 15, no. 1, pp. 1929–1958, 2014.

[24] D. P. Kingma and J. Ba, "Adam: A method for stochastic optimization," *arXiv preprint arXiv:1412.6980*, 2014.

[25] J. Duchi, E. Hazan, and Y. Singer, "Adaptive subgradient methods for online learning and stochastic optimization," *Journal of Machine Learning Research*, vol. 12, no. Jul, pp. 2121–2159, 2011.

FUNDAÇÕES ELEVADAS PARA TORRES DE AEROGERADORES *ON SHORE*

Filipe Cassiano de Carvalho Bezerra, Thyago Borges Carvalho
Dois A Engenharia e Tecnologia Ltda
Avenida Deodoro da Fonseca, 479 - Petrópolis, Natal – RN, Brasil
filipe.cassiano@doisa.com, thyago.broges@doisa.com

Resumo: Diante do atual cenário brasileiro do setor eólico, no qual predominam as fundações convencionais compostas por um bloco circular em concreto armado moldado in loco, este trabalho apresenta duas alternativas para a área, implementadas no mercado nacional no ano de 2019: fundações convencionais elevadas, que proporcionam um ganho de altura de cubo (HH) de 3m, e fundações com braços pré-moldados, que proporcionam um ganho de altura de cubo (HH) de 6 m. Detalhamento dos aspectos construtivos dessas fundações são explanados, realizando também comparações qualitativas em relação à fundação convencional, expondo seus pontos positivos e negativos e os desafios que envolvem as implementações dessas novas tecnologias. Observa-se que além do ganho de altura, o que pode gerar um aumento de até 3% na geração de energia elétrica, ambas as fundações apresentam também redução do volume de escavação. As desvantagens, por outro lado, consistem em um consumo maior de concreto pela fundação convencional elevada e no incremento de etapas construtivas e de logística na execução da fundação com braços pré-moldados. Dessa forma, é necessário desenvolver uma avaliação individual de cada projeto para se conhecer o ganho real na execução dessas fundações.

Palavras-chave: Fundação convencional elevada, fundação com braços pré-moldados, altura de cubo

Abstract: Given the current scenario of Brazilian windy sector, which conventional foundations composed of a circular block made of reinforced concrete casted in place predominate, this paper introduces two alternatives models implemented in the national market in 2019: conventional raised foundations with 3 m of hub height gain and foundations with precast concrete braced with 6 m of hub height gain. Construction aspects of these foundations are explained, also making qualitative comparisons in relation to conventional foundation, exposing its positive and negative points and the challenges involved in implementing these new technologies. In addition to hub height gain, which can produce an increase of up to 3% in electrical energy generation, both foundations also present a reduction in excavation volume. The disadvantages, on the other hand, consist of a higher consumption of concrete by the conventional raised foundation and an increase of logistics and construction steps regarding to precast concrete braced foundation. Thus, it is necessary to develop an individual assessment for each project in order to evaluate the real gain about these foundations' execution.

Keywords: conventional raised foundation, precast braced foundation, hub height

1 INTRODUÇÃO

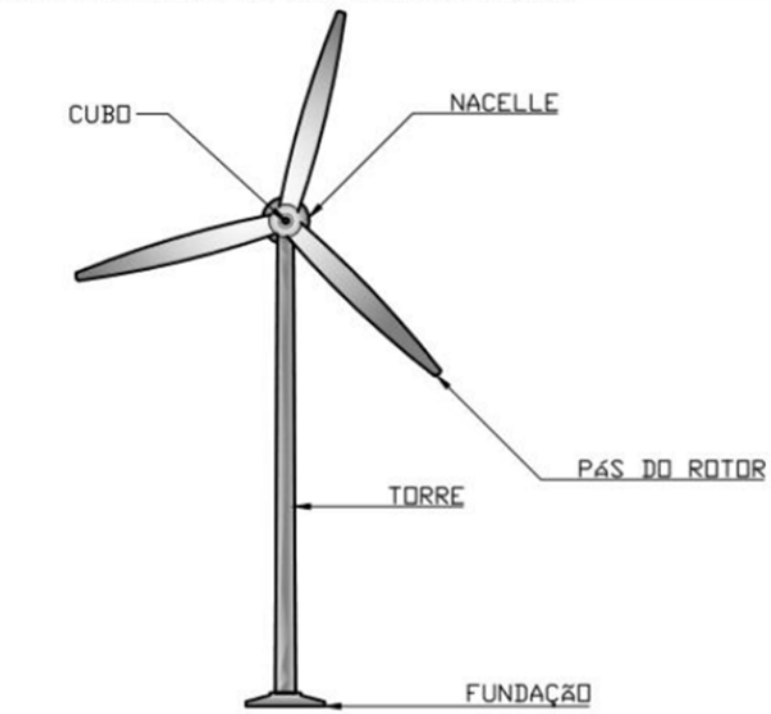
Nos últimos anos observou-se um crescimento exponencial na potência das turbinas eólicas, resultado da grande quantidade de horas que os fabricantes de aerogeradores têm empregado em pesquisa e desenvolvimento (P&D). Todos os principais componentes dos aerogeradores sofreram mudanças significativas ao longo dos anos, frutos das iniciativas de P&D. De acordo com Alvim Filho (2009) apud Ribeiro (2017), esses componentes são (Figura 1):

- Nacele: componente montado diretamente no topo da torre e abriga o sistema eletromecânico responsável pela geração elétrica.
- Pás: aerofólios que devido a seu perfil aerodinâmico e ao receber a incidência de vento geram uma força de sustentação que causa o movimento. Geralmente são fabricadas a partir de compósitos como a fibra de vidro e fibra de carbono.
- Cubo: componente fixado à nacele que tem a função de receber as pás formando o rotor que transforma a energia cinética de translação da massa de ar (vento) em energia cinética de rotação para o eixo.
- Torre: responsável por elevar a nacele e rotor à altura de cubo ou hub height (HH) e alojar diversos componentes em seu interior. Além disso, transmite todas as cargas para a fundação.
- Fundação: estrutura onde a base da torre se conecta e que tem a função de transmitir ar cargas provenientes da torre para o solo.

Os itens mais estudados são os componentes eletromecânicos e as pás. Contudo, observa-se que não somente esses são importantes para a geração elétrica e eficiência do aerogerador como um todo, pois as torres e fundações também têm papel fundamental nessa equação. Como o objeto de estudo desse artigo são as fundações, vamos nos ater ao desenvolvimento desses elementos no cenário brasileiro.

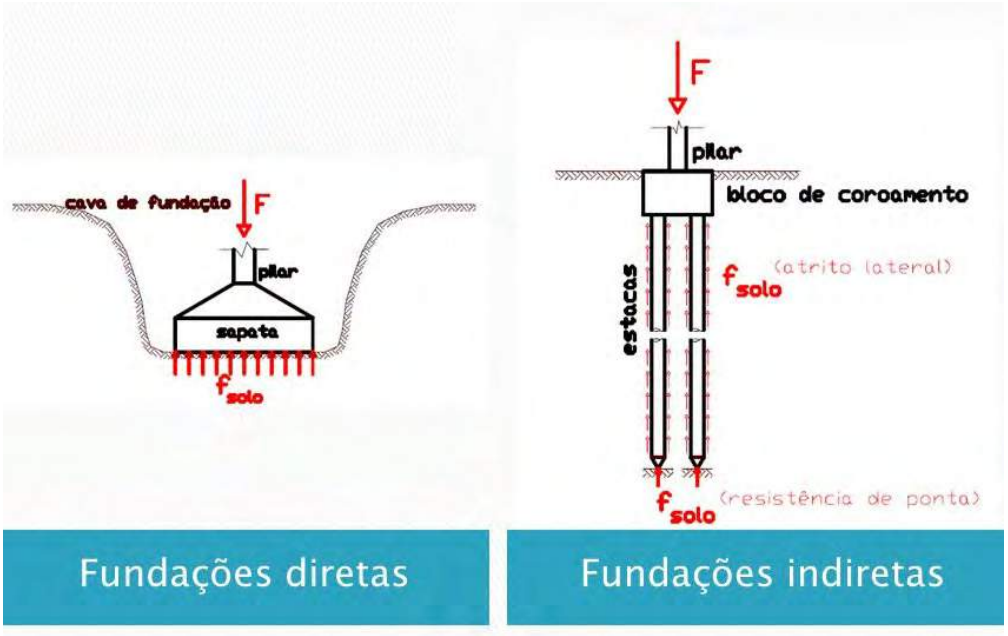
As fundações de aerogeradores normalmente são compostas por um bloco circular de grandes dimensões, em torno dos 20 metros de diâmetro, de concreto armado moldado no local ou constituído por peças pré-moldadas combinados a elementos moldados *in loco*. A forma de transmissão de carga ao solo pode ser direta, quando a superfície do bloco em contato com o solo transmite as tensões diretamente ao terreno, ou indireta, quando essas cargas são transmitidas ao solo por outros elementos, geralmente estacas (Figura 2).

Figura 1 – Componentes de um aerogerador



Fonte: Ribeiro (2017).

Figura 2 – Fundações diretas e indiretas



Fonte: Monteiro (2020).

De acordo com Milititsky (2019), alguns dos quesitos para a escolha do tipo de fundação são: magnitude das cargas, tipo de torre, condições do subsolo, disponibilidade e acesso para equipamentos, práticas construtivas locais, disponibilidade de materiais, requisitos dos fabricantes de aerogeradores e sustentabilidade.

Independentemente da forma de transmissão das cargas, podemos separar as fundações em dois grandes grupos: fundações convencionais, que são as moldadas *in loco,* geralmente concretadas em uma só etapa, e as fundações com elementos pré-moldados. Como o desenvolvimento das fundações, na maioria das vezes não fica a cargo dos fabricantes dos aerogeradores e sim de escritórios de engenharia, diferentes designes são encontrados para um mesmo aerogerador. Neste sentido, recentemente, tivemos duas inovações em território nacional: a primeira trata-se de uma fundação convencional elevada com ganho de HH de 3m e a segunda trata-se de uma fundação com elementos pré-moldados com ganho de HH de 6m.

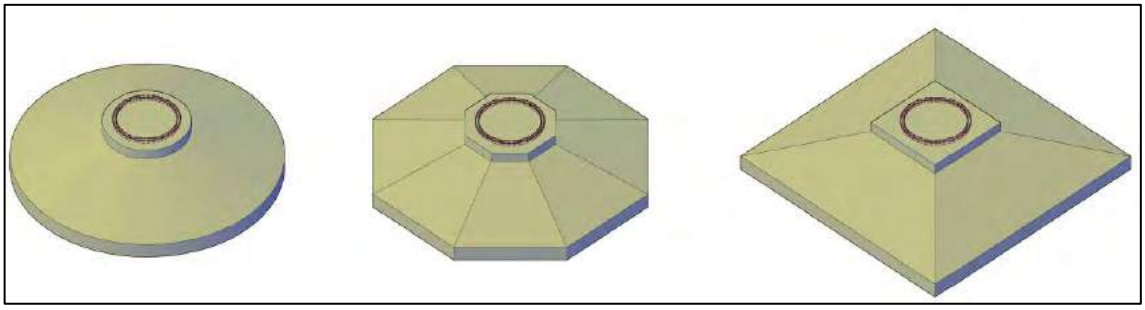
O objetivo do presente artigo é apresentar essas duas soluções de forma qualitativa, mostrando os pontos positivos e negativos e os desafios em relação às fundações convencionais, que atualmente é o benchmark no setor eólico brasileiro.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 Fundações convencionais

Fundações convencionais é a denominação utilizada comumente para identificar todos os tipos de fundação compostas por um bloco maciço de concreto armado moldado no local, independentemente da forma de transmissão das cargas ao terreno, que pode ser direta ou indireta. Dentro das fundações convencionais estão os blocos com base circular, octogonal, quadrada etc., conforme ilustra a imagem a seguir (Figura 3), sendo as circulares as mais comuns.

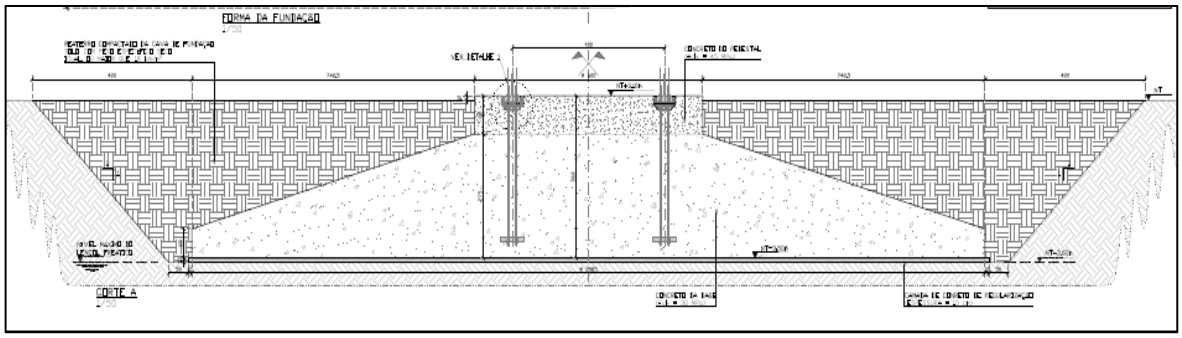
Figura 3 – Fundações Convencionais



Fonte: Elaborada pelos autores.

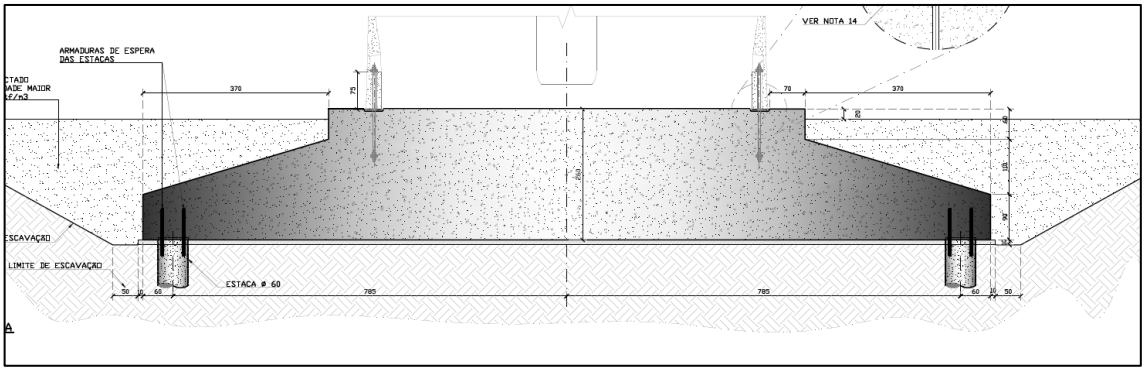
As figuras a seguir mostram tanto a situação da torre metálica apoiada em uma fundação direta (Figura 4), quanto a situação de uma torre de concreto apoiada em uma fundação indireta (Figura 5).

Figura 4 – Fundação convencional direta e para torre metálica



Fonte: Dois A Engenharia e Tecnologia Ltda. Acervo da empresa.

Figura 5 – Fundação convencional profunda e para torre de concreto



Fonte: Dois A Engenharia e Tecnologia Ltda. Acervo da empresa.

Outra característica que na grande maioria das vezes é observada nos projetos de geração eólica é que as fundações estão abaixo do nível do terreno adjacente, ficando apenas o seu topo, cerca de 5 a 30 cm, acima do terreno conforme apresentado nas duas imagens anteriores.

2.2 Fundação convencional elevada + 3 m HH

Apesar das fundações convencionais estarem consolidadas no mercado, principalmente devido a sua simplicidade quando comparado com outras soluções, existe uma busca constante dos escritórios de engenharia estrutural e construtoras por inovação e avanços no estado da arte dessa tecnologia. Recentemente, foi instalado o primeiro aerogerador acima

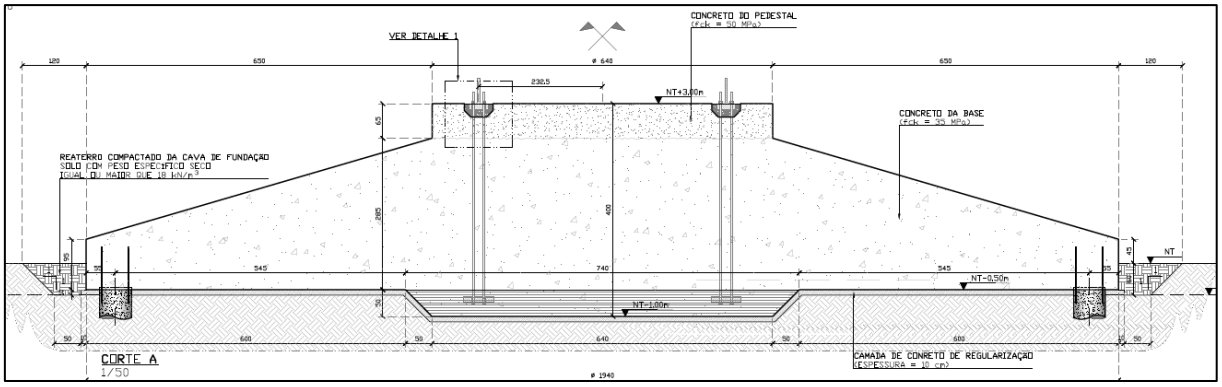
de 4.0 MW no Brasil, uma máquina de potência nominal de 4.2 MW, 120 m de altura de hub na sua configuração original e torre de aço.

O projeto localiza-se no município de Serra do Mel/RN e conta com mais 64 aerogeradores do mesmo modelo (Figura 6). Além de ser à época o aerogerador mais potente instalado no Brasil, ele foi montado sobre uma fundação convencional com ganho de altura de hub de 3,0 m, elevando a sua HH para 123 m, a primeira desse tipo que se tem conhecimento no país. Todas as 65 máquinas foram montadas sobre fundações iguais, compostas por um bloco circular de concreto armado sobre estacas hélice contínua, assente 0,50 m abaixo do nível da plataforma de montagem e com seu topo ficando 3,0 m acima desse mesmo nível (Figura 7). A Dois A Engenharia foi contratada no modelo de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) que desenvolveu o projeto estrutural em parceria com o escritório de projetos George Maranhão Engenharia e Consultoria Estrutural e o projeto geotécnico com o escritório de projetos Milititsky Consultoria Geotécnica - Engenheiros Associados SS LTDA.

Figura 6 – Fundação do PE Serra do Mel

Fonte: Dois A Engenharia e Tecnologia Ltda. Acervo da empresa.

Figura 7 - Fundação convencional profunda e para torre de concreto



Fonte: Dois A Engenharia e Tecnologia Ltda. Acervo da empresa.

2.2.1 *Prós*

Sem dúvida, a grande vantagem dessa fundação é o ganho de altura de hub, que dependendo da região aonde se encontra a torre se pode chegar a uma ganho de até 3% na produção de energia, é preciso considerar algumas variáveis para determinar esse ganho . Outra vantagem clara é a redução nos volumes de escavação, que pode ser importante principalmente em regiões onde o topo rochoso está próximo a superfície. Por ter uma escavação bem mais rasa, praticamente não há riscos envolvendo a queda de taludes, tornando o trabalho na fundação mais seguro. Além disso, por não deixar de ser uma fundação convencional, toda a logística e atividades necessárias à execução são as mesmas aplicadas a uma fundação não elevada. Caso opte-se pela não execução do aterro em cima do bloco, ainda há um serviço a menos.

2.2.2 *Contras*

No caso das fundações diretas, devido ao fato dos blocos elevados serem assentes à uma profundidade menor (-0,50m para o presente projeto), exigem solos competentes em substratos mais rasos, o que pode aumentar a necessidade de substituição de solo caso não seja encontrado material com suporte suficiente na profundidade desejada. Já para fundações profundas, devido ao assentamento do bloco em cotas mais rasas, o comprimento da estaca pode ser um pouco maior, até 3 metros por estaca. Por ser uma fundação elevada, caso não se opte por aterrá-la, não haverá contribuição do peso do solo acima dela na estabilização do momento gerado aplicado pela torre, o que leva a um aumento do volume de concreto da ordem de 20%, porém sem aumento no peso de aço. Ainda neste caso, outra desvantagem, é a necessidade de uma

escada para acessar o nível +3m, onde localiza-se a porta de entrada da torre ou a escada que dá acesso à porta.

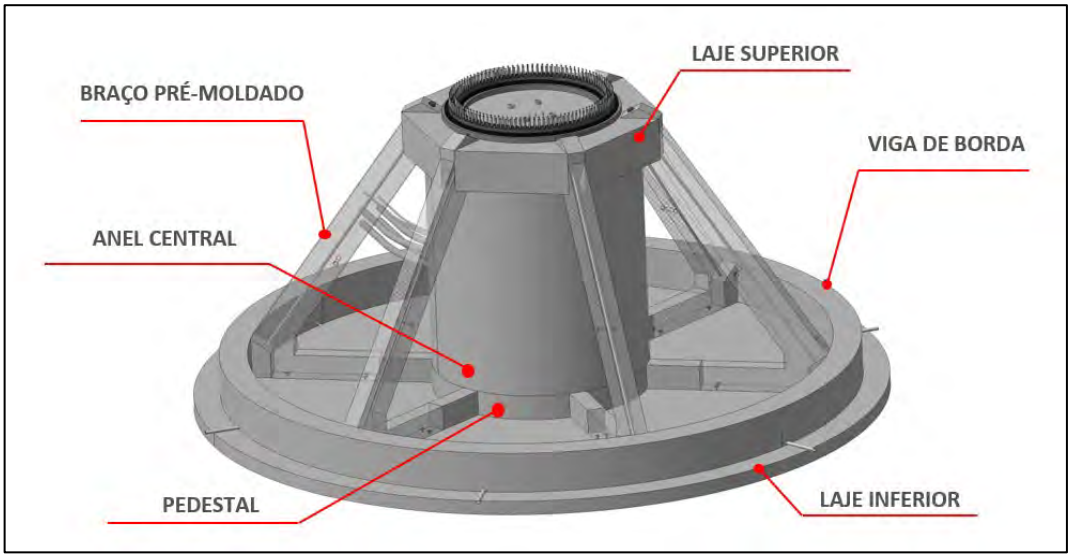
2.2.3 *Desafios*

Conforme já apresentado no item 2.2.1, a execução dessa fundação é muito similar à uma convencional não elevada, o que não traz grandes desafios para equipes experientes na execução de fundações para torres eólicas. O grande desafio é em relação ao maior volume de concreto para se compensar a falta do aterro, que quando somado ao aumento das cargas devido a aerogeradores cada vez maiores, gera volumes de concreto demasiadamente grandes que podem prolongar muito o tempo de concretagem, estendendo-o por mais de uma jornada de trabalho. Esse maior volume também gera a necessidade de um maior cuidado no controle e monitoramento da temperatura do concreto no momento da concretagem, para que os valores limites de temperatura durante a cura não sejam superados.

2.3 Fundações com braços pré-moldados +6 m HH

A fundação com braços pré-moldados, também conhecida por seu nome original do espanhol *Jabalcones*, é uma fundação composta por elementos pré-fabricados de concreto e elementos com concretos moldados no local. Como se pode observar na Figura 8 abaixo, a fundação é composta por uma laje inferior, viga de borda, braços pré-moldados em formato de "V", anel central e laje superior.

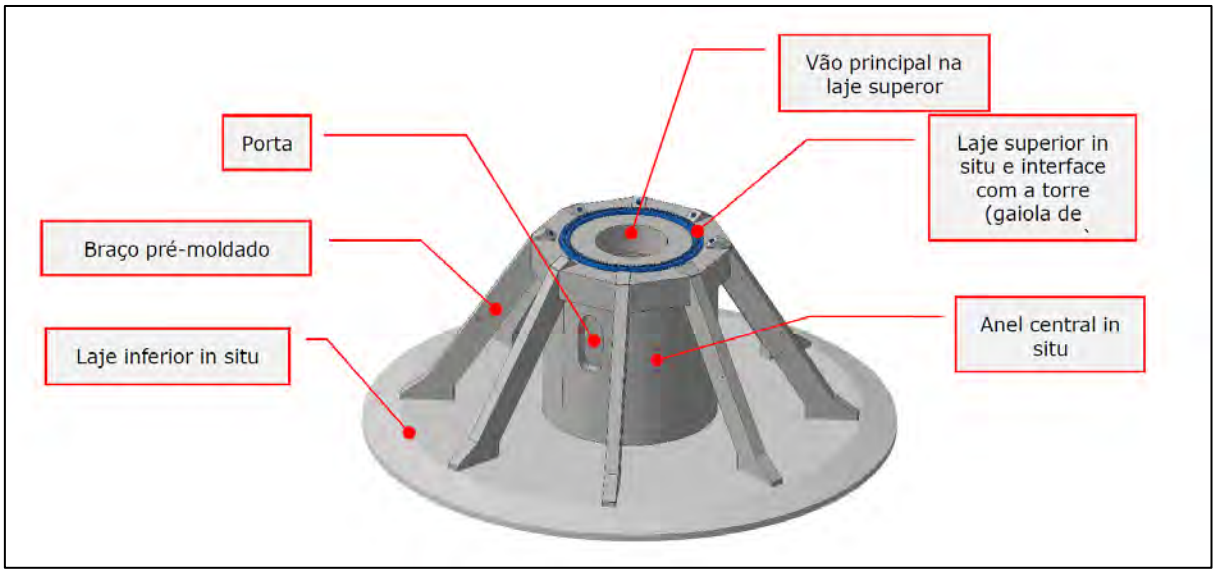
Figura 8 - Fundação com 6 braços pré-moldados sem porta +6m HH



Fonte: Esteyco Energia

A Figura 9 apresenta uma evolução do projeto dessa fundação, na qual foi otimizada a geometria dos braços pré-moldados que agora tem a forma de "I" além da eliminação da viga de bordo com o aumento da espessura da laje superior.

Figura 9 - Fundação com 8 braços pré-moldados com porta



Fonte: Esteyco Energia.

Em ambos os casos a quantidades de braços pré-moldados pode variar entre 6 ou 8 elementos e será definida de acordo com as cargas dos aerogeradores. Outro ponto importante é a possibilidade de incorporar a porta de entrada para a torre na fundação, ficando a mesma instalada no anel central.

Para esse artigo iremos descrever as atividades, os desafios, os prós e contras do modelo da fundação apresentado na Figura 8, pois foi esse o projeto executado pela primeira vez no Brasil. A fundação foi dimensionada para um aerogerador de 3,465 MW de potência nominal com 114m de altura do hub (HH) na sua configuração original e torre de aço.

Essa primeira fundação foi instalada em um parque localizado em Serra do Mel/RN, no total foram construídas 47 fundações com braços pré-moldados. A Dois A Engenharia também foi contratada no modelo de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) que desenvolveu os projetos executivos em parceria com o escritório de projetos Esteyco Energia (que possui também a patente dessa solução de fundação).

Por se tratar de um novo modelo de fundação, construído pela primeira vez no Brasil, iremos descrever no próximo tópico os elementos que compõem essa fundação, além dos desafios, prós e contras encontrados na execução desse projeto no Brasil.

2.3.1 *Descrição dos elementos da fundação e etapas construtivas*

2.3.1.1 Braços pré-moldados

Os braços pré-moldados são peças em forma de "V" de concreto armado (C45) no qual é previsto, além do concreto e aço, cordoalhas para a protensão, elementos embebidos para o içamento e apoios reguláveis para facilitar nivelamento vertical do elemento (Figura 10). Podem ser produzidos em uma fábrica ou no próprio local da obra.

Figura 10 - Armação do braço pré-moldado

Fonte: Dois A Engenharia e Tecnologia Ltda. Acervo da empresa.

No projeto em questão foram produzidas todas as peças na própria obra em um local amplo que permitia a estocagem dos elementos. Nessa etapa, é fundamental um rigoroso controle no processo de produção das peças, pois qualquer desvio da execução das peças poderá acarretar dificuldades no momento de posicionar cada peça na fundação, podendo gerar perda de produtividade.

De acordo com o avanço das atividades, cada elemento foi transportado para sua respectiva base e posicionado de acordo com o projeto, utilizando um guindaste de alta

capacidade. Para dar segurança na execução do posicionamento dos braços, usou-se cabos de aço ancorados no concreto magro. Após o posicionamento, a laje inferior é concretada, consolidando assim os braços.

A etapa de protensão foi realizada no final do processo construtivo da fundação, por um macaco hidráulico e com injeção de nata de cimento. Nessa etapa, temos a primeira diferenciação em relação as fundações do tipo convencional, pois além da necessidade de ter um espaço para a produção e estocagem dos elementos pré-moldados, fez-se necessário a utilização de diferentes guindastes para as etapas de movimentação das peças no local de produção e na verticalização das peças nas fundações. Esse processo demandou bastante estudo e planejamento para otimizar os recursos e garantir o prazo do projeto.

2.3.1.2 Laje inferior, viga de borda e pedestal

A laje inferior é de formato circular com diâmetro de aproximadamente 20 metros espessura de 40 cm (varia de acordo com as condições de cada projeto).

A viga de bordo faz parte da laje inferior e pode ser invertida, quando está abaixo da laje, ou não invertida quando está acima da laje. No nosso caso, foi definido uma viga superior com aproximadamente 18 metros de diâmetro, altura de 1,15m e 80 cm de espessura.

O pedestal é um elemento hexagonal que está entre a laje inferior e o anel central e possui um ponto de consolidação com os braços formando uma espécie de viga na laje.

Todos esses elementos são executados com concretos (C35) moldados no local, conforme é possível observar na Figura 11.

Figura 11 - Laje Inferior, viga de borda e pedestal concretados

Fonte: Dois A Engenharia e Tecnologia Ltda. Acervo da empresa.

Essa etapa é muito parecida com a execução da fundação convencional no que diz respeito as etapas de armação e concretagem, sendo a viga de bordo a etapa mais complexa.

2.3.1.3 Anel Central

O anel central é um cilindro com diâmetro e altura com aproximadamente 6m, sendo variável dependendo do projeto. As paredes têm uma espessura de 50cm sendo a parte interna preenchida com solo com densidade de aproximadamente de 12 kN/m3. Os eletrodutos são inseridos na fundação nessa etapa construtiva. Esse elemento também é executado com concreto (C35) moldado no local, porém é um concreto mais fluido e executado em uma única etapa.

Essa etapa começa a se diferenciar de uma fundação convencional, pois se faz necessário o uso de andaimes para poder realizar os serviços de armação ao longo dos 6 metros de altura, o que requer um rigoroso controle de segurança do trabalho por se tratar de um trabalho em altura (Figura 12).

Figura 12 - Colocação de forma no anel central

Fonte: Dois A Engenharia e Tecnologia Ltda. Acervo da empresa.

A Dois A Engenharia e Tecnologia Ltda. desenvolveu uma solução para permitir a pré-armação do anel central, facilitando a execução e diminuindo o risco de trabalhos em altura.

2.3.1.4 Laje Superior

A laje superior, elemento final da fundação, também é executada com concreto (C45) moldado no local. Possui um diâmetro de aproximadamente 6,60m e altura de 1,20m. Recebe a interface com a torre através do *anchor cage* e os cabos de protensão dos braços pré-moldados. A fundação finalizada pode ser observada na Figura 13.

Nessa etapa, foi necessário o uso de cimbramento para apoio à laje, pois a mesma ultrapassa as medidas do anel central, outro ponto que diferencia da fundação convencional.

Outro fator interessante nessa etapa é que o *anchor cage* tem um comprimento bem inferior ao *anchor cage* comumente utilizado na fundação convencional, quase a metade do tamanho, gerando uma economia na aquisição desse material.

Como já mencionado no item 2.3.1.1, é após a consolidação da laje superior com os braços pré-moldados que é realizado a protensão e injeção dos braços. Outra etapa que não é realizada nas fundações convencionais.

Figura 13 - Fundação com braços pré-moldados finalizada

Fonte: Dois A Engenharia e Tecnologia Ltda. Acervo da empresa.

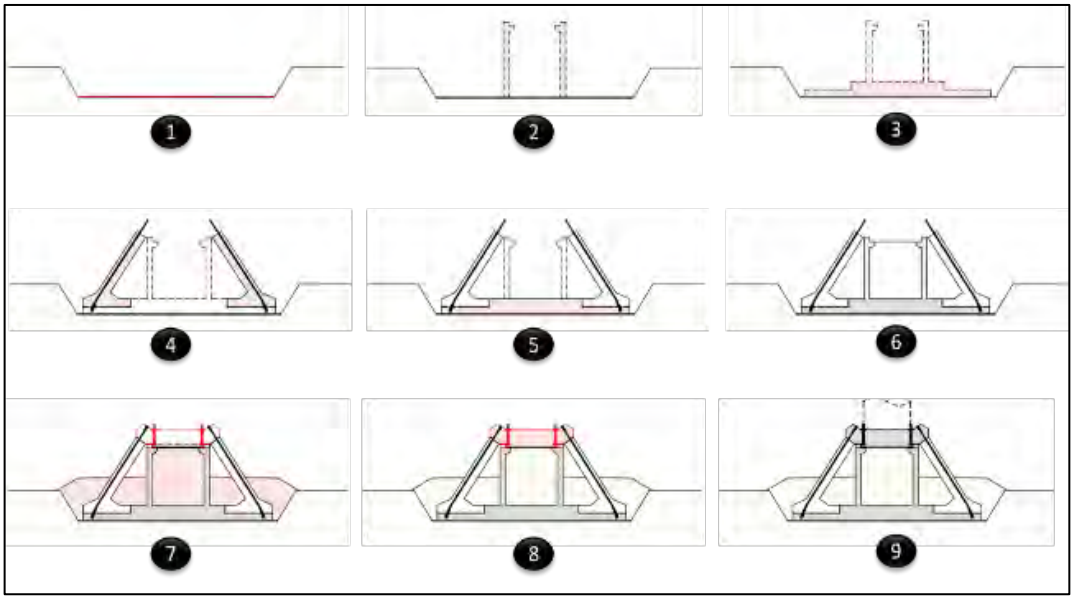
2.3.1.5 Etapas Construtivas

Após conhecer os elementos da fundação podemos indicar na Figura 14, de forma geral, a seguinte sequência construtiva:

0. Fabricação dos braços pré-moldados (Pode ocorrer antes do início ou em paralelo com a execução da fundação)
1. Escavação e Concreto Magro
2. Armação do Anel Central
3. Armação da Laje Inferior
4. Colocação dos Jabalcones
5. Concretagem da Laje Inferior
6. Concretagem do Anel Central
7. Aterro Externo e Interno, colocação do anchor cage e armação da laje superior
8. Concretagem da laje superior

9. Protensão dos cabos

Figura 14 – Sequência construtiva da fundação com braços pré-moldados



Fonte: Esteyco Energia

2.3.2 ***Prós***

Como na fundação convencional elevada, a maior vantagem está no ganho de altura de hub que pode gerar um ganho na produção de energia em até 3% dependendo da velocidade do vento da região e outras variáveis. Também possui a vantagem de diminuir a escavação, pois está aterrada com uma profundidade média de 2,40m que é inferior ao da fundação convencional equivalente, ou seja, para uma fundação convencional para as mesmas cargas de fundação. Os volumes de concreto e aço são inferiores, cerca de 30% e 15 % respectivamente de economia em comparação a uma fundação convencional equivalente. Esses valores podem ser maiores dependendo de cada caso.

Uma vantagem importante é a diminuição do tamanho do *anchor cage* que gera economia na aquisição desse material. Na execução, em alguns casos é possível começar as fundações sem ter o *anchor cage* no local, já que se precisará desse material somente após a execução do anel central.

Existe uma grande vantagem para o empreendedor, que é a possibilidade do uso da porta no anel central, reduzindo significativamente o custo da produção da torre.

2.3.3 ***Contras***

Primeiramente essa fundação possui mais etapas construtivas do que uma fundação convencional equivalente. Outros pontos importantes que merecem atenção na consideração dessa solução são: necessidade de treinamento da equipe e meios para trabalhos em altura; necessidade de guindastes de maior capacidade em algumas etapas construtivas; logística para produzir e transportar os elementos pré-moldados; concretagem em altura com necessidade de vibradores de parede nas formas.

A utilização dessa solução pode não ser vantajosa em parques muito pequenos (menos de 20 aerogeradores), devido à curva de aprendizagem do processo como um todo.

2.3.4 ***Desafios***

Como pioneiros na execução desse tipo de fundação no Brasil se teve algumas dificuldades naturais em executar algo novo até então. Primeiramente, existem mais sequências construtivas que na fundação convencional, o que nos obrigou a desenvolver um planejamento tático, que engloba desde a fabricação das primeiras peças pré-moldadas até o reaterro da fundação. Esse planejamento buscou a otimização das equipes nas diversas etapas construtivas. Encontrar a melhor sequência de execução foi um grande desafio.

Outro grande desafio foi a logística do projeto, pois foi incluído várias etapas não comuns ao processo de construção de uma fundação. Um ponto importante foi o uso dos guindastes, principalmente na verticalização e posicionamento das peças na base. Essa etapa tem uma precisão milimétrica e qualquer equívoco traz um retrabalho considerável ao processo construtivo. Para os andaimes e cimbramento se buscou uma solução que não fosse necessário fazer sua desmontagem, possibilitando o içamento de todo o conjunto.

A curva de aprendizagem para essa fundação ocorreu após a conclusão da 27ª fundação momento em que chegamos, em nossa avaliação, ao ponto ótimo do processo. Até então, foram realizadas várias soluções buscando essa otimização, através do trabalho constante e integrado das equipes de engenharia de campo, do escritório central e da Esteyco, o que consumiu várias horas desta equipe.

3 CONCLUSÃO

Sobre as fundações convencionais elevadas +3HH, observa-se um ganho significativo na produção energética (até 3%) e redução nos volumes de escavação. Caso se opte por não fazer o aterro, ainda há um serviço a menos, porém o volume de concreto aumenta na ordem de 20% e ainda há necessidade de uma escada para acessar o nível +3m.

Para as fundações com braços pré-moldados +6HH, também temos o ganho significativo na produção de energia de até 3% e redução de volumes de escavação, concreto e quantidade de aço. Porém, é uma fundação com mais etapas construtivas, com maior necessidade de logística e ainda possui trabalhos em altura.A escolha do melhor tipo de fundação para um projeto específico deve ficar a cargo do empreendedor, em função dos resultados que o ganho na geração de energia possa compensar o aumento no custo das fundações.

Qualitativamente, percebe-se que há geração de valor com essa solução, porém cada projeto tem que ser avaliado de acordo com os quesitos expostos por Milititsky (2019) para que se faça a correta escolha da solução de fundação.

REFERÊNCIAS

MILITITSKY, J. **Fundações de torres**: aerogeradores, linhas de transmissão e telecomunicações. 1ª edição. São Paulo: Oficina de Textos, 2019.

RIBEIRO, R. **Análise estática e dinâmica de diferentes geometrias de fundações superficiais de aerogeradores.** 2017. Monografia – Departamento de Engenharia Civil da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

MONTEIRO, R. Notas de Aulas: Fundações. **Blog Roberto Monteiro**. Maceió, 20 mar. 2016. Disponível em: http://monteiroeng.blogspot.com/p/notas-de-aula.html. Acesso em: 06 mar. 2020.

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS EOLIOELÉTRICAS NO CEARÁ PELOS INDICADORES ÁREA IMOBILIZADA E CUSTO NIVELADO DE ENERGIA

Jairon Isaias Leal*
Mônica Castelo Guimarães Albuquerque**

RESUMO

Este trabalho apresenta uma pesquisa que caracteriza e investiga o uso da terra e os custos para geração de eletricidade em Usinas Eolioelétricas (UEE) no estado do Ceará, assim como também propõe e avalia a hipótese de hibridização (inserção de módulos fotovoltaicos) em UEE como uma alternativa para ponderar a performance energética e econômica nesses empreendimentos. Em primeira análise, esta pesquisa levantou e agrupou dados da ocupação territorial e de índices econômicos de empreendimentos eolioelétricos no estado do Ceará a fim de calcular os indicadores Área Imobilizada (AI) e Custo Nivelado de Energia (LCOE, do inglês). Como resultado, estabeleceu-se os seguintes valores médios de AI e de LCOE: 768 m^2ano/MWh e R$ 187/MWh, respectivamente. Esses cálculos motivaram a investigação de um estudo de caso na usina Malhadinha 1 para simular a efetividade das usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. O estudo comparou dois cenários: o primeiro com hibridização a fim de suprir a potência complementar e o segundo com hibridização a fim de aproveitar uma máxima parcela de área ociosa entre os aerogeradores da usina. O resultado apresentou, para o primeiro cenário, um aprimoramento de 31% na produção anual média de eletricidade e de 23% no indicador AI, porém com um aumento de 54% no LCOE. O segundo cenário teve um aprimoramento de 132% na produção anual média de eletricidade e de 57% no indicador AI, porém apresentou um aumento considerável de 137% no indicador LCOE. Com esses resultados, interpretou-se que, pelos cenários e premissas adotados, a iniciativa de tornar um empreendimento puramente eolioelétrico em um híbrido (eólico-fotovoltaico) promoveria um aprimoramento na utilização do território para gerar eletricidade. Deve-se, contudo, ponderar as vantagens/desvantagens econômicas dessa possibilidade de hibridização a fim de utilizar estrategicamente os recursos eólico e solar no domínio territorial do empreendimento.

Palavras-chave: Área Imobilizada. Custo Nivelado de Energia. usinas híbridas eólico-fotovoltaicas.

ABSTRACT

This paper characterizes and investigates land-use and costs for electricity generation in Wind Power Plants (WPP) in the state of Ceará, as well as proposes and evaluates the hybridization assumption (insertion of photovoltaic modules) in WPP as an alternative to consider the energy and economic performance of these projects. Primarily, this research collected and grouped data on territorial occupation and economic indicators of WPP of the Ceará to

* **Jairon Isaias Leal** – jaironil@yahoo.com.br – Engenheiro de Energia graduado pela UFC e com experiência profissional em projetos solar fotovoltaicos. Atualmente está cursando Especialização Técnica em Energia Eólica no SENAI/CTGÁS-RN.

** **Mônica Castelo Guimarães Albuquerque** – monica.albuquerque@ufc.br – Possui graduação em Engenharia Química pela UFC (2000), Mestrado em Engenharia Química pela UFC (2003) e Doutorado em Química pela Universidade Federal do Ceará (2008) tendo feito um ano na Universidade de Málaga na Espanha. Atualmente é Professor Associado do Departamento de Engenharia Mecânica da UFC.

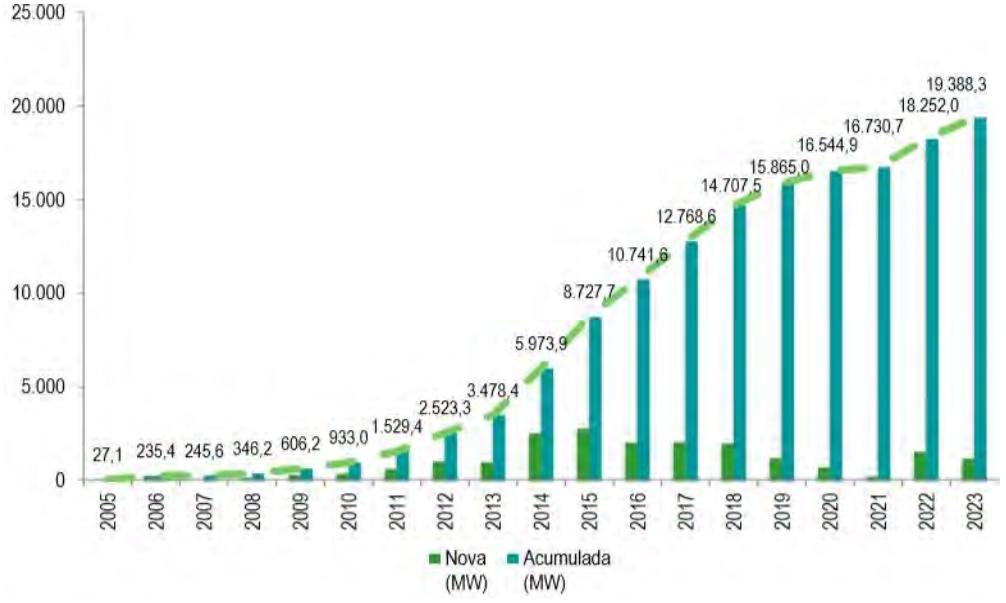
calculate the Immobilized Area (IA) and Levelized Energy Cost (LCOE) indicators. As a result, the following average values of AI and LCOE were established: 768 m^2year/MWh and R$ 187/MWh, respectively. These calculations motivated an investigation of a case study at the Malhadinha 1 plant to simulate the effectiveness of Hybrid Wind-PV Power Plants. The study compared two scenarios: the first one with hybridization to supply the complementary power and the second one with hybridization to take advantage of a maximum portion of the idle area into the plant. The result showed, for the first scenario, an improvement of 31% in the average annual electricity production and of 23% in the AI indicator, but with an increase of 54% in the LCOE. The second scenario had an improvement of 132% in the average annual electricity production and 57% in the AI indicator, but showed a considerable increase of 137% in the LCOE. With these results, it was interpreted that, by the adopted scenarios and assumptions, the initiative of turning a purely wind power plant into a hybrid (wind-photovoltaic) would promote an improvement in the land-use to generate electricity. However, the economic advantages/disadvantages of this possibility of hybridization, whether due to technical or regulatory aspects, should be considered to strategically use the complementary between wind and solar resources in the territorial domain of the plant.

Keywords: Immobilized Area. Levelized Energy Cost. Hybrid Wind-PV Power Plants.

1 INTRODUÇÃO

Desde 2002, quando foi impulsionada pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), a geração eolioelétrica vem sendo gradativamente integrada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e ganha notoriedade no mercado nacional de energia elétrica. Segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) (2019a), em maio de 2019 registrou-se 15,9 GW em capacidade instalada, o que representa 9% de participação dessa fonte na matriz energética brasileira. Entre os anos 2005 e 2019, essa participação foi ampliada em mais de 50.000% – de 27,1 MW em 2005 para 15,9 GW em 2019 (BIG, 2019a; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2019). Tal crescimento é ilustrado pelo Gráfico 1.

Gráfico 1 – Evolução da capacidade instalada da fonte eólica no Brasil, fevereiro de 2019



Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica (2019).

1.1 Panorama da geração eolioelétrica no Ceará

Em relação à capacidade instalada registrada em maio de 2019, o Ceará ocupa a terceira colocação (2055,0 MW) no âmbito nacional, atrás do Rio Grande do Norte (4053,6 MW) e da Bahia (3927,5MW) (BIG, 2019a). No âmbito estadual, segundo dados de maio de 2019 do BIG (2019b), a energia eolioelétrica ocupa a segunda posição em capacidade instalada com 2055,0 MW – 46% de participação –, ficando atrás apenas da energia termelétrica com 2159 MW – 49% de participação. Esses dados demonstram a importante representatividade que a fonte eólica tem na matriz energética do Ceará. Nesse contexto, Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2016) destaca que, quando Usinas Eolioelétricas destinam-se ao atendimento da demanda elétrica instantânea, há um desafio relacionado à infraestrutura de conexão à rede básica pelo fato das UEE estarem situadas usualmente distantes dos centros de consumo. Além disso, a relação eletricidade gerada (W) / área ocupada (m^2) é relativamente pequena (baixa densidade energética), o que representa às instalações de transmissão do SIN um custo elevado em relação ao custo total do empreendimento.

1.2 Análise do uso da terra em UEE a partir do indicador Área Imobilizada (AI)

Segundo Denholm *et al.* (2009), uma problemática relevante, que sucede nesse contexto de inserção da fonte eólica em larga escala, é o uso potencialmente significativo da terra justificado pela baixa densidade energética de empreendimentos eolioelétricos. Em Moreira *et al.* (2015), apresenta-se um relevante indicador que permite a quantificação e análise do impacto sobre o uso da terra a partir da área ocupada por diferentes tecnologias para a geração de eletricidade: Área Imobilizada (AI). Destaca-se que o valor médio mundial de 1.129 m^2ano/MWh para geração eolioelétrica será utilizado nesta pesquisa como parâmetro para a investigação dessa temática.

Perante essa perspectiva e considerando que em breve a área requerida pelas UEE poderá ser um dos fatores limitantes para o desenvolvimento de projetos eolioelétricos em terra, Leoni *et al.* (2016) apontam que empreendimentos de geração híbrida eólico-fotovoltaica poderiam atenuar impactos ao meio ambiente por reduzir o valor de área e vegetação a ser suprimida e, como consequência natural, podem ser uma alternativa meritória frente à problemática do uso territorial e também à sistemática da geração de fontes intermitentes.

Nesse sentido, o aproveitamento das áreas ociosas das UEE para implantação de módulos fotovoltaicos (FV) – dado que os aerogeradores e a infraestrutura circundante ocupam apenas uma pequena parte da área total de uma instalação eólica (DENHOLM *et al.*, 2009) – cria parques com geração combinada para aproveitar toda estrutura de conexões, subestações e transmissão (SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS, 2017).

1.3 Análise econômica em UEE a partir do indicador custo nivelado de energia (LCOE)

No que tange aos aspectos econômicos, o Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) (2015) salienta que a principal barreira inerente às UEE diz respeito ao seu regime operacional intermitente e à dificuldade de acumulação na produção. Nessa perspectiva, apresenta-se o Custo Nivelado de Energia (do inglês, *Levelized Cost of Energy* – LCOE) que, segundo Bosch (2018), é uma métrica comumente utilizada do custo (simplificado) para geração de eletricidade usando uma tecnologia de geração específica. Bosch (2018)

acrescenta que um preço médio da eletricidade vendida pela usina acima do LCOE pode render um retorno sobre o capital empregado durante a construção, enquanto um preço abaixo do LCOE poderia resultar em uma perda.

O cálculo do LCOE pode ser feito pela Equação 1, que possibilita a comparação de tecnologias (adaptada de OTEO, 2014; Fraunhofer ISE, 2018):

$$LCOE = \frac{(I_0 * FAN_t) + O\&M + D + C + Comb}{E} \quad (1)$$

Onde: I_0 é o investimento inicial (R$), FAN_t é o fator de anuidade no período de operação (%), O&M são custos com operação e manutenção (R$), D é o custo com descomissionamento (R$), C é o custo pela emissão de carbono Comb é o custo com combustível (R$) e E é a eletricidade produzida (MWh). O FAN_t é calculado pela Equação 2 (Fraunhofer ISE, 2018):

$$FAN_t = \frac{i * (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \quad (2)$$

Onde: i é a taxa de desconto anual (%) e t é o período de operação da usina de geração (anos). No caso das energias renováveis, contudo, os custos de combustível e de carbono não são contabilizados (OBSERVATÓRIO TECNOLÓGICO PARA AS ENERGIAS OFFSHORE, 2014).

Em Lazard Co (2018), é apresentado um valor médio mundial de $ 43/MWh (em reais, R$ 157/MWh) para geração eolioelétrica que será usado neste trabalho como parâmetro para a investigação dessa temática. Considerando, dessa forma, o LCOE uma boa métrica econômica de tecnologias de geração de eletricidade, QVARTZ (2014) acrescenta que os híbridos teriam um CAPEX inicial mais alto, mas a disponibilidade aumentada do sistema aumentaria a receita. Dessa forma, justifica-se uma avaliação sobre a possível efetividade da hibridização – processo em que se associa uma fonte energética a outra já em operação – com o intuito de melhorar o aproveitamento desse espaço terrtorial disponível para uma geração de eletricidade combinada.

2 USINAS HÍBRIDAS

Mediante a conjuntura apresentada, diversos agentes setoriais estão debatendo no Brasil sobre a viabilidade de agragar maior capacidade de geração a partir da produção de energia elétrica com usinas que utilizem mais de uma fonte primária, chamadas de usinas híbridas (EPE, 2017). Segundo Blasques (2005), a principal vantagem associada às usinas híbridas é a possibilidade do aproveitamento conjunto e otimizado dos recursos locais disponíveis, o que pode elevar a qualidade e a confiabilidade do atendimento, com redução de custos do empreendimento gerador.

Nessa perspectiva, torna-se importante categorizar a definição de usina híbrida para fins de tratamentos técnicos e regulatórios. Assim, a EPE (2018b) apresentou as seguintes definições:

> **a) Usinas Adjacentes:** Basicamente são aquelas construídas próximas entre si, podendo inclusive utilizar o mesmo terreno e compartilhar instalações de interesse restrito. Do ponto de vista da conexão, cada usina deve contratar uma capacidade de uso da Rede Básica ou de Distribuição compatível com a sua potência instalada, conforme as regras vigentes. [...] do ponto de vista do sistema, tratam-se de duas usinas distintas, já que não há compartilhamento de equipamentos de geração.

> **b) Usinas Associadas:** Similares às adjacentes, porém com um nível maior de integração: duas (ou mais) usinas de fontes energéticas que, além de estarem próximas (podendo utilizar o mesmo terreno), compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição. [...] esse arranjo incluiria a contratação de uma capacidade de uso da rede menor do que a soma de suas potências individuais, o que traria alguma economia com tarifas de uso da rede.
> **c) Usinas Híbridas:** aquelas em que as fontes se combinem ainda no processo de produção de energia elétrica, não sendo possível sequer distinguir qual fonte primária foi responsável por que parte da geração de energia elétrica. [...] Nesse caso, não haveria o *curtailment*, pois a limitação já estaria na etapa anterior, de produção de energia elétrica.
> **d) Portfólios Comerciais:** A composição de portfólios comerciais de projetos de diferentes fontes se distingue das categorias anteriores por não envolver, necessariamente, qualquer proximidade física ou compartilhamento de equipamentos. Esse arranjo não afeta a contratação do uso da rede, que deve ser feito individualmente para cada usina. Sua natureza é apenas comercial-contratual, como forma de diversificação de ativos e redução de riscos por parte dos geradores, sobretudo no caso de usinas com geração complementar, independentemente de estarem próximas entre si.

A Tabela 1 sumariza a categorização das tipologias propostas juntamente com os respectivos aspectos operacionais.

Tabela 1 – Resumo da operacionalidade dos tipos de combinação entre fontes primárias para geração de eletricidade

	Usinas Adjacentes (a)	**Usinas Associadas (b)**	**Usinas Híbridas (c)**	**Portfólios Comerciais (d)**
Aumento do fator de capacidade	Não	Sim, ao considerar a geração conjunta.	Sim	Não
Redução da ociosidade do sistema de transmissão	Não	Sim	Sim	Não
Corte elétrico (*Curtailment*, do inglês)	Não	Sim, a capacidade do sistema de transformação/ conexão é menor que a somadas potências nominais	Não. Porém, há possibilidade de desotimização da fonte primária.	Não
Otimização de uso de terra e operação	Sim	Sim	Sim	Não, necessariamente

Fonte: EPE (2018a).

Por conseguinte, ao se observar pela Tabela 5 que as tipologias de Usinas Associadas (tipo B) e de Usinas Híbridas (tipo C) promovem uma melhora na operacionalidade do sistema gerador de eletricidade, espera-se que, para a hipotética hibridização de UEE em operação comercial, a performance energética/econômica e a confiabilidade da entrega de energia elétrica ao SIN sejam otimizadas.

A exceção fica por conta do tipo B apenas no quesito do corte elétrico, porém um projeto de engenharia criteriosamente elaborado pode evitar encargos e/ou desperdícios indesejados. Em detrimento dessa possibilidade, destaca-se os tipos B e C como potenciais

modelos para a hipótese de hibridização de UEE em operação no Ceará que será feita neste estudo.

3 METODOLOGIA PARA COLETA E AFERIÇÃO DE DADOS

A metodologia seguida nesta pesquisa foi dividida em duas etapas.

3.1 Síntese da AI e do LCOE das UEE do Ceará

Em um primeiro momento, a metodologia empregada nesta pesquisa contemplou o levantamento e agrupamento de dados disponíveis no portal do BIG disponibilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em que foram coletadas as seguintes informações: nome, potência nominal e localidade de UEE em operação comercial no Ceará. Em seguida, dados oficiais das áreas de ocupação dessas UEE foram obtidos, majoritariamente, a partir de consulta aos Relatórios de Impacto Ambiental presentes no acervo da biblioteca da Superintendência Estadual do Meio Ambiente e também a partir de documentos norteadores de órgãos públicos e de empresas privadas do setor.

A partir desses valores, os valores de Produção Anual média de Eletricidade (PAE) foram calculados conforme a Equação 3 (adaptada de CORREA e GUERRERO, 2015).

$$PAE = Pot_{pe} \times FC_{médio} \times 8760 \quad (3)$$

Onde: Pot_{pe} é a potência instalada e $FC_{médio}$ é o fator de capacidade médio (%) calculado a partir do Boletins Mensais de Geração Eólica publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico entre o período de janeiro de 2010 a janeiro de 2019. O valor de 8760 é a quantidade de horas anuais. Na sequência, os valores do indicador AI foram calculados pela Equação 4 (MOREIRA *et al.*, 2015).

$$AI = \frac{A_{pe} \times t}{PAE} \quad (4)$$

Em que A_{pe} é a área (m^2) de cada usina catalogada e t é o período de operação utilizado para essa análise (25 anos). Determinado os valores de AI, em um segundo momento coletou-se dados que embasaram a análise financeira a partir do LCOE como o investimento inicial, custo de descomissionamento, custo de operação e manutenção e a taxa de desconto anual.

3.2 Descrição do estudo de caso

Em um segundo momento, a metodologia empregada nesta pesquisa consistiu em uma investigação através de um estudo de caso com a finalidade de simular a performance energética (tendo o indicador AI como métrica) e econômica (tendo o LCOE como métrica) de uma hipotética hibridização da usina Malhadinha 1, que está localizada na Serra de Ibiapina no Ceará. A Tabela 2 apresentada em Leal (2019) resume as especificações técnicas da usina escolhida para o estudo de caso.

Tabela 2 – Especificações da usina Malhadinha 1

Parâmetros	Descrições
Potência contratada	12,8 $MW_{médio}$
Fator de Capacidade esperado	55,4%
Início de operação comercial	20/10/2016
Potência nominal por aerogerador	2,1 MW
Número de aerogeradores	11

Fonte: adaptada de Leal (2019).

Da Tabela 2, ressalta-se a informação de que, em valores médios, Malhadinha 1 não tem gerado a potência contratada. Além desse potencial de performance, essa usina foi escolhida pelos seguintes critérios: configuração espacial favorável (disposição dos aerogeradores e topografia) e, primordialmente, pela incidência favorável do recurso solar na região a qual a usina está instalada.

Com intuito de mensurar o efeito da hibridização sobre os indicadores AI e LCOE, avaliou-se dois cenários de geração de eletricidade a partir de dois fatores limitantes para a delimitação da potência nominal da Usina Solar Fotovoltaica (UFV) projetada. Tais fatores são descritos a seguir, assim como as características e as respectivas metodologias de cálculo da potência nominal, da PAE, da AI e do LCOE de cada cenário projetado.

3.2.1 Cenário 1

Neste cenário o fator limitante refere-se à potência nominal de Malhadinha 1 (Pot_{pe}), que é 23,1 MW, de modo que a hipotética UFV deste cenário tenha uma valor de potência nominal igual ao valor da diferença entre a Pot_{pe} e a potência média verificada. Por convenção, define-se essa diferença como potência complementar (Pot_{compl}) e seu cálculo foi determinado pela Equação 5 (adaptada de EPALANGA, 2013).

$$Pot_{n,c1} = Pot_{compl} = Pot_{pe} - (Pot_{pe} \times FC_{médio}) \quad (5)$$

Em que $Pot_{n,c1}$ é a potência nominal da UFV do cenário 1. Assim, a potência $Pot_{n,c1}$ equivale a aproximadamente 12 MW. Em seguida, a PAE deste cenário foi calculada pela Equação 6 (adaptada de CORREA e GUERRERO, 2015).

$$PAE_{c1} = \left[\left(Pot_{pe} \times FC_{médio}\right) + \left(Pot_{n,c1} \times FC_{e,FV}\right)\right] \times 8760 \quad (6)$$

Onde: PAE_{c1} é a produção anual média de eletricidade do cenário 1 (MWh) e $FC_{e,FV}$ é fator de capacidade estimado (%) para a UFV. Em posse do valor de PAE_{c1}, o valor de AI foi calculado pela Equação 4.

3.2.2 Cenário 2

O segundo fator limitante refere-se à área disponível para o arranjo fotovoltaico dentro do domínio territorial do empreendimento eolioelétrico avaliado. Essa premissa foi escolhida porque possibilita uma avaliação direta da otimização do uso da terra em face do aumento da eletricidade gerada. Para a estimativa da área ocupada pelos arranjos FV pressupostos foi utilizado o programa *SketchUp/Skelion*.

Neste cenário, a Usina Híbrida Eólico-Fotovoltaica (UHEFV) foi dimensionada a partir da consideração de que a UFV estaria distribuída apenas no espaço que é denominado, por convenção, de área ociosa da planta eolioelétrica. Os dados modificados no *SketchUp/Skelion* foram o ângulo de inclinação para 10°, conforme sugerido por Alves (2017), e o modelo do módulo para Canadian CS6K- 275 P. Os demais dados foram mantidos conforme o padrão predefinido do programa. Ao selecionar-se a região, foi possível calcular o número de módulos (N_{FV}) inseridos na área delimitada. Uma vez determinado esse número, foi possível calcular a potência em megawatts pico (MW_p) através da multiplicação simples de N_{FV} pela potência nominal mínima (PNM) de 275 W_p.

A UHEFV proposta deve ter a potência nominal em megawatts (MW) e, portanto, é igual à potência nominal do inversor ($Pot_{n,i}$) da UFV. O inversor é o elo de ligação entre os módulos e a rede elétrica e, segundo Macêdo (2006) e Dias (2006), a otimização de sistemas FV conectados à rede é obtida, no Brasil para as regiões Sul e Sedeste, a partir de índices de Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) inferiores a 0,9 e para regiões de baixa latitudes a partir de índices de FDI entre 0,9 e 1. Assim, estimou-se um FDI de 0,9 para dimensionar a potência em corrente alternada dos arranjos FV para o cenário 2 partir da Equação 7 (COSTA, 2010).

$$Pot_{n,i} = Pot_{n,c2} = Pot_{n,m} \times FDI \quad (7)$$

Em que $Pot_{n,i}$ é a potência nominal dos inversores (MW), $Pot_{n,c2}$ é a potência nominal da UFV do cenário 2, $Pot_{n,m}$ é a potência nominal dos módulos (MW_p) e FDI é o fator de dimensionamento do inversor estimado. Determinado o valor da $Pot_{n,c2}$, seguiu-se a mesma metodologia de cálculo para PAE e AI do cenário 1. Assim, a PAE deste cenário foi calculada pela Equação 8 (adaptada de CORREA e GUERRERO, 2015).

$$PAE_{c2} = \left[\left(Pot_{pe} \times FC_{médio}\right) + \left(Pot_{n,c2} \times FC_{e,FV}\right)\right] \times 8760 \quad (8)$$

Onde: PAE_{c2} é a produção anual média de eletricidade do cenário 2. Em posse do valor de PAE_{c2}, o valores de AI foram calculados pela Equação 4. Finalmente, foram calculados os valores do LCOE para os cenários propostos pela Equação 1 com base nos dados mostrados na Tabela 3 (LEAL, 2019).

Tabela 3 – Especificações técnicas da análise econômica

Parâmetros	**Unidades**	**Cenário 1**	**Cenário 2**
Potência Nominal	MW	35,1	74,6
Investimento Inicial	R$	133,73 milhões	414,55 milhões
Período de Operação	anos	25	25
Custos de Descomissionamento	R$	6,89 milhões	15,23 milhões
Custos em O&M	R$	2,50 milhões	3,13 milhões
Produção Anual Média de Eletricidade	MWh	127409	226019
Taxa de Desconto Anual	%	13,75	13,75

Fonte: Leal (2019).

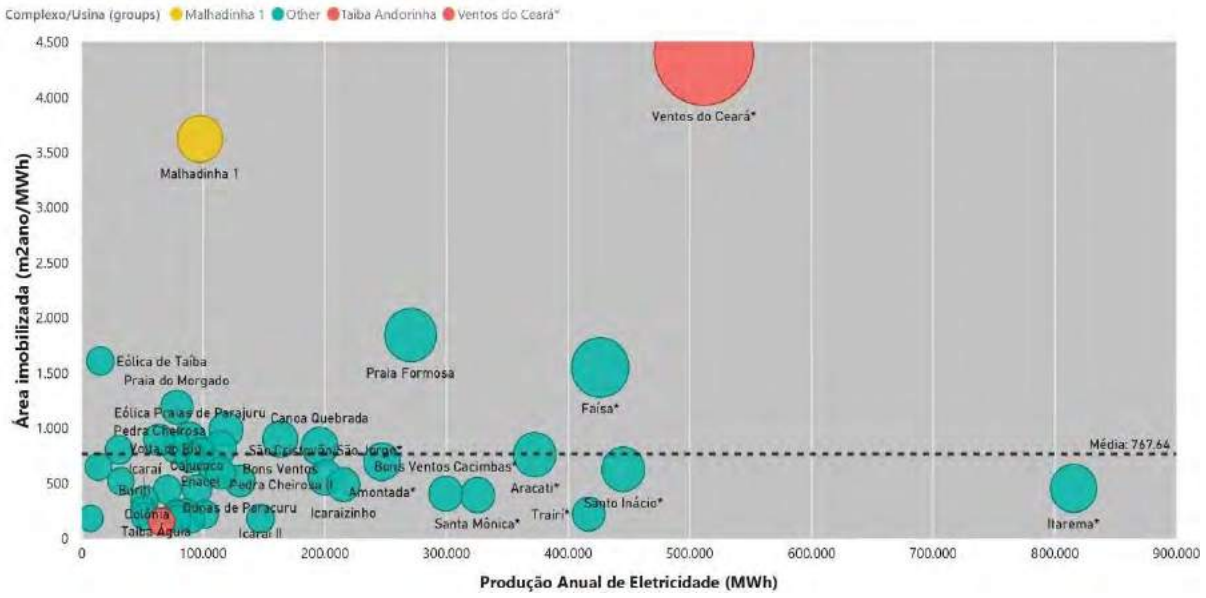
4 RESULTADOS E ANÁLISES

Esta seção apresentará os resultados obtidos e as respectivas análises realizadas nesta pesquisa.

4.1 Caracterização do uso da terra e dos custos da geração eolioelétrica no Ceará

Como um dos resultados desta pesquisa, foi sintetizado, primeiramente, o atual panorama de uso da terra por 80 das 81 UEE (99%) em operação no Ceará. A síntese, que consiste dos valores médios de AI para as UEE catalogadas, é apresentada na Gráfico 2.

Gráfico 2 – Síntese gráfica dos resultados para o indicador Área Imobilizada para usinas eolioelétricas do Ceará** – a dimensão do círculo retrata a área ocupada pela respectiva usina/agrupamento



Fonte: Elaborado pelo autor.
*Os nomes no gráfico acompanhados de asterisco são os agrupamentos com mais de uma usina.
**Exceto para a usina Lagoa do Mato.

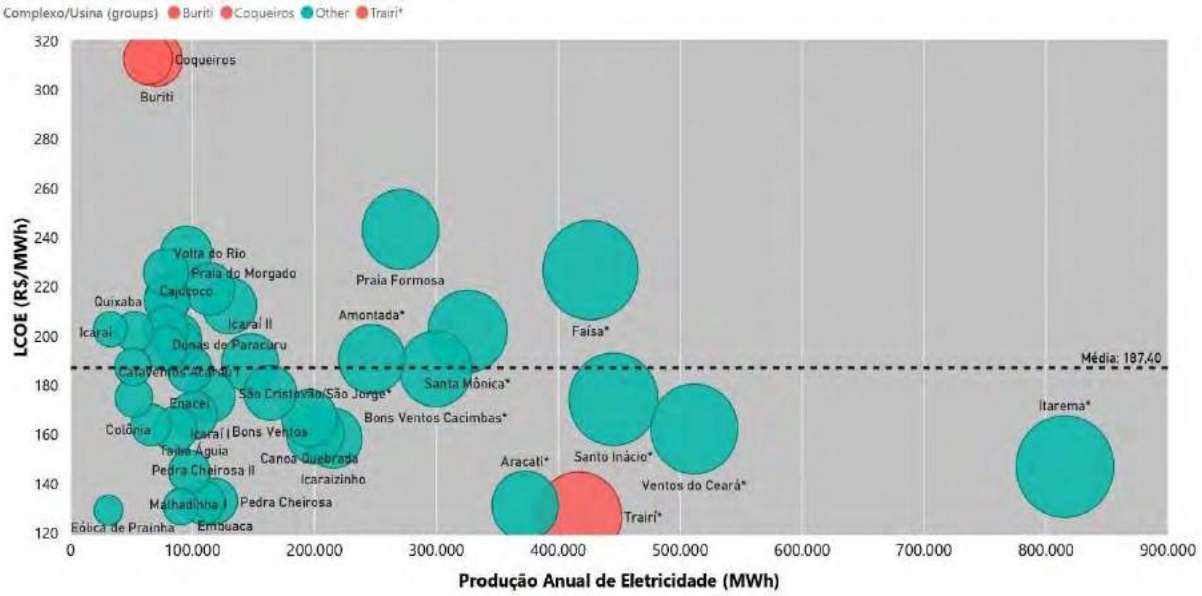
Conforme verifica-se na Fig. 2, as UEE do Ceará – exceto a UEE Lagoa do Mato – apresentam um indicador médio de AI de aproximadamente 768 m^2ano/MWh. Destacado na Fig. 2 em vermelho, o valor de 4399 m^2ano/MWh é atribuído ao complexo eolioelétrico Ventos do Ceará – que compreende as UEE Vento Formoso, Ventos de Tianguá Norte, Ventos de Tianguá, Ventos do Morro do Chapéu e Ventos do Parazinho – e ilustra o grande uso territorial para gerar eletricidade nessa usina. Destaca-se também em vermelho, porém de forma dessemelhante, Taíba Andorinha com 154 m^2ano/MWh como o menor valor de AI e, portanto, subentende-se que essa usina tem uma relação mais positiva entre a ocupação territorial e a energia elétrica produzida.

Ressalta-se ainda Malhadinha 1, com realce em amarelo, como a segunda maior em escala de AI com valor de 3.627 m^2ano/MWh. Fica evidente pela Fig. 2 a dissonância do complexo Ventos do Ceará e da usina Malhadinha 1 das demais usinas. Além disso, outro destaque é o complexo Itarema com o melhor resultado obtido, porque gera a maior quantidade de eletricidade (815390 MWh) – maior deslocamento à direita da Fig. 2 –, ocupando a área proporcionalmente pequena (1489,83 hectares) – tamanho do círculo relativamente pequeno. Consequentemente, Itarema apresenta um baixo valor para o indicador AI: 457 m^2ano/MWh.

Em um segundo momento, a presente pesquisa sintetizou o panorama para o custo de geração em 77 das 81 (95%) UEE instaladas no Ceará. Além da UEE Lago do Mato, pelos motivos apresentados anteriormente, também não foram catalogadas nesse quesito as UEE

Eólica de Taíba, Enerce Pindoretama e Mucuripe por não terem sido encontrados os valores de investimento para essas usinas. Assim, a síntese, que consiste dos valores médios de LCOE para as UEE catalogadas, é apresentada na Gráfico 3.

Gráfico 3 – Síntese gráfica dos resultados para o indicador Custo Nivelado de Energia para usinas eolioelétricas do Ceará** – a dimensão do círculo retrata o investimento empregado na respectiva usina/agrupamento.



Fonte: Elaborado pelo autor.
*Os nomes no gráfico acompanhados de asterisco são os agrupamentos com mais de uma usina.
**Exceto para as UEE Lagoa do Mato, Eólica de Taíba, Enerce Pindoretama e Mucuripe.

Gráfico 3 destaca em vermelho os valores extremos de LCOE e também o valor médio (R$ 187/MWh). Apresentando o menor valor dentre as UEE catalogadas (R$ 127/MWh), o complexo eolioelétrico Trairí – que compreende as UEE Fleixeiras I, Guajirú, Mundaú e Trairí – tem o quarto maior investimento: R$ 540 milhões (BAHNEMANN, 2014). Porém, a produção eolioelétrica relativamente alta contrabalanceia o alto valor investido e dos outros custos agregados.

No limite superior, estão as UEE Coqueiros e Buriti com um LCOE de aproximadamente R$ 313/MWh. Ainda que o investimento nessas usinas seja relativamente baixo – perceptível pelo tamanho do círculo em comparação com componentes mais à esquerda da Fig. 3 –, o alto valor de LCOE justifica-se pela baixa PAE dessas usinas.

Novamente, o complexo Itarema é um dos destaques por apresentar um LCOE de R$ 147/MWh, estando, assim, abaixo da média estadual. O detalhe interessante a ser observado é que, mesmo tendo o mais alto valor de investimento – conforme Agência Nacional de Energia Elétrica (2013): R$ 734 milhões –, o complexo Itarema tem a maior PAE (815390 MWh), sendo ambos valores justificados por se tratar de um complexo eolioelétrico que compreende nove UEE: Itarema I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII e IX, o que resulta em um valor relativamente baixo para o LCOE.

A Tabela 4 sumariza os valores totais para a produção anual média de eletricidade, área ocupada e investimento, assim como também resume os valores médios para o fator de capacidade, área imobilizada e custo nivelado de energia das UEE catalogadas.

Tabela 4 – Resumo dos indicadores Área Imobilizada* e Custo Nivelado de Energia** das UEE do Ceará. Entre colchetes está o intervalo em que os valores de AI e de LCOE variam

Potência Nominal (MW)	$FC_{médio}$ (%)	PAE (GWh)	Área ocupada total (ha)	$AI_{média}$ (m^2ano/MWh)	Investimento total (R$)	$LCOE_{médio}$ (R$/MWh)
2055	41,3	7244,6	27567	768 [154 – 4399]	8,8 bilhões	187 [127 - 313]

Fonte: elaborada pelo autor.
* Exceto a UEE Lagoa do Mato.
** Exceto as UEE Enerce Pindoretama, Eólica de Taíba, Lagoa do Mato e Mucuripe.

4.2 Resultados do estudo de caso

A avaliação dos resultados do estudo de caso foi fundamentada nos critérios e conceitos descritos nos capítulos anteriores para avaliar o impacto da hibridização sobre o aspecto do uso da terra e do custo da geração de eletricidade. Na Tabela 5, observa-se uma apresentação comparativa dos dados calculados para o estudo de caso.

Tabela 5 – Comparativo dos indicadores AI e LCOE para os cenários de hibridização da usina Malhadinha 1

	$PAE_{média}$ (MWh)	AI (m^2ano/MWh)	LCOE (R$/MWh)
Malhadinha 1	97536	3627	145
Cenário 1	127409	2775	224
Cenário 2	226019	1564	344

Fonte: elaborada pelo autor.

Conforme observa-se na Tabela 5, a pressuposta inserção de uma UFV dentro da área da usina Malhadinha 1 possibilitaria um maior aproveitamento do espaço territorial para entregar ao SIN uma maior quantidade de energia elétrica. Essa afirmação baseia-se no resultado que mostra que a PAE gerada por Malhadinha 1 poderia ser aumentada em uma proporção compreendida entre 31% (para o cenário 1) até 132% (para o cenário 2).

Especificamente em relação ao indicador AI, o estudo mostrou que a hipotética hibridização otimizaria esse indicador em 23% (com 2775 m^2ano/MWh do cenário 1) e 57% (com 1564 m^2ano/MWh do cenário 2) em relação ao valor calculado para Malhadinha 1. É interessante comparar esses números com o valor médio de 1129 m^2ano/MWh apresentado por Moreira *et al.* (2015) para observar o impacto da hibridização, uma vez que aproximaria o indicador AI de Malhadinha 1 desse valor. Passando de 221% maior (3627 m^2ano/MWh) a um valor ponderado de até 39% maior (1564 m^2ano/MWh do cenário 2) do que a média mundial.

Em relação ao caráter econômico do estudo, a Tab. 5 mostra que o indicador LCOE apresentou aumento em uma proporção de 54% (R$ 224/MWh) para o cenário 1 e de 137% (R$ 344/MWh) para o cenário 2 em comparação com a usina existente (R$ 145 /MWh). Ressalta-se que não foram contabilizadas as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) para o primeiro cenário, visto que esse tem como fator limitante a potência instalada de Malhadinha 1. Além disso, a TDA utilizada para a usina em sua conformação atual – somente com fonte eólica – foi de 6,50% (GESEL, 2015), enquanto que a TDA para os cenários 1 e 2 – hipotética operação da usina hibridizada – foi de 13,75% (MONTEIRO, 2018).

Dado que o LCOE é tratado por Bosch (2018) como uma métrica que ajuda a estabelecer o preço mínimo de venda de energia elétrica, os aumentos do LCOE referidos acima ressaltam a necessidade de ser rediscutida/readequada a política de precificação do empreendimento hibridizado, a fim de tornar essa proposta mais atrativa ao mercado energético.

5 CONCLUSÃO

Dentre as reflexões teóricas e os dados levantados acerca da geração eolioelétrica no Ceará, foi possível delinear algumas evidências sobre a realidade do uso da terra e dos custos de geração para essa tecnologia. Os resultados da etapa preliminar mostraram que 80 das 81 UEE em operação no estado do Ceará requerem, em média, uma área de 768 m^2 para produzir 1 megawatt-hora de eletricidade em um período estimado de 25 anos. Conclui-se, portanto, que as usinas cearenses apresentam, em média, uma relação 32% melhor de AI (área ocupada por produção de eletricidade) se comparada ao valor médio mundial calculado por Moreira *et al.* (2015): 1.129 m^2ano/MWh. A etapa preliminar também mostrou como resultado da avaliação de 77 das 81 UEE um LCOE médio de R$ 187/MWh que, se comparado com o valor médio divulgado por Lazard Co (2018) – R$ 157/MWh –, sugere que o custo da geração eolioelétrica do Ceará é 19% maior que essa média mundial. A discussão acerca desse resultado pode levar à reflexão de que o maior nível de maturidade tecnológica mundial se traduz em estratégias operacionais que requerem menores gastos como, por exemplo, as estratégias avançadas de controle que minimizam as falhas e, consequentemente, reduzem os gastos com O&M.

Com os resultados do estudo de caso foi possível avaliar a comparação entre dois diferentes parâmetros limitantes: a diferença entre a potência nominal e a verificada (cenário 1) e a área ocupada pela UEE (cenários 2). O cenário 1 – que supôs uma UFV que atendesse a potência complementar – apresentou um moderado acréscimo na PAE e na otimização no indicador AI. Já o cenário 2 – que supôs uma UFV que preenchesse uma área ociosa dentro da usina Malhadinha 1 – apresentou um considerável acréscimo na PAE e na otimização no indicador AI. Todavia, a avaliação econômica do estudo mostrou que o cenário 2 seria inviável nesse quesito porque, ainda que otimizasse o uso do terreno para gerar mais eletricidade, demandaria um alto investimento (aproximadamente R$ 326 milhões) e provocaria o mecanismo operacional do corte elétrico por exceder a capacidade instalada. Infere-se também que o cenário 1 de hibridização, ainda que trouxesse um custo adicional evidenciado pelo aumento no LCOE, teria um impacto potencialmente benéfico quanto ao aspecto econômico visto que possibilitaria à Malhadinha 1 entregar ao SIN uma potência em conformidade com o compromisso contratual e, dessa forma, evitaria eventuais penalidades por entregar uma potência abaixo da contratada. Há, contudo, a necessidade de uma avaliação minuciosa sobre a ocorrência de cortes elétricos durante a operação.

Dessa forma, depreende-se que a iniciativa de tornar um empreendimento puramente eolioelétrico em um híbrido eólico-fotovoltaico, poderia ser uma estratégia de alocação planejada de terras para geração de energia elétrica. Há, contudo, a necessidade de ponderar as vantagens/desvantagens econômicas – sejam elas puramente técnicas ou regulatórias – dessa possibilidade de hibridização para garantir a pluralidade das benesses dessa tendência tecnológica do setor energético, não apenas em escala estadual, mas também na escala nacional, a fim utilizar de forma estratégica e sustentável a complementariedade natural entre os recursos eólico e solar.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Números ABEEólica:** Fevereiro de 2019. São Paulo, 2019.

ALVES, Alceu Ferreira. **Energia solar fotovoltaica**. São Paulo: Imagem, 2017. 51 slides, color.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **EOL Malhadinha 1:** Pedido de Postergação da Data de Entrada em Operação Comercial e da Data de Início do Suprimento do CER. Brasília, 2013.

Bahnemann, Wellington. Tractebel conclui obras do Complexo Eólico Trairi. 2014. Disponível em: https://economia.estadao.com.br/noticias/negocios,tractebel-conclui-obras-do-complexo-eolico-trairi,181138e. Acesso em: 20 fev. 2019.

BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO. **EOL Consulta ao cadastro de empreendimentos da ANEEL com os respectivos CEG**, 2019a, Brasília. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/Consulta_Empreendimento.asp>. Acesso em: 16 mai. 2019.

BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO. **Capacidade de geração no estado**, 2019b, Brasília. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.cfm>. Acesso em: 16 mai. 2019.

BLASQUES, Luis Carlos Macedo. **Estudo da viabilidade técnico-econômica de sistemas híbridos para geração de eleetricidade**. 2005. 215 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2005.

BOSCH, Jonathan. **Levelised cost of electricity**. Londres, 2018. 4 slides, color.

CORREA, Jorge Maldonado; GUERRERO, Diego Barragán. **Avaliação da Produção energética do parque eólico Villonaco usando modelos numéricos computacionais**. Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental, Florianópolis, v. , n. , p.444-464, dez. 2015.

COSTA, Higor José Serafim da. **Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010. 86 f. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

DENHOLM, Paul et al. **Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States**. Golden: NREL, 2009. 46 p.

DIAS, João Batista. **Instalação fotovoltaica conectada à rede:** Estudo experimental para otimização do fator de dimensionamento. 2006. 175 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

EPALANGA, Oteniel Â. Siliveli. **Energia eólica-viabilidade técnica de projeto eólico na região de Urubici**. 2013. 120 f. TCC (Graduação em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos de planejamento da expansão da geração:** Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. Brasília, 2017. 36 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos de planejamento da expansão da geração:** Empreendimentos Eólicos. Brasília, 2016. 36p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Informe:** usinas híbridas – Conceitos, barreiras à viabilização e propostas. Brasília, 2018a. 5p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Usinas híbridas:** Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Brasília, 2018b. 31 p.

Fraunhofer ISE (Emp.). **Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies**. Freiburg, 2018. 42 p.

GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO. **Projeto de P&D:** Panorama e Análise comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas praticadas em Países Selecionados, considerando a influência do Modelo Institucional vigente. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2015. 130 p.

LAZARD CO (Comp.). **Lazard's Levelized Cost of Energy ("LCOE") analysis**. 12. ed. New Orleans, 2018. 20 p.

LEAL, Jairon Isaias. **Avaliação do potencial de hibridização de Usinas Eólioelétricas no Ceará pelos indicadores Área Imobilizada e Custo Nivelado de Energia**. 2019. 69 f. TCC (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

LEONI, Pedro *et al.*. Projeto híbrido eólico-solar: Uma alternativa para aumentar a competitividade e facilitar a penetração de projetos fotovoltaicos de maior porte no país. *In*: BRAZIL WIND POWER, 10., 2016, Rio de Janeiro. **Trabalhos Técnicos.** Rio de Janeiro: BWP, 2016. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/dados-abeeolica/>. Acesso em: 22 out. 2018.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2006. 201 f. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MONTEIRO, Andressa Lorayne. **Análise de viabilidade econômica de um sistema híbrido de energia renovável (eólico-solar) na Ilha do Mel**. 2018. 69 f. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2018.

MOREIRA, João M.L. et al. Sustainability deterioration of electricity generation in Brazil. **Energy Policy**, n. 87, p. 334-346, 2015.

OBSERVATÓRIO TECNOLÓGICO PARA AS ENERGIAS OFFSHORE. **Tecnologias de aproveitamento energético offshore**. Porto, 2014.

QVARTZ (Empr.). **Emergence of hybrid renewable energy systems**. New York, 2014. p. 1-11.

SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS. **Cadeia de Valor da Energia Eólica no Brasil**. Brasília, 2017. 206 p.

A DIGITALIZAÇÃO INDUSTRIAL E O CAMINHO TRAÇADO PELO SETOR EÓLICO

Luiz Gustavo Franco Amaral*

RESUMO

A área de pesquisa, desenvolvimento e inovação do atual cenário socioeconômico e tecnológico passa por intensa revolução e mutação em diversas indústrias por conta da transformação digital. Conceitos como Internet das Coisas, *Big Data*, *Cloud*, Indústria 4.0, *Digital Twin* ou Gêmeo Digital, entre outros, unidos a toda a revolução tecnológica que os acompanha, vêm chamando a atenção da indústria internacional. O mercado brasileiro não está alheio a estas inovações e atualmente volta-se aos gêmeos digitais. Esta publicação tem por objetivo desmistificar tal temática, a partir da consolidação clara e didática destes fundamentos, apresentando exemplos práticos, macrotendências mundiais e expectativas para o setor eólico, representado principalmente por turbinas. Também se discute o papel da indústria de energia eólica neste cenário, já que este é um dos setores com maior nível de implantação e consolidação destas tecnologias e principal responsável por traçar o caminho da Indústria 4.0 a partir da digitalização que será almejada pelos demais players do setor industrial global.

Palavras-chave: Digital Twin, Gêmeo Digital, Processamento, Nuvem, Indústria 4.0, Simulação, CAE

ABSTRACT

The area of research, development and innovation in the current socioeconomic and technological scenario is undergoing an intense revolution and mutation in several industries due to the digital transformation. Concepts such as Internet of Things, Big Data, Cloud, Industry 4.0, Digital Twin, among others, together with the entire technological revolution that accompanies them, have been attracting the attention of the international industry. The Brazilian market is not unaware of these innovations and is currently turning to digital twins. This publication aims to demystify this theme, starting from the clear and didactic consolidation of these fundamentals, presenting practical examples, global macro trends and expectations for the wind sector, represented mainly by turbines. The role of the wind energy industry in this

*ESSS-ANSYS,423 Rocio St., ITC e *International Trade Center*,10*th Floor, Room* 1001/1002, Vila Olímpia, 04552-000, São Paulo SP, Brazil

Information Classification: General

scenario is also discussed, as this is one of the sectors with the highest level of implementation and consolidation of these technologies and the main responsible for tracing the path of Industry 4.0 from the digitalization that will be sought by the other players in the industry. global industrial sector.

Keyword: Digital Twin, Processing, Cloud, Industry 4.0, Simulation, CAE

1. INTRODUÇÃO

O estudo de tendências é de suma importância a todos os segmentos da indústria, por possibilitar o planejamento estratégico dos planos de curto, médio e longo prazo a serem seguidos em prol da sustentabilidade e inovação do negócio. Neste sentido, inúmeros estudos são feitos para apresentar à comunidade industrial, de pesquisa e desenvolvimento quais são as macro e macrotendências de cada setor. Como exemplo, um estudo realizado no final de 2019 no qual mais de 500 executivos brasileiros foram entrevistados (CI&T, 2019) apontou que a computação em nuvem e Internet das Coisas são as principais tecnologias que alavancarão crescimento dos negócios nacionais em 2020. O mesmo estudo detectou a tendência de investimentos para o desenvolvimento digital, cujas aspirações são tais que o plano médio de desenvolvimento é de um ciclo de aproximadamente 5 anos.

Outra temática que ganha força é a segurança de dados, tema de preocupação de 8 a cada 10 executivos. O início do vigor da Lei Geral de Proteção de Dados, previsto para o segundo semestre de 2020, apresentará impactos profundos na gestão de negócios em solo brasileiro deste e dos anos subsequentes, fazendo com que seja um período chave para a alavancagem de operações e negócios neste sentido.

A médio e longo prazo, observa-se a expectativa de amadurecimento destas tecnologias e sua consolidação no cerne da indústria 4.0. A quarta revolução industrial será baseada em sistema físico-virtuais que monitorarão, analisarão e automatizarão processos, negócios e cadeias produtivas, escorando-se nos recursos de *Big Data*, *Cloud*, IoT, *Cyber Security* entre outros (PREUVENEERS e ZUDOR, 2017). O ápice das atuais tendências em discussão se consolida na inteligência associada à indústria 4.0, na qual estes recursos possibilitarão não apenas a presença de *gadgets* e processos inteligentes, como possibilitará também a comunicação versátil e efetiva entre a cadeia produtiva, área de suprimentos, logística, vendas, pesquisa e desenvolvimento, fornecedores, clientes e demais *stakeholders*. A inteligência

Information Classification: General

associada a este conceito é tamanha que desperta o interesse de toda a cadeia produtiva mundial e causará grandes impactos ao estilo de vida do ser humano e sua sociedade. O surgimento de interesse na indústria 4.0 aumentou nos últimos anos devido à crença de que a atual indústria está marcando um importante ponto de virada na história, de modo que a necessidade de maior inteligência intra e intersetorial do negócio não mais é mais uma tendência futura. O atual cenário é de que o valor estratégico desta tecnologia é tal que está em discussão na agenda de pesquisa de diversas empresas. Neste contexto, empresas como a General Electric (GE), por exemplo, se esforçam para se solidificar como fornecedores de plataformas da Indústria 4.0.

A crescente tendência de sustentabilidade e preocupação ambiental leva todo o globo a voltar suas pesquisas a inovações menos nocivas ao meio, fomentando as direcionadas para o setor de energias renováveis. Ano após ano, as chamadas energias renováveis vêm ganhando espaço tanto na matriz energética quanto na elétrica, em escala mundial. Apesar da supremacia das fontes não renováveis, setores como o de energia solar e eólica vêm ganhando muito espaço no mercado devido ao seu aumento de eficiência e capacidade de energia gerada, além do apelo popular e de regulamentações com padrões internacionais. O mundo consome cada vez maiores quantidades de energia e a preocupação dos impactos e consequências de sua obtenção deixaram os laboratórios e artigos acadêmicos, migrando para uma forte presença nas agendas populares. Uma simples comparação entre os anos de 2010 e 2018 demonstra que o consumo de energia em escala global cresceu cerca de 12,8%. Nesta mesma escala de tempo, a participação da energia obtida por fontes renováveis na matriz energética do globo apresentou um aumento de cerca de 35% (RITCHIE e ROSER, 2020). Ao mesmo passo, o Brasil detém sua posição entre os top 3 líderes de energia renovável instalada, principalmente por conta de seu potencial hídrico.

Uma novidade recente, determinante para alterar os desenvolvimentos em território nacional foi o aumento de preços praticados para o setor hidrelétrico nas recentes ofertas públicas de energia para o país, enquanto que os preços para fontes solar e eólica tiveram redução significativa. Esta alteração de perfil de investimento vem trazendo uma série de novidades para a indústria, promovendo diversas pesquisas e investimentos. Contudo, apesar do apelo popular, a redução de preços se deu devido a evoluções tecnológicas que aumentaram a eficiência dos dispositivos de extração de energia. A análise de tendências em um segmento específico do mercado, como o de energia eólica, apresenta também diversas ideias atualmente em discussão. Aprimoramentos aerodinâmicos em pás de turbinas eólicas, bem como a revisão

Information Classification: General

das dimensões do equipamento foram primordiais para os atuais aperfeiçoamentos. Contudo, novas tendências para evoluir ainda mais a tecnologia já são discutidas, como desenvolvimentos *offshore* e conceitos de indústria 4.0.

No próximo capítulo serão abordados os conceitos fundamentais do assunto.

2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS

Vários avanços em diferentes frentes das tecnologias de informação vêm acontecendo, tornando não apenas a manufatura mais inteligente como também o próprio estilo de vida do ser humano. Neste contexto, infinitas oportunidades surgem no mundo real e no âmbito cibernético, aprimorando e expandindo a digitalização de processos de fabricação, produtos e serviços. Ao verificar o relatório de mobilidade lançado pela Ericsson (ERICSSON, 2014) existe a previsão de que até 2022 cerca de 29 bilhões de dispositivos estarão conectados de forma inteligente, dos quais 18 bilhões utilizarão tecnologia IoT. Analistas da Gartner (GARTNER, 2019) estimam que o mercado corporativo e automotivo da Internet das Coisas cresça para 5,8 bilhões de terminais em 2020, um aumento de 21% em relação a 2019. Esta massiva geração de dados traz consigo a necessidade de processar, gerir, armazenar, proteger e aprender com tais dados e consequentemente levam o ser humano a um fluxo de informações sem precedentes. Este grande fluxo de informações trouxe consigo as tecnologias de Internet das Coisas, *Big Data*, *Cloud* e consolidou a base da indústria 4.0. Este capítulo apresentará cada um destes conceitos com o intuito de fundamentar a discussão proposta nesta publicação.

2.1 INTERNET DAS COISAS

Internet of Things (IoT) ou Internet das coisas refere-se à interconexão em rede de objetos do cotidiano. A IoT aumentará a onipresença da Internet ao integrar todos os objetos para interação humana por meio de sistemas embarcados, altamente conectados e distribuídos de dispositivos que se comunicam tanto com seres humanos quanto com outros dispositivos. Graças aos rápidos avanços nas tecnologias subjacentes, a IoT está abrindo enormes oportunidades para um grande número de aplicativos novos que prometem melhorar a qualidade de nossas vidas. (XIA, YANG, *et al.*, 2012)

A IoT vem ganhando muito espaço dentre os pesquisadores por conta da grande demanda latente desta tecnologia. A quantidade de produtos que podem ser conectados é imensa e está

Information Classification: General

presente tanto no âmbito industrial (robôs, sistema de logística, veículos, *gadgets* entre outros) como no âmbito doméstico (televisores, geladeiras, cafeteiras, lâmpadas, cortadores de grama, robôs de faxina, entre outros). Além da grande oportunidade latente de implementação, pesquisas indicam (Medium, 2018) que o público está aberto e receptivo a este aprimoramento tecnológico e começam a ser presentes na sociedade humana sistemas de inteligência artificial capazes de gerir equipamentos conectados. Segundo a Gartner, estima-se que em 2020 existirão 12 bilhões de dispositivos conectados à IoT, dado este que reflete a importância que este segmento irá apresentar na forma como o homem realiza suas tarefas diárias.

As inúmeras oportunidades e conexões possíveis a partir da *IoT* eleva esta discussão até mesmo a conceitos de *Smart Cities*, nas quais a integração será expandida para serviços de modo a atender toda a sociedade.

Figura 1: Ilustração de *smart city* com diversos serviços conectados (ARCWEB, 2020).

2.2 BIG DATA

Existem diversas definições para termo *Big Data* e a mais difundida é a definição apresentada por Gartner (GARTNER, 2001): *Big Data* são dados de grande variedade que chegam em volumes crescentes e com velocidades cada vez maiores, compondo os três Vs de *Big Data*, conforme pode ser observado na Figura 2.

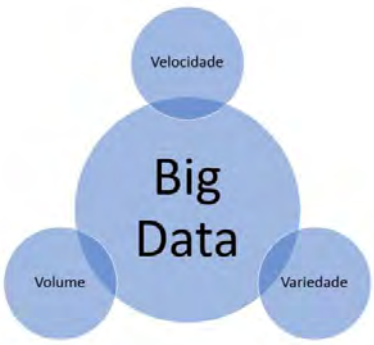


Figura 2: Três Vs de *Big data*. Adaptado de (GARTNER, 2001).

O advento de IoT e seu crescente desenvolvimento aumenta enormemente a quantidade de fontes e de quantidade de dados gerados, compondo o cenário típico no qual existem tantas informações diferentes que se torna complexa a definição de uma escolha racional. A mente humana não é capaz de lidar com tamanha quantidade de dados e trabalhar com essa informação, de modo que novos sistemas e análise de dados vem sendo desenvolvidos com grande escalabilidade. Por outro lado, o grande fluxo de dados possibilita melhor compreensão dos fatos e consequentemente a escolha por melhores respostas, com escolhas embasadas em dados.

2.3 CLOUD

Cloud, ou *Cloud Computing* é um serviço prestado sob demanda no qual recursos computacionais podem ser contratados por período ou quantidade de uso especificados com o intuito de realizar o processamento de dados através da internet (RANGER, 2018). Ao romper as barreiras impostas por espaços físicos, recursos instalados em qualquer local do globo podem ser utilizados para o processamento de alto desempenho de qualquer tipo de dados de modo

Information Classification: General

produtivo, desde que exista conexão de internet capaz de transmitir em tempo hábil o fluxo de dados resultante destas operações.

A tecnologia vem despertando o interesse de corporações devido a sua versatilidade de uso. Ela pode ser uma opção viável para casos pontuais de grande demanda de processamento que não justificariam a implementação de poderosos clusters locais, junto da rede que os mantém, nas instalações das empresas. Ainda, a ausência de toda a infraestrutura necessária para manter tais instalações unida ao imenso potencial computacional tornam ainda essa tecnologia uma opção de menor custo e alta produtividade a diversos negócios distintos.

Pesquisas recentes (451 RESEARCH, 2017) indicam que cerca de um terço dos gastos de TI das corporações atuais concentram-se em serviços de hospedagem e nuvem. Existe ainda a previsão (GARTNER, 2017) de que até 2021 metade das empresas globais terão aderido de modo eficaz à esta tecnologia. A grande escalabilidade deste conceito se dá por conta da grande demanda e valor associado ao serviço, conforme pode ser visualizado na Figura 3.

Figura 3: Monitor de mercado de serviços atrelados a *Cloud Computing* (451 RESEARCH, 2017).

2.4 INDÚSTRIA 4.0

Todos os conceitos apresentados anteriormente se consolidam e alcançam seu ápice ao discutirmos a revolução em andamento, não só do setor industrial, mas do próprio estilo de vida do *homo sapiens*. Diferente das revoluções industriais anteriores, a revolução 4.0 possui um potencial avassalador para alterar a forma e estilo de vida da sociedade como um todo. Com

Information Classification: General

potencial para se expandir além das linhas produtivas, a indústria 4.0 terá seu ápice nos domicílios da população do século XXI.

A primeira revolução industrial, datada do final do século XVIII, foi responsável pelo afastamento dos sistemas produtivos com técnicas artesãs, além de substituir suas principais fontes produtivas de energia para o carvão e o vapor. A segunda revolução industrial, datada em meados do século XIX e com duração até o fim da Segunda Guerra Mundial, foi caracterizada pela substituição do ferro pelo aço, junto do apogeu da eletricidade e do petróleo. Técnicas de produção em massa foram criadas e qualquer cliente podia comprar um carro de qualquer cor que desejasse, desde que fosse preto (FORD, 1947). A terceira revolução industrial, datada até a atualidade, embasou-se na robótica para o aprimoramento de sistemas produtivos, junto com a popularização da internet e do computador pessoal, além da instalação de sensores em grandes plantas que iniciaram o processo de geração de dados com mais intensidade do que as tecnologias desenvolvidas até então seriam capazes de processar.

Diferente das anteriores, a quarta revolução industrial dará continuidade ao trabalho iniciado na anterior a partir do uso inteligente de todos os dados gerados por processos, operações, mercados e pessoas. Para a obtenção de uma quantidade ainda maior de dados e maiores controles, a IoT será essencial, conectando *devices* e possibilitando a troca de informações destes itens. A grande quantidade de dados deverá ser gerida pelos conceitos de *Big Data* que, apoiados em inteligências artificiais, *Machine Learning* e *Cloud Computing* poderá processar e analisar estes dados com grande agilidade e possibilitar a tomada de decisões da sociedade baseado na razão e na previsibilidade embasada em dados. Desde o momento em que o conceito da indústria 4.0 foi apresentado à comunidade científica e executiva, o assunto despertou imediato interesse por conta dos benefícios possíveis, unido ao grande potencial latente de geração de novos projetos, serviços, produtos e, consequentemente, por conta do grande oceano azul que estará à disposição para os *players* que souberem aproveitar este recurso. Assim, torna-se evidente que a quantidade de patentes depositadas relacionadas à indústria 4.0 vem aumentando de modo exponencial no mundo todo, assim como no Brasil. A Figura 4 apresenta a evolução em patentes registradas no Brasil envolvendo conceitos da Indústria 4.0.

Information Classification: General

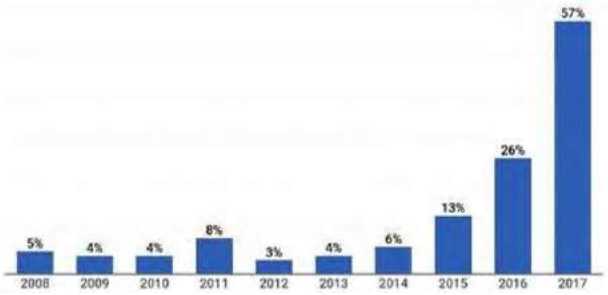


Figura 4: Número de patentes da Indústria 4.0 criadas entre 2008 e 2017 (CNI, 2017).

De modo geral, a indústria 4.0 otimizará a computadorização criada na indústria 3.0 (MARR, 2018). Suas aplicações varrem sistemas logísticos e de abastecimento, a indústria de energia, sistemas de mineração, o mercado de óleo e gás, ampla aplicação de robotização e o mercado de *Appliances*, como televisores e geladeiras inteligentes. E a era dos sistemas ciber-físicos será consolidada, com ponto focal no Digital Twin. A Figura 5 resume estes conceitos.

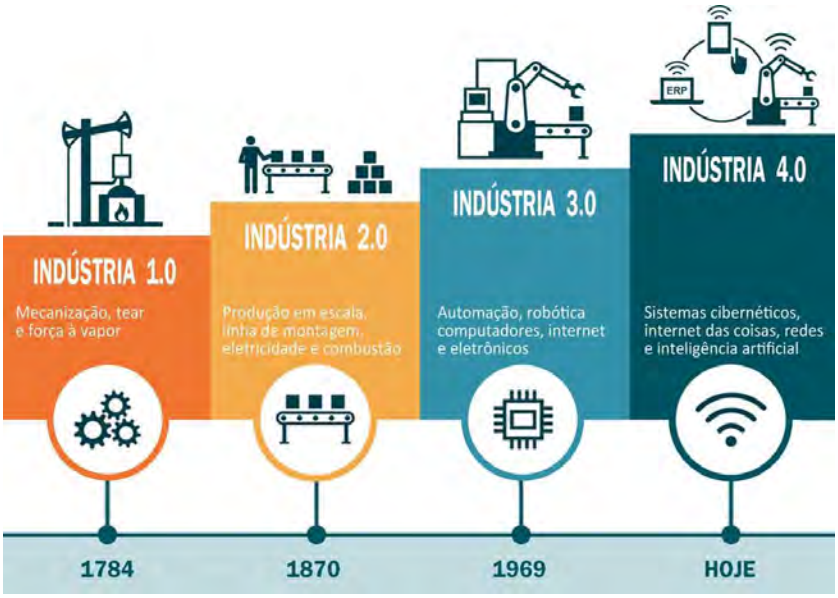


Figura 5: Evoluções industriais (NETSCANDIGITAL, 2019)

2.5 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

A Engenharia Assistida por Computador, também conhecida como *Computer Aided Engineering* (CAE), é uma ferramenta que auxilia as empresas do setor de engenharia no desenvolvimento e aperfeiçoamento de produtos. Com o suporte do computador, os

Information Classification: General

profissionais podem realizar diferentes estudos – análise estrutural, de fluidos, eletromagnetismo, acústica, ótica, entre outros – que proporcionam benefícios como a redução de custos e de tempo na elaboração do projeto, aumento da produtividade, facilidade na detecção de erros e auxílio na identificação de soluções (ESSS, 2014)

Com a ajuda da Engenharia Assistida por Computador, torna-se possível criar protótipos virtuais dos produtos. A geometria do item é inicialmente elaborada em um software de *Computer-Aided Design* (CAD) e importada para os sistemas de CAE. Uma vez dentro dos sistemas, condições de operação deste equipamento em campo podem ser definidas e, como consequência, obtém-se a resposta do produto a esta aplicação com previsões de performance, eficiência e principalmente, pontos passíveis de melhorias. Este processo possibilita o aprimoramento de projetos e a avaliação de produtos de modo preliminar, com menores custos e em menor tempo, além de possibilitar a investigação de projetos de configurações alternativas. Dentre as várias possibilidades de estudo em CAE, a tecnologia é mais conhecida por conta de dois métodos essenciais: Análise por Elementos Finitos ou *Finite Element Analysis* (FEA) e Fluidodinâmica Computacional ou *Computational Fluid Dynamics* (CFD).

A tecnologia é empregada em diversos setores da indústria, como: Aeroespacial, Defesa, Mineração, *Appliances*, Alimentos, Automobilística, *Oil & Gas*, Naval e *Offshore*, Eletrônica, Medicinal, Usinas, entre outras. A forte capilaridade da tecnologia em praticamente todos os setores da indústria se dá pelas vantagens oferecidas: redução de custos, possibilidade de rápidas alterações de projetos, redução no tempo de desenvolvimento, maior eficiência e qualidade no processo de desenvolvimento e no produto final, além do nítido aumento de competitividade a nível estratégico.

3. DIGITAL TWIN

A definição do *Digital Twin*, ou gêmeo digital, é relativamente simples. Em essência, o *Digital Twin* é uma réplica virtual de uma entidade física não-viva (SADDIK, 2018). Contudo, esta tecnologia como um conceito ganha força no ambiente empresarial por um motivo essencial: a possibilidade de prever o comportamento, desgaste, performance e operação de determinado produto com o intuito de fornecer maior visibilidade de possíveis percalços ao longo do funcionamento deste mesmo item. Assim, empresas podem tomar decisões com maior acuracidade em relação a manutenções e paradas programadas com o intuito de otimizar recursos e consequentemente, reduzir custos.

Information Classification: General

3.1 CONCEITOS

Um *Digital Twin* é a combinação de todas as informações digitais da organização em um produto específico com a transmissão de dados operacionais ao vivo, a partir do produto em operação. A fusão da compreensão baseada na física com a análise fornece ideias que revelam o verdadeiro valor do gêmeo digital: usando essas informações, os engenheiros podem entender os modos de falha operacional do produto, evitar tempo de inatividade não planejado, melhorar o desempenho atual, organizar paradas programadas com menor impacto produtivo e propagar a próxima geração de produtos. O gêmeo digital é capaz de alavancar simulações de maior fidelidade, da física 3D detalhada a modelos de ordem reduzida, para comprimir os tempos de simulação e demonstrar os principais aspectos de desempenho do produto. Por exemplo, um gêmeo digital de uma turbina eólica pode ser projetado para destacar a eficiência energética, o desgaste da pá da turbina, a vida de mancais e geradores ou outros fatores de particular importância para o cliente e, portanto, para a equipe de desenvolvimento do produto. Ao estudar o gêmeo digital, os engenheiros podem determinar a causa raiz de qualquer problema de desempenho, melhorar a produção, agendar manutenção preditiva, avaliar diferentes estratégias de controle e trabalhar para otimizar o desempenho do produto - e minimizar as despesas operacionais - em tempo quase real. Isso está se tornando cada vez mais importante à medida em que os clientes passam da compra de um produto para a compra de um serviço com resultado, com a responsabilidade de desempenho transferida ao desenvolvedor do produto. “Um dos aspectos mais empolgantes dos gêmeos digitais é que agora podemos olhar para um sistema de produto individual - como uma turbina eólica - e isolar apenas esse produto”, observa Marc-Thomas Schmidt, arquiteto-chefe da plataforma de análise Predix para a GE Digital. "Não estamos falando de uma classe geral de turbinas, mas sim de uma turbina. Podemos estudar os padrões climáticos que o afetam, o ângulo de suas lâminas, sua produção de energia e otimizar essa única peça de máquina. Se fizermos isso em todos os nossos sistemas de produtos em campo, imagine o impacto no desempenho geral do produto. Isso claramente representa uma revolução na engenharia de produtos” (ANSYS, 2017)

Gêmeo digital é, assim, um conceito que cria um modelo de um ativo físico para manutenção preditiva. A tecnologia possibilita a predição de todo o ciclo de vida de gêmeo físico e sua elaboração se consiste em três partes principais:

- Produtos físicos;

Information Classification: General

- Produtos virtuais;
- Conexões de dados e informações que unirão os produtos virtuais e reais.

Devido à grande quantidade de sensores hoje utilizados pela indústria e ao grande volume de dados gerados por estes itens, além dos dados obtidos por simulações computacionais, dados de ensaios físicos e dados de históricos de performance, percebe-se uma forte relação do *Digital Twin* com as tecnologias apresentadas no capítulo 2 deste documento. Existe um caminho de implementação pelo qual empresas terão que passar: aprimorar seus sistemas de coleta de dados, investimentos em *IoT* e soluções em *Cloud* e *Big Data*, e investimentos em simulação numérica, para que após estas etapas o caminho de inovação possa finalmente ser consolidado no *Digital Twin*.

3.2 BARREIRAS

Devido à grande e disponibilidade dos sensores e atuadores, cuja ascensão ocorreu ao longo da terceira revolução industrial, a aquisição de dados tornou-se relativamente fácil. Monitorar e diagnosticar as máquinas de fabricação pela Internet é no entanto uma tarefa desafiadora. A convergência dos mundos físico e virtual da manufatura ainda é um dos grandes desafios no campo dos sistemas ciber-físicos, que precisam de mais pesquisas. Houveram muitos desenvolvimentos para permitir isso, um dos quais é o gêmeo digital (UHLEMANN, LEHMANN e STEINHILPER, 2017).

A coleta e análise de grande volume de dados de fabricação para encontrar informações e conexões se tornou a chave para a fabricação inteligente. Devido a isso, para a difusão em larga escala do *Digital Twin* é mandatório que os conceitos apresentados anteriormente – IoT, *Cloud, Big Data* etc estejam consolidados.

A segurança dos dados gerados fomenta o crescimento de um juvenil mercado de ciber segurança, para o qual a perspectiva de crescimento é tão agressiva que nunca antes foi sequer imaginada, até o apogeu do conceito do *Digital Twin* (KAUR, MISHRA e MAHESHWARI, 2020).

O desenvolvimento de análises computacionais para avaliação dos protótipos virtuais dos projetos é mandatório. Toda e qualquer indústria que tenha real interesse em exercer *Digital Twin* de determinado produto precisa ter uma cadeia de desenvolvimento com a etapa da CAE bem consolidada, já que a tecnologia se torna essencial para a predição de fenômenos, fenômeno chave para aqueles que visam a digitalização de sua cadeia produtiva.

Information Classification: General

Os altos custos também são uma barreira a ser enfrentada pelas grandes indústrias, já que toda a cadeia produtiva terá de ser adaptada a esta nova tecnologia (PREUVENEERS e ZUDOR, 2017). Unido à resistência a mudanças e falta de dedicação a inovação, esta provavelmente será a maior barreira a ser vencida por diversas empresas no mundo e no Brasil o contexto não será diferente. Contudo, este é um movimento necessário que irá definir quais dos atuais *players* no mercado terão vantagem competitiva para sobreviver em um mundo de operações inteligentes, mais eficazes e de menor custo com maior valor agregado.

3.3 NO MUNDO

De modo geral, muitas indústrias ainda não estão prontas para sofrerem uma revolução digital. Contudo, o grande aumento de interesse de diversos setores por este caminho obriga a existência desta pauta nas reuniões de conselho estratégico corporativo, já que as decisões tomadas neste âmbito serão cruciais para a sustentabilidade e inovação do negócio. Empresas médias e pequenas começam a ter acesso à tecnologia, mais acessível a cada dia. A crescente popularização do conceito possibilitará rápido processo de digitalização para as empresas que forem pioneiras nesta corrida pelo desenvolvimento.

A indústria de energia foi precursora nos avanços rumo à indústria 4.0, principalmente por conta da transformação digital que ocorreu na General Electric com foco no *Digital Twin*. Sua desenvoltura em todas as tecnologias essenciais foi consolidada em sua plataforma Predix (SCHMIDT, 2017). A visão estratégica que a empresa vem mantendo há alguns anos é a de que a indústria 4.0 e o *Digital Twin* possibilitam uma nova fatia de aplicações no mercado, expandindo a operação padrão de venda de produtos. A venda de serviços inteligentes agrega valor ao produto e ao cliente, tornando o processo comercial mais enriquecedor para ambos os lados e resultando em maiores lucros para a corporação (QI, TAO, *et al.*, 2018).

3.4 OUTRAS INDÚSTRIAS

O Digital Twin é tema de grande interesse para outros setores da indústria também. Conceitos de fábricas inteiramente digitalizadas, com um gêmeo digital funcional começam a despertar o interesse de diversos segmentos. Outro setor com bastante atuação neste sentido é o de óleo e gás, no qual já existem diferentes *Digital Twin* monitorando e assegurando a máxima eficiência em plataformas e processos complexos. Uma aplicação com grande força hoje nesta

Information Classification: General

indústria é o *Digital Twin* do sistema de bombeamento de plataformas, nos quais as diversas bombas podem sofrer variações de operação por conta de erosão, instabilidades de fluxo e outros fenômenos. O Gêmeo Digital possibilita que engenheiros responsáveis pela operação das plataformas sejam capazes de prever instabilidades e compreender qual o momento ideal para paradas programadas, como estender a vida de equipamentos danificados e prever os custos associados a uma parada abrupta versus a perpetuação de sistemas comprometidos. Assim, o *Digital Twin* fornece mais poder de decisão e avaliação de cenários ao time de engenharia responsável pelo poder de decisão.

4. INOVAÇÕES NA INDÚSTRIA DE ENERGIA EÓLICA

A grande tendência de curto prazo é o foco que está sendo dado ao mercado offshore. Esta família de turbinas eólicas desperta o interesse de investimentos internacionais devido à simplicidade imposta aos atuais obstáculos atuais da tecnologia: Poluição visual, poluição sonora e espaço físico, principalmente em países com território reduzido, além de ter acesso a maior constância, potência e estabilidade de ventos. Contudo, com novas aplicações novas dificuldades são encontradas e o alto custo de instalação e com distribuição ainda é um empecilho para que a tecnologia sofra uma expansão mais ágil, apesar do crescimento exponencial que a modalidade apresenta nos últimos anos, principalmente em países costeiros da Europa.

Este crescimento não se dá apenas ao setor offshore, mas a toda a cadeia de energia eólica. A indústria de energia renovável em geral vem ganhando vasto espaço no mercado devido ao potencial latente, unido à popularização de questões ambientais e principalmente, drástica redução de custos destas tecnologias.

- O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2001) demonstra que o Brasil possui o potencial de mais de 140 GW de energia presente nos ventos de território nacional. Em 2019 o Brasil gerou 15 GW de energia elétrica a partir da indústria eólica, o equivalente à capacidade da usina hidrelétrica de Itaipu. Ou seja, cerca de 10% do potencial eólico é atualmente explorado e o potencial para crescimento é substancial. Estes números possuem impacto nos leilões nacionais de energia, nos quais os valores associados à energia eólica são cada vez menores e existem mais de 20 GW de projetos prontos a serem leiloados. Como consequência, existe grande

Information Classification: General

expectativa para o país crescer neste setor e elevar rapidamente a posição do Brasil – Oitavo país do mundo em produção de energia eólica – a posições ainda maiores.

- A agenda ecológica é presente em diversas pautas da sociedade atual e cada vez mais o mercado consumidor se preocupa com a pegada deixada pelos produtos que consumidos e atividades que exercidas (HARPER, 2016). Diversas marcas de mercados distintos utilizam a pauta "sustentabilidade" até mesmo em seu planejamento estratégico, como uma ferramenta a impulsionar novas vendas. A indústria de energias renováveis nutre desta mesma fonte, tendo forte apelo popular por atender à demanda crescente de redução de impacto ambiental por conta da presença humana.
- A redução de custos associados às energias renováveis se dá por conta dos aprimoramentos técnicos que ocorrem nos equipamentos. A indústria de energia eólica concentra seus esforços no projeto de pás, para aumentar a eficiência do dispositivo, bem como no investimento em novos materiais e estruturas mais leves e resistentes. Contudo, o principal motivador para a recente redução do custo associado a esta tecnologia é o aumento o tamanho dos projetos em desenvolvimento, nos quais em área similar obtém-se maior extração de energia.

O advento das energias solar e eólica apresenta potencial para crescer, do atual abastecimento de energia mundial de 7% para 48% até 2050 (BLOOMBERG, 2019). O mesmo relatório aponta que o uso mundial do carvão mineral terá o declínio de 37% para 12% na matriz elétrica mundial. Conforme já apresentado, essa significativa inversão do cenário energético se faz possível por conta de aprimoramentos e novos avanços de desenvolvimento nessas tecnologias. O foco atual é o de aumentar o tamanho das turbinas, maximizando a extração de energia em mesma (ou similar) área. A Figura 6 ilustra esse crescimento.

Information Classification: General

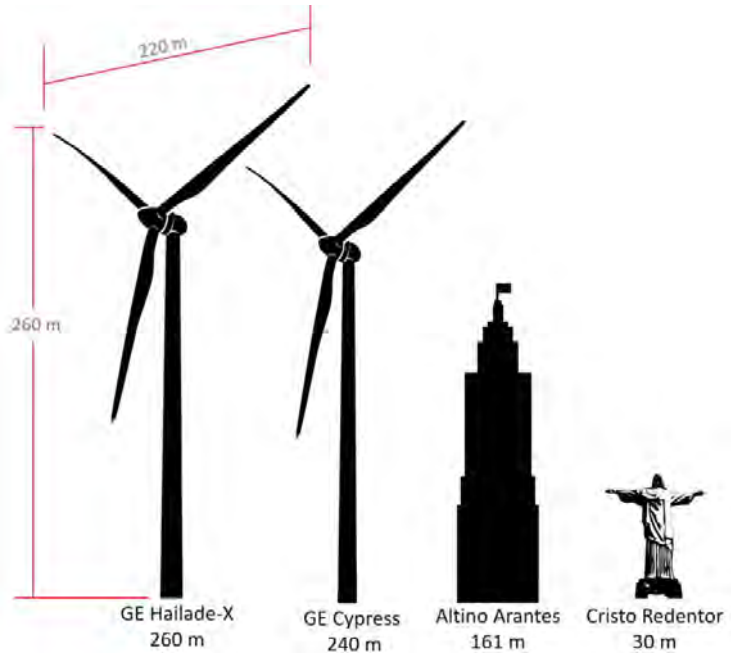


Figura 6: Comparação representativa de tamanhos de marcos brasileiros *vs* novas turbinas da GE.

O aumento no tamanho das turbinas acarreta no reprojeto do dispositivo como um todo, além de adaptações no processo de fabricação, logística e todas as etapas subsequentes do processo, o que leva ao investimento de diversas horas de engenharia e a necessidade de ensaios virtuais e físicos em uma nova gama de aplicações. Ainda, a necessidade de coleta e análise de dados assume outro peso, tendo em vista que estes projetos maiores são destoantes dos desenvolvidos até então e a análise dos dados envolvendo performance é crucial.

Em uma turbina eólica, diversos são os cenários que devem ser considerados nas etapas de desenvolvimento até que um produto seja lançado. Um recurso crucial para este processo é o de simulações realizadas pela técnica de Engenharia Assistida por Computador (CAE). Através de protótipos virtuais, torna-se possível a previsão de desempenho do equipamento e pontos de melhorias, que varrem os âmbitos de aerodinâmica, integridade estrutural e das pás, previsão de performance do produto, análise de sistemas e geração de energia, projeto de fazendas eólicas entre outros, conforme apresentado na Figura 7.

Information Classification: General

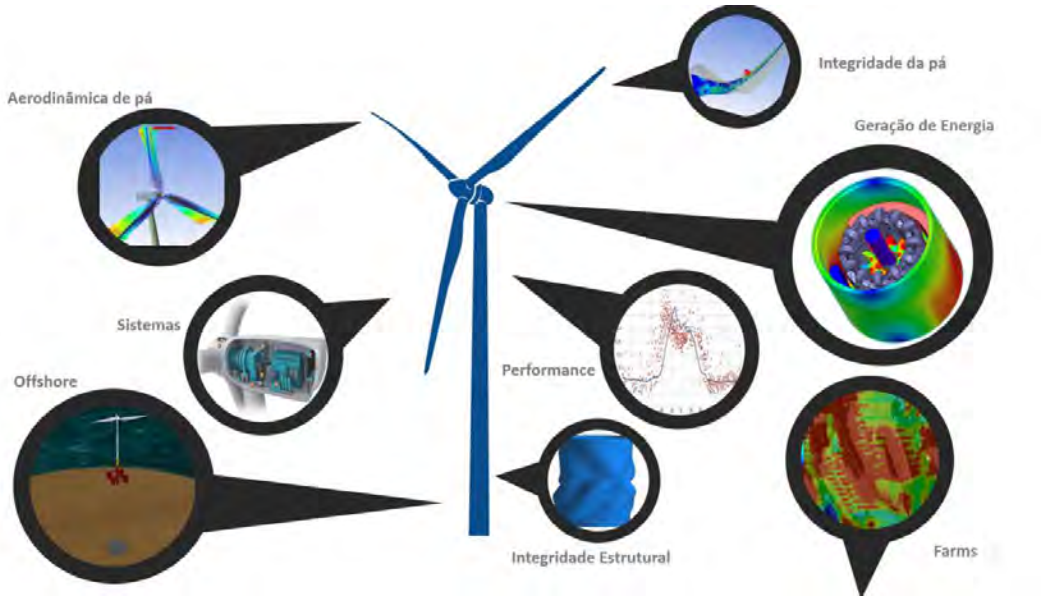


Figura 7: Diferentes escopos para análise computacional

Em 2016, a General Electric firmou uma parceria com a Ansys Inc. com o intuito de agregar ao seu ciclo de desenvolvimento a tecnologia de simulação a partir de sua plataforma Predix (DE247, 2016). Ao combinar diferentes físicas com dados obtidos em campo durante a operação, a empresa é capaz de varrer todos os *insights* pertinentes ao projeto, com o intuito de criação de vantagem competitiva no mercado. Ao fazê-lo, a GE tornou-se uma das primeiras empresas do mundo a investir de fato e em modo concreto no *Digital Twin* e, hoje, possui o importante papel de literalmente ditar o rumo desta tecnologia.

Enquanto muitos mercados contemplam a existência do *Digital Twin* e os ganhos que podem ser obtidos com o recurso, a General Electric e a Ansys já possuem modelos funcionais de previsão de dados e fenômenos para dispositivos em campo com o produto Cypress. Como exemplo de aplicação: considere que uma máquina eólica opera há cinco anos, suportando condições climáticas específicas de sua localização, operando entre outras 50 turbinas. Portanto, todo o parque eólico deve ser modelado. Cada turbina é diferente, com base em sua posição ou condições locais de operação (direção do vento, registro de manutenção, efeitos de ativação). No final, a rica representação digital do gêmeo contém sua condição passada e presente momento a momento. Gêmeos digitais fornecem imagens operacionais precisas de ativos no momento e trazem um valor comercial significativo na identificação de dispositivos subutilizados. Assim, a análise de informações duplas pode levar ao uso ideal.

Information Classification: General

Como exemplo real, a GE Power utilizou um gêmeo digital para obter 5% a mais de produção de um parque eólico sem fazer grandes alterações de projeto (ANSYS, 2017). A plataforma de IoT gerencia grandes quantidades de dados, extraindo informações e obtendo *insights* acionáveis por meio da análise de *Big Data* e *Deep Learning*, que podem ser também empregados em praticamente qualquer indústria.

Este é um momento particularmente marcante para o setor de energia eólica por conta do projeto GE Haliade-X. É não apenas a maior turbina eólica já projetada, com um rotor de 220 metros de diâmetro e com fator de capacidade de 63%, como também é capaz de gerar até 12 MW de energia limpa com menos sensibilidade a variações de velocidade de vento. Após diversas simulações através de ensaios virtuais, o primeiro protótipo físico foi finalmente montado na Holanda e passará por 5 anos de testes, para então ser oficialmente lançado com o contrato de manutenção de pelo menos 15 anos. Este projeto não é um marco apenas pela grande capacidade de geração da máquina, cerca de 50% superior às maquinas mais poderosas hoje em operação (GE, 2020), mas também por estar alinhada com o planejamento estratégico da empresa de obter grandes margens de lucratividade a partir da venda de serviços de operação e manutenção de seus produtos. O uso do *Digital Twin* será crucial para o correto levantamento e uso de dados deste ousado projeto e consequentemente para que os objetivos da companhia sejam atingidos a partir de 2021, quando a turbina passará a ser oficialmente comercializada.

5. CONCLUSÕES

O *Digital Twin* provavelmente afetará a maioria das empresas em todo o mundo, pois duplica o modelo para monitoramento, visualização e controle remoto com base no formato digital. Compõe, assim, um modelo vivo do sistema físico, que se adapta continuamente às mudanças operacionais baseadas nos dados em tempo real de vários sensores e dispositivos de *IoT* e prevê o futuro dos componentes físicos correspondentes com a ajuda de inteligência artificial e tecnologia de simulação.

A abordagem praticada na indústria convencional tem por base as ferramentas de Engenharia Assistida por Computador para projetar e prever o ciclo de vida e diminuir a incidência de testes físicos preliminares. Tal estratégia ainda é comum no mercado, mas sua falta de comunicação com outros setores – logística, suprimentos, vendas, processo fabril – cria um cenário de baixa inteligência e sob grande discussão executiva na atualidade. Desenvolvimentos da indústria de computação com inteligência artificial, processamento mais

Information Classification: General

rápido, algoritmos aprimorados e aumento do poder computacional no campo de produtos e linha de produção, consolidados na imagem do *Digital Twin*, levam o setor industrial a almejar uma interface que permite monitorar as operações passadas e presentes e fazer previsões assertivas sobre o futuro.

Empresas ágeis já estão em processo de adaptação e renovação para incorporarem os conceitos da indústria 4.0 em seu sistema produtivo. Este desenvolvimento e inovação é uma entidade viva, mutável e principalmente, disruptiva. A indústria das próximas décadas está sendo construída neste momento e somente os *players* com visão estratégica adequada, capacidade de inovação, humildade para adaptar seu histórico para as novas macrotendências e principalmente, ousadia, serão capazes de acompanhar esta nova perspectiva e se manterem competitivos em um mundo cada vez mais inteligente. O pioneirismo de empresas como a GE, que já possuem projetos reais em atuação utilizando esta tecnologia, ao passo que outros setores do mercado seguem com cautela na área das ideias, aguardando a consolidação da técnica, coloca essas empresas em um papel crucial que irá ditar o rumo da tecnologia em si. A partir das definições e caminhos traçados pela indústria de energia eólica, todo o caminho para o sucesso do setor industrial digitalizado já está traçado e caberá aos outros setores da indústria o aprendizado e adequação a esta realidade.

Bibliografia

451 RESEARCH. 451 Research. **451 Research**, 2017. Disponivel em: <https://451research.com/images/Marketing/press_releases/Pre_Re-Invent_2018_press_release_final_11_22.pdf?source=post_page---------->. Acesso em: 11 fev. 2020.

ANSYS. Delivering a Digital Twin. **ANSYS Advantage**, p. 43-45, 2017.

ANSYS. Double Vision. **ANSYS Advantage**, n. 11, p. 4-17, 2017.

ARCWEB. ARC Advisory Group. **ARCWEB**, 2020. Disponivel em: <https://www.arcweb.com/>. Acesso em: 10 fev. 2020.

BLOOMBERG. New Energy Outlook. **Bloomberg New Energy Finance**, 2019. Disponivel em: <https://www.power-technology.com/news/bloomberg-new-energy-outlook-2019/>. Acesso em: 50 fev. 2020.

CEPEL. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. **Centro de Pesquisas de Energia Elétrica**, Brasília, 2001.

Information Classification: General

CI&T. Tendências para Transformar Sua Empresa em 2020. **White Paper Opinion Box**, dez. 2019.

CNI. Indústria 4.0: novo desafio para a indústria brasileira. **Confederação Nacional de Indústria**, 2017. Disponivel em: <https://bucket-gw-cni-static-cms-si.s3.amazonaws.com/media/filer_public/e0/aa/e0aabd52-53ee-4fd8-82ba-9a0ffd192db8/sondespecial_industria40_abril2016.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2020.

DE247. **ANSYS, GE Partner for IoT and Digital Twin Iniciatives**. [S.l.]: Digital Engineering 24/7, 2016.

ERICSSON. Internet of Things forecast. **Ericsson**, 2014. Disponivel em: <https://www.ericsson.com/en/mobility-report/internet-of-things-forecast>. Acesso em: 10 fev. 2020.

ESSS. Engenharia Assistida por Computador: o que é e como funciona? **Blog ESSS**, 2014. Disponivel em: <https://www.esss.co/blog/engenharia-assistida-por-computador-o-que-e-e-como-funciona/>. Acesso em: 15 fev. 2020.

GARTNER. Gartner Glossary. **Gartner Glossary**, 2001. Disponivel em: <https://www.gartner.com/en/information-technology/glossary/big-data>. Acesso em: 10 jan. 2020.

GARTNER. Cloud Computing Enters its Second Decade. **Smarter With Gartner**, 2017. Disponivel em: <https://www.gartner.com/smarterwithgartner/cloud-computing-enters-its-second-decade/>. Acesso em: 11 fev. 2020.

GARTNER. Press Releases. **Gartner Newsroom**, 2019. Disponivel em: <https://www.gartner.com/en/newsroom/press-releases/2019-08-29-gartner-says-5-8-billion-enterprise-and-automotive-io>. Acesso em: 10 fev. 2020.

GE. Haliade-X 12 MW offshore. **GE Renewable Energy**, 2020. Disponivel em: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>. Acesso em: 20 fev. 2020.

HARPER, C. L. **Environment and society:** human perspectives on environmental issues. 5 th. ed. New York: Routledge, 2016.

KAUR, M. J.; MISHRA, V. P.; MAHESHWARI, P. The Convergence of Digital Twin, IoT, and Machine Learning: Transforming Data into Action. **Digital Twin Technologies and Smart Cities**, v. Springer, p. 3-17, 2020.

Information Classification: General

MARR, B. What is Industry 4.0? Here's A Super Easy Explanation For Anyone. **Forbes Magazine**, set. 2018.

MEDIUM. **Why people are talking so much about IoT? Is IoT really future?**, 2018. Disponivel em: <https://medium.com/@thinkwik/why-people-are-talking-so-much-about-iot-is-iot-really-future-74d5008fe2af>. Acesso em: 10 fev. 2020.

NETSCANDIGITAL. netscandigital. **netscandigital**, 2019. Disponivel em: <https://netscandigital.com/blog/o-que-a-digitalizacao-de-documentos-e-a-industria-4-0-tem-em-comum/>. Acesso em: 11 fev. 2020.

PREUVENEERS, D.; ZUDOR, E. I. The intelligent industry of the future: A survey on emerging trends, research challenges and opportunities in Industry 4.0. **Journal of Ambient Intelligence and Smart Environments**, v. 9, p. 287-298, 2017.

QI, Q. et al. Digital twin service towards smart manufacturing. **Procedia CIRP**, n. 72, p. 237-242, 2018.

RANGER, S. What is cloud computing? Everything you need to know about the cloud, explained. **ZDNET**, dez. 2018. Disponivel em: <https://www.zdnet.com/article/what-is-cloud-computing-everything-you-need-to-know-from-public-and-private-cloud-to-software-as-a/>. Acesso em: 11 fev. 2020.

RITCHIE, H.; ROSER, M. Energy. **Our World in Data**, 2020. Disponivel em: <https://ourworldindata.org/energy>. Acesso em: 13 fev. 2020.

SADDIK, A. E. Digital Twins: The Convergence of Multimedia Technologies. **IEEE MultiMedia**, v. 25, n. 2, p. 87-92, abr. 2018.

SCHMIDT, M. T. Delivering a Digital Twin. **ANSYS Advantage**, San Ramon, USA, 2017.

UHLEMANN, T. H. J.; LEHMANN, C.; STEINHILPER, R. The digital twin: realizing the cyber-physical production system for industry 4.0. **Procedia Cirp**, n. 61, p. 335-340, 2017.

XIA, F. et al. Internet of Things. **INTERNATIONAL JOURNAL OF COMMUNICATION SYSTEMS**, China, 2012. 1001-1002.

Information Classification: General

FISRT BRAZILIAN PRECAST BRACED FOUNDATION WIND FARM

An opportunity for the upcoming Brazilian market

Company: ESTEYCO

Ramón López Mendizabal

Energy Area Director

Category: New Technologies

Subtopic: Offshore wind power

Content

1. SUMMARY 3

2. DESCRIPTION OF THE SOLUTION ADOPTED 4

2.1 Braces 4

2.2 Lower slab 5

2.3 Central shaft 6

2.4 *Upper slab* 7

3. CONSTRUCTION PROCESS 7

3.1 Precast braces prefabrication 8

3.2 Excavation and lean mix concrete pouring 9

3.3 Central shaft reinforcement 9

3.4 Braces positioning 10

3.5 Lower slab formwork, reinforcement and concreting 11

3.6 Mould positioning and central shaft concreting 12

3.7 Backfilling 12

3.8 Formwork, reinforcement and pouring of the upper slab 14

3.9 Braces post-tensioning 15

4. CONSTRUCTION RATES 16

5. CONCLUSIONS 16

6. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES 16

1. SUMMARY

The auction system in the wind energy sector is driving prices down worldwide and all competitors are focusing on maximizing the production of energy as well as reducing the investment required.

Higher towers and more powerful turbines lead to an increase of foundation loads, hence the increase in higher volumes of concrete on regular shallow slab foundations. Nowadays values around 450 m3 are common as standard foundations (letting aside the 1.000m3 volumes that are getting closer as on-shore turbine power is rocketing) and therefore efforts are being made to reduce the concrete volume and reinforcing steel weight in WTG foundations. Even so, most of the proposed variations have not had significant penetration in the market since effective material savings resulted in much higher execution costs as well as longer construction schedules.

The precast braced foundation concept comes as a result of the ESTEYCO ENERGÍA team's extensive experience in the WTG foundation sector –over 8000 WTG foundations designed and built– together with their pioneering experience as precast concrete tower designers – 1600 WTG designed and built towers. This background has led to a patented and certified solution (DNV-GL and TÜV SUD), 100% created and owned solely by ESTEYCO which main advantage is the reduction of the LCoE, coming from different areas:

- AEP increase due to additional hub height.
- Alternatively, shorter tower is needed to achieve the same hub height.
- Tower cost reduction due to tower entrance through the foundation instead of door at the tower bottom.
- Foundation cost reduction and bolt cage cost reduction.
- Finally, topping all the above, this solution is considered to be a risk mitigation agent on construction quality standards since it has prefabricated (on-site) elements, the anchor cage is required at a later stage and the concrete volumes required on each construction phase are reduced considerably avoiding risks coming from unexpected concrete supply problems.

After realizations in Italy, Germany, India, Spain, Mexico and Saudi Arabia, recently **the solution has also reached the Brazilian market**, **where the first WF with 47 units has successfully been finalized**. It is foreseen that after this success a number of WWFF will adopt this solution for foundations to be built during 2020 in Brazil.

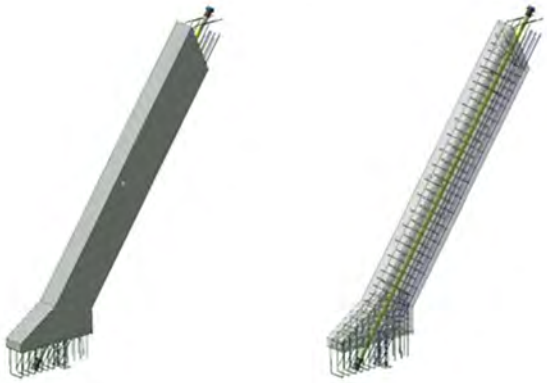
2. DESCRIPTION OF THE SOLUTION ADOPTED

The foundation is made up of a combination of a precast and in situ elements. As it can be seen in the next image, the foundation has a lower slab, an in-situ central ring or shaft, an upper slab concreted in situ and finally eight prefabricated braces. The central ring or shaft contains the entrance door to the tower if required.

Overview of the precast brace foundation system with its main components

2.1 Braces

Braces are the only precast elements of the foundation. They are simple elements generally made of C45/55 concrete. They have a strut shape with a section which is usually 55 cm x 110 cm. The lower part of the brace it is oversized to ensure a correct transfer of the loads, while maintaining the appropriate dimensions to facilitate transportation, manoeuvrability and positioning.



Example of brace 3D view

2.2 Lower slab

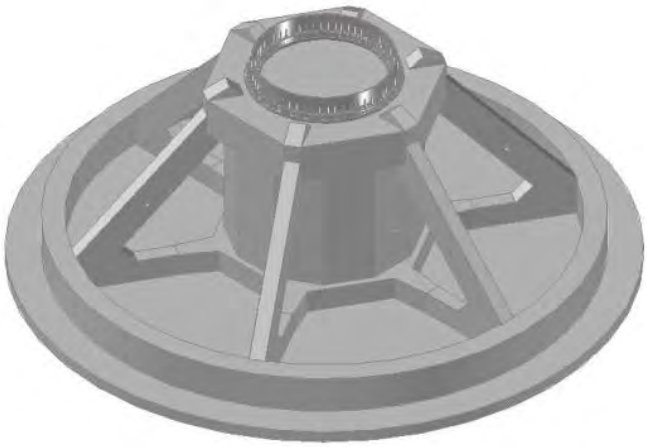
The lower slab is a circular flat slab with an appropriate thickness of 75cm, with small variations depending on the design conditions.

Location of the lower slab (on the left, solution without door; on the right, with it)

When concreting the lower slab, the bottom of the braces gets partially embedded into the lower slab and therefore they must be positioned prior to concreting.

The central shaft's rebars, are also placed prior to concreting the lower slab to enable proper rebar anchorage. The central shaft reinforcement can be designed either with starter bars embedded into the lower slab or designing the full reinforcement all along the total height with the initial part embedded into the lower slab and making sure that all reinforcement is stable by means of auxiliary elements

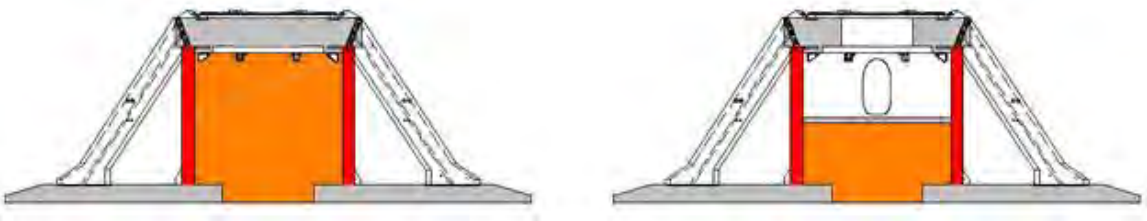
When a piled foundation is required, an edge beam is likely to be required at the top area where the piles will be placed. In this case, the thickness of the lower slab can definitely be reduced.



Top edge beam on the bottom slab for piled solution

2.3 Central shaft

The central shaft is a hollow concrete cylinder with an external diameter of around 6m, with variable height, depending on the project demands. The wall thickness is 50cm. This element is made of cast in-situ concrete.

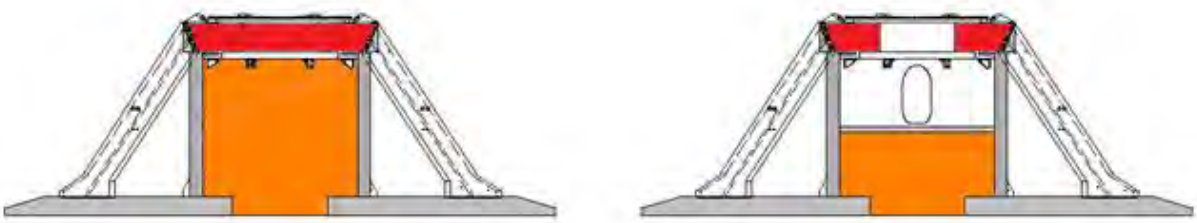


Location of central shaft in the precast brace foundation (on the left, solution without door; on the right, with it)

Only reinforcement steel is included in the central shaft. Neither the bolt cage nor other connections between tower and foundation, are part of this element.

2.4 Upper slab

The upper slab is also made by cast in-situ concrete. It has a hexagonal shape, with a diameter of 6.00 m (approximately) and 1.20 m thickness. It receives the interface with the tower (bolt cage) and the strand cables for the post tensioning works.



Location of the upper slab in the precast brace foundation (on the left, solution without door; on the right, with it)

In those foundations where the access door will be positioned in the central shaft and not in the tower, the upper slab will have a central manhole, with dimensions up to f 2m. In this case is should be noted that the bottom area can be used for placing the tower equipment, in a much more simple and comfortable way than in a steel tower, as the bottom room is quite significantly bigger.

3. CONSTRUCTION PROCESS

The construction process of the braced foundation involves the following stages:

- Precast braces prefabrication
- Excavation and lean mix concrete pouring
- Central shaft reinforcement
- Braces positioning
- Lower slab formwork, reinforcement and concreting
- Mould positioning and central shaft concreting

- Backfilling
- Upper slab formwork, reinforcement and concreting
- Post-tensioning
- Backfilling protection (anti-erosion)

All these stages are briefly outlined, as follows.

3.1 Precast braces prefabrication

The braces are concrete prefabricated elements to be cast in specific moulds either on a separate yard away from the construction site, a warehouse or within the wind farm itself. The construction rate is generally one brace per mould per day.

Moulds can be released, and therefore the braces transported to a temporary storage space, once the concrete has reached a strength of 20/25 MPa; in general, this corresponds with a daily element production for each formwork unit.

Moulds and reinforcement, manipulation of the elements, stock area

Braces may be transported longer distances once the concrete has reached a minimum strength of 25/30 MPa. The elements can be conveniently stored at an intermediate location stacking several elements on top of another, as shown in image above.

Brace prefabrication can be programmed some weeks before the rest of the construction works in order to guarantee the on-time braces supply.

3.2 Excavation and lean mix concrete pouring

This activity is in fact like the one carried out during a standard foundation execution.

Example of excavation and pouring of lean concrete layer

It is important to mention in this activity the need for flatness in the areas where braces are supported and the struts that support them.

3.3 Central shaft reinforcement

The central shaft reinforcement is assembled before positioning the braced elements. This sequence facilitates and allows to speed up the process of central shaft reinforcement and subsequent positioning of its mould/formwork. The pictures below correspond to wind farms where the central shaft was still executed at a later stage to the brace positioning and lower slab reinforcement.

Central shaft reinforcement

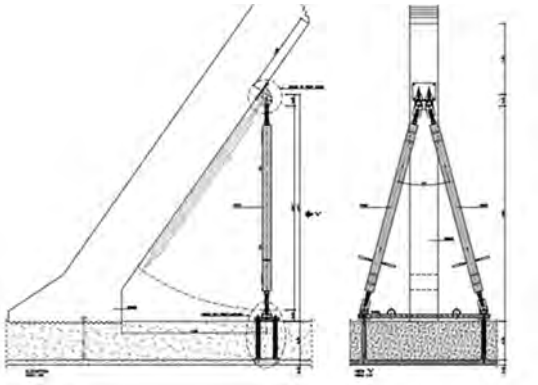
3.4 Braces positioning

Braces are placed using a 120 – 200 tons crane depending on the foundation size and crane access points. To ensure that the position, alignment and levelling of the precast braces is achieved according to the expected geometry, surveying control will be carried out.

Example of the precast braces hoisting process

Although the picture shows reinforcement in the lower slab, it is better to reinforce after brace positioning.

The brace needs a strut to ensure its stability prior to lower slab concreting.



Strut scheme

3.5 Lower slab formwork, reinforcement and concreting

Once the braces have been positioned, the lower slab is reinforced. It is proposed to prefabricate part of the formwork to accelerate the process (see first image).

The formwork used is a conventional one (see second image), like those used in conventional foundations.

Example of reinforcing and concreting of the lower slab

Concreting should be carried out in such a way to ensure no voids exist under each brace and following a single direction of concreting.

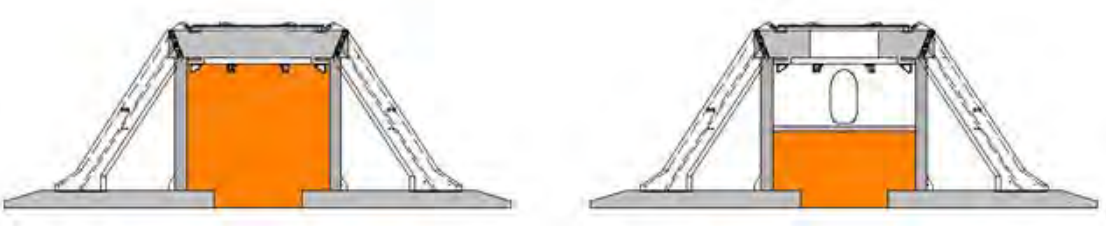
3.6 Mould positioning and central shaft concreting

Once the concrete of the lower slab has reached an advanced curing stage, the inner and outer formworks of the central shaft are installed, and the concreting of the central shaft is performed.

Central shaft (outside and inside) concreting

3.7 Backfilling

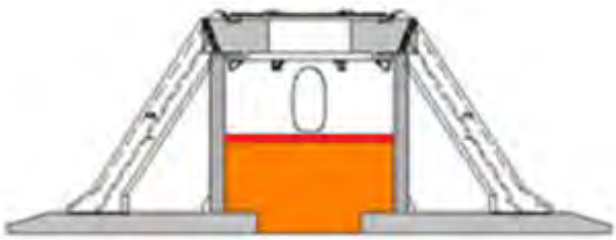
Backfilling will take place inside the central shaft and on top of the lower slab. The backfill inside the central shaft may have different heights depending on geometrical restrictions (access door being on the central shaft) and stability requirements. However, in all cases, the specific weight considered is quite low in order to ease the requirements of compaction in such a difficult environment.



Foundation backfill (on the left, solution without door; on the right, with it)

Inner backfill

When the door is in the central shaft and the inner backfill is partial, a slab on top of the inner backfill can be built and can be used as a support for internal equipment.



Inner slab 10-15cm

The outer backfill, on top of the lower slab, will be placed to provide stability for the foundation and depending on the case and the design basis requirements an elevated backfill from ground level will be considered. In these situations, anti-erosion solutions would be applied if required, as the one shown as a reference in the next picture.

Outer backfill and anti-erosion measures

3.8 Formwork, reinforcement and pouring of the upper slab

The upper slab is hexagonal, usually from 6,00 m to 7,00 m diameter and 1,20 m thick. It provides enough space for the anchor cage and the active anchorages of the precast braces.

When there is no door in the shaft and the backfill reaches the upper slab level, the execution of the installation of reinforcement, bolt cage, formwork and concreting is performed on top of the backfill.

Upper slab construction

When the door is located at the central shaft, the upper slab will have a manhole for the access to the tower, the outer backfill will be partial, without reaching the upper slab position and the installation of an inner and outer scaffolding will be installed to hold the formwork and a working platform suitable to work at height.

Scaffolding and formwork

The anchor cage needed for this foundation type is easier to install because of its size, with bolts that are close to half the length compared to standard foundations. This fact naturally provides extra savings on these important and expensive elements without complicating or compromising the supply as both the number and diameter of the bolts is the same as in a standard solution, with just the length (half of the original one) being the only change.

It is important to highlight that thanks to the geometry of this solution, the anchor cage installation is no longer a critical path since it is required in a later stage compared to a conventional foundation design. In fact, with the precast braced foundation a delay in the anchor cage supply will not stop the whole foundation construction but just the last phase of every foundation, which can be speeded up after once the arrival. To illustrate this, a couple of recent real projects have finished on time even though the anchor cage supply had a significant delay - above 2 months - as up to 12 upper slabs per week could be finished after the anchor cages arrived.

3.9 Braces post-tensioning

This is an independent operation that is carried out completely to suit the construction plan and schedule.

About one-week gap is required from finishing the upper slab until the tension is applied in order to achieve the proper strength on the concrete. Alternatively, this phase can be done just before turbine installation.

The post tensioning equipment is very simple and can be manipulated by a small team of workers.

The specialized company responsible for carrying out the work will assess the operation by comparing the site steel elongations to the theoretical ones.

Brace posttensioning

4. CONSTRUCTION RATES

On a serial production, and after a short ramp-up phase, a construction rate of one foundation every two days has been achieved with regularity. It is fair to highlight that to achieve this production, a slight increase of labour (roughly 20%) is usually needed compared to the standard foundation as there are more activities to fulfil on each phase. In the same way, a small crane (120-200T) for placing the braces, steel templates and additional tooling will be needed to take most of the industrialized process. All these extra costs -as well as the outstanding material savings have been considered in the overall 5%-10% savings.

5. CONCLUSIONS

The first wind farm built in Brazil with the precast braced foundation type has successfully proof this concept for this market. There are nowadays a bunch of Brazilian developers wanting to know more and more about the solution, which they plan to implement in the upcoming 2020.

The reason of this success is that this foundation minimizes to the greatest extent the LCoE thanks to a range of factors than can simplified summarized in an increase of AEP -as a result of a HH increase- with a lower CAPEX when compared to a traditional foundation solution.

6. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

To be filled in the next stage

BIGGEST PRECAST CONCRETE TOWER COMPLEX IN BRAZIL

A milestone for the industry 100% Brazilian

CUTÍA E BENTO MIGUEL WIND COMPLEX (SAO BENTO DO NORTE, RGN, BRASIL)

Company: ESTEYCO

Ramón López Mendizabal

Energy Area Director

Category: New Technologies

Subtopic: Research, Development and innovation

Content

1. SUMMARY 3

2. DESCRIPTION OF THE SOLUTION ADOPTED 4

3. CONSTRUCTION PROCESS 5

3.1 Manufacturing of the precast concrete panels *5*

3.2 Stockage and Transport *7*

3.3 Pre-assembly of the panels *9*

3.4 Assembly of the tower sections *11*

4. MANUFACTURING AND ASSEMBLY RATES 12

4.1 Manufacturing rates *12*

4.2 Pre-assembly rates *12*

4.3 Assembly rates *12*

5. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES 12

1. SUMMARY

Brazilian wind turbine manufacturer WEG recently finalized the installation of 149 WTG at the *Cutia e Bento Miguel Wind Complex*, in Sao Bento do Norte (Rio Grande do Norte). This Wind Farm which is been developed by COPEL, is composed by 13 smaller sub wind farms, giving a total of 149 x WEG 2.1MW WTGs totalizing 313MW of installed capacity.

In all cases, the 2.1 MW WTGs are installed at a 120 m hub height on a precast concrete tower designed by ESTEYCO, having become the aforementioned complex at the time of its completion the biggest in Brazil and also one of the biggest in the world with such a tower material and configuration. This was, therefore, the first time in Brazil that such a magnitude design, construction and logistic challenge was implemented.

The fabrication of the precast concrete panels comprising the tower has been carried out in a temporary factory located nearby the Wind Complex, 20 km distant from the most distant WTG location.

Location	Sao Bento do Norte (RN, Brazil)
Name	Cutia e Bento Miguel Wind Complex
OEM	WEG
WTGs	149 x AGW 2.1 MW
Hub Height	120
Installed capacity	312.9 MW

The need from every turbine manufacturer of a concrete tower is getting more and more important as the turbines -and loads- grow exponentially as it does the height of the towers. Not to mention the importance of the local content in countries as Brazil, where such parameter is vital for the project financing.

This presentation is meant to provide a description of the solution installed, as well as an overview of all the stages involved during the construction of the precast concrete tower. Before

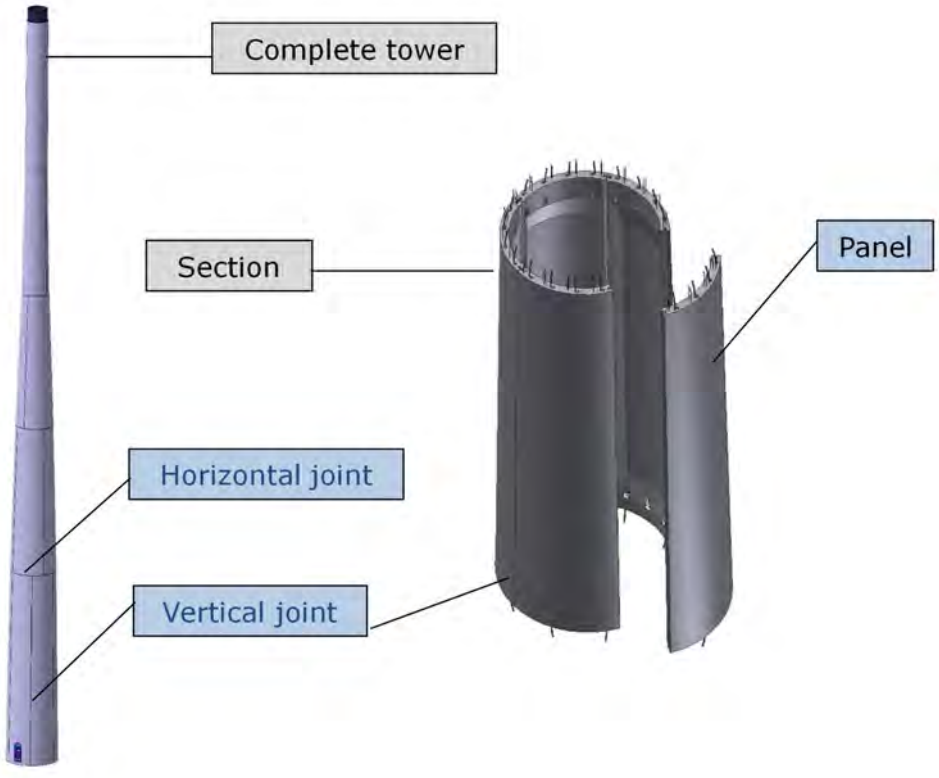
the end, a summary of the rates achieved during the construction along the different stages will be also presented.

2. DESCRIPTION OF THE SOLUTION ADOPTED

As aforementioned before, the solution adopted for the wind tower consist of a 5-level precast concrete tower and a steel top adapter piece for the transition to the nacelle. Each section is composed in its turn by variable number of precast concrete panels.

The union between panels of the same section are solved by means of grout filled vertical joints, while the unions between sections are solved by gout filled and post-tensioned horizontal joints.

The tower supports the WTG hub up to 120m from the ground level.



General sketch of the tower main elements

In the next table a summarized overview of the tower geometry and materials quantities is shown:

	Number of panels	Level height (m)	Concrete volume / panel (m3)	Weight/ panel (ton)
Level 1	6	30	22.50	58
Level 2	4	23	23.11	60
Level 3	3	21	22.28	58
Level 4	2	20	22.20	59
Level 5	2	23	23.11	55
Steel top adapter piece	-	1.83	-	5.940

3. CONSTRUCTION PROCESS

The construction process of the precast concrete tower involves the following stages:

1. Manufacture of the precast concrete panels
2. Transport of the panels
3. Pre-assembly of the panels
4. Assembly of the tower sections or levels

Following, all these stages are briefly outlined.

3.1 Manufacturing of the precast concrete panels

As mentioned before, the tower is composed by sections or levels, which in its turn are composed by precast concrete panels. The manufacturing of these panels has been carried out nearby the *Cutia e Bento Miguel Wind Complex*, in a temporary factory.

General view of the precast panels.

The manufacturing process consist of the following sub-processes:

5. Reinforcement and concrete of the panel.
6. Post-tensioned of the panels.
7. Painting of the outer surface (optional, as per client demand).
8. Installation of temporary and permanent internal elements.

Reinforcement of the panels.

Concrete of the panels.

Post- tensioning of the panels.

Installation of internal elements.

It is important to highlight the concepts of scalability and modularity of the factory, allowing to adapt the weights and dimensions of the panels to many different constraints and particularities (stockage capacity, transport limitations, etc…)

3.2 Stockage and Transport

After the manufacturing process, the panels are stocked inside the facilities of the factory, waiting to be transported to their final locations.

General view of the factory stock area.

The lifting of the panels is made by pairs of 40 ton-capacity gantry cranes and transported to the final location thanks to conventional extensible trucks.

The supporting tools for the panels are made of metal and adequately positioned for each panel dimension in the truck.

Load of the panel onto the truck

Conventional transportation of the panels

3.3 Pre-assembly of the panels

Panels are pre-assembled on site at soil level, in order to conform vertical full tubular levels.

All the panels are lifted from the horizontal position and levelled onto tailor-made pre-assembly rings (except for the level 1 panels, which are levelled straight onto the foundation)

General view of the tubular sections pre-assembled.

Pre-assembly process consist of the following stages:

1. Leveling of the pre-assembly rings
2. Lifting and leveling of the panels onto the foundation/leveling rings
3. Sealing of the vertical joints and horizontal joint at soil level
4. Grout filling of the vertical joints
5. Removal of the specific pre-assembly tools

Levelling of the pre-assembly rings.

Lifting of the panels.

Leveling of the panels onto the foundation.

Leveling of the panels onto the rings.

Load of the panel onto the truck

Conventional transportation of the panels

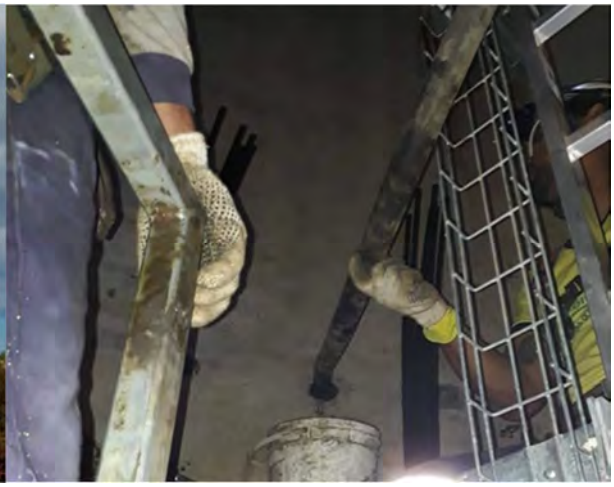
3.4 Assembly of the tower sections

Once the pre-assembly process is done, the tower sections are hoisted and levelled one onto the other, so that the tower will be completed.

The assembly process consists of the following stages:

1. Lifting and levelling of the pre-assembled sections.
2. Sealing and grout filling of the horizontal joints.
3. Post-tensioned of the connection bolts between T5-nacelle.
4. Post-tensioned of the horizontal joint strands.

Lifting of the pre-assembled panels.



Grout filling of the horizontal joints.

Post- tensioning of the connection bolts.

Post-tensioning of the strands.

4. MANUFACTURING AND ASSEMBLY RATES

In the sections below, a general overview of the average rates achieved at the Cutia e Bento Miguel Wind Complex are outlined.

4.1 Manufacturing rates

- Manufacturing target set between the OEM and the precast contractor in 2 towers/week, **34 panels** (12xT1, 8xT2, 6x T3,4xT4 and 4xT5)
- Manufacturing rates regularly attained: **2,2 towers/week (38 panels)**

4.2 Pre-assembly rates

- Average number of panels pre-assembled: **up to 2 towers/week**
- Pre-assembly rates regularly attained: **5 towers/ 2 weeks**

4.3 Assembly rates

- Average number of towers assembled: **up to 2 towers/week**
- Assembly rates regularly attained: **10-12 towers/ month**

5. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

1. Rumman WS, Reinforced Concrete Chimneys, In: Fintel M (Ed.), Handbook of Concrete Engineering, Van Nostrand, Reinhold Co., New York, 1985.

2. Concrete Towers for Onshore and Offshore Wind Farms, The Concrete Center, 2007.

3. Serna J, Experiencias en el uso de torres eólicas de hormigón (Experiences in the use of concrete in wind towers), Powerexpo Technical Conference & Exhibition, 2009.

4. Torres de hormigon para aerogeneradores multimegawatio (Concrete towers for multimegawattwind turbines), lnfopower, June 2009.

6. Concrete towers for wind energy converters, Beton Kalender, 2006.

7. Gonzalez M, Petersen M, lngenieria Estructural en torno al desarrollo de torres eolicas de hormigon prefabricado (Structural engineering in the development of precast concrete wind

towers), Congress of the Spanish Technical association of Structural Concrete, 2008.

9. Embodied C02 of various concrete mixes, The Concrete Center, 2007.

10. Brughuis FJ, Improved return on investment due to larger wind turbines, 2004 European Wind Energy Conference and Exhibition, 2004.

LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE USINAS DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL: VISÃO SOB UMA NOVA PERSPECTIVA

Thiago Awad Prudente [1]

Pedro Leoni [2]

RESUMO

A energia eólica onshore é a principal fonte em expansão para geração de energia elétrica no Brasil. Ainda está em discussão a migração desta tecnologia para o mar - geração offshore, pois no Brasil ainda não existem marcos regulatórios no qual apoiem os órgãos licenciadores em seus processos ou incentive o crescimento do mercado regional. No entanto, com a experiência do licenciamento ambiental offshore para empreendimentos flutuantes de óleo e gás, e o conhecimento das experiências dos principais países no qual dominam esta fonte de geração, a inserção destas usinas a longo prazo no Brasil já estão anunciadas, com três projetos em andamento no IBAMA. Como os impactos ambientais possuem dimensão ainda desconhecida, necessita-se do apoio de diversos Órgãos para minimização, mitigação e controle dos impactos gerados. Após análise das normativas aplicáveis no país e no mundo, este trabalho sugere um direcionamento para o licenciamento ambiental a atividade em questão. Ainda, para viabilidade técnica, econômica e comercial da geração offshore, é fundamental a elaboração de diretrizes com definição de áreas potenciais e exploráveis no mar territorial e ZEE brasileira.

Palavras-chave: *Energia eólica; offshore; licenciamento ambiental; impactos ambientais.*

ABSTRACT

Onshore wind power is the main source of expansion for power generation in Brazil. It is still under discussion about the use of this technology for offshore generation, in Brazil there are still no regulatory frameworks that do not support the licensing agencies in their processes or incentive to the regional market growth. Offshore wind generation is still under discussion for the regularization of these projects, since in Brazil there are no regulatory frameworks to support the licensing agencies in their processes or to encourage the growth of the regional market. However, with the experience of offshore environmental licensing for floating oil and gas projects and the knowledge of the experiences of the main countries where this source of generation dominates, the insertion of these plants in Brazil in the long term, with three projects, is already announced ongoing at IBAMA. As environmental impacts are still unknown, support from various agencies is required to minimize, mitigate and control the impacts generated. After analyzing the applicable regulations in the country and in the world, we suggest guidance for the environmental licensing of the activity in question. Still, to optimize the invested resources, it is essential to elaborate a guideline with definition of potential and exploitable areas in the Brazilian territorial sea.

Keywords: *Windpower; offshore; environmental licensing; environmental impacts.*

[1] PRUDENTE, T. A. Engenheiro Ambiental e Sanitarista. Especialista em Energias Renováveis pela Universidade Salvador – UNIFACS. E-mail: awad.thiago@gmail.com;

[2] LEONI, P. Engenheiro Eletricista. Especialista em SEP pelo SENAI/CIMATEC. Mestrando em Energias Renováveis pela Universidade Salvador. E-mail: pedroleoni@hotmail.com;

INTRODUÇÃO

A energia elétrica tornou-se um recurso essencial no mundo contemporâneo, onde qualquer interferência em sua geração, transmissão e distribuição ocasiona consequências negativas para a sociedade e economia (PRUDENTE; ANJOS, 2019). A geração desse tipo de energia cresce em uma maior escala em relação ao seu consumo, em função da maior utilização de equipamentos elétricos, logo existe a demanda do crescimento na geração, transmissão e distribuição (BARDELIN, 2004).

Ao contrário do Brasil, a matriz elétrica do mundo é de origem predominantemente fóssil, com carvão e derivados de petróleo, segundo Calijuri e Cunha (2013). Portanto, é notório o esforço dos governos no incentivo de novas fontes para reduzir a dependência sobre os combustíveis fósseis, de maior impacto ambiental. Neste contexto, as usinas eólicas offshore já estão bem difundidas em alguns países da Europa, com ambiente regulatório consolidado.

As zonas marítimas (offshore) são as áreas com maior potencial para geração de energia eólica. Segundo Hinrichs, Kleinbach e Reis (2014), tais lugares possuem a vantagem de apresentar maiores velocidades e constância de ventos, devido a baixa rugosidade da superfície. Porém, diferente das eólicas com tecnologia onshore, posicionadas em ambiente terrestre, as instalações offshore ainda possuem elevados custos, devido a fundação, proteção contra corrosão e tecnologia de transmissão submersa e flutuante; aspectos relacionados a infraestrutura em ambiente pouco explorado no Brasil.

A superfície marítima, de baixa rugosidade, possibilita maiores uniformidades e velocidades de ventos para utilização da energia éolica como fonte de eletricidade, elevando sua capacidade de geração. Ou seja, esse atrativo permite um maior fator de capacidade nas turbinas eólicas (EPE, 2019). Ainda segundo a EPE, a tendência de mercado para 2020 será a comercialização de turbinas com potência unitária maior do que 10 MW para geração offshore, quando para geração onshore encontram-se em torno de 2 MW.

Embora os ventos sejam considerados uma fonte renovável e limpa de energia, bem como constituam alternativa mais sustentável quando comparados aos combustíveis fósseis, seu aproveitamento energético não está completamente livre de impactos ambientais. A exemplo da geração éolica offshore, a imprecisão da dimensão dos impactos na biota marinha demonstra a necessidade de marcos regulatórios para apoio ao processo de licenciamento ambiental. Neste sentido, é fundamental a regulamentação de diretrizes para a avaliação de impactos ambientais, no qual abrange o licenciamento.

No cenário global, além do ambiente regulatório consolidado, a Europa possui o maior parque de geração de eólicas offshore e domínio de uso desta tecnologia. Ou seja, segundo a GWEC (2018) e *Renewable Power Gerenation Costs in 2018* (IRENA, 2019), capacidade instalada mundial em 2001 era de 23 GW, chegando em 490 GW em 2018, um crescimento médio superior a 140% ao ano. Mesmo que ainda não existam estimativas seguras quanto ao potencial de geração offshore no Brasil, já existem projetos em andamento para geração elétrica por usinas eólicas offshore, tanto por parte do Governo quanto pelo setor privado.

Além do elevado custo de implantação para usinas eólicas offshore, o caráter estacionário do segmento no Brasil, justifica-se pelo incentivo (desde o PROINFA) e avanço das centrais eólicas onshore. A capacidade instalada de Usinas de Energia Eólica – UEEs no Brasil está em 15 GW (ABEEólica, 2019; BIG – ANEEL, 2019), mas 128 GW abaixo do mapeado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001). Logo, Guimarães (2019) cita este como a principal causa para o para a inércia da tecnologia offshore no país, ou seja, devido ao potencial de área inexplorada com tecnologia já difundida, a onshore.

Nesta perspectiva, estudos e diretrizes legais para regulamentação e licenciamento de empreendimentos offshore para geração de energia elétrica por fonte eólica avançaram pouco no país. No entanto, as experiências e estudos envolvendo o licenciamento ambiental para autorização de exploração dos recursos naturais em seu mar territorial, a exemplo do petróleo e gás natural, deverão ser usadas.

Sendo assim, esse artigo tem como objetivo principal apresentar as perspectivas de licenciamento ambiental para geração de energia elétrica por fonte eólica offshore e o avanço desta tecnologia no Brasil. Isso se verifica, seja na explanação dos principais marcos regulatórios envolvendo atividades em zona da união, seja nos processos avaliativos das criticidades dos impactos ambientais.

METODOLOGIA

A estratégia adotada para esta pesquisa resume-se em quatro etapas, são elas: (I) pesquisa bibliográfica e documental; (II) aquisição de dados; (III) pesquisas em campo – eventos ligados ao tema; (IV) discussão dos dados coletados nas fases anteriores.

Para desenvolver as etapas citadas acima, (I) foram utilizados dados secundários obtidos por meio de pesquisas em: artigos; dados quantitativos publicados e disponibilizados na internet, Estudos de Impacto Ambiental e Relatórios de Impacto Ambiental de projetos de UEEs

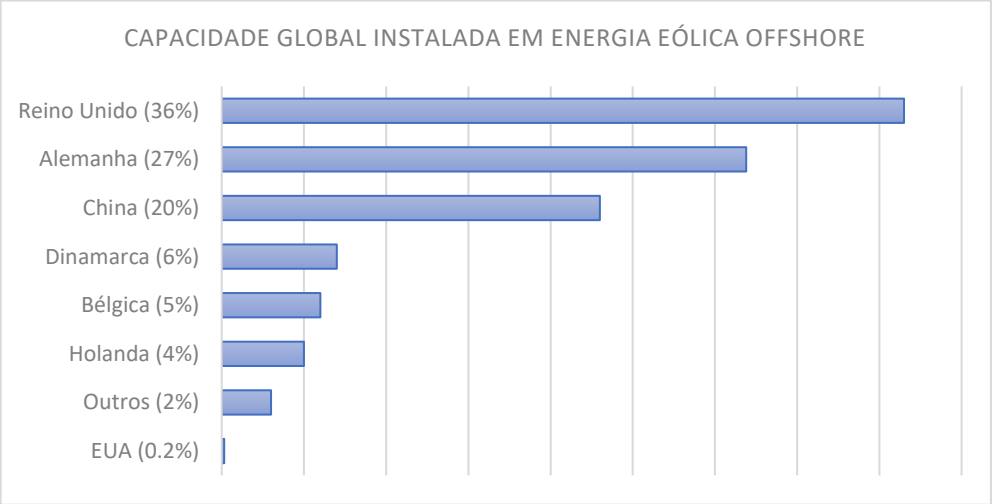
offshore consolidados na Europa; e projetos de lei em andamento para regulamentação dessa tecnologia no Brasil. Ainda, (II) coletou-se informações de sites oficiais dos órgãos: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL; Empresa de Pesquisa Energética – EPE; Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis; Ministério do Meio Ambiente – MMA; Ministério de Minas e Energia – MME; Marinha do Brasil; Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica; International Renewable Energy Agency – IRENA; e International Energy Agency (IEA).

Para um maior fundamento, com foco nas discussões atuais, (III) analisou-se artigos, resumos expandidos e apresentações publicadas em eventos científicos do ramo, a exemplo do *Brazil Wind Power (2019)*, Workshop Internacional de AIA em Complexos Eólicos Offshore (2019) e I Seminário Internacional de Licenciamento Ambiental Offshore (2018).

ENERGIA EÓLICA OFFSHORE – CENÁRIOS

O mercado eólico offshore, devido a extinção de áreas potenciais, vem crescendo significativamente desde 2010 (IRENA, 2019). Com o acréscimo de 30% de capacidade instalada em 2017, em relação a 2016, atingindo recorde de maior crescimento no segmento (Santiso et al., 2019), segundo o Renewable Power Generations Costs (IRENA, 2019), instalações globais de energia eólica offshore em 2018 totalizaram mais 4,5 GW de potência instalada, concentrando-se no Reino Unido, Alemanha e China (figura 1). Além disso, existe implantação programada para a América do Norte e a Oceania.

Figura 1. Capacidade instalada offshore para geração elétrica no mundo.



(IRENA, 2019; PIRIA, MAGOSCH, ECKARDT, 2019. Alterado pelo autor)

O Brasil possui suas particularidades bem definidas em relação à geração elétrica por fontes renováveis, seja em regulação seja em tecnologia. Porém, em busca do acompanhamento de avanços tecnológicos no cenário global, projetos pilotos para geração de energia eólica em ambiente marítimo estão sendo desenvolvidos no país. No entanto, a inserção desta nova tecnologia na matriz elétrica brasileira demanda uma regulamentação jurídica para implantação e uso do potencial de ventos marítimos (Guimarães, 2019).

Neste contexto, o regime regulatório no qual é responsável pela promoção do setor, descentralização do mercado e pela captação de recursos (Santiso et al. 2019; Ferreira; Jesus, 2016), deve ser bem dimensionado a fim de diminuir o tempo de adaptação do mercado, ampliar os impactos positivos do segmento, minimizar e compensar os impactos negativos sobre os setores envolvidos. Sendo assim, buscar experiências internacionais no tema é fundamental para garantia da eficiência desta nova fonte de geração elétrica no país.

Experiências internacionais em UEEs offshore

Os instrumentos jurídicos disponíveis no direito internacional para gerenciar os recursos naturais e proteger o ambiente das instalações de aerogeradores no mar com maior base consolidada pertence ao Reino Unido e Dinamarca, ambos possuem o pioneirismo e o maior número de usinas instaladas.

Segundo a EPE (2018), além de outras iniciativas com o objetivo de reduzir o custo da energia eólica offshore a preços competitivos com a energia convencional na Europa até 2020, empresas especializadas em operação offshore (flutuantes) de óleo e gás, investem em empreendimentos eólicos offshore.

Além disso, 40% do crescimento da potência instalada em 2018 em offshore pertence a China, sendo o país destaque no ano em avanço da tecnologia. Neste contexto, é fundamental iniciar os projetos eólicos offshore brasileiro do ponto atual no qual se encontram as potencias citadas.

i. Reino Unido

Cenário Atual

Segundo o The Crown Estate – TCE (2019), o Reino Unido possui o maior parque de geração eólica offshore, em número de aerogeradores e de maior capacidade instalada – 8 GW,

o equivalente a 36% do total (TCE, 2019; IRENA, 2019). Devido a suas metas ambiciosas, ao procedimento de consentimento relativamente mais simples e excelente potencial eólico offshore, este mercado tem sido impulsionado a cada ano (Santiso et al., 2019; apud Mani; Dhingra, 2013). Ainda, segundo o TCE, espera-se um investimento no mercado britânico de até 18 bilhões de libras em 2021, tornando a offshore responsável por 30% da matriz elétrica britânica no ano 2030.

Marco Regulatório e Licenciamento Ambiental

Segundo Santiso et al. (2019) e Guimarães (2019), a coroa britânica (TCE) é proprietária da maior parcela do mar territorial - distância máxima de 20 quilômetros (km) da costa. Ainda, o TCE possui o direito de explorar o potencial eólico das águas da zona econômica exclusiva – ZEE, concedido pelo Energy Act 2004, no qual localiza-se entre 20 e 300 km. Dessa forma, a TCE possui o direito de conceder arrendamentos ou licenças para este tipo de tecnologia (Mani; Dhingra, 2013).

O Energy Act 2004 regula a aplicação da lei penal e da lei civil às instalações eólicas offshore, bem como o procedimento licitatório, autorização de geração de eletricidade, estabelecimento de áreas de segurança ao redor das instalações e atividades nas áreas, e direitos e deveres à navegação e aviação civil.

No Reino Unido, o desenvolvedor do projeto deve realizar uma série de estudos técnicos e ambientais, de forma a obter autorizações (statutory consents) para implantação e operação da UEE (Guimarães, 2019). O licenciamento garante ao solicitante a opção de desenvolver um projeto em uma determinada área do subsolo marinho.

Neste sentido, os estudos realizados devem conter, os detalhes do projeto, o Estudo de Impacto Ambiental - EIA, documentação que comprove as consultas às partes interessadas e identificação de possíveis entraves à viabilização do projeto e quais soluções podem ser adotadas. No entanto, de acordo com a Town and Country Planning Regulation 2011, o EIA não é obrigatório para usinas eólicas offshore, somente em projetos com impactos ambientais desconhecidos e/ou alto potencial poluidor.

Ainda assim, o tempo médio dos projetos pelo Órgão regulador, submetidos ao licenciamento ambiental, está em torno de 18 meses de análise, tornando este processo complexo o mais célere possível (Salvador; Gimeno; Larruga, 2018).

ii. Alemanha

Cenário Atual

Segundo Guimarães (2019) e GWEC (2018), apoiado na decisão de encerrar suas atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica até 2022, o país definiu que até o ano 2050 aproximadamente 80% de sua matriz elétrica seria renovável. Neste contexto, a Alemanha, que passou a explorar o potencial eólico offshore em razão da indisponibilidade de áreas onshore propícias a instalações de usinas (Guimarães, 2019), atualmente possui o segundo maior parque de geração offshore do mundo, com 6,38 GW instalados (27%) – atrás somente do Reino Unido. Ainda segundo Guimarães (2019), metas intermediárias também foram definidas na Lei Alemã de Energia Eólica Offshore (WindSeeG), desejando alcançar até 2020 7,7 GW de capacidade instalada, e 15 GW até 2030.

Marco Regulatório e Licenciamento Ambiental

O país em 2016 sancionou a Lei da Energia Eólica Offshore, na qual entrou em vigor em janeiro de 2017. Além disso, a Agência reguladora Alemã e a Agência Federal de Preservação do Meio Ambiente estabeleceram um plano de desenvolvimento de áreas marítimas potenciais, com o intuito de delimitar as áreas liberadas para geração e tempo necessário para início da exploração, sem interferência em outras atividades offshore importantes (Guimarães, 2019). Neste sentido, somente os projetos enquadrados nas áreas definidas poderão participar dos leilões para implantação da usina.

Ainda, segundo o Ministério da Economia e Energia da Alemanha (2015), para submissão da solicitação de autorização (licença) de exploração eólico offshore, o requerente deve considerar a análise socioambiental e seguir as seguintes premissas: não expor o ambiente marinho a níveis de poluição irreversíveis; não interferir rotas de aves migratórias; assegurar a fluidez do transporte marítimo civil e militar; entre outras.

Referente a Avaliação de Impactos Ambientais, o país possui uma Lei do Estudo de Impacto Ambiental no qual define que para os empreendimentos com 6 a 20 aerogeradores, a elaboração do EIA depende do potencial impacto poluidor/degradador do projeto. No entanto, o EIA é obrigatório para os complexos eólicos superior a 20 aerogeradores instalados. Vale salientar que, empreendimentos com menos de 6 aerogeradores tornam-se inviáveis do ponto de vista financeiro-econômico (Nelson, 2009).

iii. Dinamarca

Cenário Atual

Pioneira na geração de energia elétrica offshore, a Dinamarca tornou-se a primeira nação a transferir turbinas eólicas para o mar em 2011 (DEA, 2017), e hoje ocupa o quarto lugar na geração global em capacidade instalada, com 1,62 GW (6%), atrás somente do Reino Unido, Alemanha e China (Guimarães, 2019; apud PWC, 2017; WindEurope, 2018). Ainda, o incentivo para o desenvolvimento da cadeia produtiva tornou o país o principal exportador de equipamentos e serviços para usinas eólicas offshore do mundo (Santiso et al., 2019; apud DEA, 2015).

Marco Regulatório e Licenciamento Ambiental

Embora algumas autoridades possuam responsabilidades, existe somente uma agência responsável pelo processo de regulatório (IRENA, 2018). Segundo Santiso et al. (2019) a solicitação de liberação do projeto para o Órgão dinamarquês pode ser realizada de duas formas: processo de licitação; ou procedimento de portas abertas. No processo de licitação, realiza-se uma competição aberta para alcançar o melhor custo-benefício, e o EIA é iniciado pelo Transmission System Operator (Operador do Sistema de Transmissão Dinamarquesa); já no portas abertas, desde que a área em questão não esteja contemplada em outros interesses, o EIA é realizado pelo requerente e apensado ao processo de solicitação de geração.

Na Dinamarca, entende-se que as usinas eólicas offshore causam relevante impacto ambiental e, portanto, a elaboração de EIA é indispensável (Guimarães, 2019). Ainda segundo Guimarães (2019), solicitou-se Estudo de Impacto Ambiental a todos os projetos eólicos offshore na costa do país, os quais seguem diretivas desenvolvidas pela própria Agência reguladora dinamarquesa (Energistyrelsen), documento similar ao Termo de Referência – TR praticado pelo Governo Brasileiro. Além disso, para áreas de conservação ambiental internacionais, definiu-se leis específicas mais rígidas para a implementação de projetos eólicos offshore, com possibilidade de proibição da implantação pelo Ministério de Energia.

ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL

A tecnologia para geração elétrica por fonte eólica onshore já está bem difundida no Brasil. No mar territorial, ou ZEE, não existem barreiras na qual prejudiquem a uniformidade

do vento, caracterizando-a de baixa rugosidade, o propicia a utilização de turbinas com maior potência unitária e consequentemente, maior geração.

Uma das principais vantagens do aproveitamento eólico offshore está relacionada com a possibilidade de instalação próximos a centros de carga, excluindo as problemáticas do transporte de pás por terra. No entanto, a instalação das estruturas e tecnologia adicional de proteção contra intempéries neste ambiente elevam significativamente os custos de instalação e manutenção (Melo et al., 2019).

Segundo a EPE (2018), embora se considere que a instalação de usinas eólicas offshore tenham menos restrições quando relacionadas às onshore, ainda existem algumas preocupações, como a dimensão dos impactos causados à vida marinha provocado pelas turbinas e campos eletromagnéticos derivados das linhas de transmissão submarinas.

Experiência brasileira em licenciamento offshore

Sendo uma das principais atividades do país, embora combustível fóssil, o segmento Petróleo e Gás possui grande relevância no cenário econômico brasileiro. Desde 1968, antes mesmo das regulações definirem o IBAMA como órgão licenciador de atividades de exploração mineral offshore, o Brasil atua neste cenário. Conforme figura 2, o fluxo atual para licenciamento ambiental em exploração offshore, após 50 anos de experiência, compreende-se em quatro etapas principais.

Figura 2. Etapas do licenciamento ambiental offshore para exploração de petróleo no Brasil.

Licença	Instrumento Legal	Finalidade
Licença Prévia - LP	Relatório de Controle Ambiental	Liberação da perfuração do poço para exploração
Licença Prévia de Operação - LPO	Estudo de Viabilidade Ambiental	Liberação da produção para estudo de viabilidade econômica da fonte
Licença de Implantação -LI	EIA/RIMA	Liberação da instalação da plataforma e equipamentos necessários
Licença de Operação - LO	Programa de Controle Ambiental; Plano de Emergência Ambiental	Liberação da Operação com fins econômicos

(CONAMA nº 237/97. Alterado pelo autor)

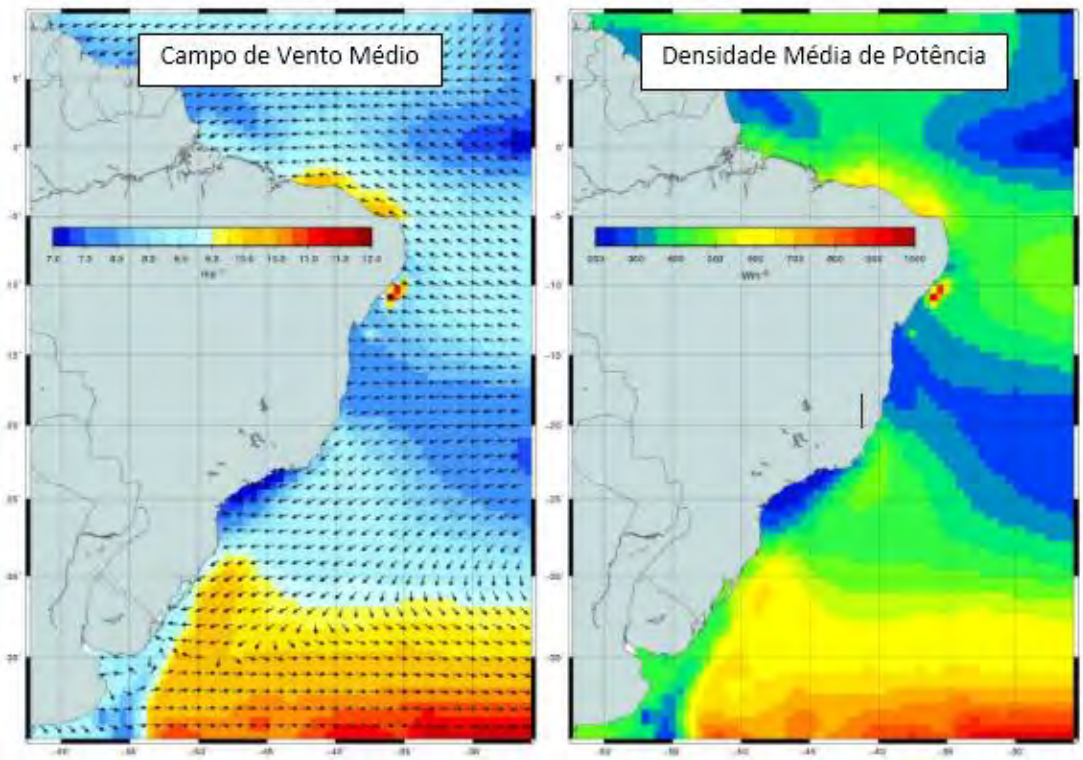
Neste cenário, o IBAMA atua também na comunicação com os demais órgãos integrantes do SISNAMA para estabelecimento de normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, com foco na atualização constante da normativas (Santiago, 2017).

Potencial em energia eólica offshore no Brasil

Em 2008, os primeiros dados de potencial eólico offshore foram estudados por Pimenta et al., no qual chegou ao resultado de 102 GW disponíveis para geração de energia elétrica no Sul e Sudeste do Brasil. Já em 2009, Ortiz e Kampel realizaram um estudo com base em dados de satélite com uma amostra de imagens de 10 anos (1999 a 2009) em toda a costa brasileira, com resolução temporal diária. Neste estudo, foi possível determinar um potencial de 1,78 TW em toda ZEE do país, superior aos 40 GW mapeado pelo DEA (Lee, 2019).

Conforme figuras 3 e 4, segundo Ortiz e Kampel (2009), a velocidade do vento offshore no Brasil apresenta variação entre 7 e 12 m/s, com valores mínimos próximos à costa de São Paulo e valores máximos próximos à costa de Sergipe e Alagoas.

Figuras 3 e 4. Dimensionamento de ventos na costa brasileira.



(Ortiz e Kampel, 2009. Alterado pelo autor)

O Atlas Eólico Brasileiro (2001), bem como os atlas eólicos estaduais (Paraíba, 2017; Rio Grande do Sul, 2014; Bahia, 2013; Rio Grande do Norte, 2003) definem a região nordeste e o extremo sul do Brasil como as principais zonas para geração elétrica por fonte eólica onshore. Pode-se perceber após análise das figuras 3 e 4, que os maiores potenciais offshore também se encontram nas costas dessas regiões, identificando a origem do vento e a perda de potencial devido a barreiras de rugosidade na superfície, como construções, relevos ou vegetação de grande porte.

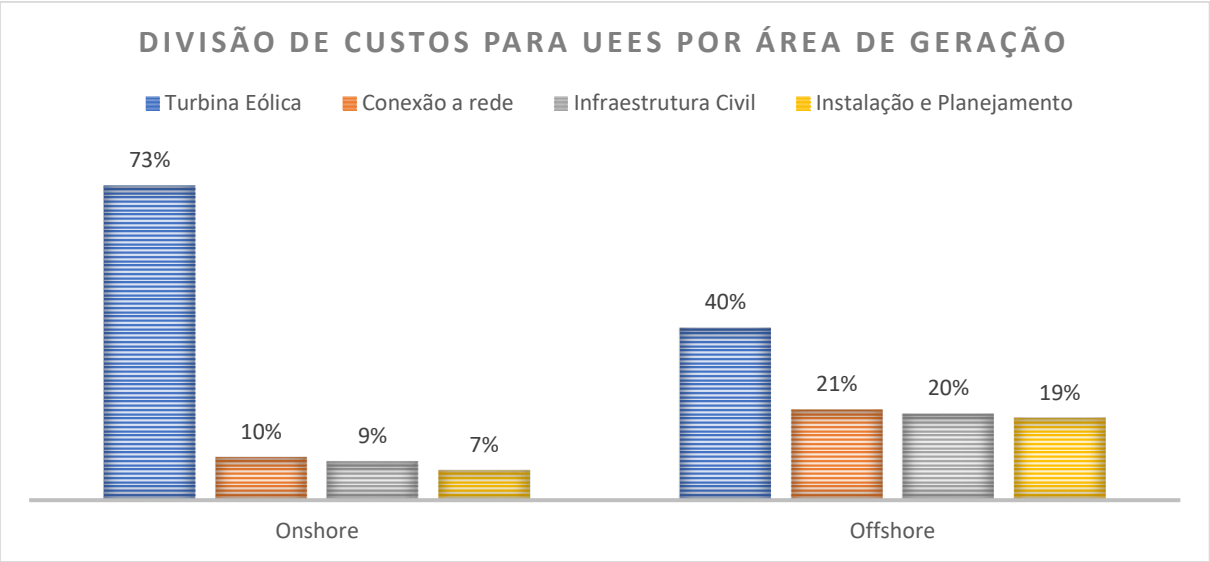
Vantagens e desvantagens de eólicas offshore no Brasil

A análise isolada de cada aspecto, particularidade da tecnologia de exploração de ventos e geração de energia elétrica, as usinas offshore apresentam algumas vantagens quando comparadas com usinas onshore, conforme tabela abaixo (figuras 5 e 6).

Figura 5. Vantagens e desvantagens das UEEs offshore, em relação a onshore.

Tipo	Vantagens	Desvantagens
Econômico	Maior potencial de geração	Custos elevados
	Facilidade no transporte de equipamentos	Tecnologia não difundida no Brasil (ausência de mercado)
Social	Ausência de sombreamento em áreas residenciais	Inexistência de mão de obra local especializada
	Menor poluição visual	Inexigibilidade de projetos sociais
Ambiental	Emissão de ruídos não interferem zonas de habitação	**Dimensão dos impactos ambientais ainda desconhecidas**
	Sem interferência em áreas terrestres prioritárias para conservação	

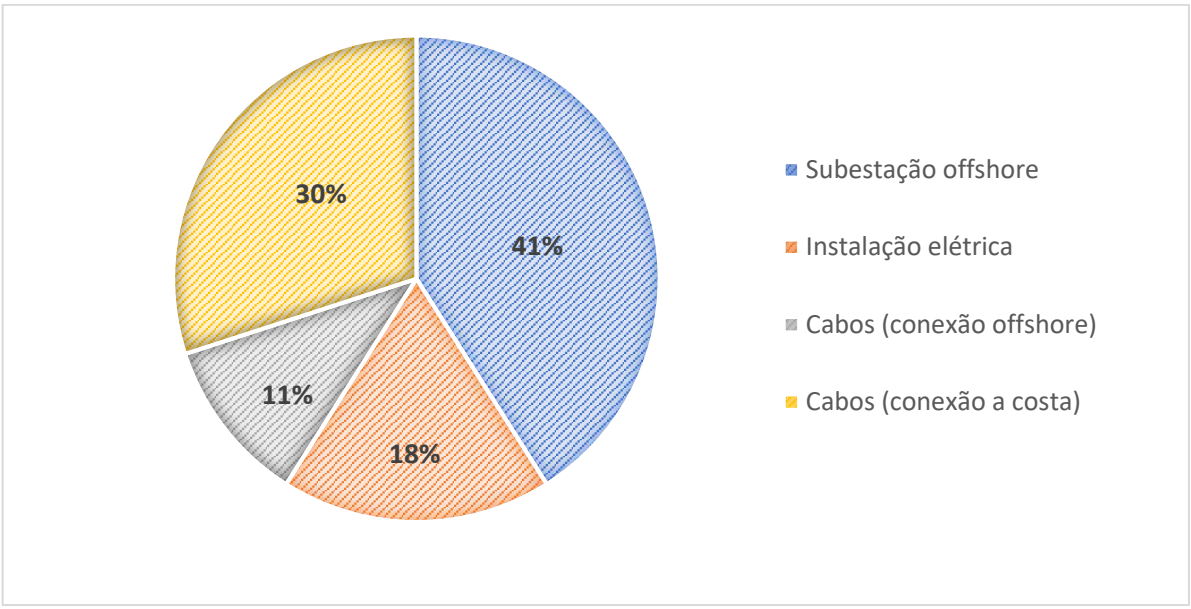
Figura 6. Comparação entre divisão de custos Projetos Eólicos



(IRENA, 2017; Melo et al., 2019. Alterado pelo autor)

Assim, abrindo o custo da transmissão (figura 7), no qual representa 21% do total do projeto, a robusta tecnologia para subestações flutuantes, além da subestação em terra, é necessária a instalação de linhas de transmissões submersas, encarecendo o custo do projeto (o dobro do valor investido para geração onshore). Ou seja, a implantação de empreendimentos eólicos offshore traz um desafio adicional relacionado ao escoamento da energia, considerando a geração longe dos centros e estruturas de transmissão terrestre (EPE, 2019).

Figura 7. Custo de infraestrutura de transmissão de eólicas offshore.



(EPE, 2019. Alterado pelo autor.)

Licenciamento Ambiental de UEEs offshore no âmbito brasileiro

Avaliação de Impactos Ambientais

O investimento em energias renováveis tem se tornado um fator estratégico chave para muitos países, com implicações não só na redução das emissões de gases de efeito estufa - GEEs, mas em outros impactos ambientais relacionados à implementação e operação do empreendimento. Neste sentido, a fim de apoiar as decisões estratégicas para o licenciamento ambiental de usinas eólicas offshore no Brasil, com base em experiências internacionais em instalação destas estruturas, e em experiências nacionais em outras atividades offshore, com interferência em ambiente marítimo, a figura 8 resume os principais impactos ocasionados nas fases de planejamento, implantação e operação, bem como a tipologia dos mesmos.

Figura 8. Principais impactos ambientais relacionados a eólicas offshore.

Impactos	Fase de Planejamento	Fase de Implantação	Fase de Operação
Impactos no meio Físico			
Emissão de gases de efeito estufa			+
Geração de resíduos sólidos		-	
Geração de Efluentes			+
Erosão do leito marinho		-	-
Abrasão e transportes de sedimentos marinhos			-
Alteração do fluxo de correntes			-
Suspensão de sedimentos		-	-
Geração de ruídos		-	-
Formação de campo eletromagnético			-
Impactos no meio Biótico			
Afugentamento de fauna		-	-
Impactos sonoros sobre mamíferos marinhos e peixes		-	-
Redução de comunidades bentônicas		-	
Proliferação de espécies exóticas			-
Redução de espécimes marinhas de invertebrados			-
Interferência em rotas migratórias de aves			-
Impactos no meio Socioeconômico			
Geração de emprego e renda	+	+	+
Descentralização da matriz elétrica			+
Maior segurança de fornecimento			+
Interferência em recursos pesqueiros e prática		-	-
Interferência em rotas de transporte		-	-
Alteração da paisagem - Impacto visual		-	-

Licenciamento Ambiental

A Constituição Federal Brasileira define que é competência da União para explorar, direta ou indiretamente, serviços e instalações de energia elétrica e competência privativa legislar sobre energia. Ainda, afirma que deve-se adotar o princípio licitatório na prestação de serviços públicos.

Segundo o art. 10 da Lei nº 6.938 de 1981, é de competência do Órgão ambiental federal a regulamentação de atividades com significativo impacto ambiental localizados no mar territorial brasileiro e ZEE. Neste sentido, devido a interferência em áreas da União e da criticidade dos impactos ambientais, o licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos offshore no Brasil compete ao IBAMA. Além disso, o Decreto nº 8.437 de 2015, que regulamenta o artigo 7º da Lei Complementar 140 de 2011, define que usinas eólicas localizadas na zona de transição terra-mar, serão licenciadas pelo órgão ambiental federal.

No entanto, além da logística de conexão à rede de transmissão, a instalação destas estruturas em ambiente marítimo gera conflitos com atividade de aviação civil, transportes marítimos, exploração de petróleo e gás offshore, pesca, áreas de proteção permanente (manguezais e arquipélagos), rotas migratórias de animais em extinção (tartarugas marinhas, baleias Jubarte e aves). Neste contexto, para evitar investimentos em áreas de relevante interesse ambiental, no qual demandará custo elevado com a mitigação e compensação dos impactos gerados direcionados via condicionantes ambientais, o IBAMA deverá dar anuência para Órgãos influenciados pelos projetos propostos. Segue abaixo, conforme figura 8, lista de entidades no qual projetos eólicos offshore podem interferir em seu fluxo de atividades.

Figura 9. Órgãos impactados pela atividade de geração fonte eólica offshore.

Órgão	Sigla
Agência Nacional de Aviação Civil	ANAC
Agência Nacional de Energia Elétrica	ANEEL
Agência Nacional de Petróleo e Gás	ANP
Agência Nacional de Transportes Aquaviários	ANTAQ
Comando da Aeronáutica	COMAER
Instituto Chico Mendes de Conservação e Biodiversidade	ICMBio
Marinha do Brasil	MB
Ministério de Minas e Energia	MME
Ministério do Meio Ambiente	MMA
Secretaria de Patrimônio da União	SPU
Secretaria Especial de Aquicultura e Pesca	SEAP
Órgãos Ambientais Estaduais	-

Devido ao elevado potencial degradador deste tipo de empreendimento, a visão inicial do país, e o desconhecimento da criticidade dos impactos ambientais gerados, as UEEs offshore deverão ainda na fase de planejamento, elaborar e apresentar (com a etapa de audiência pública) o Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental. Uma vez aprovada, além dos impactos ambientais gerados na fase de implantação, é importante destacar a necessidade da condicionante para realização de um prognostico para análise das emissões de ruídos e propagação sonora no ambiente marinho.

Com base nas experiências internacionais e experiência brasileira com o licenciamento offshore de outras atividades, e nos impactos listados na figura 8, a figura 9 sugere uma linha de regulação destes empreendimentos no cenário Brasil.

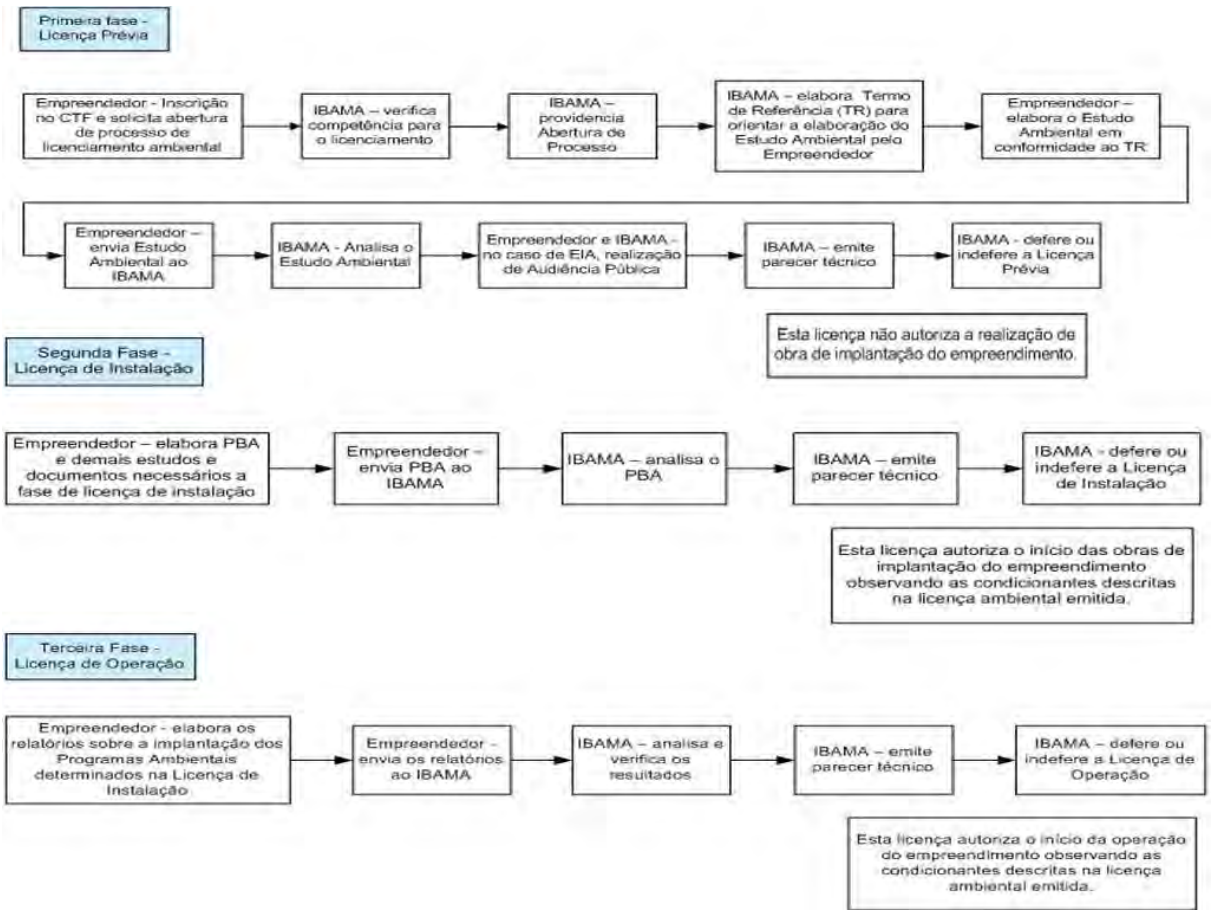
Figura 10. Quadro comparativo para licenciamento de UEEs offshore.

Etapas	Reino Unido	Alemanha	Dinamarca	Brasil
Definição de Áreas Exploráveis	Governo	Governo	-	**Governo**
Modelo da Comercialização	Leilões	Portas abertas	Leilões	**Leilões**
Órgão licenciador	TCE	Agências Federais	DEA	**IBAMA**
EIA	Requerente	Requerente	Licitação	**Requerente**
Transmissão da Energia	Gerador	Gerador	Gerador	**Gerador**
Prioridade de Transmissão	Não	Sim	Sim	**Sim**

(Santiso et al., 209; Guimarães, 2019; EPE, 2019. Alterado pelo autor)

Atualmente, devido à ausência de norteadores para o licenciamento ambiental destes novos empreendimentos no país, existem movimentos no IBAMA para que, juntamente com o Ministério do Meio Ambiente - MMA e Ministério de Minas e Energia – MME, construam um quadro normativo ambiental de excelência técnica e jurídica, integrando atores e partes interessadas (Cox; Araújo; Lemos, 2019). Neste sentido, baseando-se em experiências internacionais, a figura 11 e 12 descreve desde o pré-desenvolvimento do projeto eólico offshore até sua operação, modelo no qual deve ser moldado para as particularidades do Brasil.

Figura 11. Fluxograma de Licenciamento Ambiental via IBAMA.



(IBAMA, 2016. Alterado pelo autor)

Figura 11. Ciclo de vida de uma usina eólica offshore.

Projetos Eólicos Offshore no Brasil

Embora o Brasil não possua nenhuma UEE offshore em operação, já existem três projetos requerendo licença ambiental junto ao IBAMA (figura 11), são eles:

I. Complexo Eólico Caju (30 MW), localizado no Maranhão e em mar territorial:
   a. Status: projeto arquivado.

II. Complexo Eólico Asa Branca I (400 MW): localizado no Ceará e em mar territorial;
   a. Status: processo arquivado no IBAMA.

III. Planta Piloto de Geração Eólica Offshore (5 MW), projeto de P&D da Petrobras com investimento de R$ 63 milhões (EPE, 2019), localiza-se em ZEE, a 20 km da costa do Rio Grande do Norte.
   a. Status: em processo de Licenciamento Prévio no IBAMA.

Figura 13. Localização solicitada para instalação das UEEs offshore (conforme itens acima).

(EPE, 2019. Alterado pelo autor)

Segundo Melo et al. (2019), o ciclo de vida de um projeto eólico offshore compreende-se em cinco principais etapas: planejamento; produção e aquisição; implantação; operação e manutenção. Destes três projetos, a planta piloto da Petrobrás possui maiores chances de licenciamento, levando em consideração o avanço da pesquisa neste segmento (EPE, 2018). Devido à ausência de regulações, incertezas de impacto e mercado local indisponível, os projetos (I) e (II) sem a vontade política, não serão instalados a curto prazo. Assim, questões como licenciamento ambiental, implementação ou modelo de concessão estão sem resposta e são fundamentais para o desenvolvimento desta fonte.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento da atividade de geração de energia elétrica por fonte eólica offshore no Brasil ainda possui diversas lacunas em aberto. A ausência de marcos regulatórios específicos para licenciamento da atividade, e consequentemente de incentivos, impende o crescimento do mercado. Além disso, levando em consideração o avanço na tecnologia eólica onshore após a publicação do Atlas Brasileiro de Energia Eólica em 2001 e publicação de atlas regionais nos anos subsequentes, para direcionamento dos projetos, torna-se essencial o mapeamento de áreas prioritárias para exploração do potencial eólico offshore.

Ainda, além do processo regulatório, outro principal desafio está relacionado ao custo da energia na implementação das primeiras usinas, especialmente em países em desenvolvimento. Em contrapartida, a experiência nacional com licenciamento de exploração de óleo e gás em mar territorial e ZEE, bem como a solicitação de licenças ambientais para projetos pilotos no país, incentiva a criação de normas técnicas e documentos de referência para regulamentação da atividade. Ou seja, como inicialmente todos os projetos possuirão alto impacto ambiental pelo desconhecimento dos mesmos, a fim de otimizar os recursos gastos, é fundamental que o IBAMA possua um Termo de Referência consolidado para a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental próprio das usinas.

Sendo assim, para a promoção da indústria de energia eólica offshore no país, é essencial a criação de marcos regulatórios no qual direcionem os órgãos licenciadores e agências reguladoras nos processos liberatórios, e oportunidades de incentivos para investidores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Banco de informações de geração**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual>. Acesso em: 20 ago. 2019.

AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. de J. L da; RIBEIRO, V. da C. M.; VIDAL, M. J. B.; MARTIN, R. S**. Estado da Bahia: *Atlas do Potencial Eólico***. Salvador: COELBA, 2002. 61 p.

AMARANTE, O. A. C. do; ZACK, J.; BROWER, M.; SÁ, A. L. de. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: MME/ ELETROBRÁS/ CEPEL, 2001. 44 p.

Annual Market Update 2017 Global Wind Report. Bruxelas: GWEC, 2018.

Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica. **Números ABEEólica: *fevereiro de 2019***. São Paulo, 2019. 9 p.

ATLAS eólico: Bahia. Curitiba: Camargo Schubert; Salvador: SECTI; SEINFRA; CIMATEC/SENAI, 2013. 96 p.

BARDELIN, C. E. A. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica.** 2004. 113 f. Dissertação (Mestrado)–Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. **Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen**. Berlim: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015.

CALIJURI, M. do C.; CUNHA, D. G. F. **Engenharia ambiental: *conceitos, tecnologia e gestão***. Rio de Janeiro: Elsevier; Campus, 2013. 789 p.

DANISH ENERGY AGENCY – DEA (Dinamarca). **Danish Experiences from Offshore Wind Development**. Copenhagen K: DEA, 2017. 36 p.

DANISH ENERGY AGENCY – DEA (Dinamarca). **Danish Experiences from Offshore Wind Development**. Copenhagen K: DEA, 2015. 36 p.

DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE. **UK Offshore Energy Strategic Environmental Assessment.** UK, 2016.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Roadmap – Energia eólica marítima no Brasil**. Workshop EPE, 2019. 49 p.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Nota Técnica PR 04/18: *Potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050.*** Serie Recursos Energéticos. Rio de Janeiro, 2018. 184 p.

FERREIRA, R. F.; JÚNIOR, G. de J. **Direito Ambiental: *diálogos interdisciplinares*.** Ed. A5. Vol. 1. 194 p.

GUIMARÃES, L. N. M. R. **Usinas eólicas offshore no direito ambiental marinho**. Veredas do Direito, Belo Horizonte, v. 16, n. 34, p. 153-176, jan./abr. 2019. Disponível em: http://domhelder.edu.br/revista/index.php/veredas/article/viewFile/1214/24728. Acesso em: 12 ago. 2019.

HINRICHS, R. A.; KLEINBACH, M.; REIS, L. B. **Energia e Meio Ambiente.** Cengage Learning. Tradução da 5ª edição norte-americana. São Paulo, 2014.

International Renewable Energy Agency - IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. Abu Dhabi, 2019.

MANI, S., DHINGRA, T. **Critique of offshore wind energy policies of the UK and Germany — What are the lessons for India.** Energy Policy, [S.l.], v. 63, 2013. p. 900-909.

MELO, D. C. de; GONZÁLEZ, M. O. A.; VASCONCELOS, R. M. de; NETO, F. C. G.; MAZETTO, B. M.; NUNES, J. P. C. S. Estrutura de custo de empreendimento eólico offshore: estudo de caso comparativo de projetos da Europa e da América do Sul. **Anais do Brazil Windpower**, 2019. 19 p.

Ministry of Housing, Communities & Local Government. Guidance: Environmental Impact Assessment. **Explains requirements of the Town and Country Planning (Environmental Impact Assessment) Regulations 2017**. Disponível em: <https://www.gov.uk/guidance/environmental-impact-assessment>. Acesso em: 25 ago. 2019.

NELSON, V. **Wind Energy: *renewable energy and the environment***. CRC Press. Volume único. US, 2009. 308 p.

ORTIZ, G. P.; KAMPEL, M. **Potencial de Energia eólica offshore na margem do Brasil.** Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. Anais do V Simpósio Brasileiro de Oceonografia. Santos, 2011.

PIRIA, R.; MAGSCH, M.; ECKARDT, J. **Offshore Wind Deployment in Germany: *facts and policy lessons***. Report 2019. Adelphi consult GmbH. 24 p.

PRUDENTE, T. A.; ANJOS, J. A. S. A. **Geração de energia elétrica por fonte eólica: *como atua o licenciamento Ambiental no estado da Bahia***. Bahia Análise & Dados, v. 27, n. 1, 2017. 28 - 49 p.

SALVADOR, S., GIMENO, L., LARRUGA, J. S. **Streamlining the consent process for the implementation of offshore Wind farms in Spain, considering existing regulations in leading European countries**. Ocean and Coastal Management, [S.l.], v. 157, p. 68-85, 2018.

SANTIAGO, L. C. **Análise do processo de licenciamento ambiental para perfuração nas atividades de E&P offshore de petróleo e gás natural.** Trabalho Final de Graduação. Escola Politécnica UFRJ. Rio de Janeiro, 2017.

SANTISO, A; GONZALÉZ, M.; CASSIMIRO, D.; VASCOCELOS, R.; SANTOS, M. Regulação do Mercado eólico offshore no Brasil: *lições aprendidas a partir da experiência do Reino Unido e Dinamarca*. **Anais do Brazil Windpower**, 2019. 20 p.

THE CROWN ESTATE - TCE. **A Guide to an Offshore Wind Farm**. Power, n. January, p. 1– 70, 2019.

ELISA TECHOLOGY FOR OFFSHORE WIND POWER

An opportunity for the upcoming Brazilian market

Company: ESTEYCO

Ramón López Mendizabal

Energy Area Director

Category: New Technologies

Subtopic: Offshore wind power

Content

1. SUMMARY 3

2. DESCRIPTION OF THE SOLUTION ADOPTED 4

3. ACHIEVED INNOVATIONS 5

4. THE PATH TO THE CURRENT TECHNOLOGY LEVEL 8

5. RESULTS AND CONCLUSIONS 10

6. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES 11

1. SUMMARY

ESTEYCO, as a result of its research activities, has entirely developed the ELISA technology, a new disruptive solution for the substructure of offshore wind turbines.

Esteyco has designed, built, certified and fully demonstrated in operative environment a deep-water substructure prototype of the ELISA technology supporting a Siemens-Gamesa´s 5MW offshore wind turbine, which was installed the Canary Islands in Q2 2018.

It is the first self-installing bottom-fixed offshore wind turbine in all Southern Europe and the first one worldwide to be commissioned with full independence of costly and scarce heavy-lift vessels (Figure 1.1)

Figure 1.1 ELISA GBS prototype in Gran Canaria (Spain)

Given the **upcoming offshore market in Brazil,** currently with big players taking their first steps to build some prototypes as well as few incipient serial developments, as well as the excellent wind resource and continental platform depth at the vicinity of the shore (big surface comprised between the 20 and 40m depth) , ELISA technology might become an optimum technology for this market from every point of view.

2. DESCRIPTION OF THE SOLUTION ADOPTED

The ELISA technology is a ground-breaking concept for offshore wind substructures that comprises a Gravity Base Foundation (GBS) configured to act as a buoyant platform which integrates a self-lifting telescopic tower, both made of concrete, together with the complete wind turbine. Each complete unit can be fully assembled onshore, conventionally towed to the site, and completely installed with no need for costly and scarce heavy-lift vessels.

Once ballasted to rest on the seabed, the tower can be lifted to its final position by means of conventional heavy-lift strand jacks which are reused to lift one tower level after the other. The recoverable jacks that lift each level are supported by the one below, which also guides the hoisted tube as it rises, in a self-installing procedure in which the tower itself is the only supporting structure required. All works are carried out from a single access platform.

Ballasting is assisted by a dedicated low-cost reusable TIM platform (Transport, Installation and Maintenance) which ensures high stability and allows optimization of each unit for service life, a voiding substructure over-dimensioning linked to this momentary operation. Construction yard requirements are minimized profiting from low draft and low height works, self-floatation and wet storage (8-10Ha suffice for 60 unit/year production rate).

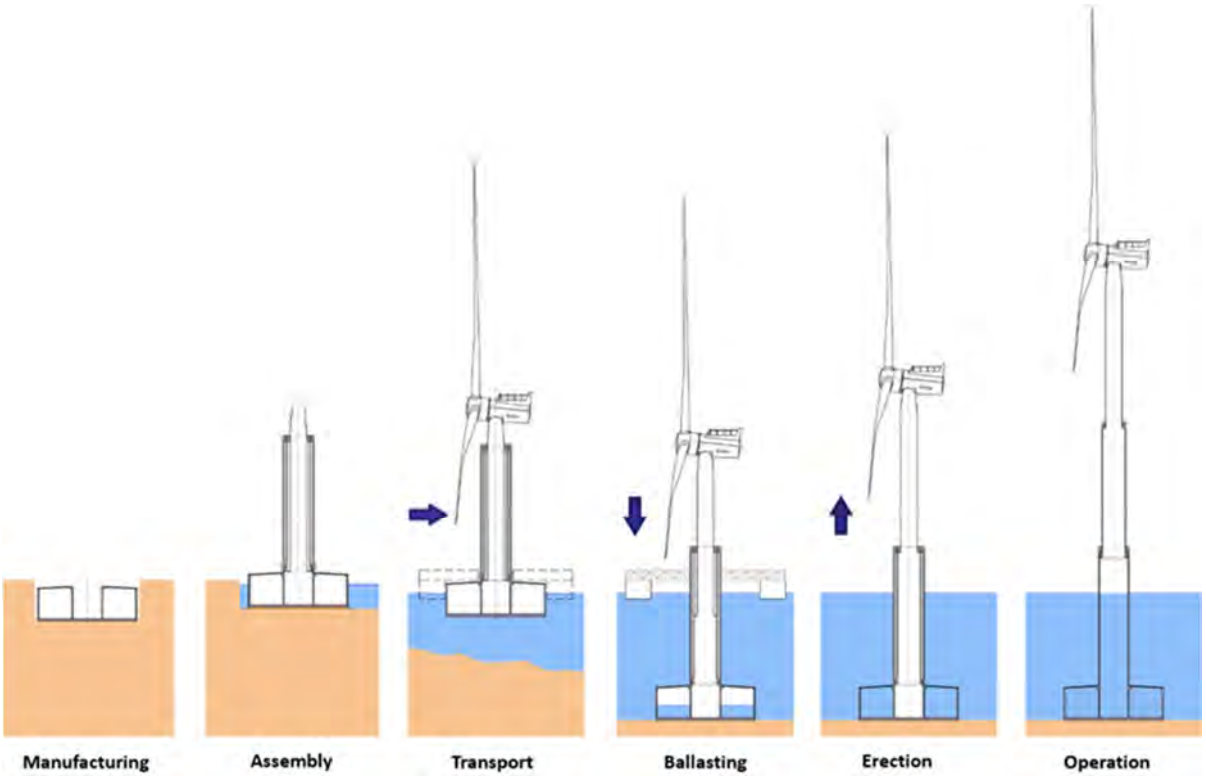


Figure 2.1 Conceptual manufacturing and installation sequence

3. ACHIEVED INNOVATIONS

The most significant novelties provided by the present technology, all of them applicable in Brazil are the following:

A. Self-buoyancy of the structure during its off-shore transport to the final site.

The telescopic configuration of the tower brings down the center of gravity during the towed self-floating transport, allowing the bottom platform to temporarily act as a self-stable floating barge over which the complete system can be pre-assembled in-shore at low draft, low height and effectively towed to the site.

The telescopic tower system consists of tubular tower levels which are preassembled on the harbour in a “folded” telescopic configuration over the floating platform, together with the nacelle and blades. Once the complete folded unit is preassembled onshore, conventionally towed to the site and ballasted to rest on the seabed, the tower can be lifted to its final position

by means of cables and heavy-lift strand jacks which are reused to lift one tower level after the other.

Figure 3.1 Tower assembly and lifting test through the telescopic system

B. Full independence of heavy-lift installation means

No bottom fixed offshore wind turbine has ever been built that did not require a scarce and costly (from 250.000 to 500.000 €/day) heavy lift for the installation of the foundation, tower and turbine in their final position.

The integrated telescopic tower can be folded along the way meaning a full independence of large ships or marine cranes installation means, which allows using merely conventional and ready available tug boats, leading to simplicity and economy, as well as a tank test proven low weather sensitivity. This represents savings of around 30%, if compared to other technologies, in the following scope: foundation+tower construction and foundation+tower+WTG installation and pre-commissioning.

The advantages resulting in terms of savings, logistics and overrun risk in case on contingency or delay are immense.

Figure 3.2 Transport and positioning with conventional tug boats

C. Less work offshore, more work onshore.

This can be considered a golden rule of any low risk solutions with high capacity for industrialization which intends to be successful and reduce installation costs in the very demanding offshore environment. The present technology allows for a full onshore preassembly of the complete system, including all tower internal elements, and the precomissioning of the turbine. This is a key attribute to generate a highly industrialized manufacturing process with high production rates and optimum risk control, particularly when it can be produced with low-draft (<9m) low-height (<60m) low-width (<40m) requirements.

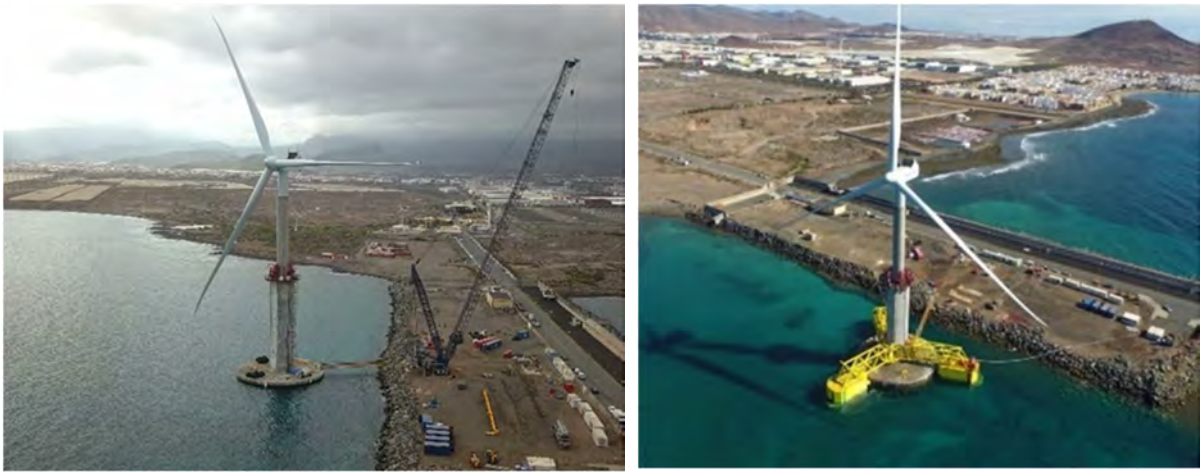


Figure 3.3 Onshore WTG assembly

D. Profit from the robustness, economy and durability of concrete.

The multiple advantages of structural concrete are backed by decades of proven suitability of this material in the Oil & Gas industry and in all types of Civil structures (Ports, Immersed Tunnels, Bridges, floating docks…).

4. THE PATH TO THE CURRENT TECHNOLOGY LEVEL

The technology has been developed and certified following all the steps along the Technology Readiness Level (TRL) typical path. Apart from the different stages of design, extensive tank and lab experimental demonstration have been completed. These have included multiple tests of the installation process and means in different metocean conditions, extensive monitoring of temporary and operative performance and a full design and construction certification by the renowned Certifying Body TÜV-SÜD.

A significant step, worth highlighting among these, was the construction of a full-scale testing prototype of the telescopic tower for the tuning and demonstration of the autolift system.

In short, the prototype has culminated an 8-year development and demonstration process, which has been supported by reference R&D institutions such as CDTI (Spanish public organization) and the Horizon 2020 program by the European Commission.

Figure 4.1 ELISA full-scale prototype in Gran Canaria (Spain)

5. RESULTS AND CONCLUSIONS

The prototype alreadybuilt, as well as the experimental de-risking initiatives have proven very successful, and the result is the fully operative offshore prototype, which demonstrates both the feasibility of the construction and installation process and the cost reduction expected for the technology.

The presented ELISA technology might have a significant impact in the offshore wind industry in Brazil as it provides:

- Enables a **cost reduction** of no less than 30% when compared with current costs of bottom fixed offshore wind systems for 40 m water depth.
- 2. Provides a cost-effective substructure system for a wide range of deep-water offshore wind farms (from 10 to 60 m).
- 3. Allows for direct scalability of the system and its installation process for the next generation of extremely large wind turbines (10MW+).
- 4. Enhances industrialization capacity for serial production, allowing for a full on-shore assembly of the overall integrated substructure and wind turbine.
- 5. Ensures full independence of scarce and costly heavy-lift or special purpose vessels during the complete offshore installation process.
- 6. Robust, durable, fatigue tolerant and maintenance-free concrete substructure for greatly improved Asset Integrity, reduced OPEX costs and direct suitability for lifetime extensions.
- 7. Simplified logistics based on economic and readily available tug-boats, resulting in flexibility in scheduling and number of installation teams (i.e. installation speed).
- 8. Efficiently provides a large water depth applicability range for deep offshore (10 - 65m water depth)
- 9. Promotes local content by having all supply chain within miles from the offshore wind farm.
- 10. Provides and environmentally friendly solution, with 30% lower carbon footprint than the equivalent steel alternative.

6. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

To be filled in the next stage

PROPOSTA E PROTÓTIPO DE SOFTWARE PARA ANÁLISE DINÂMICA DE TURBINA EÓLICA

1-ABSTRACT

The purpose of this paper is to present the main features, technical challenges and some conclusions of a software package specially developed to calculate the dynamics and performance (under dynamic conditions) of a wind turbine. It is focused on running 'stand alone' and fastly.

One possible future application is calculating the response of the whole structure subjected to gusts and so provide information (loads) for fatigue life estimation.

2-0BJETIVO

-Calcular a resposta da turbina eólica (desempenho / aeroelasticidade) sob condições dinâmicas das entradas que caracterizam o escoamento abrangendo o rotor. Há ênfase no processamento 'stand-alone' (independência de pacotes externos) e na rapidez da resposta.

-Como exemplo de aplicação há a possibilidade de se monitorar os danos acumulados por fadiga em tempo real ou quase real melhorando a predição da vida útil da turbina.

3-BASES DO MODELAMENTO

3.1-AERODINÂMICA: EQUAÇÕES FUNDAMENTAIS

-O Principio da Conservação da Massa aplicado a um volume de controle [McCormick] resulta em:

$$\iint \rho \, \mathbf{V.n} \, dS = - \partial/\partial t \left(\iiint \rho d\tau \right) \qquad \text{(eq. 3.1)}$$

Onde:

ρ = densidade

V = velocidade

n dS = elemento de superfície x normal

τ = volume

Na forma diferencial, aplicando teorema de Gauss-divergência e supondo escoamento incompressível:

$$\nabla . \mathbf{V} = 0 \qquad \text{(eq. 3.2)}$$

-O Principio da Conservação do Momentum aplicado a um volume de controle resulta em:

$$\mathbf{F} = \iint \rho \mathbf{V}(\mathbf{V.n})\, dS + \partial/\partial t \left(\iiint \rho \mathbf{V} d\tau \right) \qquad \text{(eq. 3.3)}$$

(F = força atuando por unid. de área)

Na forma diferencial, escoamento incompressível, não viscoso e sem forças de corpo, resulta após aplicação do teorema de Gauss:

$$\left(\partial/\partial t + \mathbf{V}.\nabla \right) \mathbf{V} = -\, 1/\rho \, \nabla \, p \qquad \text{(eq. 3.4)}$$

(p = pressão)

- A grandeza vorticidade é definida como :

$$\boldsymbol{\omega} = \nabla \mathbf{x} \mathbf{V} \qquad \text{(eq. 3.5)}$$

-Aplicando o rotacional aos dois lados de 3.4, expandindo os produtos e coletando os termos chega-se a:

$$\left(\partial/\partial t + \mathbf{V}.\nabla \right) \boldsymbol{\omega} = 0 \qquad \text{(eq. 3.6)}$$

Implicando que a derivada substancial da vorticidade é nula.

-Particularizando momentaneamente para escoamento em regime e tomando o valor da constante associada a vorticidade como 0 temos:

$$\nabla \mathbf{x} \mathbf{V} = \mathbf{0}$$

$$\nabla . \mathbf{V} = \mathbf{0}$$

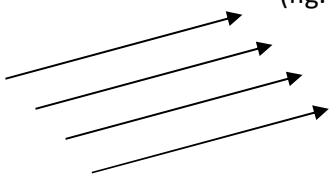
-Este sistema aceita como solução o campo de velocidades a partir de um potencial escalar:

$$\mathbf{V} = \nabla \, \phi \qquad \text{(eq. 3.7)}$$

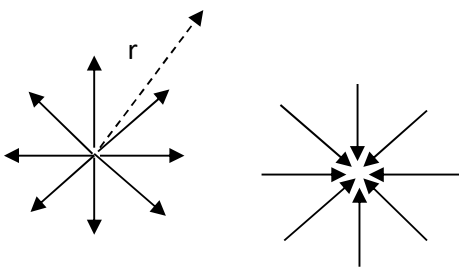
$$\nabla^2 \, \phi \, = 0 \qquad \text{(eq. 3.8)}$$

- Algumas soluções específicas para o potencial e seus campos de velocidade são visualizadas como:

Campo uniforme de escoamento: (fig. 3.1)

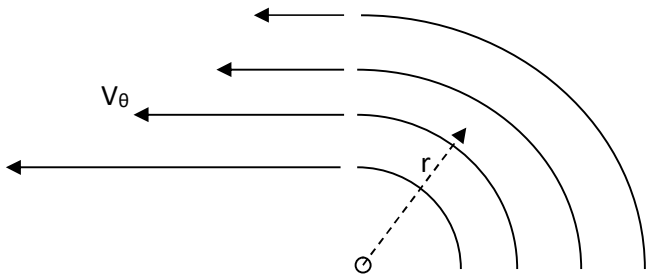


Campo radial de escoamento:



(fig. 3.2)

Campo vortical de escoamento (mostrando um quadrante):



(fig. 3.3)

No campo uniforme Vx, Vy, Vz são constantes.

No campo radial é produzida a velocidade radial :

$$Vr = Q / (4 \pi r^2)$$

Onde Q = 'intensidade da fonte'

No campo vortical (bi-dimensional) é produzida a velocidade tangencial:

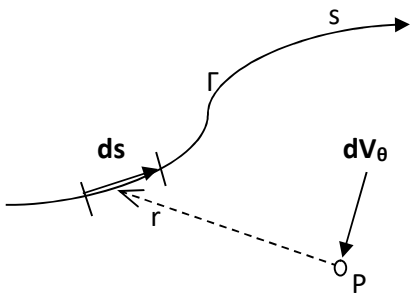
$$V_\theta = \Gamma / (2 \pi r)$$

Onde: Γ = intensidade do vórtice

No campo vortical tri-dimensional o vórtice é representado por uma linha espacial correspondendo à linha do seu núcleo e a velocidade induzida por um elemento de vórtice é dada pela lei de Biot – Savart:

$$dV_\theta = (\Gamma / 4 \pi r^3) \mathbf{r \times ds}$$

Onde:



(fig. 3.4)

Outro princípio importante que se aplica é o teorema de Helmholtz, que determina que a linha de vórtice tal como mostrada acima não pode terminar no fluido, mas sim fechando-se em si mesma ou com as extremidades terminando em uma fronteira sólida.

Para aerofólios, representados por linhas ou superfícies de vórtices, também se aplica o princípio de Kutta, que diz que no bordo de fuga a velocidade deixando o aerofólio é suave, na direção da tangente à superfície média na região da extremidade.

As soluções tipo vórtice e fonte são chamadas singularidades por apresentarem velocidade de direção indefinida e valor infinito em seus núcleos ou pólos de irradiação.

A aplicação se dá pelo uso de dois princípios que se aplicam às singularidades:

O princípio da superposição, que estabelece que duas ou mais singularidades podem se combinar linearmente, e o princípio da fronteira sólida equivalente, que diz que a superfície definida pela combinação de singularidades e campo uniforme, considerando sempre a tangência ao vetor velocidade local a partir de um certo ponto, pode ser considerada a fronteira de um sólido cuja superfície tangencia o vetor velocidade local da mesma forma.

Por fim se aplica o teorema de Kutta-Joukowski da sustentação:

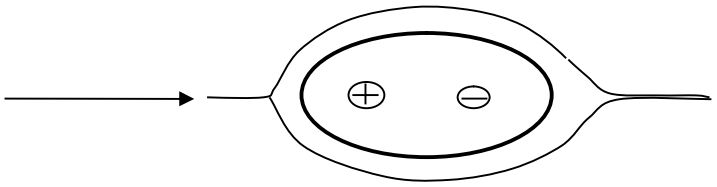
$$\mathbf{L} = \rho \, \mathbf{V} \times \mathbf{\Gamma}$$

Onde:

L = sustentação por unid. de comprimento

Γ = vórtice de superfície

Exemplo de superposição: escoamento uniforme mais fonte + sumidouro (fonte -) na mesma direção -

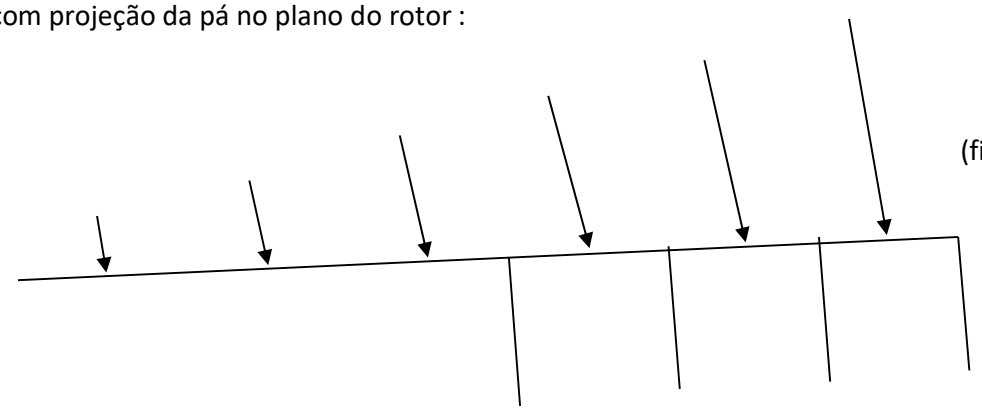


(fig. 3.5)

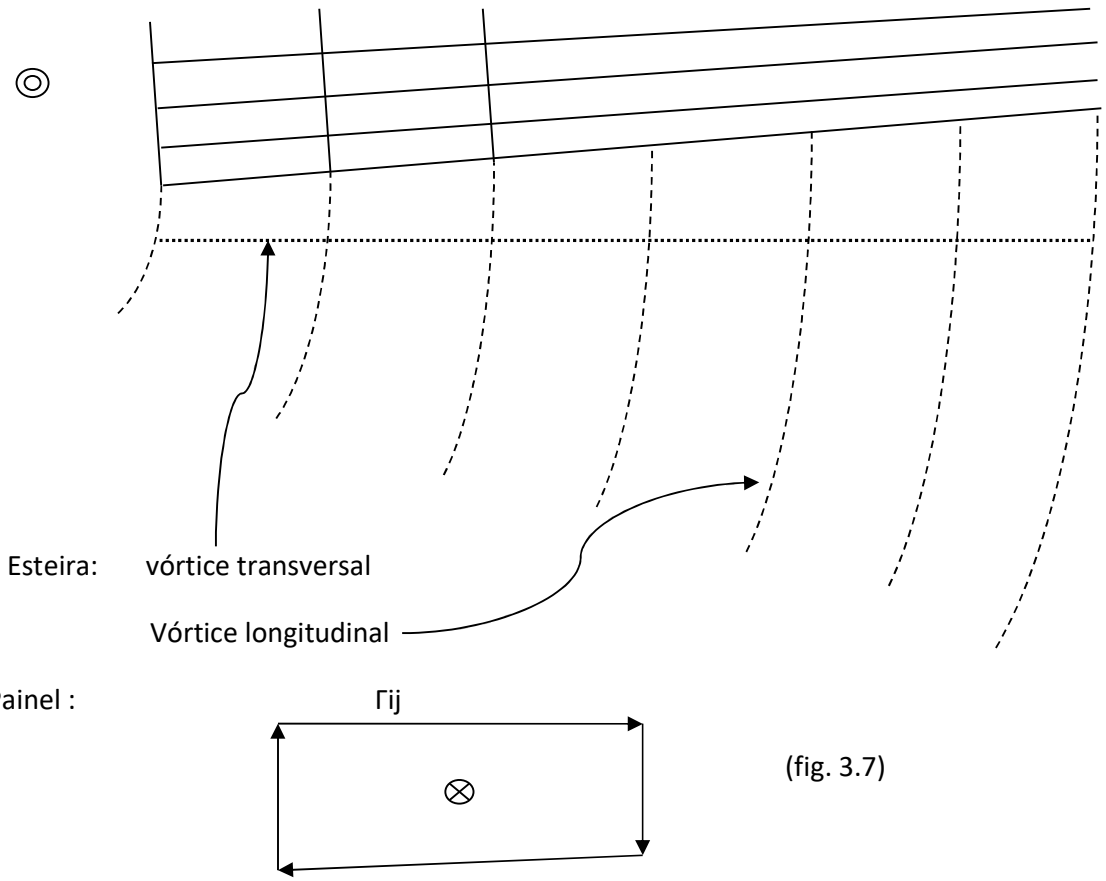
Um caso especial e de amplo interesse é a representação de aerofólios em aeronáutica, tais como em asas, empenagens, pás de rotores e hélices quando sujeitos a escoamentos (aproximadamente) potenciais. Embora modelos tri-dimensionais completos possam ser implementados, a ordem de grandeza do problema numérico pode ser reduzida com o uso do modelo da superfície média dos aerofólios, sem grande perda de representatividade.

Os critérios e aproximações para modelamento do rotor são mostrados a seguir:

-Esquema, com projeção da pá no plano do rotor :



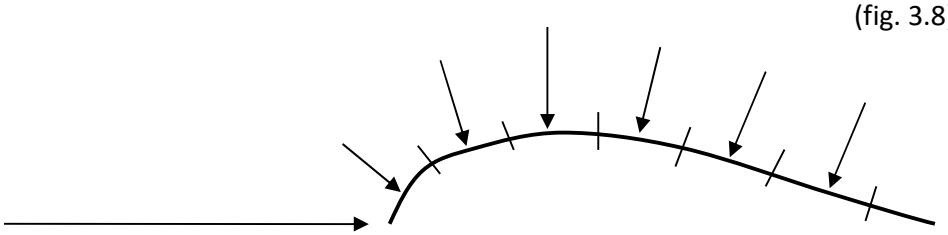
(fig. 3.6)



(fig. 3.7)

Seção de aerofólio: velocidades incidentes na linha média de uma faixa longitudinal de painéis

(fig. 3.8)



3.2- DESCRIÇÃO DO MODELO DE AERODINÂMICA, APLICADO AO ROTOR DE CATAVENTO

As pás são representadas por grades de vórtices distribuídos na superfície média dos aerofólios.

Cada painel, na grade, é caracterizado pelas coordenadas de seus nós, um ponto central de controle, onde a condição de tangência será observada, e uma intensidade de vórtice ao longo da borda.

Na esteira, apenas os vórtices emanados longitudinalmente são modelados explicitamente; a indução correspondente aos vórtices transversais é calculada através de uma aproximação onde apenas a 1ª linha de vórtices transversais é considerada relevante [v. JOHNSON].

A esteira é híbrida: as coordenadas azimutal, radial e longitudinal são calculadas empiricamente, usando a informação do campo de velocidade ao infinito e o efeito de frenagem induzido pela esteira, além da rotação.

O valor da circulação envolvida em cada segmento da esteira é calculado e atualizado a cada ciclo considerando o valor dos vórtices de superfície e o teorema da circulação total constante. A intensidade dos vórtices decai ao longo da esteira , refletindo o fenômeno 'vortex ageing' [v. LEISHMAN].

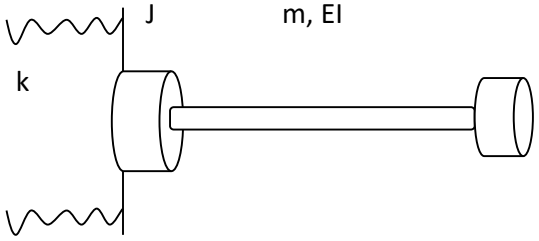
Os vórtices de superfície são calculados pela condição de tangência, considerando que a velocidade total incidente é função do campo externo de escoamento e das velocidades induzidas pela esteira, pelas outras pás e pela própria pá.

A correção para estol é simples, considerando o ângulo de ataque – obtido tri-dimensionalmente – e a curva 2d do aerofólio. Assim, nas regiões estoladas o efeito é transmitido para a esteira emanada.

A camada limite atmosférica é modelada pela 'lei exponencial em altura ' e suporta a entrada de rajada simples e de turbulência, senoidal.

3.3-FUNDAMENTOS PARA OS MODELOS DE ESTRUTURA E MECÂNICA

O elemento básico considerado é a viga de Euler, com seção variável e condições diversas de extremidade, em vibração livre (v. TIMOSHENKO):



(fig. 3.10)

Equação básica: $M = EI\ \partial^2 y/\ \partial x^2$

$$\omega^2 M = EI\ \partial^4 y/\ \partial x^4$$

Onde: m = massa distribuída

EI = rigidez flexional

y = deflexão flexional

M = momento fletor

ω = freqüência modal

J = inércia concentrada

Condição de contorno para mola (flexional):

$$M(0) = EI\ \partial^2 y/\ \partial x^2(0) = -k\partial y/\ \partial x(0)$$

Condição de contorno para inércia (flexional):

$$M(0) = EI\ \partial^2 y/\ \partial x^2(0) = -(-J\omega^2 \partial y/\ \partial x(0)\ )$$

Condição de contorno para extremidade livre:

$$EI\ \partial^2 y/\ \partial x^2 = EI\ \partial^3 y/\ \partial x^3\ = 0$$

As estruturas representadas são as das pás, da torre e da placa-base. A base da torre inclui a representação da fundação como uma placa rígida rasa, cuja interação com o solo gera um efeito massa-mola, que atua no 1º. modo, 'fore-aft'.

Os graus de liberdade considerados para as vigas são a flexão para fora do plano das 3 pás, flexão no plano vertical de placa base e eixo, rotação do eixo, torre 'fore-aft'.

Os elementos mecânicos representados e modelados são os rolamentos (pitch, yaw) e o eixo.

Nos mancais, os rolamentos trabalham como molas nos eixos transversais, cujas cargas são condições de contorno para os grandes elementos que suportam (pás, eixo, placa base).

O gerador com caixa de redução é modelado como inércia e fornecedor do torque eletromecânico segundo um modelo de gerador de indução simples (neste modelo o eixo é torcionalmente rígido).

3.4-MÉTODO DE CÁLCULO PARA SE LEVANTAR OS MODOS E FREQUÊNCIAS DE VIBRAÇÃO:

As estruturas são encadeadas, ou seja, o modo da torre é calculado supondo-se a torre flexível e todos os demais elementos a partir do topo desta são rígidos. A seguir o modo da placa base supõe que a torre é rígida e todos elementos a partir acima da placa base são rígidos mas sem impedir que esta se movimente como uma cantilever e assim sucessivamente.

Como as propriedades da viga não são constantes, a equação diferencial é resolvida por um método aproximado, supondo-se a linha média elástica um polinômio de quarto grau com quatro coeficientes, sem o termo constante.

Assim são obtidos modos não globais de sub-domínios.

Para se obter os modos do domínio global, ou seja do catavento completo desde a fundação até a ponta das pás, utiliza-se o método de Lagrange (sem termos giroscópicos ou centrífugos):

$$\partial/\partial t(\partial Ek/\partial Vi) + \partial Ep/\partial Ai\ = Fi$$

Onde: Ek = energia cinética, somando-se todos os modos

Ep = energia potencial elástica, somando-se todos os modos

Fi = força modal

Para um modo i qualquer: $Ek = ½ Vi^2 Ai^2 \int fi^2 ds$

Para dois modos i,j quaisquer: $Ek = ½ Vi Vj Ai Aj \int fi.fj ds$

Onde : Vi = velocidade modal = $\partial Ai/\partial t$

Ai = amplitude modal

fi = forma modal

s = coordenada ao longo da viga

Para um modo i qualquer: $Ep = ½ \omega i^2 Ai^2 \int fi^2 ds$ (não há termos cruzados)

$Fi = \int Fex.fi\, ds$

Onde Fex = força externa atuando (aerodinâmica)

Aplicando-se a eq. de Lagrange obtém-se um sistema de equações diferenciais matriciais envolvendo $\partial Vi/\partial t$ e Ai, forçados por Fi; tal sistema pode ser resolvido numericamente pelos métodos tradicionais

3.5- CONFIGURAÇÃO ANALISADA

Como exemplo para avaliar o desempenho básico do modelamento e do software foi idealizado um aerogerador com as seguintes características básicas:

60 m diâmetro,

tri-pá upwind,

potência nominal (no eixo) de 950 kW a aprox. 22,5 RPM sob vento de 10 m/s,

controle de passo completo ou estol,

gerador de indução,

torre de 60 m altura tubular,

atmosfera ISA ao nível do mar.

O Controle de Passo é simples (PD), pressupondo que o atuador consiga girar a pá a uma taxa de até 15 grau/s.

4-DISCRETIZAÇÃO E DESEMPENHO NUMÉRICO

Tanto para fins de análise aerodinâmica como estrutural, cada grande elemento foi dividido em seis segmentos. No sentido da corda, nas pás, a divisão foi em quatro segmentos para os vórtices de superfície.

A fim de se obter estabilidade numérica tanto na esteira como na dinâmica modal o incremento de tempo requerido foi de 0,025 s, ou cerca de 3,5 graus de avanço por passo de integração. Cada filamento de vórtice emanado está discretizado em cerca de 500 segmentos.

Como resultado se obteve aproximadamente 0,5 a 1,0 ciclo de cálculo p/ segundo, em PC de 1,7 GHz sob Windows 7, implementado em C/C++.

5- RESULTADOS

5.1-COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

-Em algumas situações (rajadas) a carga pode facilmente exceder a carga que seria de regime sob aquela intensidade de vento, porque a esteira se ajusta, mas com um certo atraso em prover a velocidade induzida que mitiga a carga.

-A estimativa de ciclos realistas de carga necessita de tal tipo de análise, uma vez que um evento simples de rajada (p. exemplo um gradiente de vento) é capaz de induzir vários ciclos de oscilação em praticamente todos os componentes.

-Embora houvesse várias simplificações, análises deste tipo são necessárias para se levantar o grau de carregamento que a dinâmica estrutural é capaz de induzir nos elementos mecânicos tais como rolamentos, o que não seria possível sem a análise modal sob aerodinâmica não-estacionária.

-Uma simples análise de sensibilidade à discretização mostrou que o sistema fica numericamente instável para passo de integração de 0,05 s ou maior (corresponde a intervalo angular da ordem de 7 graus).

-Dependendo da velocidade de rotação e da freqüência de oscilação dos principais modos, com este tipo de análise pode se efetuar com mais segurança análise tais como aero-servoelasticidade, demandando que os controles de passo e guinada sejam acionados para mitigar cargas sob condições de rajadas ou gradiente de vento.

5.2-VISUALIZAÇÃO

As principais variáveis registradas no 'log' são:

- os graus de liberdade modais (flexão de pás, eixo, placa-base, torre), potência no eixo (aerodinâmica). As flexões são normalizadas de modo que representam uma deflexão de 1 grau na extremidade de cada grande estrutura.

- Também são mostradas as derivadas no tempo (velocidade modal) das deflexões de ponta das pás.

- Valores numéricos de: Tempo decorrido, veloc. do vento , potências do rotor e gerador, ângulo de passo, RPM (rotor), coeficientes de empuxo e de potência; diversas variáveis de simulação (auxiliares para depuração, apenas)

- A evolução da esteira ao longo da simulação.

-Esquema (gráfico) da deflexão da pá

-Esquema (gráfico) da distribuição de vórtices na linha média do perfil a 75% do raio da pá

-Esquema (gráfico) da distribuição de incidência normal ao perfil e paralelo à corda do perfil a 75% do raio da pá.

-Esquema (gráfico) mostrando a discretização em uma vista frontal.

6-POSSÍVEIS MELHORIAS E UPGRADES

- Modos adicionais de vibração/oscilação

. Requer: formas, freqüências, amortecimentos e massas modais

-Estol Dinâmico

.Requer: formulação de Leishman/Beddoes, identificação dos perfis

-Perfil de vento completo em função do tempo

.Requer: perfis típicos nas várias categorias de vento IEC ou interface com aquisição de dados de ventos

-Cargas giroscópicas e de Coriolis

.Requer: massas, momentos e produtos de inércia dos componentes girantes relevantes

-Operação em Yaw

.Requer: mais um grau de liberdade para a esteira (lateral)

-Cálculo da vida em Fadiga

.Requer: além das propriedades geométricas e de materiais, as curvas S-N dos diversos componentes sujeitos à fadiga (fornecidas pelos fabricantes, estimadas ou experimentais)

-Acuracidade da Carga na Ponta das Pás

.Requer: refinamento na distribuição da extensão dos segmentos radiais (proporções 'senoidais').

-OPERAÇÃO EM 'TEMPO REAL'

.Requer: otimização e racionalização do modelo, uso de um computador de muito alto desempenho ou eventualmente de um cluster de alto desempenho para computação numérica.

7-DESCRIÇÃO DOS EXEMPLOS FORNECIDOS

7.1-OPERAÇÃO EM VENTO CONSTANTE DE 10 m/s (imagem)

Inicialmente todos os modos estão com deflexão 0.0, e uma primeira forma e valor de esteira são estipulados, assim como passo e RPM.

São necessários alguns segundos para a esteira se ajustar.

7.2-RAJADA EM GRADIENTE CONSTANTE DE 10 A 25 m/s (imagem)

Com controle de passo, girando.

7.3-RAJADA EM GRADIENTE CONSTANTE DE 10 A 25 m/s (imagem)

Chega ao estol, girando.

7.4-LEVANTAMENTO DOS MODOS (imagem de planilha)

Planilha para cálculo preliminar de modos e freqüências, por um método híbrido usando eq. diferencial de equilíbrio com Energia (normalmente feito por elementos finitos).

7.5-MÉTODO DE VÓRTICES COM ESTEIRA COMPLETA (imagem)

Nest outra modelagem, a esteira é dividida com maior refinamento nos sentidos radial e da corda e todas as interações entre os filamentos são calculadas 'fisicamente', sem empirismo. Contudo, não há dinâmica estrutural e a interface é reduzida. Originalmente desenvolvido para cálculo / análise de rotores de VANTs.

8-BIBLIOGRAFIA

-Johnson, W.: Helicopter Theory, Dover, 1980

-Kuethe, A. M.: Foundations of Aerodynamics, J. Wiley & Sons, 1976

-Leishman, J. G.: Principles of Helicopter Aerodynamics, Cambridge Univ. Press, 2000

-McCormick, B. W. - Jr: Aerodynamics of V/STOL Flight, Academic Press, 1967

-Timoshenko, S.; Young, D. H.; Weaver, W. – Jr.: Vibration Problems in Engineering, J. Wiley & Sons, 1974

---

e.b.a., 16/04/20

ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: DESAFIOS E CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL

Monique Maria Silva da Cruz Borges – moniquemaria.borges@gmail.com
Graduanda em Engenharia de Produção/UNIFACS
Orientadora: Profa. Dra. Regina Jacqueline Brandão de Jesus - regina.jesus@unifacs.br
Professora de Engenharia de Produção/UNIFACS

RESUMO

A energia eólica tem como marco para a sua escalada, a qual está se tornando cada vez mais crescente na inclusão da matriz brasileira e também mundial, a crise do petróleo da década de 1970. Nesse período, incluir uma nova matriz foi um meio se ter uma fonte alternativa, ou seja, que complementasse a já em vigor, sendo os combustíveis fosseis os principais em nível global, assim como nacional no período em questão.
A problemática da crise foi ampliada, pois o Petróleo representava um percentual significativo para a economia, esse que está atrelado a produção de energia. Com isso houve recessões econômicas, as quais levaram a debates sobre a dependência nessa matriz e os riscos, os quais a economia estava exposta. Para sanar a crise, por conseguinte, a energia eólica *onshore*, uma fonte já conhecida, foi amplamente estudada e com o passar dos anos se tornou uma das principais matrizes energéticas, sendo que ocupou no Brasil em 2019 cerca de 9% da matriz nacional.
Por sua vez, a elétrica *offshore* tem seus primeiros testes realizados a partir da década de 1990, na Dinamarca e Suécia, onde foi confirmado a sua potencialidade e vantagens frente a eólica *onshore*, essa que apresenta além dos limites territórios, como está ocorrendo na Alemanha atualmente, pois o país está com pouco espaço para criação de novos parques; há problemas relacionados a acústicas, visuais e custos, sendo esse último ponto, presente na offshore também. Diante de tais vantagens e entraves, foi realizada uma pesquisa bibliográfica com base em uma análise quantitativa, em literaturas nacionais e internacionais, com o intuito de atender o objetivo da pesquisa, que é apresentar quais as vantagens da implantação de parques eólicos *offshore* na costa brasileiras, os principais custos dessa matriz e os benefícios para o ambiente.

Palavras Chaves: Aproveitamento energético; Energia eólica *offshore*; Panorama nacional para a produção energia

ABSTRACT

The wind energy has a milestone for its escalation, its use is increasing in the Brazilian energy matrix and also worldwide since the oil crisis of the 1970s. It was included as an alternative source to complement the one already in force, with fossil fuels being the main ones at the global level, as well as national in the period in question.

The problem of the crisis was amplified, since Petroleum represented a significant percentage for the economy, which is linked to energy production. As a result, there were economic recessions, which led to debates about dependence on this matrix and the risks to which the economy was exposed. Therefore, to remedy the crisis, the onshore wind energy, a well-known source, has been extensively studied and over the years it has become one of the main energy fonts representing 9% of all energy produced at Brazil in 2019.

In the other hand, the offshore electric company has its first tests carried out since the nineties, in Denmark and Sweden, where its potential and advantages in relation to onshore wind power have been confirmed, the one that presents beyond territorial limits, as it is happening in Germany today, because the country has a small space to implant new parks; there are issues related to acoustics, visuals and costs, the latter being present in the offshore, as well.

Analisying these advantages and obstacles, a bibliographic research was carried out based on a quantitative analysis, in national and international literature, in order to meet the research objective, which is to present the advantages of implementing offshore wind farms on the Brazilian coast, the main costs of this font and the benefits for the environment.

Key-words: Energy efficiency; Offshore wind energy; National production of energy

INTRODUÇÃO

No ano de 2017 o consumo de energia elétrica no Brasil foi de 467.161 GWh, com isso o país, além de estar entre os dez maiores consumidores do mundo, obteve uma variação de 1,2% em relação ao ano anterior, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018). Esse crescimento foi influenciado, principalmente, pelas demandas nos setores industrial, residencial e comercial com o consumo de 35,8%, 28,8% e 18,9%, respectivamente (EPE,2018).

Por sua vez, no ano de 2019, o consumo foi 1,4% maior que o ano de 2018, ou seja, passou de 475.237 GWh para 482.085 GWh (EPE,2020). Sendo os principais setores de consumo o industrial, residencial e comercial na devida ordem de 170.041GWh, 137.615 GWh e 88.631 GWh. Os valores dos principais setores corresponderam a um crescimento de 3,1% para o residencial e 4,0% para o comercial, diferente do setor industrial, o qual sofreu uma retração de 1,6% no consumo, quando comparado ao ano de 2018, de acordo com a EPE (2020).

Por sua vez, a potência fiscalizada do país correspondeu a 170.071 MW no ano de 2019, tal aumento foi influenciado pela injeção de 3.667 MW da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, 971 MW das centrais eólicas e 551 MW das fotovoltaicas segundo Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL,2020), entre outras. Diante do exposto é possível inferir que no Brasil há uma demanda, que embora tenha uma média estável, possui um aumento progressivo, assim como a sua capacidade de geração, com o passar dos anos. Porém há uma capacidade instalada no setor restrita, devido a limitação da geração.

Atualmente, segundo a ANEEL (2020) a demanda por energia no país é suprida pelas seguintes matrizes: hídrica (61,16%), fóssil (14,70%), eólica (8,64%), biomassa (8,40%), solar (1,38%) e nuclear (1,11%). Dentre essas, a energia eólica *Onshore* obteve um crescimento de aproximadamente 15 vezes da sua capacidade instalada, pois passou de 927,0 MW no ano de 2010, o que correspondia a 0,8% na participação da matriz energética nacional (EPE,2011), para 15.449,2 MW em 2019, ou seja, 9,0% da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) segundo dados da ABEEÓLICA (Associação Brasileira de Energia Eólica (2020)).

A expansão dessa fonte no Brasil foi possível devido as condições meteorológicas, as quais são favoráveis para a geração de energia eólica tanto *Onshore* como *offshore*, embora a última não possua um comparativo temporal, visto que não há parques no país (CARVALHO, 2020).

Panorama mundial

A energia eólica pode ser descrita como um processo de conversão da energia cinética contida na massa de ar em movimento, no caso o vento, o qual será utilizando nos aerogeradores para transformar a cinética de translação na de rotação e então gerar energia elétrica (BARRETO, 2019). Ou seja, é a conversão da energia cinética em mecânica e posteriormente em elétrica.

A utilização do vento como uma fonte de energia tem aproximadamente 2.500 anos e foi considerado um grande avanço para o período, pois permitiu que diversos benefícios fossem agregados à rotina das pessoas tais como: bombeamento de água, propulsão de navios a velas e em moinhos para triturar grãos (BEURSKENS, 2014; HANSEN,2008).

No Brasil, o marco para expansão dessa tecnologia remete à crise do petróleo em 1973, período no qual os países membros da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo)

aumentaram o preço do petróleo em protesto ao apoio dos Estados Unidos a Israel durante a Guerra do Yom Kippur, com isso o preço do barril aumentou cerca de 400%, e como no período os combustíveis fósseis, assim como hoje, eram a principal e mais forte base da economia, inclusive para geração de energia elétrica , o impacto foi direto na economia, fato que provocou uma recessão no período e demonstrou o quanto era arriscado concentrar a matriz energética em poucas fontes (CARVALHO,2019).

Diante do ocorrido, pensar em meios para diversificar a produção de eletricidade foi colocado como essencial para a manutenção do desenvolvimento econômico, visto que o mesmo está estritamente relacionado à geração de eletricidade de um país. Nesse cenário, pesquisas foram intensificados para a utilização de fontes, ditas na época, alternativas, entre elas a eólica *Onshore*. Então diversos países, entre eles o Brasil, começaram a analisar a possibilidade da implantação de usinas (CARVALHO,2019).

Já a energia eólica *offshore*, que é a produção da energia eólica em alto mar, a qual pode ser definida, também, segundo Ministério de Minas e Energia - MME (2019) "energia gerada por turbinas eólicas instaladas no mar territorial até 22 quilômetros da costa e também na chamada zona econômica exclusiva, a qual é de até 370 quilômetros". A mesma é uma tecnologia relativamente recente, pois muitos estudos datam de 1990, porém está ganhando espaço como uma das principais fontes para conversão em eletricidade, porque poderá atender as demandas e contornará problemas apresentados pela *Onshore*, como: impacto visual produzidos pelas torres, poderá construir estruturas mais altas e não terá os custos apresentados no arrendamento de terrenos e os problemas com a acústica, os quais trazem desconfortos aos moradores que estão próximos as instalações (CASTRO, 2018).

Assim como devido à ausência de barreiras físicas os aerogeradores *offshore* podem operar com a máxima capacidade por um intervalo maior de tempo, o que diminui a quantidade de manutenções e paradas, logo produz mais energia (ESTEBAN et al., 2011).

Com tais vantagens, desde implantação a capacidade instalada da energia eólica *offshore* vem ganhando espaço, com destaque para Europa, devido a "políticas energéticas de apoio, em resposta a preocupações ambientais, e por avanços tecnológicos, desenvolvidos por cadeias de suprimentos amadurecidas em locais com uma grande quantidade de projetos implantados" (MME,2020). Com isso esse continente vem despontando como os dos principais na produção dessa fonte, assim como tem aumentado significativamente o percentual dessa matriz através dessa fonte, como será apresentado.

Na figura 1, por exemplo, é possível observar o aumento da capacidade instalada da matriz *offshore* entre os anos de 2015 a 2018. Tanto acréscimo foi possível, porque dos programas de incentivos implantados em países como China, Estados Unidos e Reino Unido, como será

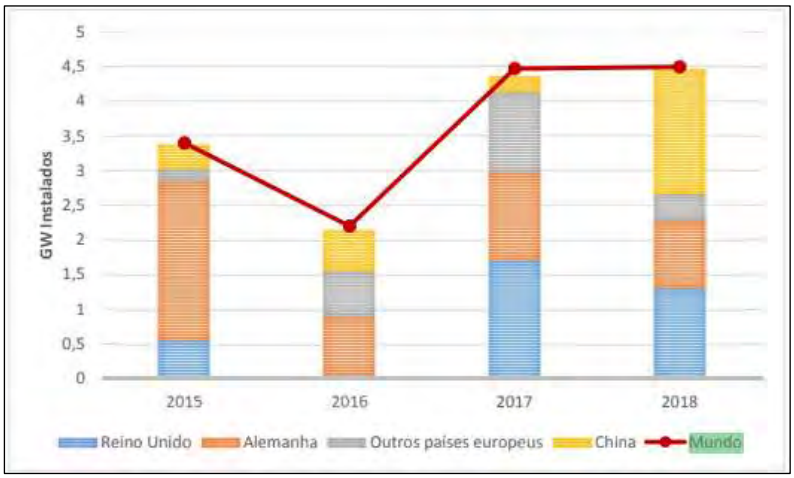


Figura 1: Evolução da instalação de novos parques eólicos offshore no mundo
Fonte: MME adaptado GWEC 2019a

apresentado posteriormente. Mas nesse gráfico, um destaque notório para China, país que duplicou a sua capacidade instalada no período citado acima.

Devido a tais investimentos a capacidade de geração da energia *offshore* cresceu desde 2011 cerca de cinco vezes, com destaque para a Europa que alcançou 16 GW em 2017, valor influenciado principalmente pelos investimentos no Reino Unido, Alemanha e Bélgica. (FERREIRA,2019)

Com esses incentivos a Europa, principal polo gerador de energia eólica *offshore* no mundo, alcançou em 2017 a capacidade instalada de 15.780 MW com a concentração de cerca de 84% dos parques (CARVALHO,2019) nos seguintes locais: "Reino Unido 43% das instalações, com uma capacidade instalada de 6.835 MW, e a Alemanha possui 34% das instalações, com 5.355 MW de capacidade instalada" (CARLOS, 2018). Na Figura 2 há um panorama dos países do velho continente que tem instalações de parques eólicos *offshore*, nela é possível verificar que no ano de 2017, como citado, a capacidade instalada do Reino Unido estava à frente dos demais países da União Europeia, o que corrobora o fato do mesmo ter um percentual maior das instalações.

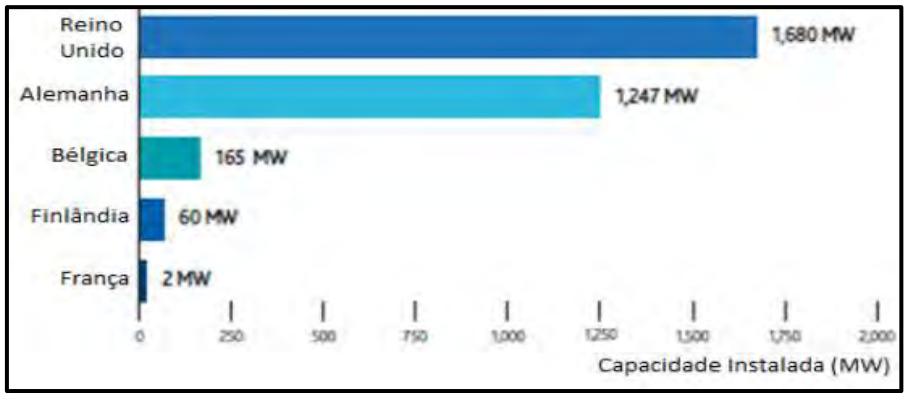


Figura 2: Capacidade instalada por país em 2017. (Ferreira,2019)

Já segundo EPE (2020), um dos fatores que impulsionou o desenvolvimento na Europa da energia eólica *offshore* foi

> "Regimes de apoio à energia eólica *offshore* são, geralmente, estabelecidos a nível nacional na Europa, além de serem financiados pelos consumidores de energia elétrica e pelos contribuintes dos respectivos países. No entanto, essas políticas de apoio precisam cumprir a legislação da União Europeia" (EPE,2020)

Ou seja, "Politicas verdes", as quais procuram atender as demandas como: produção de baixo impacto ambiental e aumento na capacidade instalada de geração para poder acompanhar o desenvolvimento econômico. (CARVALHO, 2019)

Por sua vez, a China foi no de 2017 a maior geradora de energia eólica *offshore*, fora da continente europeu, pois correspondeu a 20% da produção mundial (EPE,2020), esse aumento ocorreu para atender as metas apresentadas no " 13º Plano Quinquenal triplicar sua capacidade instalada, tendo como referência o ano de 2016. "(CARVALHO,2019), devido a isso, tem conseguido superar capacidades de países europeus, os quais já utilizam a tecnologia a mais tempo.

O País asiático no ano de 2018 produziu 37% do percentual mundial, entre outros fatores, tal aumento tem como objetivo promover uma política de transição para energia verde de baixo carbono, fazendo com que no passar dos anos "a energia não fóssil atenda 20% da sua demanda energética até 2030" (XINHUA, 2020), e segundo a ABEEÓLICA o percentual será de 50% da capacidade mundial.

Por sua vez, no continente Americano o destaque é para os Estados Unidos (EUA), o qual tem o seu desenvolvimento no setor atrelado a publicação do *Wind Energy Resource Atlas of the*

United States que explicita sobre os ventos presentes no país e seu potencial energético, assim como do *National Renewable Energy Laboratory*- NREL que informou a importância de investimentos no setor energético *Offshore*, isso no ano de 2004 (VITERBO,2008). O NREL informou o potencial energético de 908 GW, com isso o crescimento ao final de 2006 chegou a 11.575 MW. Com isso desde então, o país vem aumentando o seu potencial energético *offshore*, que desde 2016, quando inaugurou o seu primeiro parque próximo a Block Island, obteve uma capacidade instalada de 30 MW no período da implantação.

Na Figura 3 consta a evolução da capacidade eólica *offshore* nos últimos dez anos em três dos principais continentes desenvolvedores dessa tecnologia.

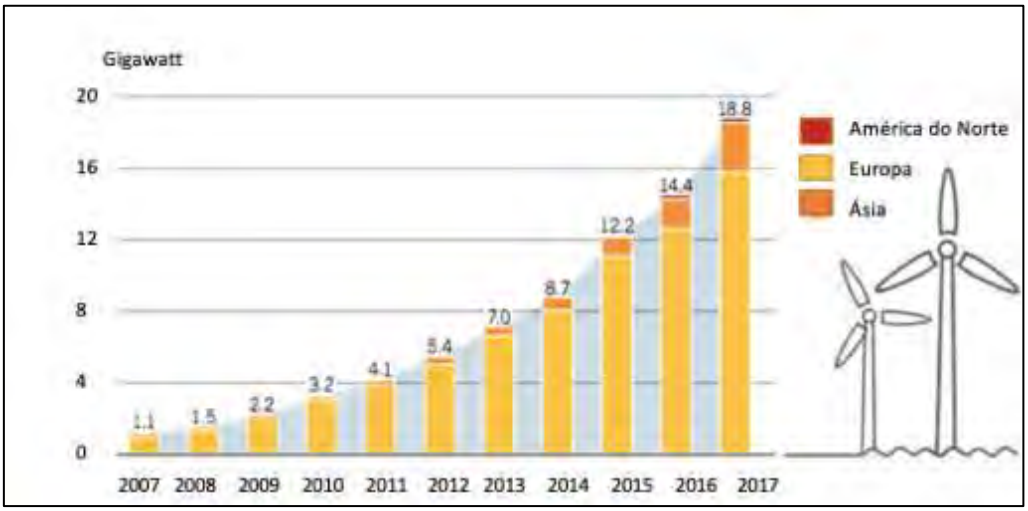


Figura 3: Capacidade Instalada Global da Eólica Offshore por continente, 2007-2017. (REN21,2018)

Como consta na figura, houve um aumento exponencial da capacidade instalada nos últimos anos, tal efeito foi possível devido aos investimentos e programas. Sendo o crescimento influenciado, principalmente, pelo continente europeu, esse que iniciou o investimento no setor na Suécia em 1990 com uma capacidade instalada de 200 kW e posteriormente na Dinamarca no ano seguinte com 11 turbinas e uma capacidade de 5 MW (DEDECCA et al., 2016).

Portanto, é possível ratificar que fatores relacionados à economia, ao meio ambiente, a necessidade de expansão e diversificação, assim como crises econômicas foram fatores essenciais para a expansão da energia eólica *offshore*. E, embora a mesma possua um custo elevado, quando comparado a matriz *Onshore*, por exemplo, para a geração, transmissão e distribuição a mesma vem ganhando espaço no cenário energético mundial devido aos benefícios que as produções a partir da matriz *offshore* apresentam.

Panorama nacional

A fonte eolielétrica foi uma das que mais expandiram no Brasil nos últimos anos (VITERBO,2008), passando de 6,8% em 2017 para aproximadamente 7% em 2018 de acordo com a ANEEL (2019). Como manteve esse ritmo de crescimento, em 2019, a mesma foi a quarta maior do país, atingindo 14 MW, portanto, representou 9% da matriz brasileira.

Tal fato possibilitou que o potencial instalado saísse de 927 MW em 2010 (EPE,2011) para 14.574 MW em 2019, com isso a matriz gerou a mesma capacidade da Usina Binacional de Itaipu, segunda maior Hidroelétrica do mundo de acordo com Ferreira (2019).

Essa expansão foi possível devido ao potencial que o país apresenta, o qual é estimado em 500 MW, somente para a energia eólica *Onshore*, tal valor é o suficiente para atender três vezes a quantidade demandada atualmente (ZAPAROLLI, 2019).

Para alcançar esse feito, o país realizou uma série de pesquisas, as quais corroboraram acerca do potencial para a implantações de usinas. Entre elas há instrumentos considerados marcos, como o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) que nasceu após uma série de eventos denominado "apagões" que aconteceram ao longo do ano de 2001. Esses episódios, demonstraram a fragilidade da matriz elétrica nacional. Então, para sanar foi posta uma meta para a contratação de 1.050 MW até 2003 (ZAPAROLLI, 2019), o que não ocorreu, porque "o programa não obteve a adesão de nenhum projeto e sequer foi regulamentado pela ANEEL" (CARVALHO, 2019).

Posteriormente foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), segundo Zaparolli, visando também o aumento da capacidade instalada nacional através da geração com a industrial nacional. Segundo Carvalho (2019) o mesmo foi planejado pelo MME e regulado pela ANEEL. Esse foi considerado um sucesso, pois

> "Em 2004 obteve um nível de resposta 3 (três) vezes superior ao esperado para a energia eólica, apesar da tarifa pré-fixada ter sido inicialmente considerada baixa. Cota de 3.300 MW foi alcançada com 144 usinas, sendo 1.200 MW provenientes de 63 PCHs, 1.400 MW de 54 usinas eólicas e 685 MW de 27 usinas térmicas à biomassa. Em 2006, a meta inicial foi ultrapassada somando 4.374 MW de potência contratada pelo PROINFA (DUTRA, R; SZKLO, A., 2006)."

Os Programas foram fundamentais para o desenvolvimento da matriz eólica e ampliação da capacidade instalada, diversificação da matriz e mais segurança energética, porém o foco foi voltado para a energia eólica *Onshore*, entre as possibilidades de geração eólica, a qual obteve um aprofundamento nas informações sobre geração, distribuição, integração com outras fontes e individualmente, embora o país possua grande potencial de geração para produção de energia marítima também. (CARVALHO,2019)

No que tange a Eólica *offshore*, no Brasil, o potencial para geração é de "700 GW em locais com profundidade até 50 metros" segundo a EPE(2020). Esse valor é influenciado diretamente, entre outros pontos, pelo elevado fator de capacidade que é a "razão entre a produção de energia real gerada pelo aerogerador e a produção que o aerogerador iria produzir se trabalhasse em plena capacidade de operação – maior que a média mundial" (FERREIRA, 2019) ou seja, é a produtividade do equipamento durante um determinado período.

Outro ponto favorável à produção marítima é que a mesma poderá ser complementar a hidroelétrica, principal matriz energética nacional, assim como a *Onshore*. Essa complementação irá beneficiar o país, principalmente, durante os períodos de seca, pois é quando há um desabastecimento da matriz hídrica, o qual coincide com a melhor época dos ventos para a produção de energia (FERREIRA, 2019), portanto poderá haver um equilíbrio de geração e distribuição durante todos os meses do ano.

Em contrapartida, o fato de não haver nenhum regulamento que traga segurança jurídica especificamente para a produção marítima, transmite receios e duvidas aos investidores, segundo a EPE, tais como:

> "Distintamente do setor petrolífero offshore, atualmente, não existe uma legislação própria para a exploração de projetos eólicos no mar. Essa é uma questão intrinsecamente relacionada ao conceito de segurança jurídica, que pode ser definida como "garantia de estabilidade e de certeza dos negócios jurídicos, de sorte que as pessoas saibam de antemão que, uma vez envolvidas em determinada relação jurídica, está se mantém estável" '' (BLOCH, 2018; SANTESTEVAN,2019)

Esses fatores são essenciais para atrair investimentos, vistos que, ao regularizar o mercado, é possível conhecer os limites e proteções legais destinados aos interessados no setor,

assim “ordenamento jurídico brasileiro deve proporcionar condições para estabilidade e garantia dos negócios jurídicos. ” (FERREIRA,2019)

Energia eólica *offshore*

A produção de energia elétrica envolve quatro etapas que são: A geração, transmissão, distribuição e consumo. Cada uma dessas estar interligada com a anterior e precisa formar uma sinergia, entre as três primeiras, para alcançar a última fase, o consumo, e assim atingir a satisfação do consumidor.

No que se refere a geração, a qual está relacionada com a capacidade de uma determinada fonte, nesse caso a *offshore*, ao gerar eletricidade, inicialmente utiliza a força cinética do ar em movimento, o vento, para converter em eletricidade. Essa geração ocorre no mar, lagos ou rios, os quais apresentam como vantagens a baixa rugosidade, menos turbulências dos ventos e por consequência mais estabilidade desse; maiores áreas para a geração, menos custos com aerogeradores, pois aumentar a capacidade instalada com menor quantidade de aerogeradores e dos impactos sonoros e visuais (FERREIRA,2019);

No Brasil, a matriz elétrica *offshore* tem um potencial de geração aproximadamente de “1,78 TW em toda Zona Econômica Exclusiva (ZEE), o que representa quase doze vezes mais que o potencial *onshore*” (FERREIRA,2019). Esse valor, não separa áreas de transporte e turismo.

Antes de ocorrer a geração é essencial, fazer uma análise do potencial eólico do local, o qual é feito para identificar as características do vento, a velocidade do ar, ou seja, o perfil do vento. Para descrever tais detalhes é utilizado a função densidade de probabilidade de Weibull (FERREIRA,2019) sendo essa equação (1)

$$f(v) = \frac{K}{C}\left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^{K}\right] \qquad \begin{cases} K > 0 \\ C > 1 \end{cases} \qquad (1)$$

Onde,

C: Fator de escala

K: Fator de distribuição

Assim como é fundamental, “em seguida, é preciso escolher qual aerogerador será utilizado. A partir dessa informação é possível calcular o potencial eólico “ (FERREIRA,2019). Para tanto é utilizada a seguinte equação (2):

$$E = \sum_i f_i P_i T \qquad (2)$$

Onde,

E: Energia gerada [KWh]

f_i : Frequência anual de ocorrência de uma velocidade de classe i

P_i : Potência equivalente para velocidade de classe i [KW].

T: Período de referência de um ano dado [h]

Por conseguinte, com base no fator de capacidade (FC), é possível verificar a capacidade do parque (FERREIRA,2019), para tanto é feito através da equação (3):

Onde,

$$FC = \frac{E}{E_n} \qquad (3)$$

E: Energia gerada, calculada pela equação 2

E_n: Energia nominal [KWh].

Feitas as análises iniciais e definidos os parâmetros de geração, a nova etapa é a transmissão, que é a transferência através de linhas de transmissão de alta potência, assim como segundo Menezes

> "Além de transportar em elevadas tensões toda a energia gerada, estes componentes básicos do sistema elétrico de potência também têm a função de realizar a interligação de múltiplos sistemas de transmissão, possibilitando o intercâmbio de energia e permitindo a continuidade do fornecimento às cargas mesmo em casos de emergência" (MENEZES,2015)

A transmissão pode ser feita através de linhas subaquáticas, aéreas, a mais comum no país, ou subterrânea. Mas por ser *offshore* a mais utilizada é subaquática, as quais são "úteis em projetos especiais de travessias de rios e canais com vãos muito grandes, que dificultam a escolha de outra alternativa" (MENEZES,2015), porém tem grandes limitações técnicas e financeiras. Tais fatos ocorrem, devido ao alto custo necessário para esse tipo de investimento. Mas ainda que apresentem tais dificuldades, tal projeto é possível devido a tecnologias já utilizadas.

Assim como a transmissão pode ocorrer em corrente alternada ou contínua, sendo que a escolha deverá ter como base no custo e benefício de cada uma de acordo com Menezes (2015). O Sistema de transmissão pode ser Sistema de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Alternada (*High Voltage AC Transmission* – HVAC), Sistema de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua, (*High Voltage DC using Line Commutated Converters* – HVDC LCC) e Sistema de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua (FERREIRA, 2019). O mais utilizado é o HVAC, o qual será aprofundado.

O HVAC, como tem na figura 4, tem cabo submarino, três condutores e uma subestação *offshore* e outra *onshore* (FERREIRA,2019).

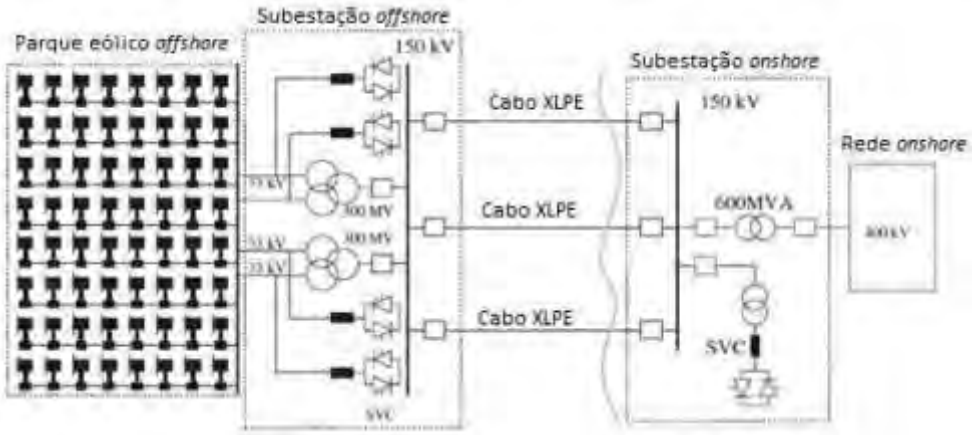


Figura 4: Esquema de um parque eólico offshore usando transmissão HVAC. (FERREIRA,2019)

Sendo que esse sistema apresenta as seguintes vantagens:

> "Não é uma tecnologia recente e é usada na maioria dos parques eólicos; apresenta menor custo, pois não é necessário o uso de conversores eletrônicos de potência nas subestações; para distâncias até 50 km da costa, tem pequenas perdas; em relação ao sistema HVDC não é necessário usar uma fonte de tensão auxiliar; facilidade de interligação e manutenção. " (FERREIRA,2019)

Já as desvantagens são as seguintes:

> "Os cabos HVAC têm efeito capacitivo considerável, então é gerado muita potência reativa; em decorrência do efeito capacitivo, não é possível utilizar a tecnologia HVAC para grandes distâncias da costa; a distância da costa e o aumento das potências do parque eólico, faz com que as perdas aumentem significativamente". (FERREIRA,2019)

Por sua vez os componentes desse sistema são: as torres, usadas para manter a linha em uma altura segura o que evita o contato com animais, pessoas, veículos, assim como deve suportar os cabos ; os isoladores, os quais evitam dispersão da energia e as subestações que "subestação é um conjunto de equipamentos industriais interligados entre si com os objetivos de controlar o fluxo de potência, modificar tensões e alterar a natureza da corrente elétrica" ou seja funciona como um ponto de controle de tensão, a qual pode ser elevado ou rebaixada, o primeiro para evitar perdas excessivas e a segunda para distribuição na cidade.(MUZY,2012)

Já a distribuição consiste no "segmento do setor elétrico dedicado ao rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor" (ANEEL ,2015). O mesmo pode ser feito por concessionária, permissionária e ou autorizadas, tanto no regime público, misto ou privado. Nessa fase, que é vista por alguns autores como integrante da fase anterior, a transmissão, o controle da tensão é feito em uma subestação para ser fornecida aos consumidores.

E por fim, há o consumo, que vem aumentando nos últimos anos como consta no gráfico 1, o qual pode ser industrial, residencial, comercial entre outros. Essa etapa tem uma influência direta sobre a ampliação da capacidade instalada assim como o crescimento econômico, pois visando atender ao setor assim como manter a economia estável, mais investimentos são feitos no setor energético, esse que é tático para a melhoria econômica de um país.

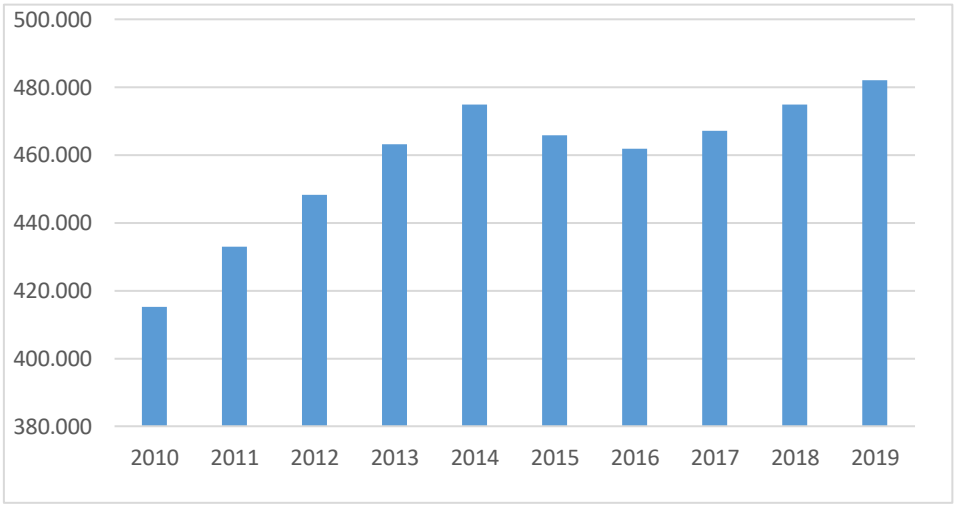


Gráfico 1: Consumo de energia no Brasil - GWh. Fonte Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011 a 2018; Balanço Energético Nacional 2019 - Adaptado

Na figura acima é notório aumento no consumo nos últimos anos, apesar da retração que houve nos anos de 2015 a 2017, ainda assim a demanda continuou aumentando para mais de 480 GWh em 2019. Diante disso, é possível constatar que a ampliação é essencial, tanto para atender ao consumo, como manter o desenvolvimento econômico e evitar problemas como os "apagões" registrados no ano de 2001.

Aerogerador *offshore*

O principal componente usado na geração de energia eólica *offshore* é o aerogerador ou turbina eólica, tal equipamento é capaz de converter a energia cinética em eletricidade. Para tanto, esse é composto, basicamente de três componentes: Nacele, rotor e fundação (FERREIRA, 2019).

O nacele fica no alto da torre de turbinas e abriga o gerador, caixa de velocidade e o sistema de transmissão. Dentro desse componente que ocorre as principais manutenções do aerogerador, por conter as principais partes (FERREIRA, 2019).

Por sua vez a fundação, estruturas projetadas para ficar abaixo do mar, sendo que essas podem ser fixas ou flutuantes, figura 5 e figura 6, de acordo com Ferreira (2019). Para definir o tipo de fundação é necessário analisar a "profundidade da água, as condições do solo marinho, as características da turbina, as massas do rotor e da nacele, a velocidade do rotor, a experiência e capacidade da cadeia de suprimentos" (EPE,2020). Estando as bases destas sujeitas a profundidade, pois as fixas em águas de até 50 metros e as flutuantes para profundidades maiores, segundo Ferreira (2019).

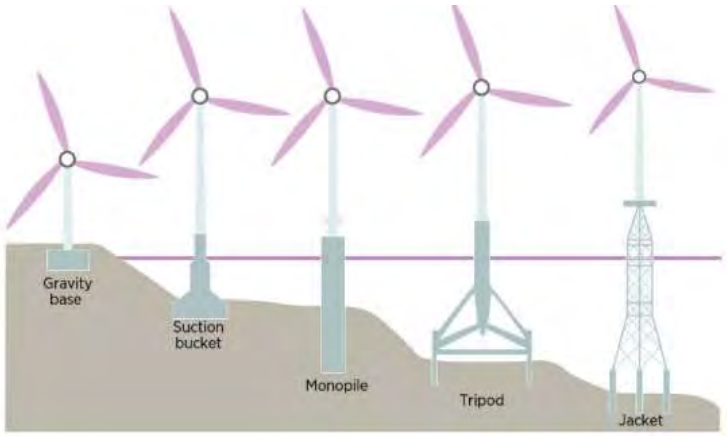


Figura 5: Exemplos de estruturas com fundação fixa (IRENA, 2018a).

Dentre as estruturas fixas a Monopile é mais utilizada devido a simplicidade da sua implantação, que consiste em ser cravada em solo marinha, mas não é recomendada para terrenos rochosos. (EPE,2020)

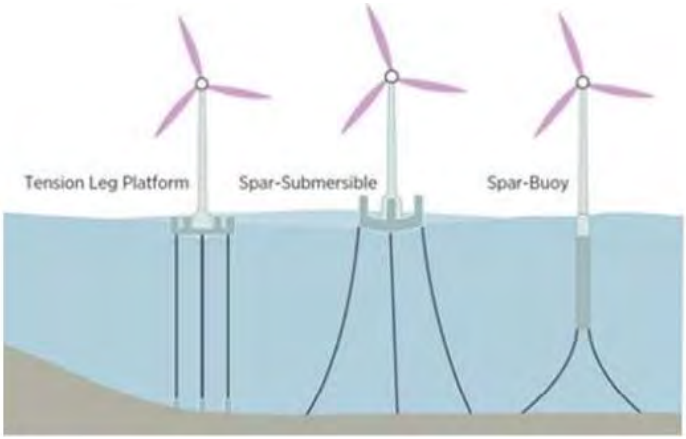


Figura 5: Exemplo de estruturas com fundação flutuantes (IRENA,2018a)

Já as bases flutuantes, figura 6, têm entre a mais barata a Spar-Buoy, pois "consiste em um cilindro metálico oco preenchido com água, lastreado de forma a manter seu centro de gravidade abaixo da linha de flutuação" (EPE,2020). Mas, há pouca experiência com a utilização de base flutuantes, pois a maioria dos investimentos são de águas até 50 metros, portanto, para bases fixas. (EPE,2020).

O rotor é formado por um "conjunto de pás conectadas a um eixo, que transmite a rotação das pás para o gerador. As pás dos aerogeradores captam uma parte da energia cinética do vento através do sistema de transmissão (multiplicador) " (STAUT,2011). A energia captada é convertida em elétrica Staut (2011). Assim como, por estar no mar pode construir rotores com pás maiores como o "o modelo V164-9.5 fabricado pela Vestas, tem potência de 9,5 MW e 164 m de diâmetro. " (FERREIRA,2019).

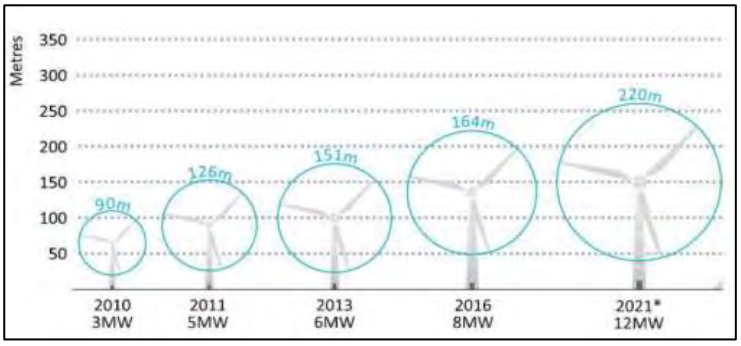


Figura 7: Evolução dos aerogeradores offshore. (FILHO, 2011)

Na Figura 7 apresenta uma tendência, que é o desenvolvimento tecnológico das turbinas, que é o aumento tanto do tamanho da torre quanto do diâmetro das pás. Tal fato é essencial, pois o aumento do diâmetro e da altura são diretamente proporcionais ao da capacidade de geração da turbina (EPE,2020).

Já a torre tem como funções o suporte estrutural do aerogerador e funciona como um meio de ligar a nacele a fundação (EPE,2020).

Panorama da geração

O litoral brasileiro apresenta potencial para a produção de energia eólica *offshore* "considerando toda a zona econômica exclusiva pode ser verificado segundo dados do estudo realizado pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) o qual utilizou as informações do satélite QuiksCAT1 entre os anos de 1999 e 2009 para realizar os cálculos. " (MARTINS ,2018) sendo que o mesmo tem um potencial maior que *onshore* em zonas de até 100 metros de profundidade, tal valor chega a corresponder a 5 vezes a capacidade instalada do país. Estando esses concentrados nos seguintes estados: Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará, Rio grande do Sul e Santa Catarina. Sendo Sergipe e alagoas com maior amplitude do vento e, na costa de São Paulo foi menor. (MARTINS ,2018)

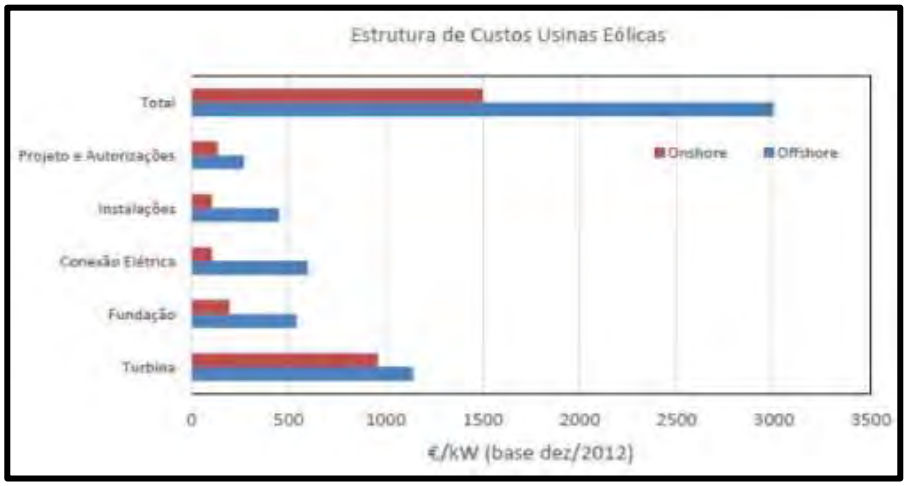


Figura 8: Estrutura de custos usinas eólicas onshore vs offshore. (PERREIRA,2017)

Um entrave relacionado à produção são os custos, os quais não tornam a produção inviável, porém não são atrativos. O mesmo, quando comparado a *onshore*, e por essa ter áreas em terras para implantação de usinas, faz com que a produção marítima seja menos competitiva (MARTINS et all,2017) como visto na Figura 8.

Há uma diferença entre as duas formas devido as peculiaridades de cada setor. Um exemplo são as conexões com a rede, porque "reforço nas estruturas e a conexão com a rede é devido à distância das turbinas até a costa e sofrem maior corrosão por causa do ambiente salino. " Desse modo o valor nessa parte do projeto pode corresponder a 30% do investimento como consta na Tabela 1. Porém, o aumento na procura pela produção marítima poderá provocar uma diminuição dos valores.

Tabela 1: Custo percentual na implantação de uma usina eólica

Turbina eólica	30 - 50 %
Fundação	15 - 25 %
Interconexão e conexão com a rede	15 - 30 %
Instalação	0 - 30 %
Outros	8 %

Fonte: GOMES,2018

Os custos apresentados podem ser divididos em CAPEX (*Capital Expenditure*) e custo de operação (OPEX – *Operating Expenditure*), sendo o primeiro relacionado aos investimentos em equipamentos e materiais; já o segundo corresponde aos pagamentos em produtos, serviços e gestão (FERREIRA, 2019)

Já os custos da vida dos projetos estão relacionados aos seguintes pontos, segundo Costa (2018): Desenvolvimento e consentimento; produção e aquisição; instalação; operação e manutenção e descomissionamento. Os quais devem ser geridos em conjunto para o desenvolvimento do empreendimento.

O custo que refere a quantidade de energia produzida por tempo da vida útil é o LCOE – *Levelized Cost of Energy* esse "Calcula os custos totais da geração de energia, incluindo também o custo de capital – CAPEX e operação – OPEX" sendo apresentados na equação 4.

Onde,

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{(I_t + M_t + B_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

t: Tempo em anos;

n: Tempo de vida do sistema;

r: Taxa de desconto;

I_t : Investimento inicial em t=1 ou de substituição em um ano específico (CAPEX);

M_t : Custo de operação e manutenção (OPEX) no ano t;

B_t : Custo de energia auxiliar no ano t;

E_t : Estimativa da energia produzida no ano t.

Este cálculo irá fornecer um custo antecipado, portanto é fundamental, para que haja o máximo de precisão em seu resultado, informar "os custos de investimento, manutenção e de taxa de desconto, mas também o conhecimento da estimativa da energia produzida em cada ano" (PETROBRAS, 2018).

Efeitos ambientais

A produção de energia proveniente dos ventos tem como norteador apresentar soluções para oferta energética nos diversos setores, assim como minimizar o impacto de fontes mais nocivas ao meio ambiente, a exemplo dos combustíveis fosseis. Porém seu aproveitamento não está isento de impactos ao meio ambiente (GUIMARÃES, 2019).

Segundo Guimarães (2019) os seguintes efeitos estão presentes na geração: ruído, as vibrações, os impactos da implantação dos parques e cabos para a vida marinha, os efeitos do campo eletromagnético formado no interior dos cabos e o fato dos aerogeradores ficarem em rotas de pássaros, cujo giro além de afetar as aves também traz problemas para corais e peixes transzonais e migratórios.

Assim como, eliminação de materiais, riscos de derramamento químico, mudanças na salinidade entre outros de acordo com Guimarães (2019).

Contudo é possível mitigar os efeitos com o passar dos anos e tais implicações poderão ser minimizadas, visto que é uma tecnologia em desenvolvimento e pode ser moldada.

Para diminuir é fundamentar possuir regras claras sobre o uso da costa, as quais promovam proteção ambiental e assim evitará que haja uma contradição, no que tange a ampliação da matriz eólica *offshore*. Tal visão é fundamental, porque além de uma produção limpa, visto que não emite gases do efeito estufa durante a geração, se feita a implantação em consonância com uma economia sustentável irá mitigar ou evitar efeitos nocivos ao ecossistema, o qual, propícia também desenvolvimento econômico, segundo Carvalho (2019).

Repensar tais ações são essências, pois segundo Carvalho (2019)

> Se mantivermos a política energética e o cenário atual socioeconômico continuar, teremos elevações na temperatura de 1,8 a 4ºC até 2100. As consequências previstas incluem catástrofes, rupturas na produção agrícola, perda de biodiversidade, maior acidez da água e aumento no nível dos oceanos (CARVALHO, 2019)

Portanto é essencial repensar a geração da energia não apenas da perspectiva econômica, mas principalmente ambiental, visto que a produção pode trazer consequências para o meio ambiente, as quais podem ser sanadas caso devidamente analisadas

> "Regulação detalhada e limites claros quanto ao nível de exposição sonora dos mamíferos aquáticos durante as obras de fundação e operação da usina; estabelecimento de zonas de energias renováveis, a exemplo da licitação por blocos ocorrida no setor de petróleo e gás; criação de órgão independente para pesquisas relacionadas aos impactos ambientais causados pela exploração da energia eólica offshore. " (GUIMARÃES,2019)

Pensar em tais táticas é fundamental, pois apesar de não haver uma legislação especifica para a exploração de energia marítima, a mesma pode ser definida e assim evitará problemas posteriores, os quais possam atingir tanto ao meio ambiente como trazer problemas para outros setores da economia segundo Guimarães (2019)

Resultados

Como apresentado, a produção de energia eólica *offshore* desde os estudos iniciais, que datam de 1990, vem proporcionando bons resultados nos países nos quais estão introduzindo a mesma para somar a matriz nacional, a exemplo do Reino Unido, Alemanha e China como consta na Figura 9, locais que estão despontando nessa fonte nos últimos anos e juntos concentram 90% dos empreendimentos dos 23,1 GW instalados (GWEC, 2019). Tal feito, tem como uma das causas a aplicação de políticas de ampliação da capacidade instalada do país atrelada à política de baixo carbono na produção de energia elétrica. Outro ponto que possibilitou foi o "compromisso da União Europeia de possuir 20% da matriz energética composta por energias renováveis até o ano de 2020, foi necessário desenvolver um conjunto de metas legalmente vinculantes e

específicas para cada país" (MME,2019) o que possibilitou também a redução do custo para implantação da matriz.

Quando a produção eólica marítima é analisada a partir da perspectiva nacional, é possível notar o potencial, principalmente ao longo da costa nordestina, local que apresenta um dos maiores fatores de capacidade do país, o que contribui para os 1,78 TW presentes na ZEE. Com isso a matriz eólica *offshore* aponta ter uma capacidade para geração que além de competitiva, com as demais matrizes, poderá acompanhar a demanda por energia no país, sendo que essa aumentou geometricamente nos anos.

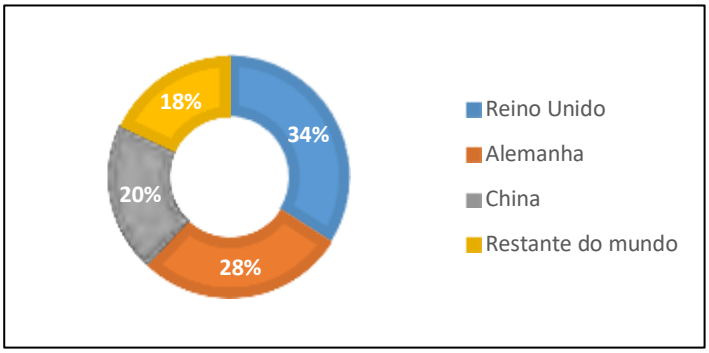


Figura 9: Capacidade instalada de parques eólicos offshore. (GWEC, 2019a; MME 2019.)

Atualmente há três processos de licenciamento ambiental em aberto que são: Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I com potencial instalado de 400 MW e fica no Ceará; Complexo Eólico Caju no Maranhão e potência prevista de 30 MW e o Parque Eólico *offshore* Caucaia Parazinho 310 MW. Todos os parques estão no Nordeste do Brasil, porque a região possui os melhores regimes de ventos do país e o maior fator de capacidade. (CARVALHO,2019)

Portanto, a produção de energia no mar brasileiro, além de viável, devido a capacidade para geração, é um meio de complementar a matriz nacional, desenvolver e implantar projetos com baixa emissão de carbono. A pesquisa para implementação foi alicerçada nas etapas citadas na figura 10. Esse estudo foi corroborado pela Roadmap Eólica *Offshore* Brasil 2019 e apresentou o potencial de geração nacional.

Figura 10: Metodologia utilizada para estimativa do potencial eólico offshore. (Roadmap Eólica,2019)

Para velocidade do vento, foi utilizada três bases: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) foi estabelecido 5 km estimados até 70 km da costa , tendo como referência o ano de 2013 ;DTU Global Wind Atlas, a qual é disponibilizada pela Agência Internacional para as Energias Renováveis – IRENA (IRENA,2015) tendo apresentado como o resultado para a velocidade 1 km até 30 km da costa e ERA5, disponibilizada pelo ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts) (C3S, 2017) apresentou 30 km para toda ZEE entre os anos 2000 a 2017. (CARVALHO,2019)

Já a área aproveitável foi definida com base na profundidade (batimetria), como consta na Figura 11 e velocidade do vento, que assim como o item anterior apresentou variações de acordo com o período, local e batimetria (EPE,2020)

Por sua vez a potência tem como base os Atlas Eólica da Bahia e do Rio Grande do Sul, sendo que o primeiro apresenta uma taxa de ocupação de 3,75 MW/km² e o segundo de 2,6 MW/km², para os estados das respectivas regiões. Porém esses valores podem ser alterados, visto que tanto o desenvolvimento tecnológico dos aerogeradores, como mais aprofundamento sobre a geração *offshore* incidem diretamente sobre o aproveitamento (EPE,2020).

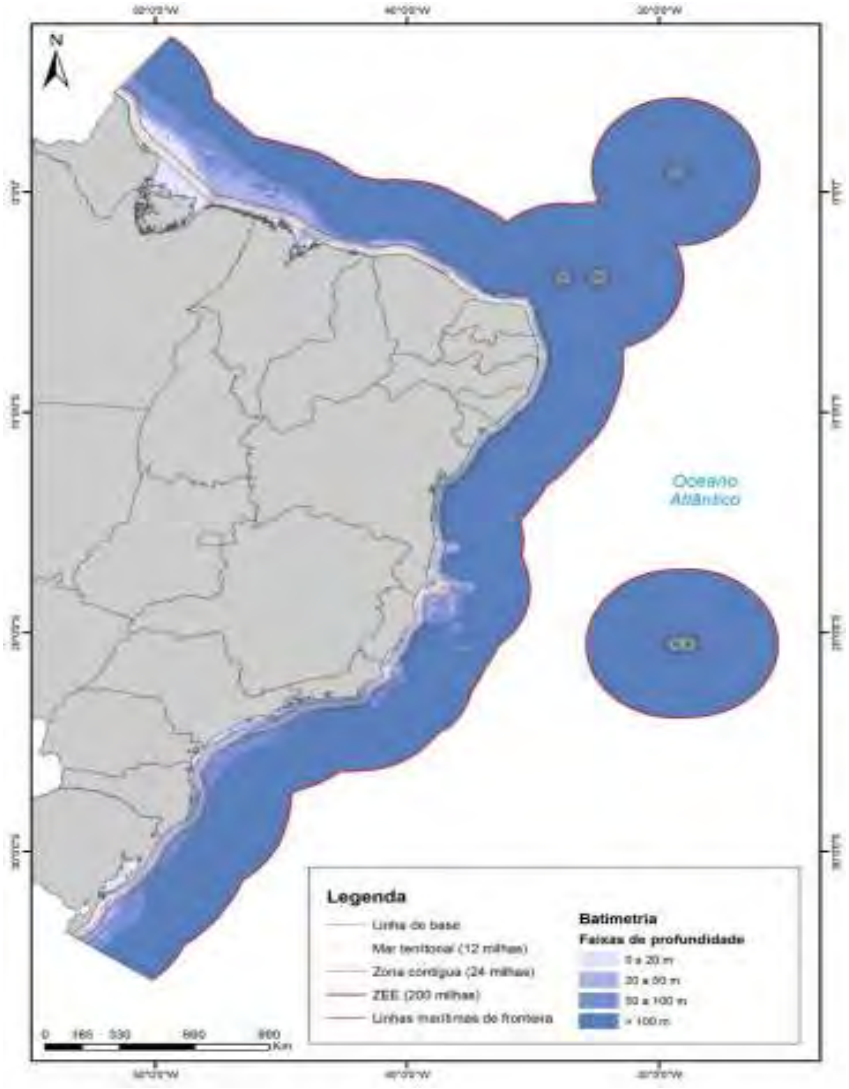


Figura 11: Faixas batimétricas registradas para o Brasil. (EPE,2020)

Por sua vez, a estimativa de geração de energia, a qual teve como base a partir os dados dos horários de velocidade do vento da base ERA5 e com turbinas possui de 10 MW de potência nominal, apresentou os seguintes valores para as regiões visto na Tabela 2.

Tabela 2: Fator de capacidade por região

Faixa de velocidade (m/s)	Fator de Capacidade			
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul
6,0 – 6,5	22%	23%	22%	23%
6,5 – 7,0	25%	30%	32%	31%
7,0 – 7,5	32%	37%	38%	37%
7,5 – 8,0	36%	42%	43%	43%
8,0 – 8,5	40%	46%	47%	46%
8,5 – 9,0	47%	54%	49%	49%
9,0 – 9,5	53%	62%	53%	53%
9,5 – 10	56%	65%	56%	56%
≥ 10	59%	68%	59%	59%

Fonte: EPE,2020

Conforme os dados apresentados na tabela 2 é possível ratificar o potencial eólico na costa brasileiro, porém o mesmo não é uniforme, visto que há variação de acordo com a região e a velocidade do vento como consta na tabela 2. Tal alteração será notória também na distância, a qual provoca alteração do aproveitamento entre 10% e 15% para mais ou menos para base Wind Atlas e CEPEL, respectivamente, como consta na Tabela 3.

Tabela 3: Potencial eólico em duas alturas.

	Áreas aproveitáveis (1.000 Km^2)				Potencial (GW)				Potencial (TWh)			
	Wind Atlas		CEPEL		Wind Atlas		CEPEL		Wind Atlas		CEPEL	
	100m	200m	100m	200m	100m	200m	100m	200m	100m	200m	100m	200m
Nordeste	**99**	**103**	**181**	**203**	**370**	**387**	**681**	**716**	**1509**	**1606**	**2961**	**3491**
Sul	**38**	**39**	**97**	**100**	**98**	**100**	**252**	**259**	**391**	**412**	**1024**	**1162**
Norte	**28**	**36**	**58**	**78**	**104**	**134**	**216**	**291**	**320**	**422**	**724**	**1012**
Sudeste	**18**	**22**	**72**	**88**	**48**	**57**	**187**	**229**	**165**	**200**	**711**	**908**

Fonte: EPE ,2020

Com base na tabela 3 é possível comprovar o potencial nacional para a produção de energia eólica *offshore*, o qual está presente em quase todo litoral, mas a base que abrange toda costa da ZEE é a ERA5, essa demostrar que "as áreas com velocidade acima de 7m/s, que podem ser consideradas atrativas. Os resultados indicam que, a 100 m de altura, o potencial do Brasil seria de 697 GW em locais com profundidade até 50 m" (EPE,2020).

CONSIDERAÇÕES

Diante do conteúdo apresentado é possível inferir que o desenvolvimento tecnológico, assim como a geração da energia *offshore* apresentam um ritmo crescente, o qual, embora com ênfase em alguns locais, apresenta resultados em nível mundial.

O que possibilitou a expansão dessa fonte, além de interesses econômicos, foi a também crescente necessidade, por um modelo de desenvolvimento econômico que esteja atrelado a uma economia sustentável, ou que diminua seus efeitos, de modo significativo com o passar dos anos.

Como ponto em comum para escalada da matriz marítima no mundo foi apontado, além de fatores meteorológicos e geográficos, pontos relacionados a políticas de incentivos à produção, tais como o PROINFA e PROEÓLICA, em nível nacional. Esses programas que tinham em seu cerne a ampliação da capacidade de geração, para atender demandas cada vez mais crescentes e sanar problemas apresentados em decorrência da capacidade instalada, a exemplo dos "apagões" do ano de 2001.

Após os estudos foi ratificada a capacidade de geração no Brasil, assim como as vantagens da geração eólica *offshore*, tais como: ventos mais fortes e constantes, elevado fator de

capacidade, a baixa rugosidade no mar, ausência de obstáculos como montanhas, aumento da vida útil das turbinas, possibilidade de aumentar a capacidade instalada e mais segurança energética.

Mas, embora tenha diversas vantagens, alguns dos entraves para o desenvolvimento dessa tecnologia e a ausência de regulação específica, no Brasil, são fatores que provocam insegurança jurídica nos fornecedores, assim como os custos para a implantação dos parques, porque como se trata de uma tecnologia, relativamente nova, apresenta valores superiores aos da *onshore*, por exemplo, que está no mercado desde da década de 90, com a produção em média a grade escala.

Por sua vez, da perspectiva ambiental, as quais levaram a debates sobre os riscos que o mundo enfrentará, caso não reveja o modo de produção, como o aumento da temperatura da terra, sendo esses influenciado pelo uso dos combustíveis fosseis, que é a principal matriz energética. Tais aspectos, provocam reflexão sobre o nosso modo de produção e como ele traz problemas a médio e longo prazo para a vida na terra. Nesse cenário a tecnologia offshore é apresentada como um dos meios de minimizar os efeitos sem comprometer o desenvolvimento econômico e energético.

Portanto, a junção da necessidade de continuar a produção, com o aumento na demanda por energia, riscos ambientais graves e iminentes, são alguns dos fatores que provocaram reflexão sobre o nosso modo de gerar eletricidade e de como o mesmo é incoerente, quando pensamos na continuidade, tanto da produção como de promover a oferta de energia e atrelar a esses pontos um planeta saudável, visto que as fontes centrais são nocivas.

Diante desses anseios a energia eólica *offshore* é apresentada em nível nacional e global como uma matriz que agrega benefícios capazes de levar melhorias tanto para economia como para o meio ambiente. Ainda que não tenha parques no Brasil, há estudos e tecnologias, que corroboram sobre o potencial do país, meios para a produção e os benefícios que serão agregados aos aspectos ambientais e econômicos.

REFERÊNCIAS

[1] ABEEÓLICA. **Energia Eólica: Os bons ventos do Brasil**. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/03/Infovento-15_PT.pdf>. Acesso em 14 de abril de 2020.

[2] ANEEL. **Brasil alcança 170 mil megawatts de capacidade instalada em 2019.** Disponível em:< http://bit.ly/35IP2Vo> Acesso em: 14 de abril de 2020.

[3]ANEEL. **Capacidade instalada 2019**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-alcanca-170-mil-megawatts-de-capacidade-instalada-em-2019/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2020

[4]ANEEL. **Matriz elétrica brasileira.** Disponível em :< http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm> Acesso em: 28 de fevereiro de 2020

[5]ANEEL. **Regularização dos serviços de distribuição.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao, 2015>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2020

[6]BARRETO, Fernanda de Melo. **Mapeamento tecnológico da geração de energia eólica offshore**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal ,2019

[7] BEURSKENS, J. **The history of wind energy. In: Understanding Wind Power technology theory, deployment and optimisation**. Wiley, 2014

[8] BLOCH, F. "**A cláusula de raio em shopping centers e o comportamento do empreendedor**. " Disponível em: <http://conteudojuridico.com.br/coluna/2993/a-clusula-de-

raio-em-shopping-centers-e-o-comportamento-do-empreendedor>. Acesso em: 02 de março de 2020

[9]BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Perspectivas E Caminhos para A Energia Eólica Marítima. Brasília**, DF. 2020

[10]CARVALHO, Lívia Paiva de**. A potencial sinergia entre a exploração e produção de Petróleo e gás natural e a geração de energia eólica *Offshore*: o caso do Brasil.** Dissertação (Mestrado em Planejamento energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro,2019

[11]CASTRO, Nivalde de; LIMA, Antônio; HIDD, Gabriel; VARDIERO, Pedro. **"Perspectivas da Energia Eólica *offshore*".** Agência Canal Energia. Rio de Janeiro, 06 de agosto de 2018.

[12]COSTA, Karen Maia da. Reutilização de Plataformas Fixas para Geração de Energia Eólica *Offshore*. 2018. Dissertação de Graduação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

[14]DEDECCA, J. G.; HAKVOORT, R. A.; ORTT, J. R**emarkets strategies for offshore wind in Europe: A development and diffusion perspective.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.66, p. 286-296, 2016.

[15]DUTRA, R.; SZKLO, A. "**A Energia Eólica no Brasil: PROINFA e o Novo Modelo do Setor Elétrico". XI Congresso Brasileiro de Energia**, Rio de Janeiro, Brasil, 2006.

[16]EPE "**2019 tem alta de 1,4% no consumo de eletricidade**". Disponível em< http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topico-510/Resenha%20Mensal%20-%20Janeiro%202020_v4.pdf>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2020

[17]EPE. **"Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011".** Disponível em: https://bit.ly/3cjJzs4. Acesso em: 14 de abril de 2020.

[18]EPE.**"Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018".** Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-anuario-estatistico-de-energia-eletrica-2018>. Acesso em: 23 de janeiro de 2020

[19]EPE**."Eólica Offshore Brasil: Perspectiva e caminhos para a energia eólica marítima"**, disponível em: < https://storymaps.arcgis.com/stories/85011a3a5b5e4208abccf546cdd0de2f >. Acesso em 10 de janeiro 2020

[20] EPE **"Eólica offshore tem potencial de 700 GW no Brasil.** " Disponível em: <http://abeeolica.org.br/noticias/epe-eolica-offshore-tem-potencial-de-700-gw-no-brasil/>. Acesso em: 25 de janeiro de 2020.

[21] EPE **"EPE publica o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018".** Disponível em: < http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-anuario-estatistico-de-energia-eletrica-2018>. Acesso em: 14 de abril de 2020.

[22]EPE. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Rio de Janeiro: 2018.

[23]ESTEBAN, M. D. et al. **Why offshore wind energy? Renewable Energy**, fev. 2011.

[24]FERREIRA, Lorena Martins. **Perspectiva da geração de energia eólica offshore no Brasil.** Universidade Federal de Uberlândia. Minas Gerais, 2019

[25]FILHO, Oyama de Oliveira. **Uma Metodologia Simplificada para Estimativa do Aproveitamento Eólico Offshore no Litoral Brasileiro.** 2011. Dissertação de Pós-Graduação – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2011.

[26]FONTOURA. Paula Renata .FIO CRUZ, **A força dos ventos para gerar .** Disponível em :<energia.http://www.invivo.fiocruz.br/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?infoid=1372&sid=9>. Acesso em: 27 de fevereiro de 2020.

[27]GLOBAL ENERGY CONCIL. **Global Wind Report 2017**. 2017. Disponível em< https://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2017_EN-003_FINAL.pdf>: Acesso em: 27 de fevereiro de 2020.

[28]GUIMARÃES, Lucas Noura de Moraes Rêgo. **Usinas eólicas offshore no direito ambiental marinho.** Disponível em < http://domhelder.edu.br/revista/index.php/veredas/article/viewFile/1214/24728 >. Acesso em: 28 de janeiro de 2020.

[29]GWEC. **Global Wind Energy Council.** Global wind report 2018. 2019a.

[30]GWEC. **Global Wind Energy Council.** Global offshore wind report 2019. 2019b.

[31]HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of Wind Turbines**. Second Ed, 2008.

[32] IRENA publica relatório **"Future of Wind"** Disponível em <http://abeeolica.org.br/noticias/irena-publica-relatorio-future-of-wind/Sabe como os parques eólicos offshore funcionam? https://www.iberdrola.com/meio-ambiente/como-funcionam-os-parques-eolicos-offshore> . Acesso em: 10 de fevereiro de 2020

[33]IRENA. **International Renewable Energy Agency.** Renewable energy benefits: Leveraging local capacity for offshore wind. 2018a.

[34]MARTINS et all. **Implementação de Projetos de Aerogeradores Offshore no Brasil: um Modelo para Gestão de Riscos Segundo as Melhores Práticas em Gestão de Projetos.** Congresso Internacional de Gestão, Projetos e lideranças, 2018.

[35]MENEZES, Victor Prangiel. **Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Aspectos Técnicos, Orçamentários e Construtivos.** Universidade Federal do Rio de janeiro, RJ, 2015.

[36]MUZY, Gustavo Luiz Castro de Oliveira **Consolidação de Material Didático para a Disciplina de Subestações Elétricas** / Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2012.

[37]NASCIMENTO, Wallisson da Silva. **Tipificação de fundações de turbinas eólicas de parques eólicos offshore.** 2018.

[38]PEREIRA, Felipe. **Análise do Arcabouço Legal Associado ao Desenvolvimento de Parques Eólicos Offshore no Brasil. 2017**. Dissertação de Mestrado – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, Brasília, 2017.

[39]PETROBRAS. **Estamos desenvolvendo o primeiro projeto piloto de energia eólica offshore do Brasil.** 2018. Disponível em<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/estamos-desenvolvendo-o-primeiro-projeto-piloto-de-energia-eolica-offshore-do-brasil.htm >: Acesso em 27/02/2020

[40] ROSAS, Rafael. **Consumo de energia elétrica sobe 1,6 em, aponta EPE**. Disponível: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2019/11/29/consumo-de-energia-eletrica-sobe-16percent-em-outubro-aponta-epe.ghtml> Acesso em: 28 de fevereiro de 2020

[41]SAMORA, Roberto. **Consumo de eletricidade cresce 3% no 1º semestre**. Disponível em: https://economia.uol.com.br/noticias/reuters/2019/08/27/consumo-de-eletricidade-cresce-3-no-1-semestre-diz-ccee.htm?cmpid. Acesso em: 28 de fevereiro de 2020.

[42]SANTESTEVAN. William Hornburg "**A zona econômica exclusiva brasileira e os parques eólicos offshore: aspectos legais".** Dissertação de graduação. Universidade Federal de Santa Catarina**,** Araranguá,2019.

[43]TRAPP, Beatriz. **Análise de Viabilidade de uma fazenda eólica no Rio Grande do Sul. 2009**. Dissertação de Graduação – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

[44]TOLMASQUIM, Mauricio et al **Matriz elétrica brasileira.** 2007. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/nec/n79/03.pdf>. Acesso em 27/02/2020

[45]VITERBO, Jean Carlo. **Geração De Energia Elétrica A Partir Da Fonte Eólica Offshore**. Dissertação (Mestrado em Engenharia). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2008

[46] XINHUA. **Gigante chinês de energia SPIC busca maior lucro através da energia limpa em 2020**. Disponível em: <http://portuguese.xinhuanet.com/2020-01/31/c_138745748.htm>. Acesso em: 26 de fevereiro de 2020.

[47]ZAPAROLLI, Domingos**. Ventos promissores a caminho: Potencial eólico brasileiro é três vezes maior do que o do parque nacional de energia elétrica; capacidade atual pode abastecer 22 milhões de residências.** São Paulo. n. 275 . 78-82 p. 2019

DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL

Adriano Augusto da Fonseca[1]
Thiago José Donegá[2]

RESUMO

O cenário de aquecimento global em função da emissão de gases de efeito estufa, tornou-se, cada vez mais, objeto de estudo em diversos setores. Eficiência energética aliada a sustentabilidade para geração de energia são oportunidades chaves para solução e reposta as necessidades de adaptação aos problemas ambientais e aos meios convencionais de utilização de energia não renovável. A energia eólica apresenta-se como uma alternativa frente aos diversos desafios oriundos da geração elétrica. A aplicação em relação, aos desafios e oportunidades para geração de energia eólica *offshore* no Brasil será aqui o foco de estudo. Para sequência do delineamento da pesquisa com o objetivo claro de demonstrar o cenário de desafios e oportunidades. Através de pesquisas que visem aproveitar do potencial eólico *offshore* e espaço disponível desta tecnologia, comparativo as práticas de energias não renováveis frente as mudanças climáticas, aprofundamento nas questões de regulação e licenciamento, e eficiência de geração eólica *offshore.* A metodologia durante o estudo proposto utilizou procedimento bibliográfico e apresenta a evolução da energia eólica no Brasil e conceitos da tecnologia, junto as fases de projeto eólico. As respostas desta pesquisa, focaram nas expectativas e oportunidades de aplicação da tecnologia *offshore* na costa brasileira e as experiências de sucesso global em especial o mercado europeu.

Palavras-chave: energia, eólica, *offshore*, oportunidade, vento.

ABSTRACT

The scenario of global warming due to the emission of greenhouse gases, has become, increasingly, the object of study in several sectors. Energy efficiency combined with sustainability for power generation are key opportunities to solution and answer to the needs of adaptation to environmental problems and conventional means of non-renewable energy use. Wind energy presents itself as an alternative to the various challenges resulting from the electric generation. The application in relation to the challenges and opportunities for offshore wind generation in Brazil will be here the study focus. For the sequence about the research with the clear objective of demonstrating the scenario challenges and opportunities. Through research to take advantage of the offshore wind potential and available space of this technology, comparing non-renewable energy practices against climate change, deepening the issues of regulation and licensing, and offshore wind generation efficiency. The methodology during the proposed study used a bibliographic procedure and presents the evolution of wind energy in Brazil and technology concepts, together the phases of wind project. The responses of this research focused the existing expectations and opportunities on the Brazilian coast and the global successful experiences in special the European market.

Keyiwords:i*energy, offshore, opportunity, wind.****i***

1 Engenheiro mecânico, MBA em gestão de projetos e pós-graduação em energia eólica. Email: aafonseca02@gmail.com
2 Orientador do programa de pós-graduação em energia eólica, faculdade Unyleya. Email: prof.thiagodonega@unyleya.edu.br

1 INTRODUÇÃO

O consumo energético mundial segue em um aumento contínuo impulsionado pela alta demanda industrial e hoje nas várias formas como a população utiliza de energia elétrica no dia a dia. Neste contexto, o uso de energia elétrica precisa se adequar a tecnologias sustentáveis que tenham o mínimo impacto ao meio ambiente e que sejam viáveis economicamente, possuem cada vez mais importância no planejamento energético.

O Brasil é abundante para exploração de diversas fontes de energia limpa. As políticas de desenvolvimento energéticas e as tendências das nações preocupadas com o futuro de nosso planeta pleiteia o engajamento de fontes limpas frente ao uso de energias convencionais. O Brasil é visto como um dos mais promissores contribuintes para o combate ao massificado lançamento de emissões de gases poluentes na atmosfera. Outro fator primordial para o maior aprofundamento do uso das fontes renováveis é a complementariedade entre ambas. A energia eólica *offshore* pode suprir e complementar a demanda energética esperada para o futuro e melhorar a distribuição conforme as necessidades específicas e ao respectivo período de aproveitamento.

A forma de extrair energia eólica no mar, caracteriza-se pela produção de energia, com baixo impacto ao meio ambiente, enorme potencial a ser explorado e possibilidade de ser instalada na costa marinha e levada aos grandes centros consumidores. Apesar do alto investimento para implementação da tecnologia, a tendência e experiência nas nações desenvolvidas na tecnologia demonstram ser economicamente viável, uma vez que os benefícios compensam o seu investimento. A captação *offshore* apresenta-se como uma possibilidade de energia que atenda às necessidades da demanda atual. Perante ao exposto, quais são as expectativas para geração de energia eólica *offshore* no Brasil? Será a respeito destes desafios e oportunidades, o foco de delineamento.

Expectativas em torno de aplicar uma nova tecnologia impulsionam diversas formas de aporte de conhecimento e desenvolvimento de novas técnicas. O mapeamento e total conhecimento do fundo do mar e da costa aonde se pretende instalar o *layout* do parque é mandatório para o sucesso de um projeto eólico *offshore*. Perante a expertise de utilização das plataformas de exploração de petróleo especialmente em águas profundas aonde se destaca os trabalhos da Petrobras. Este cenário de experiência caminha junto a tendência de evolução das gigantes turbinas eólicas, cada vez mais distantes da costa e em água muito mais profundas e torna a captação de vento um desafio.

Para o avanço no que tange ao licenciamento ambiental, se faz necessário o conhecimento oceanográfico e também das espécies de animais aquáticos e outros seres vivos presentes no habitat marinho e principalmente a água. Este conjunto de desafios e oportunidades movem toda uma indústria sustentável, limpa e possibilita o crescimento econômico e atração de investidores. Adequar toda a tecnologia e buscar expertise em marcos regulatórios ligados ao meio ambiente e conhecimento do perfil de ventos e as características destes a abundância de potencial eólico existente no Brasil especialmente na região Nordeste. Desta forma, buscar maneiras de competir financeiramente as práticas de energias não limpas, aprimorar os processos legais de instalação de parques eólicos, engajamento da sociedade no ramo e demonstrar tecnicamente a eficiência de geração eólica *offshore.*

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 Energia e mudanças climáticas

O demasiado lançamento de poluentes na atmosfera em função do desenvolvimento industrial sem avaliação dos impactos ambientais é uma realidade de degradação ao planeta. Desta forma se faz necessário maior rigor no controle do meio natural e mitigação da redução de emissões e combate as mudanças climáticas com base no protocolo de Kyoto[3] de 1997, [1]. Diante de uma tomada de decisão para implementar empreendimentos, o IPCC[4] conclui que os desafios ligados ao clima possuem indícios para sua melhora, oriundos da utilização de energia e sua forma da ordem de 60% a 80%, a influenciar na redução de poluentes lançados na camada de ozônio.
A possibilidade de desenvolvimento sustentável envolve os meios políticos, sociais, econômicos e ambientais, pois, nestes estão contidas as respostas aos futuros impactos benéficos ou maléficos a humanidade e ao meio ambiente. Uma das principais preocupações oriundas de emissões de poluente é o aquecimento global, reforça a necessidade de políticas orientadas para assegurar a sustentabilidade do desenvolvimento econômico, planejamento e ação governamental, [2].

2.2 Evolução da energia eólica e programas de desenvolvimento no Brasil

Um dos principais avanços de desenvolvimento sustentável a partir de fontes alternativas para a produção de energia elétrica no Brasil e que impulsionou o mercado eólico se deu pelo PROINFA[5]. Fundado em 2002 e cuja finalidade foi alavancar na sua primeira fase a fonte de energia renovável biomassa, e desfrutar de resultados ambientais, técnicos e socioeconômicos benéficos, [3]. O PROINFA ainda almejou a redução de emissões em 2,8 milhões de toneladas de CO_2 evitada/ano e a meta de 144 projetos de geração de energia elétrica sendo 54 empreendimentos em eólica, [4]. O reconhecimento da melhora na cadeia produtiva, incentivo a redução de taxa de importação de componentes eólicos e nacionalização de vários fabricantes foram fundamentais para o crescimento do mercado eólico, [5]. Ainda é importante destacar a evolução eólica através dos leilões (TAB.1) de energia existente, nova, de ajuste, reserva e fontes alternativas que formam um sistema único. Nestes leilões as distribuidoras podem contratar a energia elétrica de longo prazo para abastecer os seus respectivos mercados, na qual as geradoras são as ofertantes, [6].

Ano	Leilão	Potência (MW)	Quantidade de Contratos
2009	Segundo de energia reserva	1807,7	71
2010	Terceiro de energia reserva	2047,8	20
2010	Segundo de fontes alternativas		50
2011	Quarto de energia reserva	861	34
2011	Décimo segundo de energia nova A-3	1067,7	44
2011	Décimo segundo de energia nova A-5	976,5	39
2012	Décimo quinto de energia nova	281,9	10
2012	Quinto de energia reserva A-2	1505,9	66
2013	Décimo sétimo de energia nova A-3	867,6	39
2013	Décimo de energia nova A-5	2337,8	97
2014	Terceiro de energia nova A-3	551	21
2014	Sexto de energia nova A-5	925,55	36

3 Protocolo internacional com o objetivo dos países reduzirem a emissão de gases que agravam o efeito estufa.
4 Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima.
5 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

2014	Oitavo de energia reserva	769,10	31
2015	Segundo de fontes alternativas	90	3
2015	Quarto de energia nova A-3	538,8	19
2015	Nono de energia reserva	548,2	20
2017	Quarto de energia nova A-4	64	2
2017	Quinto de energia nova A-6	1386,63	49
2018	Primeiro de energia nova A-4	114,4	4
2018	Terceiro de energia nova A-6	1250,7	48
2019	Energia nova A-4	95,20	3
2019	Energia nova A-6	1040	44

Tabela 1 – Evolução dos leiloes de energia (fonte eólica), [6]

2.3 Desafios para a energia eólica *offshore* e a experiência da Petrobras

Em continuidade ao desenvolvimento de negócios em energia renovável e investimento em tecnologia para redução dos impactos ambientais e o compromisso com as metas de mudança climática, a Petrobrás investe em energia eólica *offshore* no Brasil. Destaca-se a pesquisa e desenvolvimento que possui as seguintes metas, [7]:

- Aperfeiçoar o modelo para avaliação de potencial eólico *offshore* (Atlas *offshore*) que conta com uma torre anemométrica de 90 m sobre a plataforma PAG-2, (FIG.1). Os principais objetivos são avaliar parâmetros de modelagem dinâmica de mesoescala do recurso eólico no mar do RN e CE, correlacionar estudo de perturbação das plataformas e controlar medições com sensoriamento remoto (*LiDAR*) e medição anemométrica *onshore* na costa.

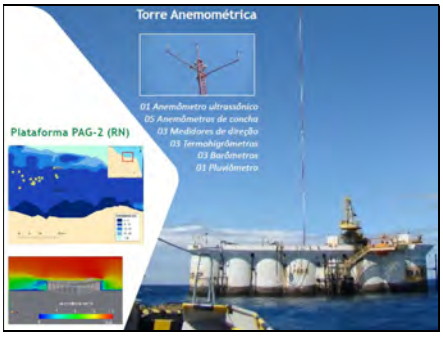


Figura 1 - Torre anemométrica sobre plataforma PAG-2, [7]

- Planta piloto de geração eólica *offshore* no polo de Guamaré/RN entre 2016 a 2021, contendo 1 aerogerador e 1 torre anemométrica e lançamento de cabeamento elétrico, projeto conceitual e termo de referência junto ao Ibama.
- Desenvolvimento de equipamentos *Wind Profile* e Boia *Metocean* para avaliação de recurso eólico *offshore* entre 2018 a 2023.

As pretensões da Petrobras serão um facilitador de peso para o início da atividade nas costas brasileiras. Em seu Plano de Negócios (2019–2023), a Petrobras indica que buscará ampliar seu portfólio de atividades alinhado com a perspectiva de uma economia de baixo carbono. A propósito, uma tendência é que os biocombustíveis deixem de ser prioridade, com os ativos em produção de álcool e biodiesel sendo destinados à alienação. A estatal confirma a intenção de implantar projetos *offshore* de aproveitamento eólico ao longo da década. Talvez, por isso, ao dar crédito às pretensões de parcerias em andamento com outra petroleira com determinada experiência em geração elétrica em alto-mar: a norueguesa Equinor, [8].

2.4 Recurso e potencial eólico

O vento

O vento pode ser entendido como ar em movimento. O movimento é resultante das variações de pressão, temperatura e densidade causadas pelo aquecimento desigual da terra por meio da radiação solar (FIG.2). A variação ocorre em função da distribuição geográfica, período do dia e disposição anual. Também pode ser entendido como uma corrente contínua de parcelas de ar. Existem cinco forças atuando sobre estas parcelas de ar, força do gradiente de pressão, coriolis, gravitacional, centrífuga e de atrito, [9].

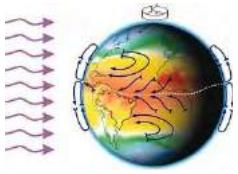


Figura 2 - Movimentação das parcelas de ar, [10]

A potência do vento

O ar em movimento gera energia, e a energia cinética desse movimento é denominada eólica, compreendida como um fluxo de ar de massa m, movendo-se à velocidade v, perpendicular à seção transversal de um cilindro imaginário. A E_C é dada por Eq. (1):

$$E_C = \frac{1}{2}mv^2 \tag{1}$$

Logo, a potência do vento de forma simplificada, é a energia sobre o tempo e amplificada pela relação cúbica entre a potência e a velocidade do vento v, e é escrita por Eq. (2), sendo ρ a massa específica do ar (1,225 kg/m^3) e A a área varrida pelas pás do rotor, [4].

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3 \tag{2}$$

Caracterização dos dados do vento

A caracterização de dados do vento é correlacionada pela distribuição de frequência da respectiva velocidade. São intervalos coletados em campanhas de medição, aos quais se associa uma frequência de ocorrência. A partir de um histograma de probabilidade acumulada obtém-se uma função de distribuição de Weibull, para caracterizar as estatísticas da velocidade do vento, [11].

Influências e variação da velocidade do vento

A velocidade de um fluido que escoa próximo a uma superfície é nula, em função do atrito entre o ar e a superfície do solo. No perfil vertical do vento, a velocidade atinge um determinado valor de escoamento v. Na região em que ocorre essa rápida mudança no valor da velocidade é conhecida como camada Limite. Em seu interior, normalmente o ar escoa com uma certa turbulência, tendo em vista, a influência dos parâmetros de densidade e viscosidade do fluido, acabamento da superfície (rugosidade), e forma da superfície (obstáculos), (TAB. 2), [9].

Descrição do Terreno	Comprimento Z_0 (mm)
Liso, gelo, lama	0,01
Mar Calmo - agitado	0,2 - 0,5
Neve	3,0

Gramado	8,0
Campo em declive	30
Poucas árvores	100
Muitas árvores	250
Florestas	500
Subúrbios	1500

Tabela 2 - Valores de comprimento de rugosidade para diferentes terrenos

Potencial eólico brasileiro

Pelo atlas de potencial eólico brasileiro é possível identificar diversas áreas de vento superior a 7 m/s. Estes dados são mais elevados nos pontos da costa brasileira, [12]. Em especial na Região Nordeste, que contam com uma vasta área de alto potencial com profundidade inferior a 50 metros. Essa condição permite a utilização de subestruturas mais simples para a geração eólica *offshore*. Isso aumenta a área de viabilidade, atribui-se um peso maior ao vento, sendo a variável determinante, enquanto a profundidade e a distância da costa possuem pesos menores (FIG.3), [13]. Assim como, é o caso de sucesso da implantação da tecnologia no Reino Unido em águas de menor profundidade. A estimativa de capacidade acumulada pode ser conferida em, (FIG.4), [14]. Estes dados tendem a ser mais precisos com a conclusão do mapeamento e uso das novas tecnologias em andamento pela Petrobras.

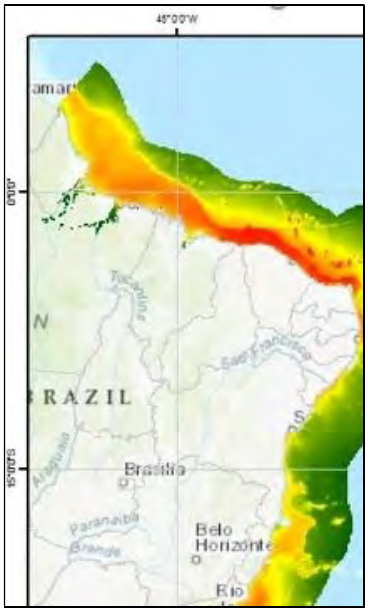


Figura 3 - Potencial eólico brasileiro *offshore* [13]

Velocidade /Batimetria	Áreas aproveitáveis (km²)				Potencial (GW)			
	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>10
≥6,0	175.754	186.188	171.923	2.784.706	628	641	531	9.10
≥6,5	147.234	171.441	147.519	2.602.599	522	591	467	8.42
≥7,0	79.869	123.078	79.907	1.766.981	276	421	237	5.83
≥7,5	38.637	64.276	57.360	1.237.126	129	209	159	4.01
≥8,0	29.017	46.109	50.429	674.730	100	147	137	2.05

Figura 4 - Potencial eólico *offshore* acumulado [14]

2.5 Energia eólica e funcionamento

A energia eólica pode ser entendida como a mudança do direcionamento do ar que ocorre em função do delta de temperatura da superfície global, na qual a produção eólica se dá pelo encontro entre o vento e as pás do rotor (FIG.5). Desta forma inicia-se a partida do rotor da turbina a fim de gerar energia. Os principais parâmetros para transformação da energia mecânica em elétrica ocorrem em função da velocidade do vento, massa específica do ar e abrangência do movimento das pás. [5].

O desafio de colocar a energia cinética do vento no trabalho reside na conversão eficientemente, como energia mecânica ou eletricidade. O deslocamento do vento pode ser capturado pelo rotor e pás que começam a girar quando o vento sopra e passa por eles. Este movimento rotativo ligado a um eixo de transmissão pode ser conectado a outras máquinas para produzir força mecânica. O sistema está conectado a um gerador, e a força mecânica do vento é convertido na eletricidade, [15].

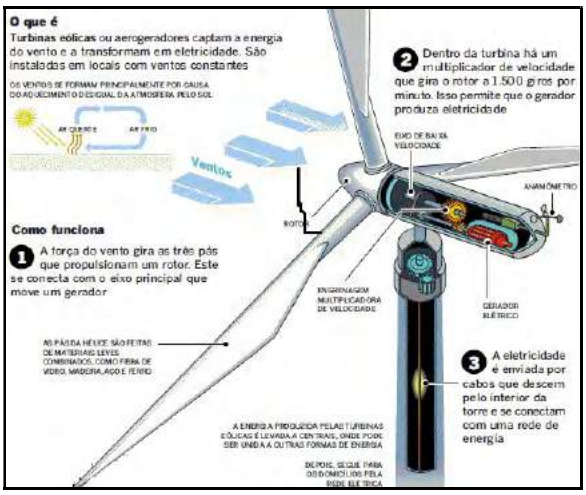


Figura 5 - Energia eólica e funcionamento [16]

Energia eólica *offshore*

A energia eólica *offshore* consiste no aproveitamento da energia cinética do vento, através da implantação de usinas eólicas ao longo da costa marítima. Trata-se de uma fonte energética abundante, limpa e renovável e, no caso da *offshore*, apresenta uma série de vantagens no que se refere à uniformidade e velocidade do vento e não ocupação de terras habitáveis. Das principais diferenças entre *offshore* e *onshore*, as turbinas *offshore* estão sujeitas a cargas adicionais que dizem respeito principalmente às fundações como correntes, carregamento de operação, pressão hidrodinâmica, fricção do revestimento da sustentação e características de solo, [17].

Componentes de uma turbina eólica *offshorei*

Os componentes de um aerogerador são demonstrados em (TAB. 3), conforme detalhamento em (FIG.6) e existe a predisposição do sistema sem a caixa multiplicadora de velocidades, e é utilizado um gerador de multipolos, [9].

Componente	Função
Torre	Estrutura de sustentação feita em aço, concreto ou treliçada.
Cubo	Fabricado em aço ou em ligas metálicas, interligado a nacele e responsável pela alocação das pás.
Pás	Responsáveis pela captação do recurso eólico construída em fibras de vidro.

Nacele	Estrutura acima da torre, que abriga o gerador e o seu acoplamento, a caixa multiplicadora e o eixo, o sistema de regulação do ângulo passo (*Pitch*), o controle direcional (*Yaw*), o freio, os sistemas de medição e o sistema de resfriamento.
Caixa de velocidades	Realiza o controle entre a baixa velocidade da turbina e alta velocidade do gerador e o eixo.
Eixo	Responsável pela ligação rotacional e multiplicadora entre a caixa de velocidades e o gerador, fazendo a conversão de energia mecânica em elétrica.
Gerador	Responsável peça produção de energia elétrica.
Pitch	Responsável pela mudança de passo de ataque das pás em função da potência.
Yaw	Utiliza motores elétricos para girar a nacele juntamente com o rotor contra o vento, para fazer o controle direcional em relação ao vento.
Freio	Necessário para frear a caixa de velocidades e eixo em caso de urgência.
Resfriamento	Resfriar o gerador.
Sistema de Medição	Responsável por auxiliar o sistema direcional e funcionamento do aerogerador por meio de medições do anemômetro e sensores de direção.

Tabela 3 - Componentes de um aerogerador

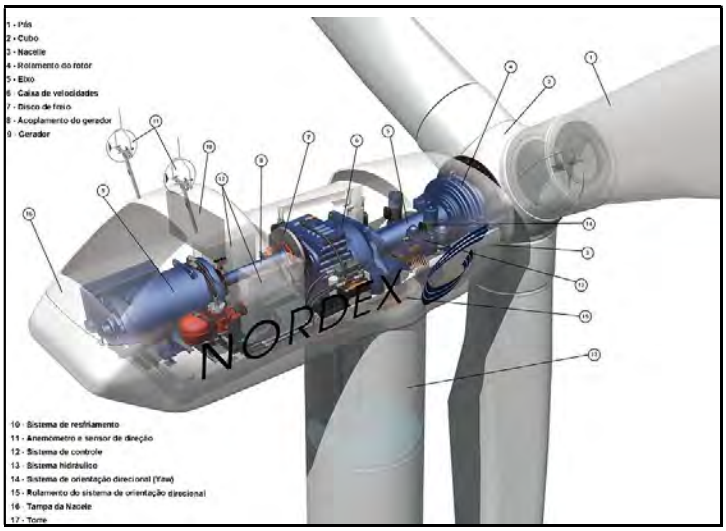


Figura 6 - Detalhamento interno da nacele de aerogerador [18]

Layout de parque eólico *offshore* e sistemas de transmissão

A energia do parque eólico *offshore* é transmitida para a costa por cabos que passam debaixo d'água. Com uma subestação elétrica na água próxima à torre para aumentar a tensão, de forma que, a tensão do cabo deve ser igual à tensão do gerador. O parque *offshore* na totalidade, trabalha em um nível de tensão da subestação de distribuição. Um transformador é instalado sob cada torre para aumentar a tensão do gerador até o nível da subestação. A rede coletora conecta-se através de uma ou mais subestações e a tensão é aumentada para alimentar um cabo até a costa na estação de conversão em transformadores terrestres, (FIG.7) e (FIG.8). Estes cabos podem ser AC para distância entre 10 km a 100 km da costa utilizada para menores áreas e custos, ou CC (HDCV) para distâncias maiores com a redução das perdas elétricas pelo efeito Joule. No projeto da rede coletora são definidos o nível de tensão a ser utilizado, o arranjo dos circuitos, o dimensionamento dos cabos isolados e demais equipamentos, [19]. As subestações geralmente são construídas em plataformas marítimas semelhantes às de exploração de petróleo com algumas adaptações. Abrigam o transformador, painel, gerador, instalações de pessoal e serviços, dispositivos de proteção e manobra e, se necessário, as conversoras, [20].

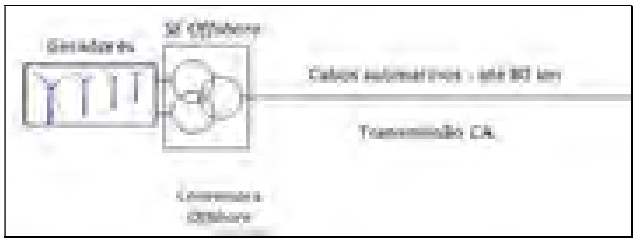


Figura 7 - Sistema de transmissão próximo da costa CA e distante da costa CC [14]

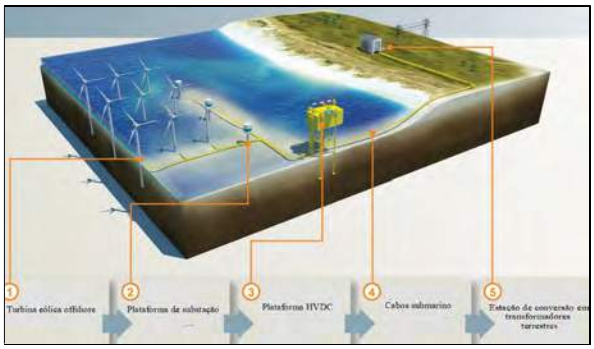


Figura 8 - Layout de parque eólico *offshore* [21]

O número de turbinas e sua respectiva disposição determina a capacidade do cabeamento e sua conexão. No que lhe concerne, o cabeamento se difere de aplicação em corrente CA ou CC e, além disso, podem possuir um núcleo por cabo, ou três. A aplicação com três cabos reduz os custos de lançamento, além de produzir menores perdas elétricas, devido à redução das correntes induzidas nas blindagens. Os cabos de núcleo único podem ser feitos com maiores comprimentos, reduzindo a necessidade de emenda. Tanto para aplicações CA quanto CC, os principais componentes de um cabo submarino são: condutores, isolação, blindagem semicondutora e metálica, e armadura. Normalmente os cabos são enterrados a uma profundidade de 1 a 2 m no solo e podem estes representar 10% dos custos de projeto, [22].

Estruturas

A estrutura *offshore* deve suportar forças mecânicas exercidas pelas ondas do mar, correntes, vento, tempestades e gelo. A força das ondas é a mais dominante de todas. Uma estrutura deve absorver, refletir e dissipar a energia sem degradação no desempenho durante uma longa vida útil. As forças de arrasto e elevação da água para uma sustentação submersa em corrente de água podem ser derivadas de considerações hidrodinâmicas clássicas. Um grande desafio para as estruturas *offshore*, é a corrosão, causada pela reação eletroquímica em que um ânodo de metal corrói e um cátodo sofre uma reação de redução, a taxa de corrosão deve ser contabilizada no projeto. O desenvolvimento da estrutura deve ainda considerar a perspectiva de engenharia e manutenção, segurança durante a vida útil, robustez suficiente contra deterioração, cálculo de carga, resistência estrutural, fundação, infraestrutura e elétrica, [23].

Estruturas fixas

No detalhamento de uma estrutura fixa, a fundação e a estrutura de uma turbina eólica *offshore* podem ser entendidas como a sustentação do respectivo aerogerador, de forma que estes empilhem, penetrem ao solo e forneçam a estabilidade necessária para

sustentação dos demais componentes (FIG.9). A fundação é a parte localizada no solo e mantém a subestrutura no fundo do mar. A estrutura de suporte está acima da fundação e na sequência da disposição a torre acima desta, [23].

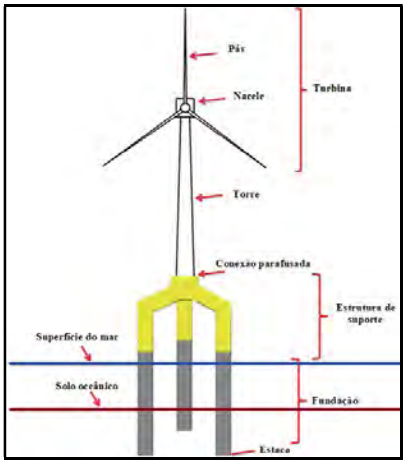


Figura 9 - Partes de uma estrutura fixa tripla de aerogerador *offshore* [23]

Diante das características específicas do empreendimento, além da estrutura fixa tripla, ainda existem a monoestaca, por gravidade, em tripé e treliça:

- Monoestaca: a estabilidade desta estrutura é gerada pelo contato e fixação direta da estaca no solo marinho, um conceito comum para o mercado *offshore*. Isso torna a produção, transporte e instalação da estrutura mais simples e de menor custo. As monoestacas possuem diâmetro de até 6 m e parede de espessura de até 150 mm. Limitadas a utilização apenas em águas rasas.
- Gravidade: a estabilidade ocorre em função do grande peso da parte inferior da estrutura e do lastro, proporciona um momento de flexão eficaz e resistente. A vantagem dessa estrutura e fundação é que nenhuma perfuração é necessária no solo, mas, necessária preparação por dragagem, cascalho e concreto. Devido ao grande peso desta estrutura a torna mais cara;
- Tripé: estrutura de aço composta por 3 pernas relativamente leves em relação a uma treliça padrão e uma coluna central que se localiza abaixo da turbina. As cargas oriundas da turbina são transferidas para a estrutura de aço e consequentemente para as estacas que possuem cerca de 1 m de diâmetro com boa estabilidade e rigidez em maior profundidade;
- Tripla: Por possuírem 3 pernas e bom momento de reação, melhora significativamente a estabilidade, com maior rigidez e com um aumento de custo em função da quantidade de aço utilizado na fabricação. As estacas são de aço com diâmetro aproximado de 3 m, podendo ter até 90 m de altura cada dependendo da profundidade da água, sendo que 30 a 45 m abaixo d'água;
- Treliça: estrutura formada por elementos tubulares. Em indústrias como petrolífera e gás, já é consolidada em muitos anos de utilização. Para as indústrias de gás e petróleo, cerca de quatro a oito pernas de sustentação fazem a estabilidade do sistema, enquanto para eólica, três ou quatro são suficientes.

Estruturas flutuantes

Para garantir o baixo custo final proveniente da energia elétrica *offshore*, a tecnologia tem concentrado esforços para viabilizar soluções de estruturas flutuantes em águas

profundas como 150 m. Pois, estruturas fixas são afetadas pelo aumento da profundidade e algumas possuem alto custo para o projeto. As estruturas flutuantes são TLP, *Spar Buay* e semissubmersível, (FIG.10), [23].

- *Tension-leg platform* (TLP): estruturas semissubmersíveis ancoradas ao fundo do mar com cabos em tensão para gerar estabilidade. As pernas de tensão compensam a diferença de força entre a flutuabilidade e o peso.
- *Spar Buoy*: a turbina é estabilizada por um lastro e alocado sobre uma boia. Esta estrutura tem o centro gravitacional dentro de água, logo abaixo dele estão as partes mais pesadas da estrutura, enquanto, mais à superfície, são ocas subindo o centro de flutuação;
- Semissubmersível: utiliza uma estrutura semissubmersível que oferece mais estabilidade assimilando os conceitos estruturais do TLP e do *Spar Buoy*. Pode ser instalada e comissionada na costa e posteriormente transportadas para o mar.

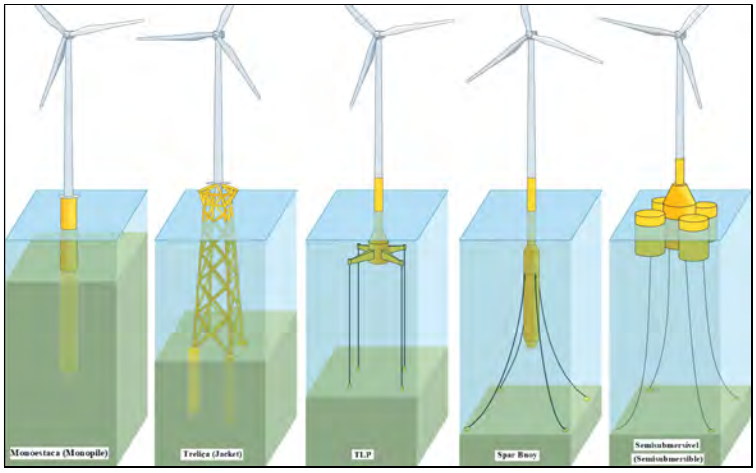


Figura 10 - Estruturas fixas x estruturas flutuantes [24]

Mercado eólico *offshore* mundial e tendências

A energia eólica *offshore* apresenta-se como uma opção cada vez mais viável para geração de energia renovável. Impulsionada por políticas energéticas de apoio, em resposta a preocupações ambientais e ao cumprimento das metas de energias renováveis até 2020, e por avanços tecnológicos, desenvolvidos por cadeias de suprimentos amadurecidas em locais com uma grande quantidade de projetos implantados. Do total de instalações *offshore* no mundo, Reino Unido, Alemanha, China, Dinamarca e Bélgica concentram a maioria dos 29,1 GW instalados, (FIG.11). Nas Américas, os Estados Unidos começaram as suas atividades em 2016 e possuem metas para o seu plano de 2050 de atingir 86GW instalados. Além da China, outros países asiáticos também possuem algum desenvolvimento mirado para as eólicas *offshore*, [25].

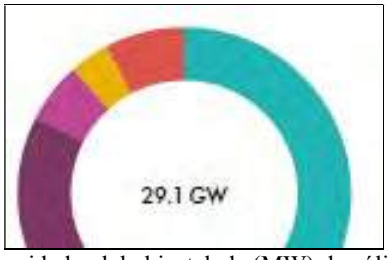


Figura 11 - Capacidade global instalada (MW) de eólica *offshore* [25]

A expertise desenvolvida principalmente na Europa, permite hoje progredir o desenvolvimento de turbinas eólicas maiores. Desta maneira, eleva-se o grau de conhecimento e aporte tecnológico por parte das montadoras que saltam de tecnologias de 2 MW e 3 MW para implementação de turbinas de 6 a 12 MW no mar, (FIG.12). Possibilitam consequentemente obter maior capacidade nominal, [14].

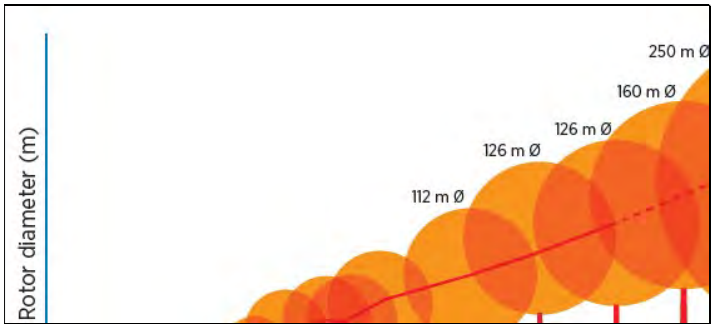


Figura 12 - Tendência da ampliação de turbinas eólicas modernas [26]

As inovações do mercado eólico *offshore* pelo mundo, refletem iniciativas como podem ser conferidas no plano de desenvolvimento do sistema gerador em 2027, onde se destaca a oportunidade para eólica *offshore*, haja visto o engajamento das tecnologias implementadas na Europa, mediante as condições e o clima brasileiro, [27].

2.6 Ciclo de vida *offshore*

Os custos envolvidos

O planejamento do ciclo de vida de um projeto eólico deve-se imaginar que os custos serão acompanhados das quatro fases de projeto que são respectivamente desenvolvimento, construção, operação e manutenção, e descomissionamento. Um bom planejamento irá garantir que as demais fazes aconteçam sem surpresas e aumentos de orçamentos, e que os prazos sejam cumpridos e investidores sejam atraídos, [28].

No desenvolvimento são os custos ligados ao planejamento desde a escolha e determinação das características locais, design, licenças, permissões, contratos, estudos ambientais, financiamento e engajamento público. Na fase de construção, são relacionados os custos de transporte, das turbinas, fundações, subestações, cabeamento e ligação a rede elétrica para fornecimento de energia. Durante a fase de operação, serão lançados os custos da própria operação de funcionamento, manutenção e gestão administrativa e por fim os custos de desativação ou repotencialização. Necessário viabilizar que as receitas provenientes de energia elétrica do vento possam variar em função dos custos de produção, e que os compradores estejam disponíveis para pagar, suporte de investimentos e o modelo de tarifa a ser praticada, [29].
Decorrente de políticas de promoção e inserção de energias renováveis, como as adotadas na União Europeia e a implementação de vários mecanismos de apoio, como o corte de impostos para renováveis, mercado de crédito de carbono, taxas de carbono, sistemas de preços de tarifas *feed-in* e sistemas de quotas. Possibilitou o crescimento e aproveitamento eólico no mundo, inclusive um impulsionador do mercado energético renovável no Brasil pelo modelo *feed-in* em fase inicial do PROINFA. Os “leilões de contratos”, são processos em que o governo abre concorrência para adquirir certa capacidade ou geração de eletricidade a partir de energias renováveis, [4].

Planejamento e desenvolvimento

Afim de demonstrar a todas as partes interessadas os benefícios da implementação de um parque eólico, as melhores práticas viabilizam o (EIA) estudo de impacto ambiental. É um processo em que a aprovação para instalação de um parque eólico atenda aos requisitos e documentação legal junto a escopo de projeto, aprovação pública e sociedade local, meio ambiente relacionado e autoridades governamentais, com os respectivos benefícios e compensações, [4].

O conhecimento do potencial eólico da região e os desafios ligados ao conhecimento da localização são de essencial importância no planejamento de um projeto eólico. A localização pode afetar muito, e neste cenário a exploração da energia no mar é muito favorável visto que o comprimento de rugosidade é muito inferior em relação à exploração na terra, fator que influencia positivamente na curva de velocidade de vento. As respectivas avaliações quanto à altura de exploração, variabilidades do vento conforme os períodos ao decorrer do dia e a estabilidade atmosférica facilitam no conhecimento do vento, bem como, auxiliar na precisão da estimativa de (AEP[6]), [11].

Campanhas de medição

O principal objetivo das campanhas de medição de vento é obter o máximo entendimento possível do recurso eólico e acerto das condições para implementação das turbinas eólicas. Fazem parte das campanhas definir o número de torres de medição e a respectiva localização de forma a minimizar as incertezas do recurso de vento em relação ao posicionamento das turbinas. Deve-se ainda definir da altura do instrumento que é essencial para reduzir incertezas da produção de energia, buscar respostas em diversas alturas de medição e contribuir para otimizar o layout das turbinas eólicas e caracterização do cisalhamento, frequência e direção do vento.
Uma das formas para medição é através do uso de torres anemométricas, geralmente na forma de treliça são instrumentadas e equipadas com anemômetros, palhetas de direção e sensores de temperatura e pressão do ar e podem ainda ser equipadas com GPS e outros sensores. Entretanto, as desvantagens são parecidas com os desafios das turbinas principalmente em relação à fundação, [30]. Alternativas possíveis são instalar torres em estruturas já existentes ou por medição indireta através sistemas remotos flutuantes como *LiDAR* e *SODAR* e por satélite. O sistema *Light Detection and Ranging* (*LiDAR)* mede o efeito da reflexão da luz na atmosfera. Um sistema típico capta os sinais refletidos pelos aerossóis transportados pelo vento e, através da diferença entre os sinais emitidos e de retorno, determina a direção e velocidade dos ventos, podendo obter perfis tridimensionais de velocidade. A Petrobras possui alguns equipamentos deste tipo monitorando a costa, além do programa *MovLidar* desenvolvido pela UFSC. O sistema do tipo *Sonic Detection and Ranging SODAR* mede remotamente a estrutura de turbulência vertical e o perfil de vento da camada inferior da atmosfera por através de ondas sonoras e do seu efeito *Doppler*. Este sistema possui a vantagem de ser altamente portátil, e não perturba o fluxo do vento, [14].

Localização e dados meteoceanográficos

Estudos da localização de turbinas eólicas *offshore* devem detalhar a distância da terra ao parque, o que inclui estudo prévio de rotas de navegação, profundidade da água e

6 Produção de energia anual.

propriedades do leito do mar e conexão de rede via cabeamento submarino. A avaliação de impacto ambiental para mamíferos marinhos, rotas de aves e o meio aquático são fundamentais. Além desses, ainda é necessário buscar dados meteoceanográficas (vento, pressão atmosférica, ondas, corrente, maré, temperatura e salinidade), oceanográficos, geofísico, geotécnico, modelagem computacional hidrodinâmica, modelagem de dispersão de sedimentos e erosão, e utilização de tecnologias necessárias, [31].

Construção e Instalação

A instalação da subestação é um custo relevante, porém este em um evento único, diferente da instalação das várias turbinas e as respectivas fundações. Os meios de construção podem se tornar mais fáceis, quando é utilizado de instalações portuárias estratégicas para montar os componentes ainda em terra e realizar o transporte até o alto mar por embarcações preparadas. As embarcações devem ser especializadas para atendimento em posicionamento dinâmico e ter espaço para transportar os componentes e estruturas. Estes navios seguem para o local de instalação, estendem as pernas para o fundo mar enquanto eleva sua plataforma bem acima da linha da água, [11].

Operação e manutenção

Dentre os objetivos elétricos de funcionamento, pode-se destacar a otimização de produção de energia com o rastreamento de potência e limite da potência nominal, redução de carga mecânica dentre vibração na caixa de velocidades e controle do ângulo de guinada. Estes em conformidade com os requisitos de conexão à rede para controlar a potência e frequência, tensão reativa, mitigação de ruídos e tremulações, [32].

O funcionamento diário de um parque eólico é monitorizado e controlado por um sistema de controle de supervisão e de aquisição de dados. Este sistema estabelece a ligação entre todos os componentes das turbinas eólicas, estações e subestações meteorológicas, que permite ao operador verificar o funcionamento, [33].

Para o acesso até uma turbina eólica *offshore* e a respectiva atividade de manutenção, os engenheiros precisam chegar à turbina, principalmente de barco ou de helicóptero para parques eólicos menos acessíveis. A manutenção em alto mar geralmente pode ser adiada em função do clima. Ondas acima de 1,5 metros de altura e velocidades de ventos acima de 12 m/s são consideradas inseguras. Além disso, a mobilização de uma embarcação para grandes reparos pode levar até meses, enquanto o operador do parque eólico perde receita todos os dias com a turbina ociosa, [11].

Decomissionamento

Envolve a desmontagem das turbinas, o sistema de coleta e transmissão de energia. Em alguns casos, as fundações podem ser deixadas no solo para posterior aproveitamento, outras vezes devem ser retiradas e transportadas, um projeto caro, principalmente no que tange a eólica *offshore* em função do peso da estrutura e fundação. [15].

2.7 Impacto ambiental, legislação e licenciamento

Embora a energia eólica possa não impactar ao meio ambiente em ralação a emissão de gases ou resíduos, alguns cuidados precisam ser avaliados, como:

- Visual: influenciado por fatores como paisagem, cores e o número de pás e principalmente pelo efeito cíclico da sombra da pá.
- Sonoro: a turbina eólica produz ruído, e mesmo que seja mínimo, pode gerar incomodo. Estes ruídos estão na casa de 40 Hz para uma turbina em funcionamento a 300 m da vizinhança. O ruído mecânico é gerado na nacele e mais especificamente oriundo da caixa de engrenagem multiplicadora. O ruído aerodinâmico pode ser entendido como a interação da pá com a torre e o cisalhamento do vento, e ruídos de turbulência.

Estes impactos visual e sonoro são mínimos para a tecnologia *offshore*, uma vez que estão muito longe da vizinhança.

- Aves migratórias: em especial para os morcegos, estudos apontam que é importante conhecer a rota migratória na exploração do potencial eólico.

A política ambiental brasileira, através da lei de 6.938/81 que criou o CONAMA[7], oferece condições de evitar ou diminuir os efeitos na ocorrência de um dano. Hoje o Ministério de Meio Ambiente, planeja, coordena, supervisiona e controla ações relativas ao meio ambiente. O CONAMA é o órgão consultor e deliberativo, o IBAMA[8] e o ICMBIO[9] são os órgãos executores. Cabe ao IBAMA o licenciamento ambiental após aprovação. Qualquer atividade econômica fruto da intervenção ao meio ambiente deve estar sujeita ao licenciamento ambiental. O EIA e o relatório de impacto sobre o meio ambiente (RIMA) são instrumentos da política de meio ambiente brasileira e por meio da resolução 001/86 que conceitua impacto ambiental como qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente. A resolução do CONAMA 237/97 define licença, estudos e impacto ambiental, [9]. A legislação define avaliação de impacto ambiental em três níveis:

- Licença prévia (LP), ligado aos requisitos de localização instalação e operação.
- Licença de instalação (LI), referente a autorização do projeto.
- Licença de operação (LO): autoriza o início das atividades licenciadas.

Existe uma PLC (Projeto de Lei da Câmara) 01–2010, fixando normas de cooperação entre União, estado e os municípios, e que o licenciamento dos empreendimentos cuja localização compreenda zona costeira será de responsabilidade da União. Dentre os principais avanços para a tecnologia eólica *offshore* no Brasil, o Decreto Federal 8.437/2015, que compreende o licenciamento de empreendimentos e atividades o*ffshore.* Além deste, o projeto de lei PLS 484/2017 que estimula a implantação de usinas na faixa de águas a (22 km) da costa, e na zona econômica exclusiva, (370 km) da costa, [27].

2.8 Desafios

Necessário viabilizar alguns entraves existentes hoje em usinas instaladas no território brasileiro e demais desafios ligados a instalação das turbinas no mar. Apesar das vantagens que os empreendimentos de energia eólica *offshore* apresentam, em relação à viabilidade de projeto, a falta de uma legislação específica é uma grande barreira para a construção destas estruturas. No que tange a cadeia de suprimentos, esta carece de uma melhor previsibilidade e regularidade nas contratações dos leilões, devido a picos de concentração de contratos firmados em alguns anos e baixa demanda em outros.

7 Conselho Nacional do Meio Ambiente, o órgão consultor e deliberativo.
8 Instituto Brasileiro de Meio Ambiente.
9 Instituo Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade

Um grande passo a ser vencido, está ligado a infraestrutura e logística necessária. Neste cenário, um alerta para a erradicação de problemas oriundos de atraso no licenciamento e na construção de linhas de transmissão que podem ilhar parques eólicos. Outro ponto de grande relevância, diz respeito a logística entre a fábrica, equipamentos e insumos, e os parques eólicos. Haja visto a necessidade de melhor fluidez nas estradas que esbarram em diversos fatores como condições precárias de estradas e excesso de regras, bem como, explorar da logística naval através de uma estrutura de preparada na costa.
Diante do pacote de desafios e barreiras a serem derrubadas para implementação de parques eólicos *offshore* no Brasil, um breve resumo dos desafios e medidas é demonstrado na (TAB. 4).

Desafios	**Medidas**
Legislação	Atuar em regulamentação ambiental específica, através resolução Conama 462/2014 e seus impactos conforme o EIA/Rima.
Previsibilidade de contratos	Uniformidade na contratação e distribuição dos leilões.
Flexibilidade em financiamentos	Diálogo direto com fabricantes e fornecedores para criar um ambiente seguro.
Desoneração tributária (REIDE, ICMS e PIS/COFINS	Campanhas de incentivo através de redução de carga de impostos para comercialização de equipamentos e prestação de serviços.
Desenvolvimento de fornecedores	Atração de fornecedores em conjunto com programas e parcerias com empresas da cadeia.
Nacionalização de componentes	Campanhas e criação de condições para instalação de fornecedores de componentes existentes apenas por meio importação.
Infraestrutura	Disponibilidade de estações portuárias preparadas na costa. Melhorias nas rodovias e acessos. Entrega antecipada de linhas de transmissão e demais licenciamentos necessários para obras e operação de parques eólicos.
Logística	Maior eficiência e desburocratização do transporte rodoviário. Adequação e incentivo ao transporte naval.
Atlas *offshore* da costa brasileira	Evolução dos estudos iniciais e incentivos junto aos estados para fornecimento de estudos detalhados locais.
Licenciamento	Aprofundamento das normativas conforme experiência internacional, conhecimento amplo do diagnóstico ambiental marinho brasileiro e liberação e oficialização das normativas específicas em adequação as necessidades brasileiras.
Estruturas e fundações *offshore*	Aprimoramento das tendências internacionais tecnológicas de e continuidade das pesquisas nacionais. Evolução das experiências petrolíferas e aprofundamento das técnicas de estruturas flutuantes.

Tabela 4 - Desafios e medidas para implementação de energia eólica *offshore* no Brasil [3], [34], e [35]

2.9 Oportunidades

As maiores oportunidades de exploração do potencial da energia eólica *offshore* a partir dos dados iniciais de medição são para o Nordeste que possui elevado potencial próximo à costa com baixa profundidade e nas regiões Sul e Sudeste com potencial próximo à carga. Em diversas faixas da costa, as velocidades de vento são superiores a 10 m/s para uma altura de 100 m, [7].
A combinação em complementariedade entre fontes renováveis, em relação ao potencial eólico, de pico das hidroelétricas e biomassa existentes, eleva-se ao cenário de estabilizar o atendimento da oferta e demanda de forma planejada e limpa, (FIG.13). Aliado a estes dados, é possível a complementariedade diária entre as fontes eólica e solar, que podem atender as premissas de redução de fontes não renováveis.

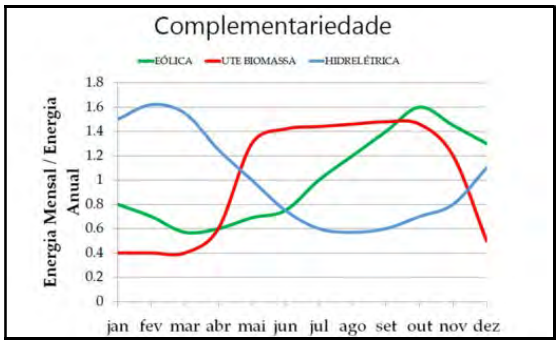


Figura 13 - Complementariedade entre eólica, biomassa e hidrelétrica [36]

Ao passo que ainda possa se comparar as fontes eólicas *onshore* e *offshore*, ou mesmo caminhar para manutenção de fontes não renováveis devido aos custos, a tendência e expectativa internacional demonstra que é factível a implementação e operação da eólica *offshore*. Pelo respectivo LCOE[10], que estará cada vez mais competitivo, produtivo e complementar nos próximos anos, (FIG. 14).

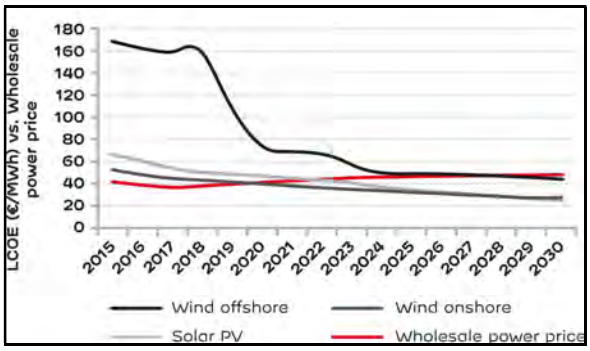


Figura 14 - LCOE x preço médio europeu de energia [37]

A experiência com plataformas de produção petrolífera tanto fixas como flutuantes na costa brasileira, dão provas que existe a possibilidade de tornar o alto mar em um alto retorno de energia elétrica dos ventos. São estruturas ancoradas ou fixadas no fundo do mar, e em alguns casos com profundidade maior do que 2000 m. Uma excelente oportunidade para redução de custo em relação às plataformas fixas, [38]. Os desafios para detalhamento destas estruturas de flutuação são vistos aqui como oportunidades para redução de custos e maior expertise na atuação de cabos tensionados em estruturas submersas. Desafios estes, ligados aos esforços submetidos pelo conjunto de aerogeradores e as condições do clima marinho, com especial oportunidade para aprimoramento e aplicação das estruturas flutuantes, [39].

Aliado ao desenvolvimento e aprimoramento das estruturas, hoje a tecnologia dos aerogeradores permite explorar alturas com alto potencial nominal. Entretanto, um fator e tendência *offshore* é o maior uso dos sistemas com acoplamento direto na turbina em relação ao sistema com caixa multiplicadora. Aqui é uma excelente oportunidade, para redução de custos de O&M da caixa multiplicadora, [9]. Cabe ressaltar que a costa brasileira se beneficia pelo seu potencial expressivo em águas de menor profundidade e com distâncias relativamente menores da costa. Permite ser mais viável e atrativo a implementação de um projeto *offshore*, [13].

[10] O (LCOE) é uma avaliação econômica do custo total médio para construir e operar um ativo gerador de energia ao longo de sua vida útil pela produção total de energia do ativo durante este ciclo.

RESULTADOS

Em contradição ao alto investimento necessário para instalação, operação e manutenção, usinas eólicas *offshore* destacam-se pela perenidade e uniformidade dos ventos, o que resulta em menores efeitos de turbulência. Além disso, a velocidade dos ventos é maior em alto mar, o que aumenta a capacidade de produção de energia. Devido as eólicas *offshore* estarem distantes da costa terrestre, há também significativa redução de impactos. No Brasil, outros avanços começam a ser verificados, como atualmente seis projetos eólicos *offshore* estão com processo de licenciamento ambiental em andamento, [14]. Destaque para o projeto-piloto da Petrobrás que já solicitou junto ao IBAMA as licenças prévia e de instalação, [40]. Outro ponto, é a clara evolução da redução de custo decorrentes dos leilões de energia renovável do Brasil, (FIG.15), [6].

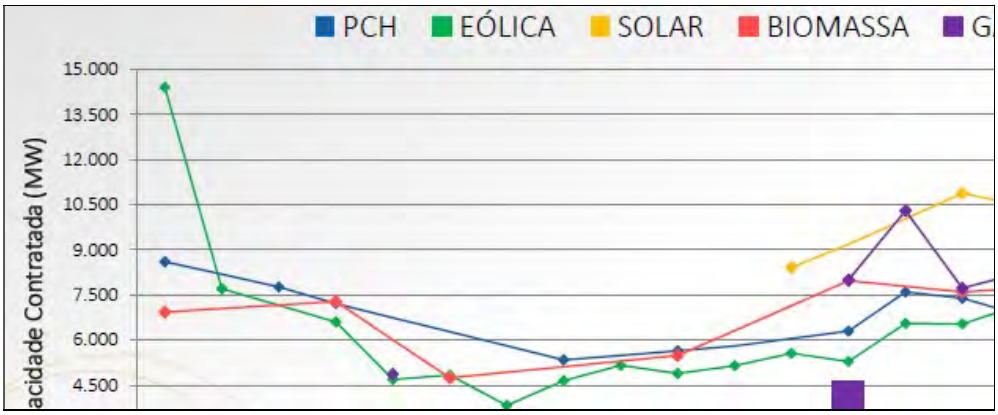


Figura 15 - Resultado dos leilões de geração - Tendência de redução de preço [6]

O cenário das inovações tecnológicas perante a capacidade de geração das turbinas em MW conforme a evolução anual, são bastante promissoras. É notável o impacto benéfico direto na (AEP). A energia eólica *offshore* através da implementação de aerogeradores maiores possui capacidade para tornar os ventos de maior velocidade em uma alta produção, (FIG. 16). Para as perspectivas a longo prazo, apoiada nos programas de expansão da oferta de energia e aliado a redução de fontes não renováveis demonstram uma tendência de evolução de impacto benéfico.

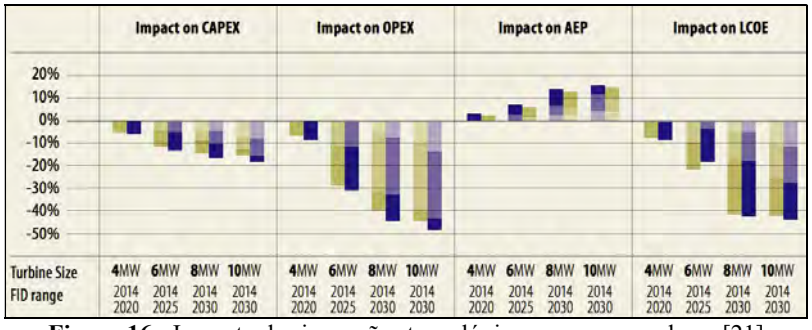


Figura 16 - Impacto das inovações tecnológicas em aerogeradores [21]

A consolidação do setor eólico no Brasil, evitou o lançamento de 21 milhões de toneladas de CO_2. Aparece com um dos melhores custo-benefício na tarifa de energia, permite capacitação de mão de obra e geração de postos de trabalho, e já registra 19,1 MW de capacidade instalada, [41]. Desta maneira, é possível entender a dimensão dos enormes benefícios da implementação da energia eólica *offshore* em um comparativo de vantagens e desvantagens, (TAB.5).

Vantagens	Desvantagens
Uniformidade dos ventos e menor turbulência	Alto custo de investimento, operação e manutenção
Maior velocidade de vento em alto mar	Impactos ambientais no meio ambiente marinho (vibração e emissão de campos eletromagnéticos)
Maior capacidade de produção de energia	Risco para aves em rotas migratórias
Necessidade de menor número de aerogeradores em função da alta potência	
Mitigação de ruídos e impactos à vizinhança, se instalada a partir da costa	
Não ocupação de terras agricultáveis ou moradias	
Menor poluição visual, se instaladas em alto mar	
Atratores para diversidade de animais marítimos através das fundações que geram recifes artificias	
Maior facilidade para transporte de grandes componentes pelo uso de navios	
Proximidade para alimentação de cidades costeiras	
Alta produção de energia renovável com mínimas barreiras naturais	

Tabela 5 - Vantagens e desvantagens para implementação de eólica *offshore*

3 CONCLUSÃO

Das expectativas de implementação da energia eólica *offshore* no Brasil frente aos desafios existentes, as oportunidades na costa brasileira compensam os esforços e investimento para tal. Visto o sucesso e evolução dessa fonte no mercado europeu, as pesquisas demonstraram que o potencial eólico e a velocidade de vento uniforme no Brasil, possam ser explorados em larga escala principalmente no Nordeste.

O aprofundamento nos diversos desafios hoje presentes na tecnologia eólica *onshore* do Brasil, mostraram os primeiros caminhos para mitigar incertezas. Desde barreiras como previsibilidade de contratos, flexibilidade em financiamentos, desoneração tributária, desenvolvimento de fornecedores, nacionalização de componentes, infraestrutura e logística. Bem como, as necessidades específicas da eólica *offshore* como legislação, mapeamento completo de potencial, licenciamento, e aporte técnico para desenvolvimento de estruturas, fundações e aplicabilidade de maiores aerogeradores.

Demonstrar a viabilidade de utilização da tecnologia *offshore* no Brasil a partir dos dados estudados na pesquisa, revelaram mecanismos satisfatórios para atendimento dos objetivos propostos. Com uma maior produção de energia elétrica doravante de turbinas eólicas com maior potência, na qual, a tecnologia *offshore* pode atender, ficaram claras que as metas relacionadas a reversão do aquecimento global podem receber uma grande parcela de contribuição da eólica *offshore* do Brasil. Os primeiros dados referentes ao potencial no Brasil, também demonstraram uma enorme capacidade de geração. Aliado a tendência de redução de custos conforme a aceitação pública e evolução tecnologia no mercado europeu mais a China, os resultados apresentaram totais condições do uso de energias não renováveis tanto financeiramente quanto tecnicamente. Além destes fatores, as pesquisas permitiram identificar oportunidades para avançar em questões regulatórias e de licenciamento perante aos desafios ligados ao meio ambiente. A abertura para tecnologia *offshore* no país poderá atrair investimentos e movimentação da economia, geração de postos de empregos e desenvolvimento de mão de obra.

4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] BENITO, Y. **Energia e mudança climática.** 1ª ed. ONUDI, 2013.

[2] CARMO. A. S. **Planejamento energético, conservação e fontes alternativas de energia**. Brasília, 2017.

[3] WWF-BRASIL. **Desafios e Oportunidades para a energia eólica no Brasil**: recomendações para políticas públicas. Brasília, 2015.

[4] TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2016.

[5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília, 2008.

[6] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Leilões**. Disponível em: < http://epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes> Acesso em 06 mar. 2020.

[7] SILVA, E. C. M. **Existe futuro para Energia Eólica Offshore no Brasil.** Experiências e expectativas da Petrobras para eólica offshore. Brasil Windpower 2018. Conferência e Exibição, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://drudu6g9smo13.cloudfront.net/wp-content/uploads/2018/08/12h15-Ezequiel-Costa-Malateaux-da-Silva-Brazil-WindPower-PETROBRAS-Final.pdf>. Acesso em 03 fev. 2019.

[8] PETROBRAS. **Plano Estratégico 2040 e Plano de Negócios e Gestão 2019-2023**. 2019.

[9] PINTO, M. O. **Fundamentos de energia eólica.** Rio de Janeiro: LTC, 2013.

[10] INSTITUO FEDERAL DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA - IFRN**. Energia Eólica**: O vento. Natal, 2014.

[11] LANDBERG, L. **METEREOLOGY FOR WIND ENERGY.** Reino Unido: John Wiley & Sons Ltd, 2016.

[12] NEIVA, A. C. B.; DUTRA R. M.; MELO, S. R. F. C.; GUEDES, V. G.; CABRERA, A. A. M.; ALMEIDA, W, G.; BRAZ, R. O. **Atlas do potencial eólico brasileiro**: Simulações 2013. Rio de Janeiro: CEPEL, 2017.

[13] Turíbio, D. CERNE. Eólicas offshore: Comissão do CERNE estuda marco regulatório brasileiro em 2019. Disponível em: <http://cerne.org.br/eolicas-offshore-comissao-estuda-marco-regulatorio-brasileiro-em-2019/>. Acesso em Acesso em 06 mar. 2020.

[14] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima, 2020.

[15] BUSBY, R. L. **WIND POWER:** THE INDUSTRY GROWS UP. PennWell Corporation, 2012.

[16] PALPITE DIGITAL. Como funcionam as turbinas eólicas. Disponível em: < https://www.palpitedigital.com/i/2564/eolica-e1433434821328-462.gif >. Acesso em 06 mar. 2020.

[17] SCHAFFARCZYK, A. **UNDERSTANDING WIND POWER TECHNOLOGY:** THEORY, DEPLOYMENT AND OPTIMISATION. John Wiley & Sons, Ltd, 2014.

[18] NORDEX, N50**.** Disponível em: <http://www.nordex-online.com/uploads/pics/N50-3Db_01.jpg> Acesso em 06 mar. 2020.

[19] CIGRÉ. International Council on Large Electric Systems. HVDC connection of offshore wind power plants. CIGRÉ Technical Brochure, 2015.

[20] ROBAK, S.; RACZKOWSKI, R. M. **SUBSTATIONS FOR OFFSHORE WIND FARMS**: A REVIEW FROM THE PERSPECTIVE OF THE NEEDS OF THE POLISH WIND ENERGY SECTOR. Bulletin of the Polish Academy of Technical Sciences, 2018.

[21] SIEMENS. HELWIN1 OFFSHORE PLATFORM. Disponível em: < https://www.energy.siemens.com/nl/pool/hq/power-transmission/grid-access-solutions/references/HelWin/Pictures/Helwin-01-big.jpg?_=1552966189882>. Acesso em 06 mar. 2020.

[22] NEXANS. HIGH VOLTAGE CABLES FOR TRANSMISSION. 2019. Disponível em: <https://www.nexans.no/eservice/Norwayen/navigate_110889/High_voltage_cables_for_transmission.html>. Acesso em 06 mar. 2020.

[23] KARIMIRAD, M. **OFFSHORE ENERGY STRUCTURES FOR WIND POWER WAVE ENERGY AND HYBRID MARINE PLATFORMS.** Noruega: Springer, 2014.

[24] AQUARET. OFFSHORE WIND TECHNOLOGIES. Disponível em: < http://www.aquaret.com/images/stories/aquaret/thumbnails/floating%20turbines%20individual%20with%20logo.jpg >. Acesso em 06 mar. 2020.

[25] GWEC. GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT**, 2019.

[26] IRENA. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **WIND POWER: TECHNOLOGY BRIEF**, 2016.

[27] GOUVEIA. A.; SION. A.; LEANDRO. C.; STUMP, D.; SANTOS. D; SANTOS, L. C. A.; MACEDO. L. D; HILBIG. T.; **Forum Nacional Eólico - Carta dos Ventos + 10**. Natal, 2018. Disponível em: http://viex-americas.com/conferencias/forum-nacional-eolico/> Acesso em 06 mar. 2020.

[28] MANWELL, J.F.; MCGOWAN, J.G.; ROGERS, A. L. **WIND ENERGY EXPLAINED:** THEORY, DESIGN AND APPLICATION. 2ª ed Edition, John Wiley & Sons Ltd, 2010.

[29] TEGEN, S.; HAND, M.; MAPLES, B; LANTZ, E.; SCHWABE, B.; SMITH, A. **COST OF WIND ENERGY.** U.S. Department of Energy. NREL, 2010.

[30] BROWER, M. C **WIND RESOURCE ASSESSMENT**: A PRACTICAL GUIDE TO DEVELOPING A WIND PROJECT. New Jersey: Wiley, 2012.

[31] EMEIS, S. **WIND ENERGY METEOROLOGY**: ATMOSPHERIC PHYSICS FOR WIND POWER GENERATION. Springer Heidelberg New York Dordrecht London, 2013.

[32] BASIT.; ABDUL.; ALTIN.; MÜFIT.; HANSEN.; ANCA, D.; SØRENSEN.; EJNAR, P. **BALANCING MODERN POWER SYSTEM WITH LARGE SCALE OF WIND POWER.** In Proceedings of China Wind Power conference (CWP), DTU Library, Technical Information Center of Denmark, 2014.

[33] SIEMENS. MULTILEVEL WIND SCADA CENTER. Disponível em: < https://www.industry.siemens.com/verticals/global/en/wind-turbine/wincc/wind-farm-management/Documents/Flyer_WinCCOA_Wind_en.pdf >. Acesso em 06 mar. 2020.

[34] AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - ABDI**. Atualização do mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica Brasil.** Ministério do desenvolvimento, indústria e comércio exterior, 2017.

[35] VASCONCELOS, R.F. **Complexos Eólicos Offshore:** Estudo sobre avaliação de impactos. Mapeamento de modelos decisórios ambientais aplicados na Europa, Criação, IBAMA, 2019.

[36] REVISTA EDUCAÇÃO AMBIENTAL. Artigo 2180. Disponível em: < http://revistaea.org/img/Entrevista54_arquivos/image002.png>. Acesso em 06 mar. 2020.

[37] FINCH, D. **Existe futuro para Energia Eólica Offshore no Brasil.** DEVELOPING OFFSHORE WIND ENERGY. Brasil Windpower 2018 Conferência e Exibição, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://drudu6g9smo13.cloudfront.net/wp-content/uploads/2018/08/12h15-Daniel-Finch-Brazil-WindPower-2018-When-does-offshore-make-sense.pdf>. Acesso em 06 mar. 2020.

[38] PETROBRAS. Infográficos. Tipos de Plataformas. Disponível em: < http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/>. Acesso em 06 mar. 2020.

[39] WILLIANS, D; CLAYTON, J; GARDNER, P, GIBBERD, G. **OFFSHORE:** INDUSTRIAL DEVELOPMENT POTENTIAL OF OFFSHORE WIND IN IRELAND. England: GL, 2011.

[40] Tribuna do Norte. Disponível em: <http://www.tribunadonorte.com.br/noticia/petrobras-requer-licena-a-para-para-instalar-torre-ea-lica-no-litoral-do-rn/466538>. Acesso em 06 Mar. 2020.

[41] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA - ABEEÓLICA. **Boletim anual de geração eólica 2018**. São Paulo, 2018.

Brazil Windpower Papers

19 e 20 de Outubro de 2020

CATEGORIA 3

REGULAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO

ISBN: 978-65-993279-0-2

A INFLUÊNCIA DOS IMPOSTOS FEDERAIS BRASILEIROS SOBRE ECONÔMICOS FINANCEIROS DE PROJETOS DE USINAS EÓLICAS *OFFSHOREi*

David Cassimiro de Melo[1], Mario Orestes Aguirre González[2], João Paulo Costa e Silva Nunes[3], Rafael Monteiro de Vasconcelos[4], Bruno Mitsuo Mazetto[5]

1, 2, 3, 4 Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

(Grupo de Pesquisa Cri-Ação: Renewable Energy)

3,5 Petrobras

davidcassi@yahoo.com.br[1], marioogonzales@gmail.com [2], jpaulo.csnunes@gmail.com[3], rafaelmonteirov@yahoo.com.br[4], bruno.mazetto@petrobras.com.br[5]

Resumo

O artigo apresenta um estudo de caso sobre o impacto dos impostos Federais do Brasil nos indicadores financeiros de uma usina eólica *offshore*. O estudo considera os impostos PIS, COFINS, CSLL e IRPJ e os indicadores VPL, TIR, LCoE e *Payback*. A estrutura de custos e receitas de uma usina, com capacidade instalada de 1 GW, é utilizada para o cálculo dos indicadores financeiros. Os dados de custo para o ciclo de vida do projeto foram obtidos em BVG Associates (2019). Os cálculos levaram em conta os efeitos cambiais, depreciação e perda de produtividade dos aerogeradores ao longo dos anos. O Valor Presente Líquido foi o indicador mais sensível à variação das alíquotas dos quatro impostos. A variação do IRPJ foi a que mais influenciou na variação dos valores dos indicadores financeiros, devido sua alíquota de 15%. O CSLL foi o segundo imposto mais relevante.

Abstract

The article presents a case study on the impact of Brazilian Federal taxes on the financial indicators of an offshore wind farm. The study considers PIS, COFINS, CSLL and IRPJ taxes and the VPL, TIR, LCoE and Payback indicators. The cost and revenue structure of a plant, with an installed capacity of 1 GW, is used for the calculation of financial indicators. The cost data for the project life cycle were obtained from BVG Associates (2019). The calculations took into account the exchange rate effects, depreciation and loss of productivity of the wind turbines over the years. The Net Present Value was the most sensitive indicator to the variation in the rates of the four taxes. The variation in the IRPJ

was the one that most influenced the variation in the values of the financial indicators, due to its 15% rate. CSLL was the second most relevant tax.

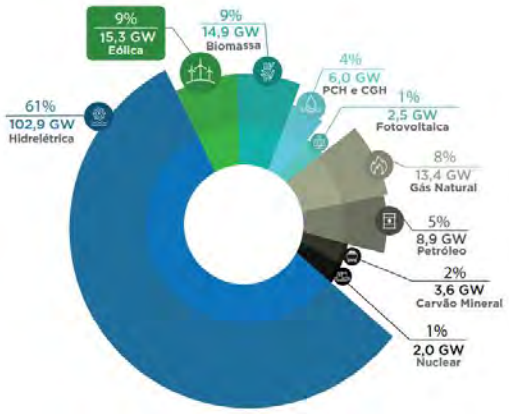
1. INTRODUÇÃO

O aumento da temperatura média do planeta é assunto que tem preocupado especialistas, bem como a população mundial. Esse fenômeno acaba despertando reflexões sobre novos comportamentos que devem ser adotados para que o planeta continue a se desenvolver de forma sustentável. Nesse contexto, considerando fatores como o aumento de indústrias e da população, juntamente com preocupações relacionadas à crescente demanda por energia, ao esgotamento dos combustíveis fósseis e a questões ambientais, muitos países têm buscado maneiras de desenvolver suas capacidades em energias renováveis (SATIR; MURPHY; MCDONNELL, 2018).

O desenvolvimento das fontes renováveis de energia contribui na resolução de problemas relacionados a mudanças climáticas e ao esgotamento dos combustíveis fósseis (OH et al., 2012). Para o ano 2050, projeta-se um cenário onde 86% da energia produzida no planeta será proveniente de fontes renováveis, destacando-se, principalmente, a solar fotovoltaica e a eólica (IRENA INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2019). A eólica, por sua vez, tem sua projeção de capacidade instalada estimada para 6.044 GW. Esse número contempla tanto a energia eólica em terra (*onshore*) como e no mar (*offshore*).

No Brasil, observa-se o desenvolvimento dessa fonte a cada novo ano. Até 2025, projeta-se uma capacidade instalada de 22 GW no país. A energia eólica ocupa a segunda posição na matriz elétrica brasileira, com 15,3 GW de capacidade instalada, representando 9% de toda a matriz, conforme Figura 1 (ABEEÓLICA, 2019). Toda essa capacidade é resultado da produção de usinas eólicas *onshore*, visto que o país ainda não possui projetos *offshore* em operação.

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira (GW)

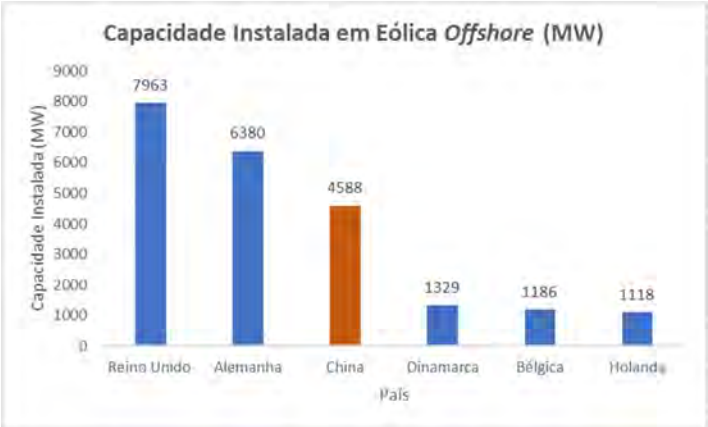


Fonte: ABEEÓLICA (2019)

Entretanto, um estudo divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética Brasileira, em 2020, indica um cenário positivo para o desenvolvimento de projetos *offshore* no Brasil. Os resultados apontam que, a 100m de altura, o potencial do Brasil seria de 697 GW em locais com profundidade até 50 m (EPE, 2020). Em termos de fator de capacidade, estima-se um percentual superior a 50% para velocidades do vento a partir de 9,0 m/s. Na região Nordeste a estimativa atinge os 68% de fator de capacidade para velocidades do vento superior a 10 m/s (EPE, 2020).

No mesmo momento em que o Brasil inicia seus passos no desenvolvimento deste novo setor, continentes como Europa e Ásia já possuem certa maturidade sobre esse mercado. A Figura 2 apresenta um cenário dos principais países em termos de capacidade instalada de usinas eólicas *offshore*.

Figura 2 – Capacidade instalada em energia eólica *offshore*.



Fonte: (GWEC, 2019)

A Figura 2 permite observar que cinco dos seis países estão localizados no continente Europeu, sendo o Reino Unido aquele com maior capacidade instalada (aproximadamente 8 GW). Em 2019, apenas na Europa, foram adicionados novos 3,6 GW de capacidade instalada em projetos *offshore*. O Reino Unido foi o país com maior capacidade adicionada (1.764 MW), seguido pela Alemanha com 1.111 MW, Dinamarca com 374 MW, Bélgica com 370 MW e Portugal com 8 MW (WIND EUROPE, 2019a).

Na Europa, o desenvolvimento da energia eólica *offshore* está sendo visto como um tema central para torná-la neutra em carbono. Estima-se que poderá ser atingida uma capacidade instalada entre 230 e 450 GW até 2050 (WIND EUROPE, 2019b). Concomitante com essas projeções de desenvolvimento, as fabricantes de turbinas estão concentradas no aprimoramento de suas tecnologias. Aerogeradores com potência nominal de 10 MW (MHI Vestas V164-10.0), 11 MW (Siemens Gamesa SG 11.0-193 DD Flex) e 12 MW (GE Haliade-X) já são realidade e superam em 3 vezes a capacidade de uma turbina *onshore*.

Atrelado a esse crescimento, nota-se também uma redução dos custos desses projetos. Conforme Cornwall Insight (2019), o custo nivelado de energia da fonte *offshore* poderá ser menor do que a *onshore* em um período de 10 anos. Esse comportamento é justificado pelo aprimoramento da tecnologia e aumento da potência nominal das máquinas, o que permitirá aos projetos se beneficiarem das economias de escala (CORNWALL INSIGHT, 2019). O resultado é apresentado na Figura 3.

Figura 3 – Evolução do LCoE para eólica *onshore* e *offshore*

Fonte: Cornwall Insight (2019)

Dentro desse cenário de custos e analisando o caso do desenvolvimento de projetos desta natureza no Brasil, esse artigo tem como objetivo analisar o impacto dos impostos federais do Brasil nos indicadores econômicos do projeto como: Custo Nivelado de Energia (do inglês *Levelized Cost of Energy* - LCoE); Valor Presente Líquido (VPL); Taxa Interna de Retorno (TIR); e *Payback*. Para que o objetivo seja cumprido, será simulada uma usina *offshore* com capacidade instalada de 1 GW, considerando os custos envolvidos no ciclo de vida de projetos

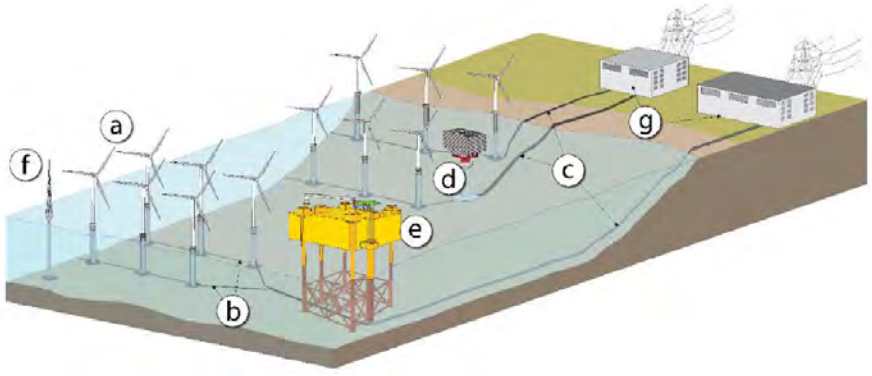
Esse artigo está dividido em seis seções: a primeira compreende a introdução sobre o tema, a segunda apresenta a fundamentação teórica, a terceira apresenta o método de pesquisa, a quarta, o estudo de caso, a quinta trata da análise dos resultados e a sexta, por fim, as conclusões.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Composição de uma usina eólica *offshorei*

Os principais componentes de uma usina eólica *offshore* podem ser divididos em: aerogerador; sistema de suporte (fundação, *transition piece*, proteção contra erosão); sistema de coleta e transmissão de eletricidade; subestação *offshore* (KAISER; SNYDER, 2012); e subestação *onshore* (IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018; SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016). A Figura 4 apresenta a distribuição desses elementos dentro de uma usina eólica *offshore*.

Figura 4 – Componentes de uma usina eólica *offshore*



Fonte: (RODRIGUES et al., 2016)

Legenda: (a) aerogerador; (b) cabos coletores; (c) cabos de exportação; (d) transformador; (e) subestação *offshore*; (f) torre metereológica; (g) subestação *onshore*.

Os aerogeradores utilizados em projetos *offshore* apresentam vantagens quando comparados aos *onshore*, quanto a sua capacidade de geração de energia e a possibilidade de assumirem tamanhos maiores, devido ao grande espaço encontrado no ambiente marinho (EFFIOM; NWANKWOJIKE; ABAM, 2016). Atualmente, um aerogerador *offshore* é capaz de gerar, aproximadamente, 3 vezes mais energia quando comparado ao *onshore*. Isso pode ser percebido quando comparamos o modelo GE Haliade-X de 12 MW (*offshore*) com o modelo Vestas V150-4.2 MW (*onshore*).

No caso das fundações, diferentes tipos são observados. A determinação de um tipo apropriado de fundação depende de condições como profundidade da água, ondas e condições do leito marinho (MIN et al., 2016; SHI et al., 2014). Por esse motivo, podem ser encontrados diferentes tipos de fundações como: *monopile*; *XL monopile*; *jacket; tripod; triple; gavity-based;* e flutuantes (ENERGY, 2015). Acoplado a algumas fundações, tem-se a peça de transição, a qual é responsável por conectar a torre a fundação e corrigir qualquer desalinhamento da fundação que possa ter ocorrido durante o processo de instalação (MALHOTRA, 2011).

Por fim, tem-se o sistema de coleta e transmissão de energia (representado pelos cabos) e as subestações *offshore* e *onshore* que integram a usina a conexão com a rede de distribuição. A transmissão da energia ocorre através da coleta da energia produzida pelos aerogeradores, a partir dos cabos coletores, da integração da energia através de uma subestação *offshore,* da transmissão da eletricidade da subestação *offshore* para a *onshore,* através dos cabos de exportação, e em seguida para a rede de distribuição (IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018).

2.2 Estrutura de custos de uma usina eólica *offshore*

Para uma melhor compreensão sobre a estrutura de custos de uma usina eólica *offshore*, faz-se necessário, como em todo projeto, conhecer o seu ciclo de vida. No caso de projetos dessa natureza, o ciclo de vida é composto por cinco grandes fases: Desenvolvimento e Concessão; Produção e Aquisição; Instalação e Comissionamento; Operação e Manutenção; e Descomissionamento (BVG ASSOCIATES, 2016, 2019;

EFFIOM; NWANKWOJIKE; ABAM, 2016; SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016). A Figura 5 apresenta como essas fases estão relacionadas.

Figura 5 – Ciclo de Vida de uma Usina Eólica *Offshore*

Fonte: Adaptado de BVG Associates (2016)

A partir da Figura 5, é possível perceber que os trabalhos envolvidos em uma usina eólica *offshore* podem ultrapassar 30 anos quando se considera todo o seu ciclo de vida. Os custos relacionados aos três primeiros anos, que envolvem as fases "Desenvolvimento e Concessão", "Aquisição e Fabricação" e "Instalação e Comissionamento", são classificados com *Capital Expenditure* (CAPEX). Nos 25 anos seguintes, considerando a fase de "Operação e Manutenção", tem-se o *Operational Expenditure* (OPEX). Finalizando o ciclo de vida, tem-se o *Decomissioning Expenditure* (DECEX), referente a fase de "Descomissionamento".

O CAPEX concentra os custos de ativos de longo prazo como as torres, turbinas, subestruturas, subestações, certificações, licenciamento, planejamento e desenvolvimento, conexão à rede, desenvolvimento do local, montagem e comissionamento (KAUSCHE et al., 2018). O OPEX inclui custos com inspeção, reparo e substituição de peças desgastadas com o objetivo de manter e estender o tempo de operação da usina (KAUSCHE et al., 2018). O DECEX abrange todas as atividades referentes à remoção e reciclagem dos ativos (BVG ASSOCIATES, 2016).

2.3 Indicadores de viabilidade econômica

2.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) corresponde à soma dos fluxos de caixa líquidos trazidos a valor presente, o qual resulta da diferença entre as receitas e os custos considerados durante o período analisado (MIN et al., 2015). As receitas incluem o rendimento gerado pela venda da eletricidade gerada, enquanto os custos são representados pelo investimento de capital mais o valor acumulado dos custos anuais de

operação e manutenção (ALBANI; IBRAHIM; YONG, 2014). Uma opção de investimento é economicamente viável quando o VPL apresenta valor positivo (CALI et al., 2018). Caso contrário, a opção de investimento não pode ser justificada financeiramente (MIN et al., 2016).

O cálculo do VPL pode ser definido conforme Fórmula 1 (NGUYEN; CHOU, 2018).

$$VPL = \sum_{i=1}^{n} \frac{CF_i}{(1+r)^i} - C_s \quad (1)$$

Onde: CF_i = fluxo de caixa no período i; r = taxa de desconto; C_s = investimento inicial; i = período de tempo.

2.3.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um indicador econômico que analisa a rentabilidade de um projeto, comparando-a à Taxa Mínima de Atratividade (LEE et al., 2016). A TIR é a taxa que torna o VPL igual a zero (CALI et al., 2018; MIN et al., 2015). Ela representa o verdadeiro rendimento proporcionado pelo patrimônio durante o período estudado e indica que um projeto é viável quando seu resultado é superior a taxa de desconto do projeto (SANTOS-ALAMILLOS et al., 2017).

O seu cálculo é definido conforme Fórmula 2 (SCHWEIZER et al., 2016).

$$0 = \sum_{i=0}^{n} FC_i(1+TIR)^{-i} \quad (2)$$

Onde: FC_i = fluxo de caixa no período i; TIR = taxa interna de retorno; i = período de tempo.

2.3.3 Custo Nivelado de Energia (LCoE)

O Custo Nivelado de Energia (LCoE) pode ser definido como o preço unitário da energia e pode ser utilizado como um parâmetro de comparação para avaliar diferentes projetos (MYHR et al., 2014). Esse indicador representa o valor presente líquido do custo

unitário da eletricidade e é calculado considerando todos os custos ao longo do ciclo de vida do projeto (CALI et al., 2018; SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016).

Seu cálculo pode ser definido conforme apresentado na Fórmula 3 (JUDGE et al., 2019).

$$LCOE = \frac{(CAPEX + VPL(OPEX))}{VPL(Total\ de\ energia\ produzida)} \quad (3)$$

Onde: CAPEX = *Capital Expenditure;* OPEX = *Operational Expenditure;* VPL = Valor Presente Líquido.

2.3.4 *PaybackiDescontado*

O *Payback* corresponde ao período em que o valor presente líquido de todos os custos é igual ao valor presente líquido de todas as receitas (ALBANI; IBRAHIM; YONG, 2014; LEE et al., 2016; MUDASSER; YIRIDOE; CORSCADDEN, 2013). O *Payback* descontado, por sua vez, além de dar importância as receitas e custos, também leva em consideração a taxa de desconto do investimento (CAMPANA; LI; YAN, 2015). A Fórmula 4 apresenta o cálculo do *Payback* Descontado (NGUYEN; CHOU, 2018).

$$Payback\ Descontado = \frac{\log\left(1 - \frac{r * C_s}{(\sum_{i=1}^{n} CF_i)/n}\right)}{log\left(\frac{1}{1+r}\right)} \quad (4)$$

Onde:

- CF_i = fluxo de caixa no período i;
- r = taxa de desconto;
- C_s = investimento inicial;
- i = período de tempo.

2.4 Regimes Tributários do Brasil

De acordo com o SEBRAE (2020), no Brasil existem três principais regimes tributários: Simples Nacional; Lucro Presumido; e Lucro Real. O que faz com que as empresas se enquadrem em cada um deles é, principalmente, o faturamento anual e o tipo

de atividade realizada. A Tabela 1 apresenta as informações sobre faturamento máximo permitido para cada regime tributário.

Tabela 1 – Faturamento anual máximo por regime tributário

Regime Tributário	Faturamento máximo por ano
Simples Nacional	R$ 4.800.000,00
Lucro Presumido	R$ 78.000.000,00
Lucro Real	Não possui teto máximo

Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

Dentre os regimes tributários, apenas o Lucro Real não possui um teto máximo de faturamento por ano. Para as empresas, o melhor regime tributário a ser adotado é aquele que gera um menor custo com impostos e que atende aos limites de faturamento anual. Para o estudo de caso considerado neste artigo, o regime tributário adotado foi o Lucro Real, pois as receitas previstas ultrapassam os limites de faturamento anual para o Simples Nacional e Lucro Presumindo.

3. Método de Pesquisa

O presente artigo aborda um estudo de caso, o qual considera os custos para o desenvolvimento de um projeto de uma usina eólica *offshore* com capacidade instalada de 1 GW. A base de dados de custos utilizada neste estudo foi retirada do relatório "*A Guide to an offshore wind farm*" publicado por (BVG ASSOCIATES, 2019). Os custos encontram-se na moeda libra esterlina, englobam todo o ciclo de vida do projeto, seguindo o modelo apresentado no item 2.2, e possuem como ano base 2019.

Para efeitos de cálculo, os custos foram convertidos para o Real Brasileiro a partir do câmbio de 31 de dezembro de 2019 da Libra Esterlina disponibilizado no site do Banco Central (1 libra esterlina = 5,325 reais). Neste estudo não foram considerados os efeitos de inflação.

A composição do fluxo de caixa do projeto considerou um período de 30 anos, sendo 25 anos de operação e manutenção da usina. Impostos Federais como Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para Financiamento e Seguridade Social (COFINS), Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) foram considerados para apurar o resultado do exercício no período de operação da usina, visto que esse estudo tem como objetivo analisar o

impacto causado por esses impostos nos resultados do projeto. As alíquotas adotadas são aquelas previstas no regime tributário Lucro Real, visto que, o projeto se enquadra nesse tipo de regime devido ao volume monetário de suas receitas.

Para a estimativa das receitas, foi arbitrado um valor em reais para cada MWh e uma perda de produtividade anual para as turbinas. Nesse caso, foi adotado um índice de perda de 1,6% ao ano proposto por (STAFFELL; GREEN, 2014). Além disso, foi adotado um fator de capacidade médio de 60%, considerando o cenário brasileiro, com base em relatório publicado pela (EPE, 2020). Os efeitos de depreciação dos ativos foram considerados para apuração do resultado.

De posse dessas informações, foi elaborado o fluxo de caixa do projeto, considerando uma distribuição dos custos ao longo do tempo consoante ao aplicado no estudo de (SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016). A partir do fluxo de caixa, foram calculados os indicadores financeiros Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Custo Nivelado de Energia (LCoE), adotando uma taxa de 6,15% ao ano, segundo (IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018).

Por fim, uma análise de sensibilidade foi realizada, variando os parâmetros dos impostos PIS, COFINS, IRPJ, CSLL e analisando o seu impacto nos indicadores financeiros VPL, TIR e LCoE.

4. Estudo de Caso

O caso considerado para analisar os impactos causados pelos impostos federais do Brasil sobre os indicadores financeiros de uma usina eólica *offshore* apresenta as características contidas na Tabela 2.

Tabela 2 – Informações sobre o aerogerador e fundação

Característica	Informações
Capacidade Instalada	1 GW
Profundidade	30 m
Distância da Costa	60 km
Potência nominal das turbinas	10 MW
Fundação	*Monopile*
Tempo de operação	25 anos

Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

A usina considerada apresenta uma capacidade instalada de 1 GW, composta por 100 máquinas com potência nominal de 10 MW e fundação do tipo *monopile*. Os custos

considerados abrangem todo o ciclo de vida do projeto, desde a fase de "Desenvolvimento e Concessão" até o "Descomissionamento" (conforme apresentado na Figura 5). A participação de cada fase em relação ao custo total do projeto pode ser observada na Figura 6.

Figura 6 – Custo por fase do projeto em percentual

Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

Os resultados apresentados pela Figura 6 indicam que a fase de Operação e Manutenção representa a maior parte do custo, aproximadamente 45%, de uma usina eólica *offshore*. Esse comportamento pode ser justificado visto que essa fase tem uma duração de 25 anos. Em seguida tem-se os custos de Aquisição e Fabricação com uma participação de 35,38%. Essa fase apresenta grande influência sobre o custo total, pois, é neste momento em que os ativos como turbinas, fundação, cabos e subestações são adquiridos. Esses itens apresentam um alto custo, fato que justifica o resultado encontrado. As demais fases totalizam aproximadamente 20% do custo total, sendo a de Desenvolvimento e Concessão com menor percentual (1,68%).

No item 5 deste trabalho (Análise dos Resultados) será analisada a influência dos impostos federais do Brasil sobre os indicadores financeiros de um projeto com as características apresentadas. Neste ponto, é importante ressaltar que os resultados que serão apresentados não podem ser generalizados e que são observados apenas para o projeto aqui analisado. Projetos diferentes, com características diferentes, podem apresentar outros resultados.

5. Análise dos Resultados

Os resultados obtidos por esse estudo consideram uma análise de sensibilidade, que tem por objetivo conhecer como os impostos federais do Brasil influenciam em indicadores financeiros do projeto como: VPL; TIR; *Payback* e LCoE. Para cada um dos impostos (PIS, COFINS, CSLL e IRPJ), foram consideradas reduções de 10% a 50%, em seus percentuais, para então, analisar os impactos provocados em cada um dos indicadores financeiros já citados.

Nos gráficos que serão apresentados nas Figuras 7, 8, 9 e 10, o PIS será representado pela linha azul, o COFINS terá a cor laranja, o CSLL, cinza, e o IRPJ com cor amarela. A linha verde representa o valor acumulado dos quatro impostos. As alíquotas consideradas são apresentadas na Tabela 3, seguindo aquelas previstas no regime tributário Lucro Real.

Tabela 3 – Alíquota dos Impostos Federais

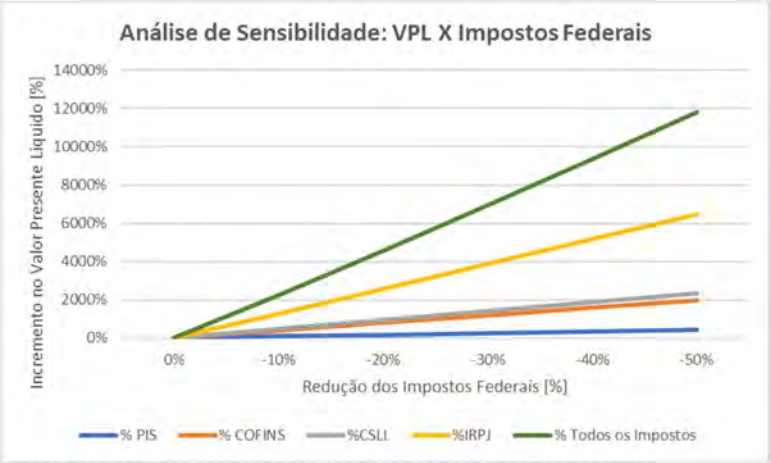
Imposto	Alíquota
PIS	1,65%
COFINS	7,60%
CSLL	9%
IRPJ	15%

Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

Os impostos PIS e COFINS incidem sobre o faturamento bruto da empresa enquanto o CSLL e o IRPJ são considerados após a dedução de custos e despesas, se a empresa não apresentar prejuízo no resultado apurado.

O Valor Presente Líquido foi o indicador que apresentou maior sensibilidade em relação aos impostos federais. A redução dos impostos pode gerar acréscimos de aproximadamente 6000% no valor do VPL. A Figura 7 apresenta os resultados obtidos por essa análise.

Figura 7 – Análise de sensibilidade: VPL x Impostos Federais

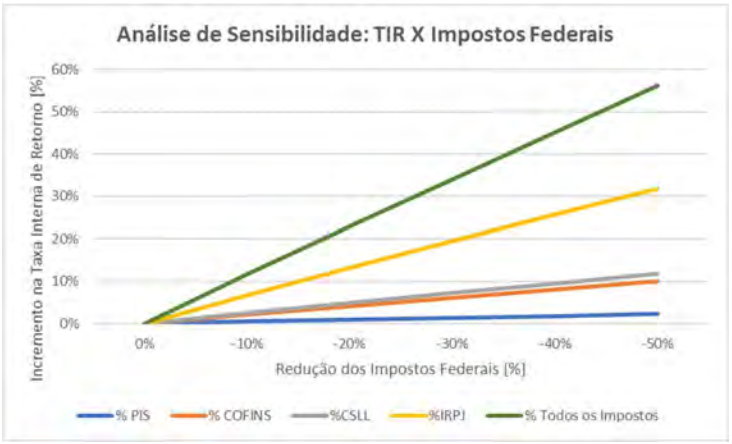


Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

Conforme a Figura 7, o VPL é mais sensível a variações do IRPJ, CSLL, COFINS e PIS, respectivamente. Enquanto os ganhos com redução do PIS podem contribuir com um aumento de, aproximadamente, 430% no valor do VPL, os ganhos com redução do IRPJ ultrapassam os 6000%.

A Taxa Interna de Retorno foi o segundo indicador mais sensível. Os resultados obtidos com a análise de sensibilidade da TIR mostram que os ganhos podem ultrapassar os 30%. Assim como no VPL, o comportamento observado sobre a sensibilidade da TIR em relação aos impostos federais foi similar. Dessa forma, esse indicador mostrou-se mais sensível ao IRPJ, CSLL, COFINS e PIS, nessa ordem. O resultado da análise é apresentado na Figura 8.

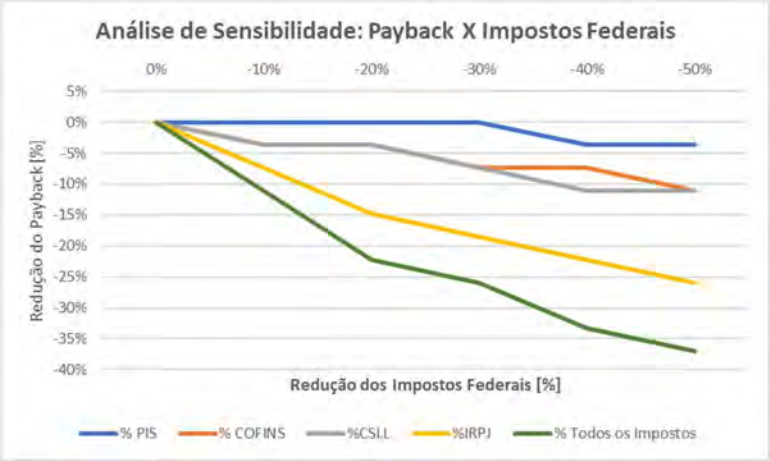
Figura 8 – Análise de sensibilidade: TIR x Impostos Federais



Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

O terceiro indicador mais sensível foi o *Payback*. Para esse indicador, observa-se uma redução superior a 25% no tempo de retorno de investimento do projeto, considerando a sensibilidade em relação ao IRPJ. Assim como observado nos demais indicadores, o *Payback* apresentou maior sensibilidade ao IRPJ, CSLL, COFINS e PIS, respectivamente. Os resultados podem ser observados na Figura 9.

Figura 9 – Análise de sensibilidade: *Payback* x Impostos Federais

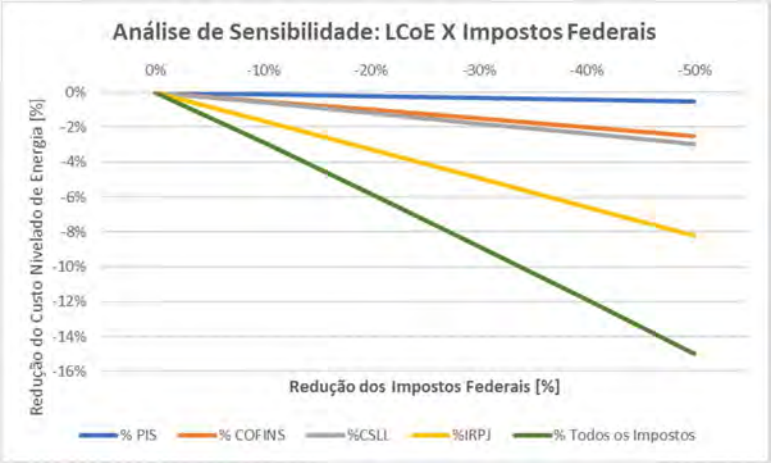


Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

Na Figura 9 observa-se que, para o PIS, reduções no tempo de retorno do investimento do projeto *Payback* só foram obtidas a partir de uma redução de 40%. Para os demais impostos, com reduções a partir de 10% já se percebe um impacto sobre os resultados do *Payback*.

Enfim, o indicador menos sensível foi o Custo Nivelado de Energia (LCoE). Os ganhos observados nesse indicador mostram uma redução superior a 8% no custo da energia quando se reduz a alíquota do IRPJ em 50%. Assim como nos demais indicadores, o LCoE teve uma maior sensibilidade ao IRPJ, CSLL, COFINS e PIS, nessa ordem. O resultado da análise é exposto na Figura 10.

Figura 10 – Análise de sensibilidade: LCoE x Impostos Federais



Fonte: Elaborado pelos autores (2020)

6. Conclusões

O Valor Presente Líquido foi o indicador financeiro que apresentou maior sensibilidade a redução dos impostos federais. Com uma redução de 50% da alíquota do IRPJ, pôde-se observar um aumento superior a 6000% desse indicador. A Taxa Interna de Retorno, *Payback* e o Custo Nivelado de Energia seguem, nessa ordem, os indicadores que sofreram maior impacto, em seus resultados, na análise de sensibilidade.

Na análise individual de cada imposto, a redução do IRPJ provocou maior impacto sobre os resultados dos indicadores financeiros. O CSLL foi o segundo imposto que trouxe maiores benefícios para os resultados financeiros, seguido pelo COFINS e PIS. Apesar desses dois impostos incidirem sobre a receita bruta do projeto não foram os que provocaram as maiores reduções nos indicadores financeiros. Por outro lado, o CSLL e IRPJ, impostos incidentes após a dedução de custos e despesas, foram os impostos mais relevantes para a melhoria dos indicadores. Nesse sentido, constatou-se que a alíquota do imposto tem um maior peso do que o valor sobre qual ela incide.

Os resultados apontam que a possível adoção de incentivos para a redução da alíquota desses impostos pode contribuir, de forma significativa, para a viabilidade de desses projetos. Todavia, ressalta-se que os benefícios observados neste trabalho não podem ser generalizados, pois, fatores como a estrutura de custos e receitas, que são específicas para cada tipo de projeto, influenciam nos resultados obtidos.

Por fim, como recomendação para futuros trabalhos, sugere-se considerar os impostos estaduais e municipais, bem como as taxas cobradas por entidades como ANEEL, CEE e ONS para uma análise mais robusta. Além disso, observando a experiência de outros países, como Dinamarca, recomenda-se adotar uma receita extra para o projeto, proveniente do crédito de carbono, com o objetivo de analisar os benefícios que podem ser gerados para projetos dessa natureza.

Agradecimentos: Este artigo é resultado da parceria entre Petrobras e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e recebeu apoio financeiro do P&D – Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/2016). Também nosso reconhecimento à CAPES e ao MCTIC pelo apoio financeiro.

Referências

ABEEOLICA (São Paulo). **Infovento.** 14. ed. São Paulo, 2019. 2 p. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/02/Infovento-14_PT.pdf. Acesso em: 19 fev. 2020.

ALBANI, A.; IBRAHIM, M.; YONG, K. The feasibility study of offshore wind energy potential in Kijal, Malaysia: The new alternative energy source exploration in Malaysia. **Energy Exploration and Exploitation**, v. 32, n. 2, p. 329–344, 2014.

BVG ASSOCIATES. Oil and Gas 'Seize the Opportunity' Guides: Offshore wind. p. 1–32, 2016.

BVG ASSOCIATES. A Guide to an Offshore Wind Farm. **Power**, n. January, p. 1–70, 2019.

CALI, U. et al. TECHNO-ECONOMIC analysis of high potential offshore wind farm locations in Turkey. **Energy Strategy Reviews**, v. 22, n. November 2017, p. 325–336, 2018.

CAMPANA, P. E.; LI, H.; YAN, J. Techno-economic feasibility of the irrigation system for the grassland and farmland conservation in China: Photovoltaic vs. wind power water pumping. **Energy Conversion and Management**, v. 103, p. 311–320, 2015.

EFFIOM, S. O.; NWANKWOJIKE, B. N.; ABAM, F. I. Economic cost evaluation on the viability of offshore wind turbine farms in Nigeria. **Energy Reports**, v. 2, p. 48–53, 2016.

EPE. **Roadmap Eólica Offshore Brasil**. [s.l: s.n.].

GWEC. Gwec Report 2018. n. April, 2019.

INSIGHT, Cornwall. **Offshore wind could beat onshore wind on cost, but planning restrictions are key.** 2019. Disponível em: https://www.cornwall-insight.com/press-centre/press-releases/offshore-wind-could-beat-onshore-wind-on-cost-but-planning-restrictions-are-key. Acesso em: 19 fev. 2020.

IOANNOU, A.; ANGUS, A.; BRENNAN, F. A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances. **Applied Energy**, v. 221, n. November 2017, p. 406–424, 2018.

IRENA INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050**. [s.l: s.n.].

JUDGE, F. et al. A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, n. December 2018, p. 370–383, 2019.

KAISER, M. J.; SNYDER, B. F. **Offshore wind energy cost modeling: Installation and Decomissioning**. Londre: Springer, 2012.

KAUSCHE, M. et al. Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. **Renewable Energy**, v. 126, p. 270–280, 2018.

LEE, J. et al. Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England. **Renewable Energy**, v. 99, p. 452–464, 2016.

MALHOTRA, S. Selection, Design and Construction of Offshore Wind Turbine Fundations. **Wind Turbines**, p. 231–263, 2011.

MIN, C. G. et al. The economic viability of renewable portfolio standard support for offshore wind farm projects in Korea. **Energies**, v. 8, n. 9, p. 9731–9750, 2015.

MIN, C. G. et al. Economic considerations underlying the introduction of capacity mechanism in Korean offshore wind farms. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 26, n. 10, p. 2060–2073, 2016.

MUDASSER, M.; YIRIDOE, E. K.; CORSCADDEN, K. Economic feasibility of large community feed-in tariff-eligible wind energy production in Nova Scotia. **Energy Policy**, v. 62, n. 2013, p. 966–977, 2013.

MYHR, A. et al. Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a lifecycle perspective. **Renewable Energy**, v. 66, p. 714–728, 2014.

NGUYEN, T. A. T.; CHOU, S. Y. Impact of government subsidies on economic feasibility of offshore wind system: Implications for Taiwan energy policies. **Applied Energy**, v. 217, n. December 2017, p. 336–345, 2018.

OH, K.-Y. et al. Wind resource assessment around Korean Peninsula for feasibility study on 100MW class offshore wind farm. **Renewable Energy**, v. 42, p. 217–226, 2012.

RODRIGUES, S. et al. A multi-objective optimization framework for offshorewind farm layouts and electric infrastructures. **Energies**, v. 9, n. 3, p. 1–42, 2016.

SANTOS-ALAMILLOS, F. J. et al. Assessing the economic feasibility of the gradual decarbonization of a large electric power system. **Journal of Cleaner Production**, v. 147, p. 130–141, 2017.

SATIR, M.; MURPHY, F.; MCDONNELL, K. Feasibility study of an offshore wind farm in the Aegean Sea, Turkey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. September 2016, p. 2552–2562, 2018.

SCHWEIZER, J. et al. Investigating the potential and feasibility of an offshore wind farm in the Northern Adriatic Sea. **Applied Energy**, v. 177, p. 449–463, 2016.

SHAFIEE, M.; BRENNAN, F.; ESPINOSA, I. A. A parametric whole life cost model for offshore wind farms. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 21, n. 7, p. 961–975, 2016.

SHI, W. et al. Feasibility study of offshore wind turbine substructures for southwest offshore wind farm project in Korea. **Renewable Energy**, v. 74, n. 2015, p. 406–413, 2014.

STAFFELL, I.; GREEN, R. How does wind farm performance decline with age? **Renewable Energy**, v. 66, p. 775–786, 2014.

WIND EUROPE. **Offshore wind in Europe: Key trends and statistics 2019Refocus**. [s.l: s.n.].

WIND EUROPE. **Our Energy Our Future**. [s.l: s.n.].

Análise dos impactos da Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL nas atividades de apuração de *Constrained-off* das usinas eolioelétricas pelo ONS

Guilherme dos Reis Alves[1] - Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Raítza Oliveira de Aguiar[2] - Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Raysa Emanuelle da Silva Costa[3] - Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

RESUMO

Devido à grande inserção da geração eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN), nos últimos anos, as atividades de programação e de operação em tempo real dessa fonte intermitente de energia se transformaram em um grande desafio para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em especial devido às restrições elétricas e energéticas impostas pelo SIN. Essas restrições exigem, por parte do ONS, a adoção de procedimento sistemático de limitação dessa geração e, por parte dos agentes, a necessidade de comprovação, perante à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de modo confirmar a ocorrência dessas restrições, visando pleitear junto à ANEEL o reconhecimento de *Constrained-off* da geração frustrada. As declarações emitidas pelo ONS, até o presente momento, encontram-se sobrestadas na ANEEL, o que contribuiu para a agência incluir, em sua Agenda Regulatória 2018/2019, o planejamento de elaboração de uma Resolução Normativa com o objetivo de estabelecer critérios para as situações de *Constrained-off* de usinas eólicas. Nesse contexto, este artigo tem por objetivo apresentar uma análise dos impactos da Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL - Tratamento Regulatório à Situação de *Constrained-off* de Usinas Eólicas, e das contribuições realizadas pelos agentes do setor elétrico nas atividades de apuração da geração realizadas pelo ONS.

PALAVRAS-CHAVE: *Constrained-off,* Usinas Eolioelétricas, Restrição de Geração Eólica.

---

1 Guilherme dos Reis Alves. Engenheiro Eletricista graduado (2018) pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE. Engenheiro Analista da Apuração da Operação I da Diretoria de Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). E-mail: guilherme.alves@ons.org.br.

2 Raítza Oliveira de Aguiar. Engenheira Eletricista graduada (2011) pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE. Engenheiro Analista da Apuração da Operação III da Diretoria de Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). E-mail: raguiar@ons.org.br.

3 Raysa Emanuelle da Silva Costa. Engenheira Eletricista graduada (2014) e Mestre em Tecnologia da Energia (2017) pela Universidade de Pernambuco – UPE. Engenheira Analista da Apuração da Operação II da Diretoria de Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). E-mail: raysa.costa@ons.org.br.

ABSTRACT

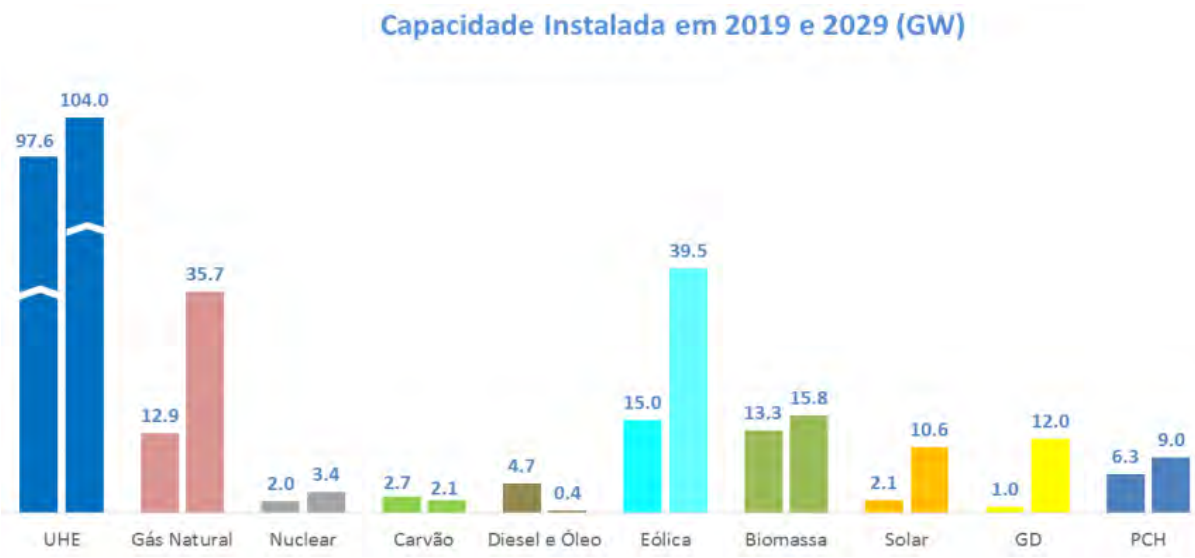
Due to an increasing insertion of wind power generation plants in the Brazilian Interconnected Electrical System (SIN) in recent years, the planning and the real time operation activities of this energy source have become a major challenge for the Brazilian Independent Electric System Operator System (ONS), specially concerning the electrical and energetic restrictions imposed by the SIN. These limitations require that ONS adopt a systematic procedure to restrict wind power generation. On the other hand, these restraints also require that generation agents assure to the National Electrical Energetic Regulatory Agency (ANEEL) and to the Electrical Energetic Trading Chamber (CCEE) the occurrence and recognition of these wind constrained-off situations. These constrained-off declarations for wind power plants have been retained by ANEEL, which led the regulatory agency to publish in its Regulatory Agenda 2018/2019 a plan for a Normative Resolution that will regulate issues related to Constrained-off situations for wind plants. Concerning this issue, the objective of this article is to present an overall impact analysis of ANEEL's Technical Note 147/2018-SRG and the contributions proposed by the diverse agents and proper system operator in the generation certification activities developed by ONS.

KEYWORDS: Constrained-off, Wind Power Plants, Restriction of Wind Generation.

1. INSERÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL

A extensão territorial e as diversas variações climáticas e hidrológicas existentes no Brasil proporcionaram uma matriz energética composta por fontes diversificadas e, em especial, de fontes renováveis. Nos últimos anos, foi possível identificar uma maior participação de fontes de geração intermitentes, como eólica e solar fotovoltaica, ocupando um papel fundamental no atendimento à carga do SIN. Como pode ser visto na Figura 01, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – PDE 2029 (Brasil, 2019b), prevê o incremento de 24,5 GW na capacidade instalada da fonte eólica até 2029.

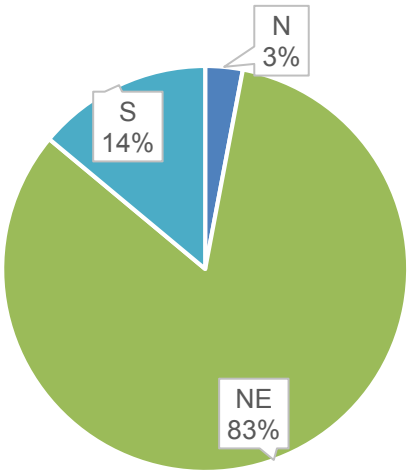
Figura 01 - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2029 por tecnologia



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (Brasil, 2019b)

A previsão do incremento das fontes eólica e solar, no SIN, demandará um planejamento de expansão de potência complementar, além da expansão contínua do sistema de transmissão, visando a ampliação da capacidade de escoamento local e de intercâmbio entre os subsistemas (Brasil, 2019b). Vale salientar que o subsistema Nordeste concentra, atualmente, a maior participação da geração eólica, com 83% da capacidade instalada em operação comercial, seguida pelo subsistema Sul (14%) e subsistema Norte (3%), conforme pode ser observado na Figura 02. Será necessário expandir o sistema de transmissão do subsistema Nordeste, que poderá chegar a 70% de sua oferta de energia composta por tecnologia eólica e solar fotovoltaica em 2029.

Figura 02 – Capacidade instalada em operação comercial por subsistema



Fonte: Boletim Mensal de geração Eólica – dezembro/2019 (Brasil, 2019c)

2. CENÁRIO ATUAL DO PROCESSO DE APURAÇÃO DE *CONSTRAINED-OFF* DE USINAS EOLIOELÉTRICAS PELO ONS

O aumento da inserção da geração eólica na matriz energética brasileira provocou mudanças na operação do sistema em tempo real, pelo ONS, ocasionadas por fatores intrínsecos a esta fonte de energia. A variabilidade da produção de energia eólica, a necessidade de alocação dessa geração, as indisponibilidades programadas e não programadas de equipamentos da Rede Básica do SIN e o controle dos limites de intercâmbio entre os subsistemas são situações vivenciadas, diariamente, pelo ONS durante a operação do SIN.

Deste modo, durante a operação em tempo real, em função de alguma necessidade energética ou elétrica, o ONS poderá solicitar aos agentes de geração eólica a restrição de geração necessária ou até mesmo o desligamento de usinas geradoras.

Com a aplicação dessas restrições, os geradores eólicos vêm solicitando declarações de restrição de geração ao ONS, conforme procedimentos estabelecidos na Rotina Operacional – RO-AO.BR.08 – Apuração dos Dados de Despacho de Geração e do Intercâmbio nas Interligações Internacionais (BRASIL, 2020c), visando

pleitear, junto à ANEEL e à CCEE, pedidos para reconhecimento de *Constrained-off* eólico e possível ressarcimento financeiro.

Conforme procedimentos vigentes nesta rotina, as declarações de restrição de geração eólica solicitadas pelos agentes devem ser realizadas diretamente à Gerência Executiva de Análise e Custos da Operação do ONS, respeitando o prazo máximo de 90 (noventa) dias após a ocorrência da restrição, destacando-se as seguintes informações para as usinas programadas e despachadas centralizadamente pelo ONS (BRASIL, 2020c):

- Nome do Conjunto Eólico ou usinas do Tipo I e Tipo II-B;

- Data, período e valor em que o gerador eólico ficou limitado por responsabilidade do SIN.

O ONS reconhecerá como início da limitação de geração, o horário em que a equipe de tempo real do ONS efetuou a solicitação de limitação da geração ao agente, e como término da limitação, o horário em que a equipe de tempo real do ONS autorizou a normalização da geração.

O ONS utilizará como referência para análise os valores de limitação de geração registrados pelas suas equipes de tempo real, complementados pelas informações do sistema de telessupervisão do gerador e da comunicação verbal na operação entre as equipes de tempo real do ONS e dos agentes.

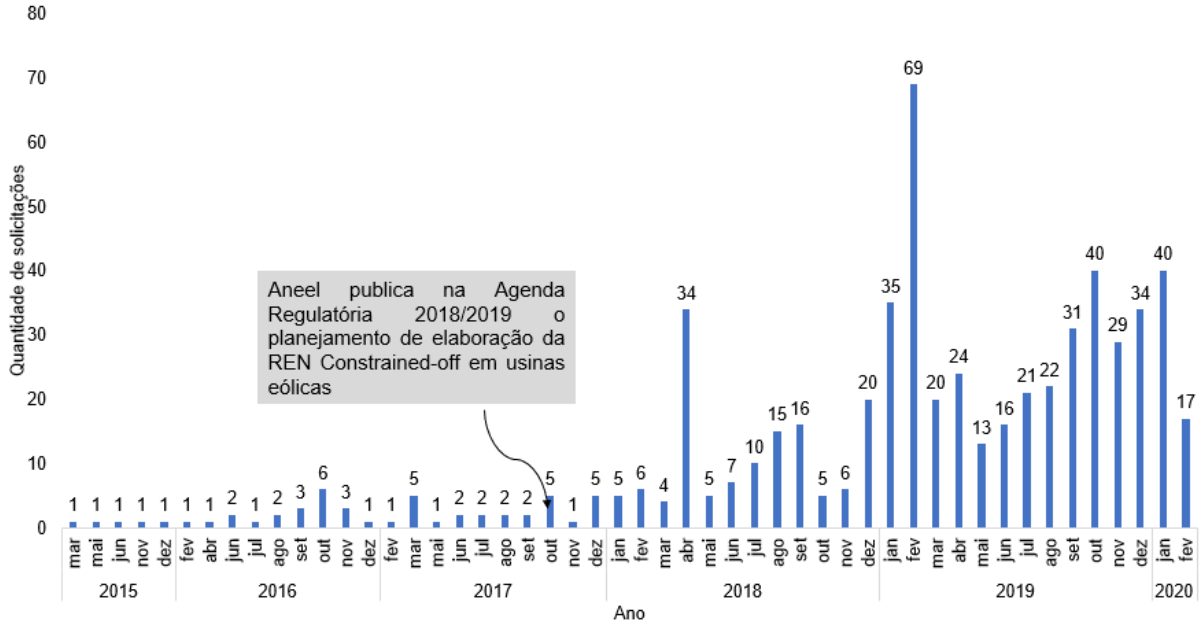
De posse das informações apresentadas pelos agentes e registradas em tempo real, o ONS analisará e consistirá às informações, fornecendo a declaração de restrição de geração eólica ao agente solicitante.

Quando da emissão das declarações de restrição de geração eólica, por falta de regulamentação vigente sobre *Constrained-off* de eólica, o ONS informa se a restrição foi devido à restrição elétrica local ou restrição elétrica sistêmica, de modo a subsidiar posterior deliberação quanto ao ressarcimento financeiro aos agentes.

Vale ressaltar que essas solicitações de declaração de restrição de geração eólica ao ONS foram intensificadas após a publicação pela ANEEL, em sua Agenda Regulatória 2018/2019, o planejamento de elaboração da Resolução Normativa com o objetivo de estabelecer critérios para as situações de *Constrained-off* eólico. Na

Figura 03, é possível observar o histórico dessas solicitações, com destaque para o marco a partir do qual se observou a intensificação de solicitações feitas pelos agentes a este Operador.

Figura 03 - Acompanhamento mensal do número de solicitações de declaração de limitações de geração eólica ao ONS



Fonte: Planilha “Acompanhamento dos Pleitos Eólica - ONS - 2020”

O reconhecimento dos pleitos de *Constrained-off* de usinas eolioelétricas se encontram, atualmente, sobrestados na ANEEL à espera da definição do tratamento regulatório que será estabelecido por essa agência reguladora, a partir da vigência de resolução normativa específica, cuja Audiência Pública 034/2019 foi finalizada em 20/10/2019.

3. ANÁLISE DA NOTA TÉCNICA Nº 147/2018 - SRG/ANEEL

A ANEEL instaurou a Consulta Pública 08/2018 – CP08, em 16/05/2018, por meio da Nota Técnica nº 054/2018-SRG-SRM/ANEEL visando colher subsídios para elaboração de proposta de normativo sobre *Constrained-off* de usinas eólicas, a partir da qual foi instituído o processo de tratamento regulatório por meio da Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL (BRASIL, 2018), de 14/12/2018.

A Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL apresentou a minuta da Resolução Normativa que estabelece procedimentos e critérios para apuração de restrição de operação por *Constrained-off* de usinas eolioelétricas, estando definido no art. 1º dessa minuta da REN (BRASIL, 2018) que *Constrained-off* é a redução da produção de energia por usinas eolioelétricas despachadas centralizadamente decorrente de ocorrências na rede de controle do ONS que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas.

O Submódulo 26.2 dos Procedimentos de Rede do ONS (BRASIL, 2020a) define a classificação das modalidades de operação das usinas do SIN como do Tipo I, Tipo II (Tipo II-A[1]/ Tipo II-B/ Tipo II-C) e Tipo III, que podem apresentar despacho e programação de forma centralizada. O Submódulo 26.2 define, ainda, que as usinas com programação centralizada são coordenadas pelo ONS, em bases mensais, semanais e diárias. Para as usinas com o despacho centralizado, o despacho da geração é realizado em tempo real, sendo coordenado, estabelecido, supervisionado e controlado pelo ONS. As usinas do Tipo I e Tipo II-A são despachadas e programadas centralizadamente e as usinas do Tipo II-B e Tipo II-C são apenas programadas centralizadamente. As usinas Tipo III[2] não são programadas nem despachadas pelo ONS.

De acordo com os dados obtidos no ambiente SINtegre (BRASIL, 2020b), referente ao mês de fevereiro de 2020, destaca-se que 79,2% da potência instalada autorizada em operação comercial são do Tipo II-C e, apenas, 20,8% são do Tipo I, Tipo II-B e Tipo III, como pode ser visto na Tabela 1, logo abaixo.

[1] Por serem restritas às usinas térmicas e usinas hidráulicas, a modalidade das usinas Tipo II-A não terão escopo no presente trabalho.

[2] Na Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL, a ANEEL acatou as contribuições, apresentadas pela CCEE e pelo ONS na Consulta Pública 08/2018 (CP08), à respeito das modalidades de operação das usinas que fazem jus ao pagamento de *Constrained-off*, concluindo que as usinas classificadas como Tipo III não fazem jus ao pagamento de encargos, por não possuírem relacionamento operacional com o ONS.

Tabela 1 - Usinas eolioelétricas por modalidade de operação – fevereiro de 2020

Tipo	Quantidade de usinas	Potência Instalada Autorizada (MW)	Potência Instalada Autorizada (%)
Tipo I	7	498,10	8,1%
Tipo II-B	4	149,00	2,4%
Tipo II-C	523	4874,70	79,2%
Tipo III	64	634,60	10,3%

Fonte: Planilha “Modalidade Operativa de Usinas” - ONS

A minuta da Resolução Normativa publicada pela ANEEL prevê o ressarcimento por *Constrained-off* para usinas eolioelétricas despachadas centralizadamente, e sendo assim, apenas as usinas do Tipo I fariam jus ao pagamento de encargos. Todavia, as contribuições apresentadas na Audiência Pública 034/2019 (BRASIL, 2019a) pelos agentes eólicos e pelo ONS, relacionadas às usinas programadas centralizadamente (Tipo II-B e Tipo II-C), apontam que essas também devem fazer jus ao pagamento de Constrained-off. Especificamente, as usinas eolioelétricas do Tipo II-C, que constituírem um Conjunto de Usinas, que embora não impactem individualmente na operação do SIN, podem totalizar injeção de potência significativa em uma determinada subestação do SIN.

Nesta Nota Técnica, a ANEEL definiu os dois tipos de motivação que ocasionam restrição de geração eólica, podendo ser por razão energética ou por razão elétrica (BRASIL, 2018). As situações de restrição por razão energética decorrem do atendimento a critérios operativos associados à confiabilidade energética (BRASIL, 2018). Durante a fase de contribuição da Audiência Pública ANEEL N° 34/2019, os agentes do setor elétrico propuseram a inclusão da impossibilidade de alocação de geração eólica em atendimento aos limites sistêmicos, solicitando assim classificar esta situação como restrição por razão energética.

Nas situações de restrição por razão elétrica, ocasionadas pela indisponibilidade programadas e não programadas de equipamentos da Rede Básica do SIN, a ANEEL utilizou os dados oficiais do Relatório de Análise Estatística de Indisponibilidades Programadas e Forçadas – 2017, publicado pelo ONS (BRASIL,

2018). Após a análise das indisponibilidades, a ANEEL propôs ressarcir as usinas eolioelétricas por *Constrained-off,* por razão elétrica, somente nos meses em que a soma dos tempos de restrição de geração superar 14 horas no mês.

Destaca-se que, durante a fase de contribuição para a audiência Pública (BRASIL, 2019a), agentes eólicos e associações, como Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) e Associação Brasileira do Produtores Independente de Energia Elétrica (APINE), contestaram a existência de uma "franquia" para as restrições por razão elétrica, alegando não caber aos agentes eólicos a análise de possíveis situações de restrição de escoamento de sua geração com base no histórico de desempenho da Rede de Operação e por carregamento de equipamentos (ABEEÓLICA e APINE, 2019).

Para os agentes eólicos e as associações, o cálculo da frustação de geração, será dado pelo montante de energia não gerado passível de ressarcimento por *Constrained-off,* obtido pela diferença entre a curva de produtividade, que é o valor estimado de geração do parque eólico, caso não houvesse a restrição, e o valor efetivamente gerado durante o período da restrição (ABEEÓLICA e APINE, 2019).

A minuta da Resolução Normativa apresentada pela ANEEL (BRASIL, 2018) sugere que o cálculo da frustação de geração seja realizado da seguinte forma:

> "Art. 2º O ONS deverá calcular a referência da frustração de geração de energia decorrente de evento de restrição de operação por *Constrained-off* das usinas eolioelétricas a partir da curva de produtividade da usina eolioelétrica que relaciona a potência de saída da usina e a velocidade do vento medida nos anemômetros instalados na nacele de cada aerogerador."

Observando as contribuições realizadas na Audiência Pública 034/2019, verifica-se um consenso entre os agentes de geração eólica e o ONS em utilizar a metodologia proposta pela ABEEólica e APINE. As associações propuseram em sua Nota Técnica 001/2019 (ABEEÓLICA e APINE, 2019), a utilização dos dados anemométricos coletados a partir do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA), em detrimento dos dados coletados no Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA). A ABEEólica e a APINE justificaram, a partir de resultados obtidos em simulações, que as curvas de produtividade elaboradas no sistema SCADA, conforme citado no art. 2° (BRASIL, 2018), apresentaram distorções devido à medição sofrer turbulências e/ou inconsistências

de dados em função da rotação das pás do aerogerador e à perda de dados causada pela curta duração das baterias utilizadas nos anemômetros. Sendo assim, os dados obtidos pelo sistema SCADA não dispõem de índice de disponibilidade aceitável para estimativa da geração restringida para fins de cálculo de *Constrained-off* (ABEEÓLICA e APINE, 2019).

As associações destacaram que os dados de ventos obtidos através do sistema AMA também podem apresentar distorções por possível mal posicionamento da torre anemométrica, sendo influenciados pelos efeitos de sombreamento e de esteira. Contudo, as situações de mal posicionamento da torre AMA são aceitáveis quando comparadas às indisponibilidades e distorções existentes nas medições dos anemômetros do aerogerador (ABEEÓLICA e APINE, 2019).

A minuta da Resolução Normativa proposta pela ANEEL (BRASIL, 2018) sugere que as curvas de produtividade sejam realizadas da seguinte forma:

> "§1º O agente de geração deverá apresentar, ao ONS, a curva de produtividade elaborada a partir de dados medidos de geração e velocidade do vento pelo período mínimo de 1 (um) ano contado a partir da entrada em operação comercial da usina."

Ao longo das contribuições realizadas na Audiência Pública 034/2019 (BRASIL, 2019a), houve consenso entre os agentes de geração eólica e o ONS em definir que o operador deverá elaborar as curvas de produtividade das usinas eolioelétricas com base nos dados medidos de geração e velocidade do vento, fornecidos pelo agente, em um período de 12 meses do ano anterior (ano civil), sendo esta curva de produtividade revista anualmente.

No parágrafo §2º do art. 4° da minuta da Resolução Normativa divulgada pela ANEEL (BRASIL, 2018), é determinado que as usinas inadimplentes, com a obrigação de encaminhamento das medições anemométricas, não são elegíveis ao recebimento dos montantes financeiros de ressarcimento por *Constrained-off*. O ONS destacou a relevância do envio de dados com os padrões de qualidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede, para o caso acima citado.

Na Nota Técnica (ABEEÓLICA e APINE, 2019), a ABEEólica e a APINE expuseram as suas preocupações em relação aos parágrafos §3º e §8º do art. 2° (segundo em ordem de ocorrência), que tratam da publicação das informações utilizadas no cálculo da referência da frustração de geração de energia e as medições

anemométricas das usinas eolioelétricas. As associações alertaram que os investimentos realizados para a aquisição de dados de vento são estratégicos e de interesse do empreendedor, devido à qualidade dos seus dados impactarem diretamente sobre o resultado financeiro daquele gerador. Sendo assim, propõem divulgar apenas os dados necessários para auditar eventual processo de ressarcimento por *Constrained-off*. O ONS propôs que a disponibilização das informações seja realizada em plataforma de acesso público visando assegurar a transparência e a reprodutibilidade do processo.

Na proposta de contabilização a ser realizada pela CCEE, abordada na minuta da Resolução Normativa proposta pela ANEEL (BRASIL, 2018), o montante energético frustrado será valorado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do submercado da usina eolioelétrica cuja geração foi restrita. Ressalta-se ainda que, conforme proposta da referida resolução (BRASIL, 2018), a forma de ressarcimento de *Constrained-off,* efetuada pela CCEE, irá variar de acordo com o ambiente de contratação de energia.

O art. 7° da minuta da Resolução Normativa (BRASIL, 2018) determina a sua vigência a partir da data de publicação, porém o processo de elaboração do Procedimentos de Rede para restrição da geração de energia eólica, a obtenção dos dados anemométricos para a modelagem das curvas de produtividade das usinas eolioelétricas e a adequação do sistema para apuração de *Constrained-off* pelo ONS demandarão um esforço e tempo consideráveis. Sendo assim, os parágrafos §5º, §6º e §7º, do art. 2º (segundo em ordem de ocorrência), da minuta da Resolução Normativa proposta pela ANEEL, preveem um período de adequação tecnológica.

Em atendimento a este período de adequação e utilizando a proposta da REN (BRASIL, 2018), a Gerência de Apuração da Operação do ONS iniciou o desenvolvimento da metodologia preliminar para cálculo de *Constrained-off* aplicada às usinas eolioelétricas, ao qual as informações de geração serão obtidas por meio da Base de Dados Técnica do ONS, mediante histórico do Sistema de Supervisão e Controle (SSC) do ONS.

Para o cálculo de *Constrained-off,* será utilizada a geração verificada no dia da ocorrência da restrição, em base diária e integralizada em intervalos horários de 30 minutos, conforme estrutura já utilizada na apuração da geração térmica por intermédio do Sistema de Apuração da Geração, Intercâmbio e Carga (SAGIC). Em

decorrência da ausência da curva de produtividade, a referência de geração deverá ser considerada como o segundo menor valor de energia gerada (geração verificada) nos 10 períodos imediatamente anteriores ao dia da ocorrência da restrição, coincidentes com o horário da restrição de operação em análise, conforme exemplificado na Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL. Caso os períodos imediatamente anteriores à data da ocorrência de restrição incorporem data anterior à entrada em operação comercial da usina, deverá ser adotada a garantia física da usina eolioelétrica para completar os 10 períodos necessários.

Contudo, o cálculo da frustação de geração não será obtido apenas pela diferença entre a referência de geração e a geração verificada durante o período da restrição, pois quando o ONS solicita uma restrição de geração eólica a uma determinada usina, estará limitando a geração em um determinando montante, que deverá ser atendido pelo agente gerador. O valor de limitação estabelecido pelo ONS é de suma importância para a operação em tempo real do SIN, pois esse, em conjunto com as demais limitações de geração, subsidiará a tomada de decisão para liberar ou restringir mais geração no SIN.

Outrossim, podem ocorrer situações em que o agente eólico não consiga atender aos patamares de geração solicitados, seja por dificuldades técnicas próprias ou por motivos que fogem à sua responsabilidade, a exemplificar a redução natural do vento. Portanto, faz-se necessário estabelecer um critério para identificar se o atendimento à solicitação do ONS foi satisfatório.

Adotando os mesmos critérios de disponibilidade utilizados para as usinas térmicas, as usinas eolioelétricas também deverão atender às regras estabelecidas na Resolução Normativa nº 614 da ANEEL (BRASIL, 2014b), de 3 de junho de 2014. Desta forma, foi estabelecido que a usina eólica terá a tolerância de até 5% ou 5 MW, o que for menor, da geração verificada inferior ao patamar de limitação de geração eólica solicitadas pelo ONS. O objetivo da utilização da tolerância estabelecida na Resolução Normativa (BRASIL, 2014b), para os valores da geração eólica verificada, é identificar situações de redução natural do vento e incentivar os agentes eólicos a realizarem um maior controle sobre a sua geração de energia.

Sendo assim, a frustação de geração será calculada, no período que houver restrição por razão elétrica ou energética, conforme condições abaixo:

I. Se a geração verificada for igual ou maior que o valor solicitado de limitação da geração eólica pelo ONS, a frustação de geração será calculada como a diferença entre o valor de referência de geração e a geração verificada;

II. Se a geração verificada for menor que o valor solicitado de limitação da geração eólica pelo ONS, apresentando um desvio menor ou igual que 5 % ou 5 MW (o que ocorrer primeiro) em relação ao valor da limitação, a frustação de geração será calculada como a diferença entre o valor de referência de geração e o valor solicitado de limitação pelo ONS;

III. Se a geração verificada for menor que o valor solicitado de limitação da geração eólica pelo ONS, apresentando um desvio maior que 5 % ou 5 MW (o que ocorrer primeiro) a usina não fará jus ao ressarcimento de *Constrained-off* eólico.

Diante do exposto, identificou-se a necessidade da ANEEL adequar o texto da proposta da Resolução Normativa de ressarcimento de *Constrained-off* de usinas eolioelétricas, em atendimento ao que foi apresentado na Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL, qualificando assim, as usinas Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C como passíveis de recebimento de pagamento de encargos.

As solicitações de restrição de geração eólica, pelo ONS, ocorrem em função de alguma necessidade energética ou elétrica do SIN. O texto apresentado, na minuta da Resolução Normativa, restringe as situações passíveis de ressarcimento de *Constrained-off*. Sendo assim, ampliar o entendimento de restrição por razão elétrica e energética julga-se necessário, conforme destacado nas contribuições realizadas na Audiência Pública 034/2019.

Os dados de medição para a elaboração das curvas de produtividade através das medições dos anemômetros do aerogerador, têm apresentado resultados insatisfatórios nas simulações apresentadas em (ABEEÓLICA e APINE, 2019), diferentemente das medições dos dados na torre anemométrica.

Outrossim, sabe-se que a atividade de apuração necessitará de adequações tecnológicas, além de um esforço adicional entre o ONS e os agentes eólicos, na

atividade diária de apuração, bem como no fechamento comercial mensal, devendo ser respeitados os prazos e os dados estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

4. CONCLUSÕES

Neste artigo, foram apresentadas as dificuldades relacionadas à atividade de apuração de *Constrained-off* das usinas eolioelétricas, quando da necessidade de limitação de geração eólica no SIN, seja por razões elétricas, ou por razões energéticas, por solicitação do ONS. A partir do elevado número de situações de limitação de geração eólica para atendimento ao SIN, os agentes eólicos passaram a solicitar, sistematicamente, declarações de restrição de geração eólica junto ao ONS, objetivando o reconhecimento de *Constrained-off* eólico, por parte da ANEEL e da CCEE, cujos aspectos relacionados ao assunto ainda não foram regulamentados pela agência reguladora.

Nesse contexto, foram analisados os impactos da Nota Técnica nº 147/2018-SRG/ANEEL e as contribuições realizadas pelos agentes do setor elétrico nas atividades de apuração de *Constrained-off* das usinas eolioelétricas pelo ONS, com base na qual foi descrita a metodologia a partir da qual espera-se calcular a frustação de vento sofrida por esses agentes, no período em que houver restrição por razão elétrica ou energética, declarada pela área de apuração da geração eólica do ONS, com a finalidade de contabilização dessa frustração, junto à ANEEL e à CCEE.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA e APINE. **Nota Técnica n° 01 de outubro de 2019**. Apresenta as contribuições da Associação Brasileira de Energia Eólica e da Associação Brasileira do Produtores Independente de Energia Elétrica na Audiência Pública 034/2019. ABEEÓLICA e APINE, 2019. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 06 mar. 2020.

BRASIL. **Nota Técnica n° 123 de dezembro de 2014**. Apresenta o Resultado da Audiência Pública AP 56/2014, realizada para colher subsídios às propostas de alteração nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica - versão 2015.1.0, ANEEL, 2014a. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/056/resultado/nt_123_2014_regras_janeiro_2015_04dez_2014_v7_04dez14.pdf >. Acesso em: 04 mar. 2020.

BRASIL. **Nota Técnica n° 147 de dezembro de 2018**. Apresenta o Tratamento regulatório à situação de *Constrained-off* de usinas eólicas. ANEEL, 2018, Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/ >. Acesso em: 04 mar. 2020.

BRASIL. **Procedimentos de Rede Submódulo 26.2: Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas, revisão n° 2020.01**. ONS, 2020a. Disponível em: < http://www.ons.org.br/>. Acesso em: 04 mar. 2020.

BRASIL. **Portal de Relacionamento do ONS - SINtegre.** Apresenta informações da operação do Sistema Interligado Nacional. ONS, 2020b. Disponível em: < https://sintegre.ons.org.br/>Acesso em: 06 mar. 2020.

BRASIL. **Audiência Pública 034/2019**. Apresenta subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório e da minuta de norma referentes aos procedimentos e critérios para apuração da restrição de operação por *Constrained-off* de usinas eólicas. ANEEL, 2019a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 04 mar. 2020.

BRASIL. **Resolução Normativa nº 614, de 3 de junho de 2014**. Apresenta consolidação das normas referentes à apuração de indisponibilidade de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, estabelece novos critérios de apuração e de verificação de lastro e dá outras providências. ANEEL, 2014b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014614.pdf >. Acesso em: 06 mar. 2020.

BRASIL. **Manual de Procedimentos da Operação Módulo 10 - Submódulo 10.22**. Rotina Operacional - Apuração dos Dados de Despacho de Geração e do Intercâmbio nas Interligações Internacionais - RO-AO.BR.08, Revisão 15, de 01/01/2020. ONS, 2020c. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%2010.22%2F4.3.%20Rotinas%20P%C3%B3s-Opera%C3%A7%C3%A3o%2F4.3.2.%20Apura%C3%A7%C3%A3o%20de%20Dados%2FRO-AO.BR.08_Rev.15.pdf >. Acesso em: 06 mar. 2020.

BRASIL. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Apresenta informativos elaborados anualmente pela EPE sob as diretrizes e o apoio das equipes da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE/MME) e da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG/MME). EPE, 2019b, Disponível em: < http://www.epe.gov.br/pt>. Acesso em: 08 mar. 2020.

BRASIL. **Boletim Mensal de Geração Eólica (dez/2019)**. Apresenta infomações da geração eólica no SIN no mês de dezembro de 2019. ONS, 2019c, Disponível em: < http://www.ons.org.br/>. Acesso em: 08 mar. 2020.

OPORTUNIDADES PARA O MERCADO EÓLICO NO BRASIL A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DE REGULAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA NOVA ZELÂNDIA E AUSTRÁLIA

Ricardo Abreu Peixoto da Silva[1], Luis Henrique Zapparolli[2], André Caiaffo Pereira[3], Rubens Brandt[4]

RESUMO

No setor elétrico da Nova Zelândia se observa uma competição nas fases de geração e revenda de eletricidade, com preços estabelecidos no mercado de atacado de forma semi-horária. As demandas são apresentadas pelas revendedoras e as geradoras ofertam o preço pela eletricidade, cabendo ao operador do sistema definir os despachos de geração a partir dos preços mais competitivos. O país possui uma geração predominantemente renovável, e se utiliza da contratação de serviços ancilares para obter uma maior estabilidade do sistema.
A Austrália apresenta uma regulação similar à da Nova Zelândia. Por outro lado, o sistema de transmissão australiano se baseia na junção de diferentes soluções desenvolvidas regionalmente, sem uma estratégia de otimização da interconexão entre diferentes regiões, o que dificulta a instalação de novos empreendimentos. Outra característica da Austrália é a de que atualmente a sua matriz de geração é predominantemente fóssil.
No Brasil a maior parte do mercado consumidor possui comercialização de energia vinculada às distribuidoras. Outra característica é a definição do despacho com vistas à otimização do custo marginal de geração, com preços de liquidação das diferenças definidos ainda em escala semanal (atualmente em transição para escala horária). Por fim, o país apresenta em determinadas regiões uma complementariedade entre recursos, o que demanda soluções de comercialização que se ajustem à realidade atual do parque de geração.
Este artigo apresenta propostas para a organização do setor e comercialização de energia, buscando assim fomentar o debate de alternativas que possam contribuir para uma expansão ainda maior da geração renovável, o que poderá beneficiar a geração eólica.

Palavras-chave: *Regulação, Comercialização, Energia Elétrica, Austrália, Nova Zelândia, Brasil*

[1] MSc Engenharia Civil. Energia Consult – Engenharia, Consultoria e Gerenciamento de Projetos Ltda. Rua Sampaio Vidal, 1032, São Paulo, 01443-001. Brasil. ricardo.silva@grupoenergia.com.br
[2] B.el Engenharia Civil. Energia Consult – Engenharia, Consultoria e Gerenciamento de Projetos Ltda. Rua Sampaio Vidal, 1032, São Paulo, 01443-001. Brasil. luis.zapparolli@grupoenergia.com.br
[3] B.el Engenharia Civil. Energia Consult – Engenharia, Consultoria e Gerenciamento de Projetos Ltda. Rua Sampaio Vidal, 1032, São Paulo, 01443-001. Brasil. andre.caiaffo@grupoenergia.com.br
[4] B.el Engenharia Mecânica. Energia Consult – Engenharia, Consultoria e Gerenciamento de Projetos Ltda. Rua Sampaio Vidal, 1032, São Paulo, 01443-001. Brasil. rubens.brandt@grupoenergia.com.br

OPPORTUNITIES FOR THE BRAZILIAN WIND MARKET FROM THE REGULATION AND COMMERCIALIZATION EXPERIENCE IN NEW ZEALAND AND AUSTRALIA

ABSTRACT

In the New Zealand electricity sector, there is competition in the electricity generation and retail phases, with prices established in the wholesale market on a semi-hourly basis. The demands are presented by the retailers, and the generators offer the price for electricity, and then the system operator defines the generation dispatches based on the most competitive prices. The national generation mix is mainly renewable, and usually ancillary services are contracted to ensure a greater stability for the system.

Australia has a regulation similar to that of New Zealand. On the other hand, the Australian transmission system is based on the combination of different solutions developed regionally, without a strategy to optimize the interconnection between different regions. Such issue has become a challenge for the installation of new projects. Another characteristic of Australia is that currently its generation mix is predominantly fossil.

In Brazil, most of the consumers acquires electricity directly from the distributors. Another characteristic is that the dispatches are defined seeking an optimization of the marginal generation cost, with spot prices defined on a weekly scale (currently in transition to an hourly scale). Finally, in some of the Brazilian regions it is observed a complementarity among the energy sources, being necessary commercialization solutions that may better address the actual characteristics of the current national power generation portfolio.

This paper presents proposals for the organization of the sector and commercialization of electricity, aiming to foster the debate on alternatives that can contribute to an even greater expansion of renewable generation, what would benefit the wind generation.

Key-words: *Regulation, Commercialization, Electric Energy, Australia, New Zealand, Brazil*

1 INTRODUÇÃO

De acordo com o ONS, a capacidade instalada do Brasil em 2020 totaliza 172.438 MW (ONS, 2020), com uma geração em 2018 de cerca de 474.820 GWh, sendo 33,52% em mercado livre e 66,48% em mercado cativo (EPE, 2019). Já a Nova Zelândia, em 2018, apresentava uma capacidade instalada de 9.264 MW, a qual proporcionou uma geração no ano de 43.126 GWh (MBIE, 2020). Por sua vez, na Austrália o principal sistema, interligando partes das costas sul e leste e correspondente a cerca de 80% do mercado de eletricidade do país, registrou em janeiro de 2020 uma capacidade instalada de 52.012 MW (AEMO, 2020). A capacidade total do país proporcionou, em 2018, a geração de 261.405,1 GWh (Australian Government, 2020).

A matriz de geração de energia no Brasil vem evoluindo e incorporando características cada vez mais distintas daquelas baseadas na matriz exclusivamente hidrotérmica. Observa-se que a geração eólica e a solar, bem como a geração distribuída, trazem desafios à gestão do sistema por conta da intermitência e imprevisibilidade dos recursos de geração associados, bem como por conta das alterações nas cargas de demanda de consumo.

Outro desafio do setor de energia no Brasil diz respeito às dificuldades para a contratação de geração nova, o que pode ocorrer por diferentes aspectos, tais como baixa demanda das distribuidoras, competição pelo sistema de transmissão e competividade dos projetos.

Ainda que o Brasil tenha uma matriz de geração diversificada, com 9,8% de capacidade instalada eólica e 1,8% de solar (ONS, 2020), o modelo de despacho de geração ainda é baseado na geração hidrotérmica, onde as usinas térmicas ofertam custos auditados e as hidrelétricas ofertam o seu valor da água, calculado centralizadamente pelo Sistema (Barroso, 2020). Os modelos que consideram a contribuição das fontes eólica e solar ainda estão em desenvolvimento no âmbito de P&D (MME, 2019).

Verifica-se ainda que, apesar da abundância de recursos naturais, o consumidor ainda paga um preço muito elevado pela eletricidade. Para efeitos comparativos, de acordo com Castro et al. (2017) quanto à tarifa residencial final média para o período de 2009 a 2013 (preços de 2013), de 26 mercados avaliados, a do Brasil foi a 9ª mais elevada (em USD/MWh, considerando preços com impostos). Já para a tarifa industrial, de 25 mercados avaliados, para o mesmo período e

referência, a do Brasil foi a 8ª mais elevada. Este cenário faz com que Brasil tenha as tarifas residenciais e industriais menos competitivas dentre os países dos BRICS. As projeções para 2015 indicavam ainda uma grande possibilidade de que o país passasse a ter uma das maiores tarifas dentre todos os mercados avaliados (Castro et al., 2017).

Tendo em vista tais aspectos, entende-se ser importante o debate sobre a regulação do setor no Brasil de modo a serem identificadas soluções que sejam mais aderentes às novas características físicas da geração, bem como para o fomento de alternativas que possam estimular ainda mais a instalação de novos empreendimentos de geração de fonte renovável. Tal discussão se faz importante para o amadurecimento do entendimento das partes envolvidas e para uma transição suave de regulamentação, buscando assim que a previsibilidade dos investimentos não seja afetada. Neste sentido, a experiência em mercados que possam apresentar alguma similaridade com o Brasil pode trazer avanços à discussão através da apresentação de alternativas e de lições aprendidas.

A matriz de geração da Nova Zelândia possui, de certa forma, similaridades com a do Brasil, com grande presença de geração hídrica e renovável. Conforme England (2018), a geração hídrica na Nova Zelândia é responsável por cerca de 60% do total, outras renováveis por 23% e fontes não renováveis por 16% da produção de eletricidade. A conversão dessa matriz para 100% renovável poderá trazer uma maior demanda por armazenamento para a mitigação da volatilidade dos preços, o que, nas condições atuais, encarecerá o custo médio de geração.

Por outro lado, observa-se que o mercado neozelandês se encontra organizado de forma distinta da do mercado brasileiro, com preços de geração negociados a cada 30 minutos, e revenda aos consumidores independente do sistema de distribuição.

Para o caso da Austrália há muitas características de mercado similares às da Nova Zelândia. No entanto, a organização do sistema possui algumas características que remetem às do Brasil. Adicionalmente, cabe destacar que a geração na Austrália é majoritariamente fóssil, com grande dependência do carvão.

Neste artigo são descritas experiências da Nova Zelândia e da Austrália no setor de eletricidade, buscando assim identificar experiências que possam representar uma oportunidade para otimização da organização do setor elétrico brasileiro.

2 A EXPERIÊNCIA DA NOVA ZELÂNDIA

O modelo tradicional do mercado da Nova Zelândia considera que o setor de energia elétrica reúne quatro categorias distintas, cada qual com suas particularidades e demandas: geração, transmissão, distribuição e consumo. Neste modelo, a geração e a transmissão atuam no mercado atacado, e distribuição e consumo atuam no varejo (Electricity Authority, 2018). Ainda que tal configuração seja a mais usual, também há casos onde se observa a geração conectada diretamente ao sistema de distribuição, assim como casos de autoprodução.

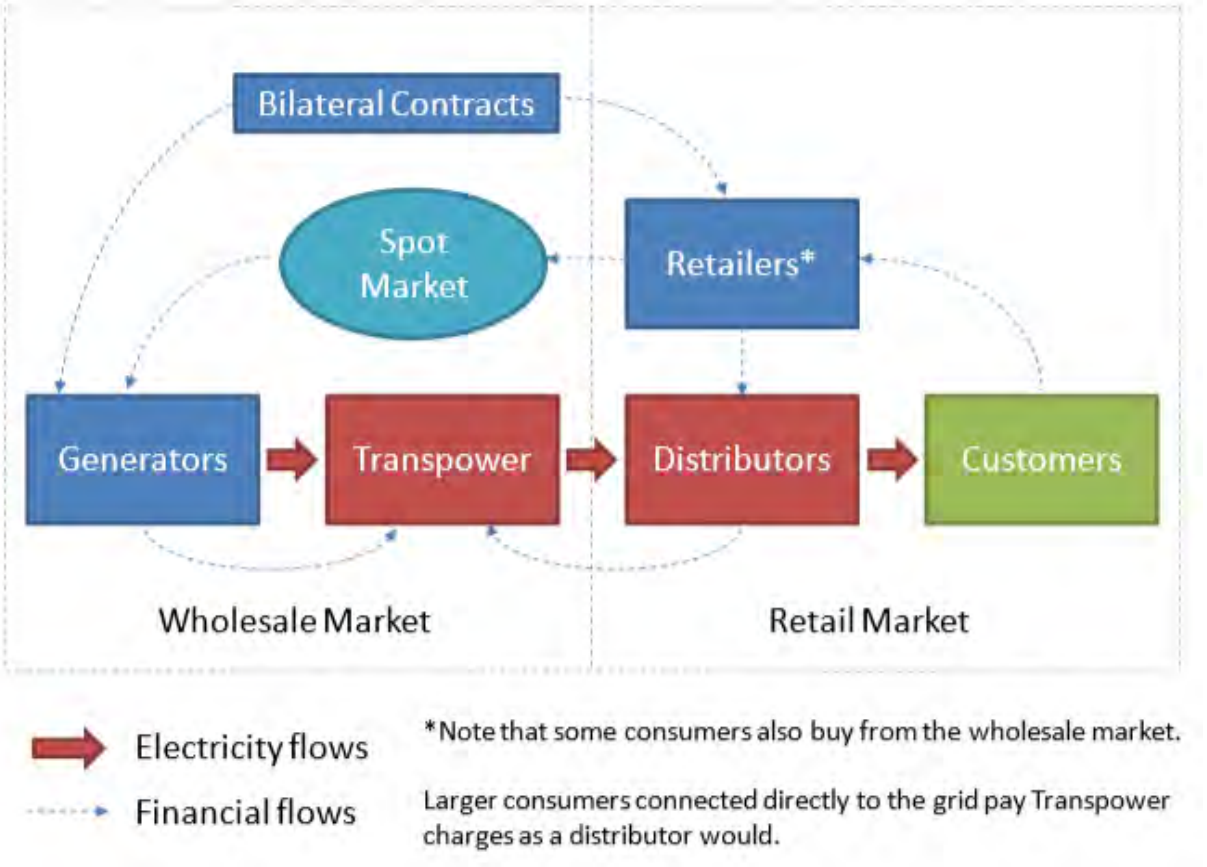


Figura 1: Transações do Mercado de Eletricidade na Nova Zelândia (Concept, 2011)

Cabe ressaltar que em tal modelo a geração e a revenda de eletricidade são etapas onde se enxerga uma maior disputa de mercado. Por outro lado, por se tratarem de monopólios naturais, a transmissão e a distribuição acabam apresentando um mercado mais fechado para a competição.

A regulação do setor é exercida pela Autoridade de Eletricidade (EA), entidade independente do governo estabelecida em novembro de 2010, cujo custeio é integralmente suprido por meio das taxas pagas pelos agentes de mercado. A

Autoridade de Eletricidade busca promover a competição, além de garantir a confiabilidade e eficiência da operação, de modo a possibilitar benefícios de longo prazo aos consumidores (Electricity Authority, 2017). Para tanto, a entidade promove o desenvolvimento do mercado, realiza o seu monitoramento e divulgação, opera o sistema de eletricidade e os mercados, e garante a conformidade (Electricity Authority, 2018).

A forma de regulação e organização do mercado influencia no custo final da eletricidade, havendo diferentes fatores que podem influenciar no preço final do recurso, tais como custo de geração e localização do consumo e características da transmissão e distribuição. A Comissão de Comércio da Nova Zelândia monitora a formação do preço para o consumidor buscando, assim, evitar a ocorrência de cobranças excessivas. Aproximadamente a composição do preço da eletricidade é de 32% referente aos custos de geração, 27% de distribuição, 10,5% de transmissão, 13% de revenda, 13% de impostos, 3,5% de sistema de medição, 0,5% de governança e 0,5% de serviços de mercado (Electricity Authority, 2018).

É no mercado de atacado (Wholesale) em que são celebrados os contratos de compra e venda de geração de energia, envolvendo de um lado os geradores e, de outro, os revendedores de eletricidade bem como os grandes consumidores. A negociação pode ocorrer basicamente de duas formas: por meio de mercado de curto prazo (spot), no qual os preços são recalculados a cada meia hora de acordo com a oferta e demanda de energia, e de mercado derivativo (Hedge) no qual as partes envolvidas negociam um valor a médio prazo de modo e mitigar as variações de curto prazo. Todos os geradores com capacidade superior a 10 MW ou que estejam diretamente conectados ao Sistema Nacional de Transmissão competem no mercado spot (Electricity Authority, 2018).

Os contratos de derivativos propiciam o pagamento ou compensação das diferenças entre os valores fixados e os preços de spot, sendo relevantes para o sistema por trazerem um grau de confiabilidade para revendedores e geradores ao mesmo tempo em que preservam os indicadores de preços proporcionados pelo mercado spot. Cabe ressaltar que os cinco maiores revendedores da Nova Zelândia também são geradores, fazendo com que, na medida em que a revenda comercialize volumes compatíveis com os de geração, ocorra uma mitigação interna (hedge interno) das variações, minimizando assim a necessidade de contratos de derivativos para estas companhias (Concept, 2011).

Desde junho de 2013 também ocorre o mercado de Direitos Financeiros de Transmissão (FTRs), no qual contratos de derivativos são negociados para mitigar os riscos de variação dos custos de transmissão decorrentes das diferenças entre locais de injeção e de consumo da eletricidade no sistema (MBIE, 2018).

O sistema de eletricidade da Nova Zelândia é considerado como moderno e atualizado, com medidores inteligentes instalados junto aos consumidores e mercado de atacado que considera as diferenças de localização na precificação, propiciando que diferentes tipos e fontes de geração possam competir em um mesmo nível (Electricity Authority, 2017). A presença de medidores inteligentes acaba sendo importante para a gestão deste mercado, sendo estimado que pelo menos 70% dos consumidores tenham um dispositivo desse tipo instalado em suas unidades de consumo (Philpott et al., 2019).

Ainda que o sistema apresentado possua características que possibilitam uma maior aderência da comercialização com a intermitência de recursos renováveis, como os eólicos e solar, a elevada participação dessas fontes na matriz de geração traz uma expressiva dependência de uma boa gestão de armazenamento de energia para que o sistema tenha capacidade de suprir a demanda por eletricidade em todos os locais a qualquer momento. A geração renovável apresenta variações temporais e espaciais, e a geração hídrica pode não ser suficiente para o atendimento aos picos de demanda. Com a intermitência das fontes renováveis, a maximização da capacidade instalada no sistema, a despeito da diminuição dos fatores de capacidade, pode vir a ser uma importante medida para a otimização da modelação dos despachos de operação na transição da fonte térmica para a eólica, uma vez que a Nova Zelândia não possui capacidade suficiente de armazenamento em seus reservatórios (Schwartfeger, Wood e Bickers, 2018).

Para a mitigação da aversão aos riscos da geração intermitente, há a proposição de criação de um mercado futuro de energia eólica, buscando assim um maior comprometimento dos geradores com relação a menores preços (Cory-Wright e Zakeri, 2019). Não se trata exatamente de uma inovação, uma vez que, na prática, a Bolsa Europeia de Energia introduziu tal mecanismo de mercado futuro de energia eólica almejando uma correção das imperfeições do sistema de negociação de energia (Gersema e Wozabal, 2017).

Também como solução para comportar uma maior participação da fonte eólica em seu sistema, espera-se a presença ainda mais marcante de um mercado de serviços ancilares, proporcionando assim o fornecimento de reservas instantâneas em resposta aos desafios de quedas de geração e manutenção de frequência (Philpott et al., 2019).

Independentemente do nível do preço da eletricidade na Nova Zelândia, observa-se que ao menos não há uma dependência de leilões de energia organizados pelo governo central para que ocorra a instalação de novos projetos. Cabe apenas ressaltar que o país ainda carece de uma plataforma apropriada para o estabelecimento de contratos de venda de energia de longo prazo (PPAs) (MBIE, 2019).

3 A EXPERIÊNCIA DA AUSTRÁLIA

Assim como na Nova Zelândia, na Austrália os setores de geração, transmissão, distribuição, revenda e operação do mercado são atividades reguladas de forma distintas, havendo um predomínio de empresas que atuam tanto na ponta de geração como na de revenda aos consumidores. Por outro lado, diferentemente do observado na Nova Zelândia, no mercado australiano os requisitos para as empresas de revenda são mais severos (Donnelly, 2020).

Três agências centralizam as responsabilidades pela regulação nacional do setor de eletricidade: a Comissão Australiana de Mercado de Energia (AEMC), o Regulador Australiano de Energia (AER) e o Operador Australiano do Mercado de Energia (AEMO). Contudo, cabe destacar que alguns estados mantêm regulações próprias (Donoghue, 2018).

Quanto à comercialização da energia gerada, observa-se que ela se dá em ambiente regulado pelo operador do sistema (AEMO), por meio de 3 mecanismos: o de oferta diária, no qual o gerador apresenta sua proposta de venda de energia até às 12:30 hs contemplando preço e quantidade para atendimento às previsões de pré-despacho; a revisão de oferta, na qual o gerador pode revisar até 5 minutos antes do despacho a quantidade de energia ofertada; e a oferta padrão, as quais se tornam válidas quando não é apresentada a oferta diária. A partir das ofertas apresentadas o operador do sistema determina quais geradores serão os responsáveis pelo atendimento à demanda (AEMO, 2010).

Verifica-se que na operação, a definição do preço efetivo ocorre em intervalos de 5 minutos, com contabilização semi-horária a partir da média simples dos seis preços da meia-hora, sendo atualmente avaliada a possibilidade de adoção de contabilização a cada 5 minutos (AEMC, 2019).

Na principal região consumidora da Austrália, distribuída principalmente em partes das costas leste e sul, a energia comercializada é transmitida através do Mercado de Eletricidade Nacional (NEM), entidade criada em 1998 para a operação e regulação da transmissão nesta área. Na prática, trata-se de um sistema com poucas conexões interestaduais e que concentra os centros de carga na região das principais capitais, em 4 fundidoras de alumínio e em outros grandes consumidores industriais. A geração injetada neste sistema é predominantemente de origem fóssil, com o complemento por meio de duas grandes centrais hidrelétricas (Donoghue, 2018).

Tendo em vista as metas para a redução das emissões de carbono, houve uma discussão inicial em nível nacional a respeito da transição da matriz energética australiana da base fóssil para uma base renovável. Tal debate acabou prejudicado por disputas políticas, fazendo com que posteriormente os objetivos de geração limpa passassem a ser introduzidos pelos governos estaduais, cada qual com uma meta própria. A ausência de uma estratégia nacional unificada de geração de energia é um fator que poderia influenciar mais significativamente o nível dos preços da eletricidade, assim como o incremento observado nos preços da energia de origem fóssil. Contudo, análise apresentada por Donoghue (2018) indicou que o principal fator individual de influência sobre o aumento dos custos de eletricidade para os consumidores foi o custo da rede elétrica.

As dificuldades do sistema de transmissão levam a um maior custo da geração ao trazerem uma instabilidade para o sistema, aumentarem as perdas e reduzir a expansão do parque de geração, reduzindo assim a introdução de tecnologias novas que possam propiciar uma redução dos custos de produção.

Essa descentralização observada na transmissão também é verificada na ponta da revenda, e, da mesma forma, influencia na definição do preço final ao consumidor. Na prática, constata-se que o mercado de revenda de eletricidade se diferencia conforme localização dos mercados consumidores. Enquanto que nas regiões menos atrativas o mercado ainda é dominado por estatais e com uma limitação dos preços, nas maiores regiões consumidoras se observa efetivamente uma competição pela

revenda da energia, com uma cada vez menor participação de antigas estatais, as quais atualmente já se encontram privatizadas (Donoghue, 2018).

Normalmente o revendedor oferece aos consumidores um preço fixo pela eletricidade. Porém, como a aquisição é realizada no mercado de atacado com preços variáveis, os revendedores acabam celebrando, como mitigação das perdas, contratos futuros de energia. Alternativamente, os revendedores podem deter ativos de geração ou estabelecer contratos sob demanda (AER, 2018).

A análise de como os custos da eletricidade são impactados pela organização do mercado de revendas é dificultada pelo fato de os preços divulgados não corresponderem exatamente à tarifa paga pelos consumidores, uma vez que as companhias revendedoras adotam a prática de estabelecer uma tarifa inicial mais elevada para propiciar descontos associados. Tais características também trazem complicações para a avaliação da variação do preço da eletricidade em decorrência de fatores como aumento do pico de consumo, aumento dos requisitos de confiabilidade e a implementação de novas tecnologias mais caras. Ainda assim, foi possível constatar um efetivo incremento no custo da eletricidade, o que associado às dificuldades para a modernização do setor, acarretou na perda de confiabilidade no operador e, consequentemente, em discussões para a introdução de mais regulação no mercado de eletricidade (Donoghue, 2018). Outra evidência dos impactos que essa estrutura de mercado traz para consumidores é observada nos estados de Victoria, Nova Gales do Sul e Austrália do Sul, onde a diferença do custo unitário da eletricidade entre as ofertas mais caras e mais baratas supera o 100% (AER, 2018).

A análise da experiência na Austrália indica que há experiências positivas, em geral as que são mais similares às do mercado da Nova Zelândia. Por outro lado, fica evidente que a ausência de uma estratégia unificada para a organização do setor prejudica um melhor desenvolvimento do mercado.

4 A FORMAÇÃO DE PREÇOS NO BRASIL

Os conceitos de microeconomia estabelecem que a competição é uma importante promotora da eficiência econômica, considerando que quanto maior a participação e nível de escolha do consumidor, mais avançado se torna o desenho de mercado. Especificamente para o Brasil, observa-se que a formação de preços é conservadora em relação à liberalização do mercado, onde o Operador Nacional do Sistema define o despacho de forma centralizada com o objetivo de minimizar o custo

de operação do sistema, sendo então o preço da energia definido com base no custo marginal da operação, o qual reflete o acréscimo no custo de operação do sistema devido ao aumento marginal da demanda (MME, 2019). A tarifa de energia elétrica cobrada do consumidor final é determinada pela ANEEL com o objetivo de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão sem onerar excessivamente o consumidor, considerando a modicidade tarifária e a racionalidade econômica dos preços. A metodologia de cálculo decompõe a tarifa em três categorias distintas: custos não gerenciáveis, custos gerenciáveis e componentes financeiros (Castro et al., 2017).

Ainda que haja um mercado livre para grandes consumidores, uma parcela de cerca de 66,5% do consumo de energia em 2018 foi destinada aos consumidores cativos (EPE, 2019), os quais possuem consumo de energia regido em ambiente regulado. Neste ambiente as distribuidoras de energia elétrica atendem os consumidores por meio de contratações de energia em um ambiente pool, por meio de leilões de energia elétrica onde os contratos são destinados aos geradores que oferecem a menor tarifa (MME, 2019).

De forma complementar, destaca-se que apenas em dezembro de 2019 a CCEE contabilizou 26.286 contratos de venda de energia em ambiente livre (incluindo autoprodutores) e 38.418 em ambiente regulado (CCEE, 2019).

Outra característica da formação de preços do setor elétrico brasileiro é que o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), referência para o mercado spot nacional, é semanal, estando em andamento adaptações para a efetiva adoção do cálculo horário do PLD. Entende-se que quanto maior a granularidade temporal dos preços, maior é a sua aderência à realidade operativa do sistema por possibilitar que as flutuações de natureza estocástica do sistema sejam melhores representadas, como no caso da intermitência das fontes renováveis (incluindo a fonte eólica) e a dinâmica de comportamento de carga (MME, 2019).

Uma alternativa ao sistema atual seria a de formação de preços a partir da oferta de custos. Estudos indicam que essa solução, por exemplo através do mercado de atacado, pode propiciar uma maior eficiência econômica e uma melhor aderência entre oferta e demanda, sendo no entanto necessários regulamentos e mecanismos rígidos para o monitoramento e controle do poder de mercado, a compatibilização dos mecanismos com o despacho físico das usinas hidrelétricas, a garantia de confiabilidade do suprimento e instrumentos de indução da demanda em função do

comportamento do preço. Por outro lado, ressalta-se que o modelo atualmente vigente no Brasil, baseado no custo marginal, tem evoluído ao longo dos anos, minimizando assim suas desvantagens competitivas (MME, 2019).

Destaca-se ainda que, sob certas condições, os modelos por custos e por oferta de preços se equivalem no que se refere à otimização da operação do sistema, permanecendo, no entanto, a diferenciação quanto à atribuição de responsabilidades. Na solução por custos, a responsabilidade pelo funcionamento dos mecanismos econômicos de mercado é do Operador Nacional do Sistema, o qual assume a gestão pelo risco hidrológico e mitiga o poder de mercado. Já na solução por oferta, a responsabilidade passa aos geradores, estimulando um processo mais transparente de definição dos preços e propiciando uma melhor resposta dos preços aos riscos hidrológicos (Barroso, 2020).

Apesar da expressiva alteração da composição da matriz de geração de energia no Brasil ao longo da última década, na prática se observa que os mecanismos de regulação do mercado e de formação de preços não acompanharam tal evolução. Conforme Barroso (2020), o tema de ofertas de preços é discutido no Brasil há 18 anos. Para que a transição de modelos seja efetivamente implementada, o autor propõe etapas para a formatação da proposta conceitual, discussão, testes e simulações, adaptação institucional, operação “sombra” e início de fato.

6 ANÁLISE CRÍTICA

A Nova Zelândia apresenta um mercado estimado de cerca de 2 milhões de consumidores de eletricidade, com um número de aproximadamente 36 empresas revendedoras de eletricidade, sendo 5 destas detendo 89% do mercado. O consumidor possui a possibilidade de troca de revendedor de eletricidade, sendo observado um índice anual de trocas de cerca de 20%, com um prazo médio de transição de 4 dias. Já para a Austrália, o mercado de 8,6 milhões de consumidores é atendido por cerca de 33 revendedores, com 3 destes detendo mais de 75% de participação. A taxa de trocas anuais varia de 17 a 27%, com um prazo médio de transição de 15 dias (Donoghue, 2018).

No Brasil o consumidor médio não possui opção de troca, estando obrigado a aderir aos serviços da empresa responsável pela distribuição da eletricidade, embora atualmente haja a possibilidade de uma compensação tarifária através de geração distribuída. Conforme Castro et al. (2017), a tarifa ao consumidor é definida pela

ANEEL considerando, dentre outros aspectos, o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

Conforme se observa, outra diferença relevante entre os mercados avaliados da Oceania e o mercado brasileiro diz respeito ao modelo de contratação implementado. Enquanto que no Brasil se observa o modelo por otimização de custo marginal, com preço de liquidação de diferenças ainda em escala semanal (em transição para escala horária), na Nova Zelândia o modelo de contratação é por ordenação das ofertas de preços, considerando-se intervalos semi-horários. O sistema australiano é semelhante ao neozelandês, porém já estando em avaliação a implementação de intervalos a cada 5 minutos.

O grau de liberalização do modelo brasileiro é menor do que o verificado em economias mais avançadas. No país o planejamento e os leilões para a o mercado regulado possuem influência determinante para a expansão da geração, enquanto que nos mercados liberalizados a expansão tende a ocorrer com pouca participação do Estado (Castro et al., 2017).

Fisicamente, a variabilidade e a imprevisibilidade das fontes renováveis trazem desafios aos sistemas elétricos, sendo necessário preservar o mercado ao mesmo tempo em que se deve assegurar que as novas tecnologias sejam integradas da forma mais eficiente possível. A não adequação do mercado pode levar a (i) um desalinhamento entre as instruções de despacho e os indicadores de preço, (ii) decisões equivocadas de investimentos relativos ao tipo e local de geração de energia, (iii) inflexibilidade de recursos para lidar com a intermitência, (iv) fragilidade nos incentivos à entrada de tecnologias como armazenamento e (v) piora nas externalidades. Desta forma, torna-se importante que o mercado seja reconciliado de acordo com a física da atual matriz de geração, sendo medidas apropriadas, para tanto, menores intervalos de preços, definição dos despachos por custo e a contratação de serviços ancilares. Ainda, para mitigação dos riscos de variação exagerada e inesperada dos custos, bem como para se propiciar uma otimização das reservas, há a possibilidade de implementação de um mercado virtual com defasagem de 1 dia entre oferta e despacho (Muñoz et al., 2020).

Neste sentido, entende-se que o modelo da Nova Zelândia, de oferta de preços em escala semi-horária, além de propiciar uma maior adequação do sistema às leis de mercado, tem também a vantagem de se ajustar mais à característica intermitente das fontes renováveis, eólicas inclusive, ao fazer com que a definição dos preços se

aproxime mais do comportamento real dos recursos do que quando consideradas escalas horárias ou até mesmo semanais. A proposta australiana de definição de preços a cada 5 minutos, atualmente em estudo, é ainda mais positiva para a convergência entre as variações do comportamento físico do recurso e das ofertas de comercialização.

Para o caso dos mercados brasileiro e australiano, observa-se uma limitação da expansão dos projetos renováveis em função da capacidade do sistema de transmissão, ainda que no cenário atual a limitação no Brasil vem sendo diminuída como resultado dos últimos leilões promovidos pelo governo para a concessão de novos sistemas de transmissão. De qualquer forma, tal situação faz com que diferentes projetos acabem concorrendo por um mesmo ponto de conexão. Por outro lado, existe o fenômeno em diferentes regiões da complementariedade entre recursos. No Brasil, observa-se em algumas áreas uma complementariedade entre as fontes eólica e hidráulica (Ramos, Chade e Sauer, 2017). E, principalmente, constata-se também uma complementariedade relevante entre as fontes eólica e solar em algumas áreas do nordeste (Studzinski, Alves e Rosas, 2017). Nos instantes de um dia em que os recursos naturais se fazem mais abundantes, é de se esperar que o preço instantâneo de geração acabe se reduzindo, uma vez que tal cenário possibilita a entrega de uma maior quantidade de energia para uma mesma unidade geradora. Desta forma, para os locais com efetiva complementariedade de recursos, em cada período do dia se observará uma fonte diferente como a mais competitiva. Entende-se assim que a adoção do modelo de contratação por preços em escala semi-horária pode viabilizar a existência de uma maior variedade de projetos, uma vez que para parte das conexões as condições mais competitivas entre as diferentes fontes seriam observadas em períodos distintos, podendo então cada qual ser contratada para a geração em uma determinada parte do dia.

Deve-se destacar que no trabalho de Camargo et al. (2019) foram propostos aprimoramentos regulatórios e comerciais com vistas à implementação de projetos híbridos no Brasil. Os autores evidenciaram a complementaridade dos recursos para diversas localidades da região nordeste. Contudo, as proposições, embora válidas, não abordaram a mudança do modelo de contratação por custo marginal para o modelo por oferta de preços. Desta forma, o caminho para a viabilização dos novos investimentos, pela proposta apresentada, passaria por criação de usinas híbridas, as quais demandariam de mecanismos regulatórios diferenciados para serem

viabilizadas, uma vez que naturalmente, pelas regras atuais do setor, dificilmente os projetos conseguiriam se viabilizar ao mesmo tempo em um mesmo sistema de transmissão.

7 CONCLUSÕES

Como possibilidades para troca de experiências internacionais, constata-se que o Brasil se assemelha à Nova Zelândia no que diz respeito à proporção de inserção das fontes renováveis na matriz de geração. Historicamente há uma semelhança entre os mercados do Brasil e da Austrália no que se refere a dificuldades quanto à capacidade do sistema de transmissão, embora tais questões mais recentemente vêm sendo superadas no Brasil. Por outro lado, foram identificadas diferenças quanto à forma de definição dos preços da eletricidade.

Para todos os casos estudados se observou que o sistema de transmissão e o de distribuição acabam representando um monopólio natural, fazendo com que as principais diferenciações de solução para a definição dos preços da eletricidade sejam observadas nas pontas de geração e consumo.

A Austrália e a Nova Zelândia implementaram um mercado de atacado com vistas ao estímulo à competição da geração, buscando assim evitar a necessidade de regulação do preço. Tal solução viabiliza também a existência de mais opções de revenda ao consumidor, uma vez que no mercado com preços regulados as alternativas existentes acabam tendo uma estrutura verticalizada, resultando em menos oportunidades para a existência de soluções diferenciadas para a comercialização da energia.

Uma mudança na forma de contratação da energia pode simplificar os incentivos regulatórios para a diversificação da matriz de geração. Isso porque é natural que a fonte eólica tenha uma expansão ainda maior se forem aplicadas soluções que diminuam os atuais gargalos do setor. E, conforme explanado neste artigo, considera-se que os modelos de contratação por preços em escala ao menos semi-horária podem naturalmente propiciar um maior compartilhamento do sistema de transmissão a partir da complementariedade das fontes eólicas e solar, uma vez que propiciam que cada fonte seja contratada apenas nos instantes em que elas se fazem mais competitivas.

Ainda que a complexidade de operação dos reservatórios e o grau avançado do sistema de preços por otimização de custos marginais sejam aspectos que possam favorecer a manutenção do regime atual de definição de preços no Brasil, é de conhecimento geral que é cada vez maior a inserção das fontes renováveis na matriz de geração do país. Assim, não é condizente manter a definição de preços no país baseada no histórico modelo hidrotérmico da geração, sendo importante buscar avanços que incorporem as possibilidades de otimização e de mitigação de riscos associadas às características das fontes renováveis bem como às novas tecnologias.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AEMC (Australian Energy Market Comission). “Annual Report 2018-2019”. Sydney, set. 2019. Disponível em <www.aemc.gov.au/news-centre/annual-reports>. Acesso em: 25 fev. 2020.

AEMO (Australian Energy Market Operator). “An Introduction to Australia’s National Electricity Market”. Melbourne, jul. 2010. Disponível em <www.abc.net.au/mediawatch/transcripts/1234_aemo2.pdf>. Acesso em: 25 fev. 2020.

AEMO (Australian Energy Market Operator). “Generation information”. Disponível em <www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/forecasting-and-planning-data/generation-information>. Acesso em: 26 fev. 2020.

AER (Australian Energy Regulator). “State of the Energy Market 2018”. Melbourne, dez. 2018. Disponível em <www.aer.gov.au/publications/state-of-the-energy-market-reports/state-of-the-energy-market-2018>. Acesso em: 25 fev. 2020.

Australian Government. “Australian Energy Statistics, Table O Electricity generation by fuel type 2017-18 and 2018”. Disponível em <www.energy.gov.au/publications/australian-energy-statistics-table-o-electricity-generation-fuel-type-2017-18-and-2018>. Acesso em: 26 fev. 2020.

Barroso, Luiz Augusto. “Mecanismo de Formação de Preços. Alternativas para despacho por ofertas e desafios” in **Workshop Market Design – Desenhos de Mercado de Eletricidade**. Rio de Janeiro, jan. 2020. Disponível em <www.lamps.ind.puc-rio.br/noticia/market-design-workshop-2020/>. Acesso em: 25 fev. 2020.

Camargo, Luiz Armando S. et al. “Aprimoramentos Regulatórios e Comerciais como suporte para a Viabilização de Projetos Híbridos Eólico-Solar Fotovoltaico” in **Brazil Wind Power 2019**. São Paulo, 2019.

Castro, Nivalde José de et al. “As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: o porquê das diferenças.” Rio de Janeiro, 2017. Disponível em www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/castro166.pdf. Acesso em: 26 fev. 2020.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). “infoMercado - Dados Gerais - 2019”. Disponível em <www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado>. Acesso em: 26 fev. 2020.

Concept (Concept Consulting Group Limited). “Castle Hill Wind Farm Electricity-Related Effects Report”. Wellington, jul. 2011. Disponível em <www.gw.govt.nz/assets/Resource-Consents/Volume-3aSection-1-Electricity-Related-Effects-Assessment.pdf>. Acesso em: 25 fev. 2020.

Cory-Wright, Ryan; Zakeri, Golbon. “On stochastic auctions in risk-averse electricity markets with uncertain supply”. S/l, 2019. Disponível em <ryancorywright.github.io/publication/riskaverseuncertainsupply>. Acesso em: 25 fev. 2020.

Donnelly, Drew. “Expanding into the New Zealand electricity retail market? The broad contours of the New Zealand system.” Disponível em <www.compliancequarter.com.au/expanding-into-the-new-zealand-electricity-retail-market-the-broad-contours-of-the-new-zealand-system>. Acesso em: 25 fev. 2020.

Donoghue, Kieran. “International Review of electricity retail markets.” S/l, out. 2018. Disponível em <www.energycouncil.com.au/media/14481/international-review-of-electricity-retail-markets_newgrange-consulting_final.pdf>. Acesso em: 25 fev. 2020.

Electricity Authority. “Briefing to the Incoming Minister”. Wellington, 2017. Disponível em <www.ea.govt.nz/about-us/who-we-are/responsible-minister>. Acesso em: 25 fev. 2020.

Electricity Authority. “Electricity in New Zealand”. S/l, 2018. Disponível em <www.ea.govt.nz/about-us/media-and-publications/electricity-new-zealand>. Acesso em: 25 fev. 2020.

England, Marc. “Decarbonising electricity. The role of the electricity market in addressing climate change. Genesis Energy’s insights.” in **Electricity Forum for the Interim Climate Change Committee**. Wellington, 2018. Disponível em <www.iccc.mfe.govt.nz/our-news/updates-from-the-chair/iccc-electricity-forum>. Acesso em: 25 fev. 2020.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). “Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019 ano base 2018”. Rio de Janeiro, dez. 2019. Disponível em <www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 26 fev. 2020.

Gersema, Gerke; Wozabal, David. “An Equilibrium Pricing Model for Wind Power Futures” in **Energy Economics**, v. 65, 2017, pp 64-74.

MBIE (Ministry of Business, Innovation & Employment). “Energy in New Zealand 2018”. Wellington, out. 2018. Disponível em <www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-statistics-and-modelling/energy-publications-and-technical-papers/energy-in-new-zealand>. Acesso em: 25 fev. 2020.

MBIE (Ministry of Business, Innovation & Employment). “Accelerating renewable energy and energy efficiency”. **Discussion Document**. Wellington, dez. 2019. Disponível em <www.mbie.govt.nz/have-your-say/accelerating-renewable-energy-and-energy-efficiency/>. Acesso em: 26 fev. 2020.

MBIE (Ministry of Business, Innovation & Employment). “Electricity statistics”. Disponível em <www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-statistics-and-modelling/energy-statistics/electricity-statistics/>. Acesso em: 26 fev. 2020.

MME (Ministério de Minas e Energia). “Relatório do Grupo Temático: Mecanismos de Formação de Preço”. S/l, jul. 2019. Disponível em <www.mme.gov.br/documents/36070/525274/Formação+de+Preços.pdf>. Acesso em: 25 fev. 2020.

Muñoz, Francisco D. et al. “Electricity market design for low-carbon and flexible systems” in **Workshop Market Design – Desenhos de Mercado de Eletricidade**. Rio de Janeiro, jan. 2020. Disponível em <www.lamps.ind.puc-rio.br/noticia/market-design-workshop-2020/>. Acesso em: 25 fev. 2020.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). “O Sistema em Números”. Disponível em <www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 26 fev. 2020.

Philpott, Andy et al. “The New Zealand Electricity Market: challenges of a renewable energy system”. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 17, 2019, pp 43-52.

Ramos, Dorel S.; Chade, Juliana F.; Sauer, Ildo L. “A Complementariedade da Geração Eólica com a Hidráulica no Modelo de Precificação Brasileiro” in **Brazil Wind Power 2017**. Rio de Janeiro, 2017.

Schwartfeger, Luke; Wood, Alan; Bickers, Gari. “Energy and Capacity Requirements for a 90% renewable system in New Zealand” in **EAA Conference & Exhibition**, Auckland, jun. 2018. Disponível em <www.canterbury.ac.nz/epecentre/publications/green-grid/renewable>. Acesso em: 25 fev. 2020.

Studzinski, Caarem; Alves, Rita de Cassia M.; Rosas, Pedro A. C. “Complementarity of Wind and Solar Energy in Northeastern Brazil” in **Brazil Wind Power 2017**. Rio de Janeiro, 2017.

ANÁLISE DE MARGEM DE ESCOAMENTO SOB O PONTO DE VISTA DE PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO PARA OS AGENTES DE GERAÇÃO

CARMEM LÚCIA TAVARES(1); JOSÉ SANDRO VALENÇA DO NASCIMENTO FILHO(2); RODRIGO BEZERRA VALENÇA(3); RAISSA SOUTO ALMEIDA(4); JULIANA BARBALHO RAMOS(5); DEIBSON JOSÉ GOMES DE SENA(6);
ANDESA(1);ANDESA(2);ANDESA(3);ANDESA(4);ANDESA(5);ANDESA(6);

RESUMO

A realização de estudos de margem de escoamento possibilita, de forma estratégica, ao agente avaliar os possíveis problemas que possam acarretar em custo para seu investimento, caso seja necessário antecipar a entrada em operação da planta de geração. Na realização desses estudos é possível avaliar o impacto de uma obra ou conjunto de obras de transmissão no horizonte desejado.

Este trabalho tem por objetivo avaliar o fenômeno observado no Rio Grande do Norte, onde toda a geração eólica vencedora do Leilão A-6/2018, no Estado do Rio Grande do Norte, solicitou antecipação da sua data de entrada em operação. A metodologia utilizada neste trabalho para avaliar tais impactos irá priorizar o cálculo da margem de geração para o barramento individual, limitado por contingências locais. As análises terão como variantes horizontes e obras de transmissão. O horizonte de referência será o correspondente ao horizonte de entrada em operação dos empreendimentos de geração vencedores do leilão A-6/2018 que é Janeiro de 2024.

As análises permitirão identificar se a margem de escoamento do Rio Grande do Norte está associada ao horizonte de entrada em operação da geração ou a determinada configuração de transmissão. Poderá ainda ser quantificada a redução da margem de escoamento considerando o atraso de obras, nos horizontes correspondentes.

A viabilidade de antecipação de empreendimentos de geração na região de interesse pode se tornar viável ou não a depender da presença de determinada obra de transmissão ou ainda do horizonte de interesse. Os resultados obtidos permitem ao acessante adquirir sensibilidade sobre as limitações da região de interesse possibilitando ao mesmo avaliar o grau de risco de concorrer nos leilões de geração.

A informação apresentada através das análises possibilitará ao agente determinar o horizonte ou configuração mínima do sistema de transmissão da região que viabilize a entrada em operação do seu empreendimento fazendo com que o projeto se torne viável do ponto de vista econômico.

PALAVRAS-CHAVE

Leilão, Horizonte, Agente, Margem, Barramentos candidatos.

1.0 - INTRODUÇÃO

As restrições encontradas no sistema de transmissão no horizonte dos Leilões de Energia Nova (LEN) tipo A-4 para escoamento da energia elétrica, que tem entre as principais fontes de geração concorrentes geradores eólicos e fotovoltaicos, tem levado muitos agentes a buscarem soluções de modo a viabilizar os seus projetos de geração. Os Leilões de Energia Nova tipo A-6 tornaram-se uma alternativa.
As premissas e diretrizes adotadas para os leilões tipo A-6 possibilitam uma maior flexibilidade aos agentes de geração no quesito de alternativas de conexão. Entretanto, para que o projeto se torne viável economicamente muitas vezes faz-se necessário avaliar a possibilidade de antecipação da entrada em operação da geração vencedora do leilão A-6. Esse fenômeno foi observado no Estado do Rio Grande do Norte.

No último leilão A-4, que ocorreu em Abril de 2018, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), juntamente com a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), através da Nota Técnica ONS NT 0016/2018 (1) definiram uma margem de escoamento para a área do Rio Grande do Norte em torno de 460MW. Embora no ato do cadastramento tenha sido registrado o montante de 6,2GW de projetos eólicos e 3,3GW de projetos fotovoltaicos nessa região, não houve contratação de energia nova através desse leilão para o estado do Rio Grande do Norte. Um dos fatores levantados foi o preço da venda da energia atingido neste leilão, que teve um valor médio de R$ 67,60/MWh para fonte eólica e R$ 118,07/MWh para fonte solar fotovoltaica (2).

(*) Av. Domingos Ferreira, n° 2215 – sala 605 – CEP 51020-031 Recife, PE – Brasil
Tel: (+55 81) 3467-5734 – E-mail: carmem_lt@andesa.com.br

Information Classification: General

O leilão A-6, que ocorreu em Agosto de 2018, atingiu a marca de 7,2GW de projetos eólicos cadastrados para o Rio Grande do Norte, o que representa um aumento de 16% do montante cadastrado em relação ao Leilão A-4/2018. Diferente do que ocorreu no Leilão A-4/2018, foram contratados 742,3MW de empreendimentos de geração eólica no Rio Grande do Norte, tendo o preço médio da venda da energia atingido o valor de R$ 90,45/MWh para fonte eólica. Representando assim um aumento de 33,8% no preço médio da energia vendida no Leilão A-6/2018 em relação ao valor médio atingido no Leilão A-4/2018 (2).

O horizonte definido para início de suprimento dos empreendimentos vencedores do Leilão A-4/2018 foi Janeiro de 2022, enquanto que para o Leilão A-6/2018 foi Janeiro de 2024. O que pôde ser observado é que toda a geração vencedora no Estado do Rio Grande do Norte do leilão A-6/2018 solicitou antecipação da sua data de entrada em operação comercial.

O marco para viabilizar essa antecipação ocorre com a entrada dos reforços previstos para a Região em Fevereiro de 2022, quais são:

- Entrada em operação da LT C. Grande III – Pau Ferro 500kV;

- Entrada em operação da LT João Câmara III – Açu III 500kV C2;

- Entrada em operação da LT Açu III – Milagres II 500kV.

Estudos para determinação da capacidade de escoamento da região, no horizonte de Março de 2022, possibilitaram verificar o impacto destas obras na capacidade de escoamento da região tornando possível avaliar a viabilidade de antecipação em até dois anos da entrada em operação dos empreendimentos vencedores no leilão A-6/2018. A possibilidade de antecipação tornou-se uma parcela importante na definição da viabilidade econômica de um determinado empreendimento.

A geração antecipada poderá ser comercializada no Mercado Livre até a data legal de suprimento do contrato do empreendimento no mercado regulado. Dessa forma, determinar a configuração mínima que torna possível a entrada em operação dessa geração é determinar o quanto antes o agente poderá vender essa energia e tornar seu projeto mais rentável ou até mesmo viável.

As informações obtidas de Estudos de margem de escoamento possibilitam ao investidor conhecer os riscos e possíveis limitações do ponto de vista técnico para o seu empreendimento. Por exemplo, avaliar o impacto provocado pelo atraso de entrada em operação de determinada linha de transmissão. Problema bastante vivenciado nos últimos tempos no sistema elétrico brasileiro (SIN).

Este trabalho tem por objetivo avaliar a margem de escoamento de determinadas subestações do Rio Grande do Norte desde o horizonte de entrada em operação do leilão A-6/2018 até a possível antecipação de dois anos, correspondendo ao horizonte de Março de 2022. Adicionalmente será avaliado além da configuração planejada para cada horizonte, o atraso de obras essenciais na região de influência. As sensibilidades que serão realizadas são descritas a seguir:

- Cálculo da margem dos barramentos candidatos para o Horizonte Janeiro de 2024;

- Cálculo da margem dos barramentos candidatos para o Horizonte Março de 2022;

- Cálculo da margem dos barramentos candidatos para o Horizonte Março de 2022 considerando o atraso da entrada em operação da LT C. Grande II – Pau Ferro 500kV;

- Cálculo da margem dos barramentos candidatos para o Horizonte Março de 2022 considerando o atraso da entrada em operação das LT J. Câmara III – Açu III – Milagres II 500kV.

2.0 - PREMISSAS E DIRETRIZES ADOTADAS

A seguir serão apresentadas as considerações adotadas neste trabalho.

2.1 Arquivos bases utilizados

Serão considerados os casos de referência disponibilizados pelo ONS para a Máxima Exportação do Nordeste (NEEXPMAX_PLN.SAV) na condição de carga média.

a. Para o Horizonte Janeiro de 2024 será utilizado o caso de Dezembro de 2023 com a adição de toda geração que entra em operação na região até Janeiro de 2024;

b. Para o Horizonte Março de 2022 será utilizado o caso de Dezembro de 2022 com a adição de toda geração que

Information Classification: General

entra em operação na região até Janeiro de 2024.

2.2 Barramentos Candidatos

O cálculo individual da margem de geração será realizado para os barramentos de 500kV das SE:

c. J. Câmara III;

d. Ceará Mirim II;

e. Açu III.

2.3 Despacho da geração

a. Despacho de 26% nas hidrelétricas do Nordeste, considerando uma vazão de 900 m³/s nas usinas da cascata do Rio São Francisco;

b. Despacho de 80% (Nordeste Exportador carga média) nas eólicas localizadas no litoral do Nordeste;

c. Despacho de 75% (Nordeste Exportador carga média) nas eólicas localizadas no interior do Nordeste;

d. Despacho de 90% nas usinas fotovoltaicas (UFV) do Nordeste, na condição de carga média;

e. Usinas Térmicas (UTE) do Nordeste despachadas por ordem de mérito até 82%.

f. A máxima exportação do Nordete poderá atingir até 11GW para o horizonte Dezembro de 2022 e 13,3GW para o horizonte Dezembro de 2023 (3).

2.4 Geração considerada no Rio Grande do Norte

Foi considerada em todas a simulações toda a geração prevista para entrar em operação no Rio Grande do Norte até o horizonte de Janeiro de 2024, dessa forma foi necessário considerar a antecipação da SE Santa Luzia II 500kV, prevista para Dezembro de 2022 nas análises de Março de 2022.

A capacidade instalada total do Rio Grande do Norte considerada neste trabalho foi de cerca de 6GW.

2.5 Contingências analisadas

A Tabela 1 apresenta as contingências analisadas na região de interesse.

Tabela 1 – Contingências analisadas no cálculo da capacidade individual do Barramento candidato.

Contingências	
Perda da LT Ceará Mirim – Extremoz 230 kV C2	Perda da LT Extremoz – C. Grande III 230 kV C1
Perda do ATR1 Ceará Mirim 500/230 kV	Perda do ATR João Pessoa II 500/230 kV
Perda da LT Ceará Mirim – J. Câmara II 230 kV C2	Perda da LT Natal III – Extremoz 230 kV C1
Perda da LT J. Câmara III – J. Câmara II 230 kV C2	Perda da LT Natal II – Natal III 230kV
Perda do ATR1 J. Câmara III 500/230 kV	Perda da LT Natal II – Paraíso 230kV
Perda da LT Ceará Mirim – J. Câmara III 500 kV C2	Perda da LT C. Grande II BP – Paraíso 230 kV C1
Perda da LT J. Câmara III – Açu III 500 kV	Perda da LT Luiz Gonzaga – Milagres 500 kV C1
Perda do ATR1 C. Grande III 500/230 kV	Perda da LT C. Grande II BP – Goianinha 230 kV
Perda da LT Ceará Mirim – C. Grande III 500 kV C1	Perda da LT João Pessoa II – Goianinha 230 kV
Perda da LT C. Grande III – Garanhuns 500 kV	Perda da LT Pau Ferro – Goianinha 230 kV
Perda do ATR1 Açu III 500/230 kV	LT Açu III – Mossoró II 230kV C1
Perda da LT Pau Ferro – Garanhuns 500 kV	LT Açu III – Açu II 230kV C1
Perda da LT Luiz Gonzaga – Garanhuns 500 kV C2	LT Açu III – Lagoa Nova II 230kV C1
Perda da LT Santa Rita II – Pau Ferro 230 kV C1	LT C. Grande III – João Pessoa II 500kV C1.
Perda da LT Paraíso – Lagoa Nova 230 kV C2	LT C. Grande III – Santa Luzia II 500kV C1
Perda da LT Paraíso – Açu II 230 kV C2	LT Milagres II – Santa Luzia II 500kV C1
Perda da LT Russas II – Banabuiú 230 kV	LT Santa Rita II – João Pessoa II 230kV C1
LT C. Grande III - Pau Ferro 500kV C1.	LT Mussuré II – João Pessoa 230kV C2
LT Açu III – Milagres II 500kV C2	Perda da LT Russas II – Quixeré 230 kV

Information Classification: General

2.5 Configuração do Sistema Elétrico

Os dados do sistema foram aqueles constantes dos casos base disponibilizados pelo ONS para a Rede Básica. As Figuras 1 e 2 apresentam a configuração do trecho do sistema da região de interesse para o horizonte Março de 2022 e o horizonte Janeiro de 2024, respectivamente. Os valores em azul na Figura 2 correspondem a capacidade nominal em MVA do equipamento, enquanto que os valores em vermelho correspondem a capacidade de emergência.

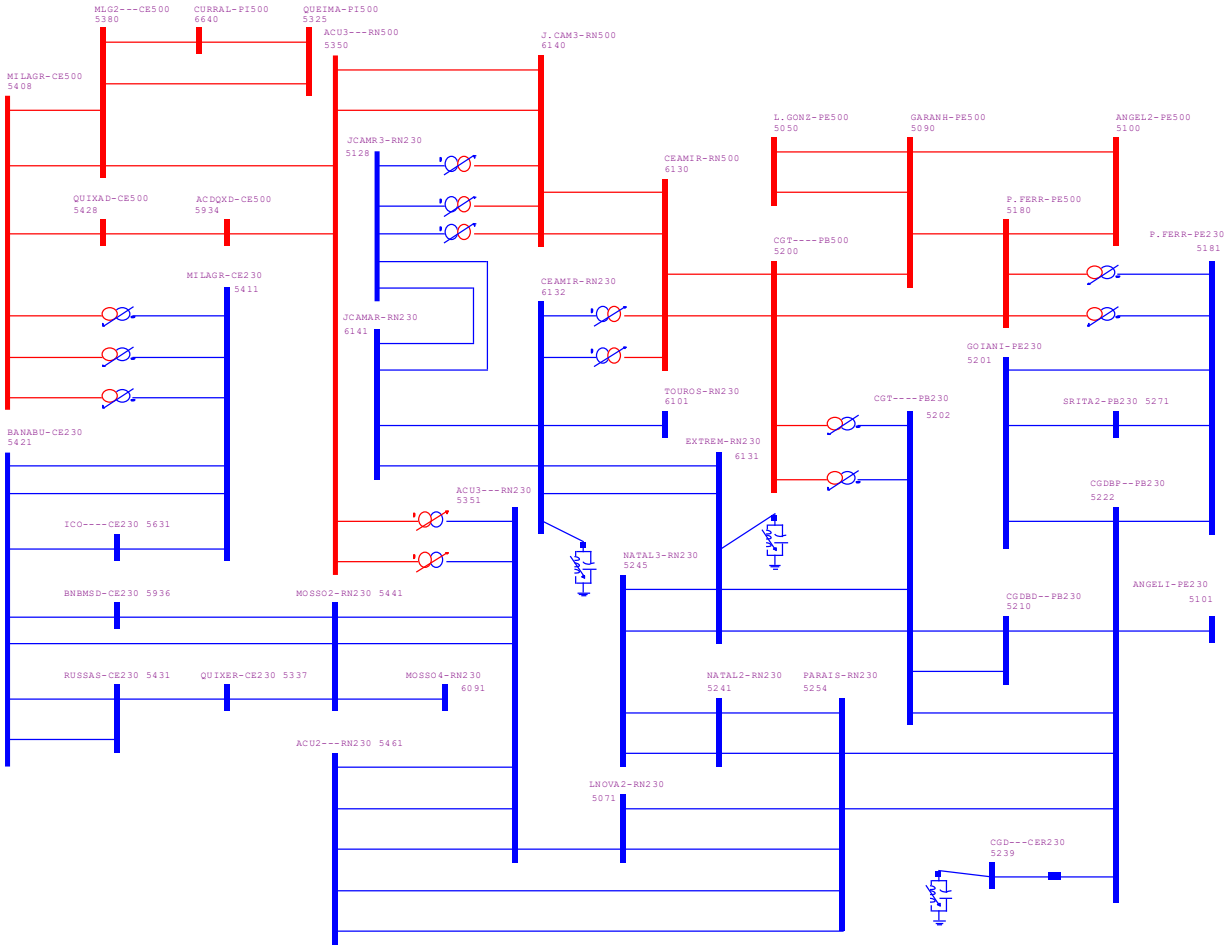


FIGURA 1 – Configuração do sistema elétrico de influência, no horizonte Março de 2022.

Information Classification: General

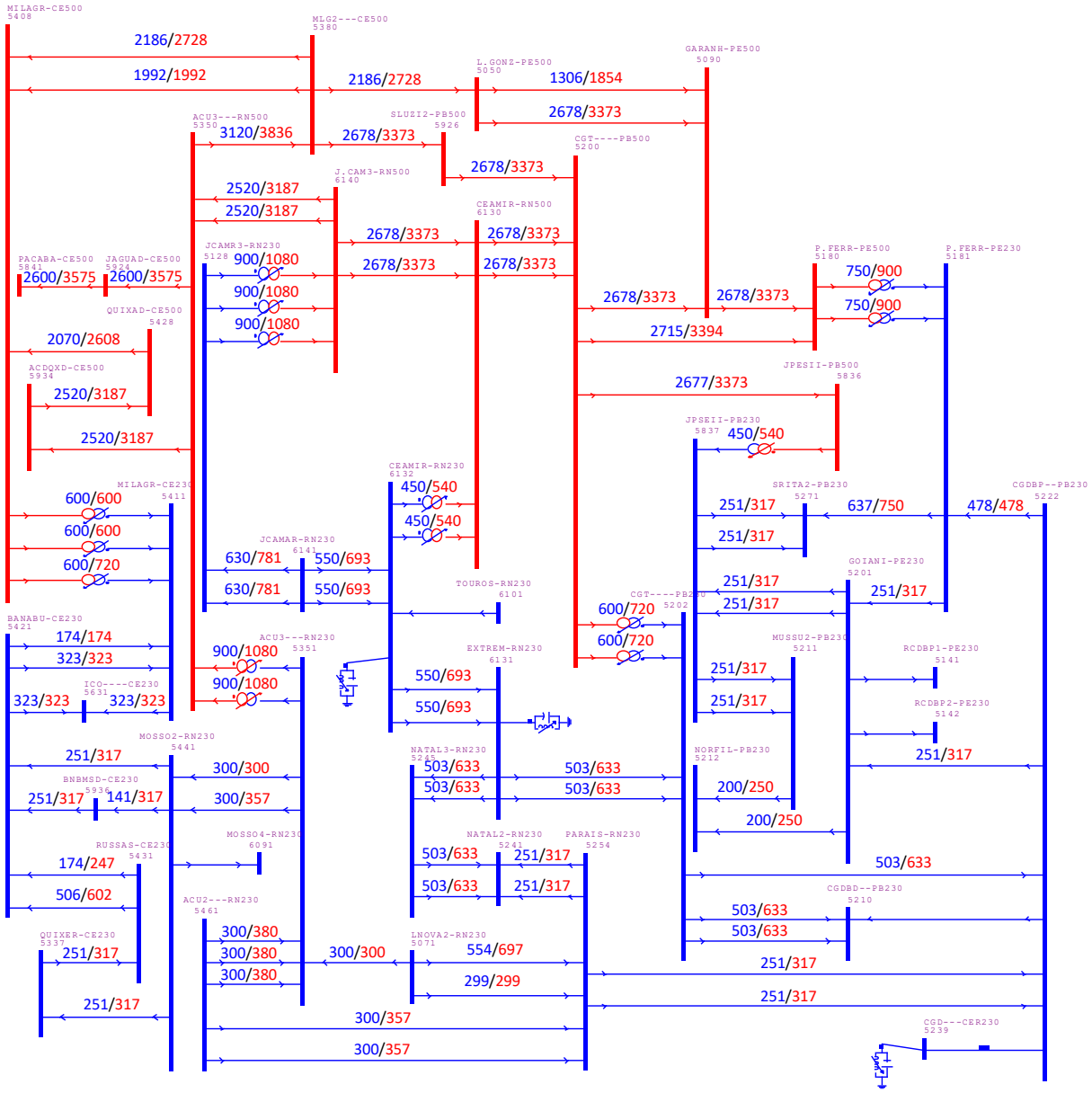


FIGURA 2 – Configuração do sistema elétrico de influência, no horizonte Janeiro de 2024.

3.0 - CÁLCULO DA CAPACIDADE DE ESCOAMENTO

As análises apresentadas a seguir consideraram apenas o cenário Nordeste Exportador, na condição de carga média. Este cenário foi escolhido para o cálculo das margens dos barramentos candidatos por apresentar restrições que permitirão avaliar as sensibilidades propostas neste trabalho.

3.1 Horizonte Janeiro de 2024

A margem de escoamento dos barramentos candidatos no horizonte de Janeiro de 2024 foi limitada pelo carregamento máximo da LT Ceará Mirim – Extremoz C1 230kV (693MVA) durante a perda da LT C. Ceará Mirim – Extremoz C2 230kV.

Tabela 2 – Margem de escoamento no Horizonte de Janeiro de 2024.

BARRAMENTO	MARGEM (MW)
Açu III 500kV	2900
João Câmara III 500kV	1200
Ceará Mirim 500kV	1300

Information Classification: General

3.2 Horizonte Março de 2022

A margem de escoamento dos barramentos candidatos no horizonte de Março de 2022 foi limitada pelo carregamento máximo da LT Ceará Mirim – Extremoz 230kV C1 (693MVA) durante a perda da LT C. Ceará Mirim – Extremoz 230kV C2 para o barramento de 500kV da SE Ceará Mirim e pelo carregamento máximo da LT Russas II – Banabuiú C1 230kV (247MVA) durante a perda da LT Russas II – Banabuiú C2 230kV para os barramentos de 500kV das SE Açu III e João Câmara III .

Tabela 3 – Margem de escoamento no Horizonte de Março de 2022.

BARRAMENTO	MARGEM (MW)
Açu III 500kV	900
João Câmara III 500kV	1100
Ceará Mirim 500kV	1100

3.3 Horizonte Março de 2022 sem a LT C.Grande III – Pau Ferro 500kV

A margem de escoamento dos barramentos candidatos no horizonte de Março de 2022, considerando o atraso para entrada em operação da LT C. Grande III – Pau Ferro 500kV (de propriedade da transmissora RIALMA II), foi limitada pelo carregamento máximo da LT C. Grande II – Goianinha 230kV (317MVA) durante a perda da LT C. Grande III – Garanhuns 500kV.

Tabela 4 – Margem de escoamento no Horizonte de Março de 2022 sem a LT C. Grande III – Pau Ferro 500kV.

BARRAMENTO	MARGEM (MW)
Açu III 500kV	700
João Câmara III 500kV	500
Ceará Mirim 500kV	500

3.4 Horizonte Março de 2022 sem as LT João Câmara III – Açu III C2 500kV e Açu III – Milagres II 500kV

A margem de escoamento dos barramentos candidatos no horizonte de Março de 2022, considerando o atraso para entrada em operação das LT João Câmara III – Açu III C2 500kV e Açu III – Milagres II 500kV (de propriedade da transmissora GSTE), foi limitada pela sobrecarga observada na LT Russas II – Banabuiú C1 230kV (247MVA) durante a perda da LT Russas II – Banabuiú C2 230kV.

Tabela 5 – Margem de escoamento no Horizonte de Março de 2022 sem as LT João Câmara III – Açu III C2 500kV e Açu III – Milagres II 500kV .

BARRAMENTO	MARGEM (MW)
Açu III 500kV	0
João Câmara III 500kV	0
Ceará Mirim 500kV	0

4.0 - CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos observa-se que mesmo considerando toda a geração prevista para o horizonte de Janeiro de 2024, cerca de 6GW no Estado do Rio Grande do Norte, a capacidade remanescente de escoamento dos barramentos candidatos é bastante significativa.

Para o horizonte de Março de 2022 observa-se uma redução significativa na margem de escoamento do barramento da SE Açu III 500kV, cerca de 320%. Enquanto que para as SE João Câmara III 500kV e Ceará Mirim 500kV a redução é de cerca de 9% para a SE Jão Câmara III 500kV e 18% para a SE Ceará Mirim 500kV. Observa-se que a entrada das LT Açu III – Jaguaruana II 500kV e Jaguaruana II – Pacatuba 500kV, em Setembro de 2023, influencia diretamente na capacidade de escoamento da SE Açu III 500kV.

Para o horizonte de Março de 2022, **Configuração 1**, que corresponde ao atraso da entrada em operação da LT C. Grande III – Pau Ferro 500kV (prevista para Fevereiro de 2022), observa-se uma redução de cerca de 28% na margem de escoamento do barramento da SE Açu III 500kV. Enquanto que para as SE João Câmara III 500kV e Ceará Mirim 500kV a redução é de cerca de 220%. Podendo-se concluir que a LT C. Grande III – Pau Ferro 500kV interfere significativamente na capacidade de escoamento das SE 500kV João Câmara III e Ceará Mirim.

Para o horizonte de Março de 2022, **Configuração 2**, que corresponde ao atraso da entrada em operação das LT J. Câmara III – Açu III C2 500kV e Açu III – Milagres II 500kV (previstas para Fevereiro de 2022), observa-se que não é possível a adição de geração nos barramentos candidatos devido a sobrecarga observada na LT Russas II

Information Classification: General

– Banabuiú C1 230kV, durante a perda da LT Russas II – Banabuiú C2 230kV .

Tabela 6 – Resumo da Margem de escoamento calculada.

BARRAMENTO	MARGEM (MW)			
	JANEIRO_2024	MARÇO_2022	MARÇO_2022_1	MARÇO_2022_2
Açu III 500kV	2900	900	700	0
João Câmara III 500kV	1200	1100	500	0
Ceará Mirim 500kV	1300	1100	500	0

Ressalta-se que de acordo com as premissas adotadas todas as térmicas do Rio Grande do Norte, bem como as térmicas na região de Campina Grande e Mussuré estão ligadas. Sensibilidades adicionais considerando estas térmicas fora de operação poderão impactar significativamente os resultados obtidos.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) ONS NT 0016/2018, “LEN A-4/2018: QUANTITATIVOS DA CAPACIDADE REMANESCENTE DO SIM PARA ESCOAMENTO DA GERAÇÃO PELA REDE BÁSICA, DIT E ICG”. Publicação ONS, em Fevereiro de 2018.

(2) EPE, “Informe Leilões de Geração de Energia Elétrica”. Publicação EPE, em Dezembro de 2018.

(3) ONS DPL-REL – 0222/2018, “PLANEJAMENTO ELÉTRICO DE MÉDIO PRAZO DO SIN – PEL 2018 – PAR 2019-2023 / VOLUME II – EVOLUÇÃO DOS LIMITES DE TRANSMISSÃO NAS INTERLIGAÇÕES INTER-REGIONAIS ”. Publicação ONS, em Agosto de 2018.

Information Classification: General

Brazil Windpower Papers

19 e 20 de Outubro de 2020

CATEGORIA 4

O&M

ISBN: 978-65-993279-0-2

An Innovation Method for Wind Turbine Operational Maintenance in Blade Pitch Slewing Ring Bearing Replacement Using Crane-Less Method to Obtained Simple and Effective Solution

Mr. S. Anthonyraj PremKumar[1]

1 CEO cum Founder, Windcare India Pvt Ltd, 3/241 A, Four Road, Gudimangalam, Pollachi Road, Udumalpet, Tirupur, Tamilnadu, India-642201

antony@windcareindia.com

1.1 ABSTRACT

An innovation method for removing and lifting of a blade pitch slewing ring bearing of a turbine after a blade from a rotor hub of the wind turbine is removed, is disclosed. The arrangement and method enable the lowering and lifting of the wind turbine blade pitch slewing ring bearing without the necessity of huge and heavy cranes in order that the replacement is often administered affordably. The arrangement includes a primary pulley mounted at bottom of the turbine, a second pulley mounted inside a rotor hub, a lifting line running over the primary pulley, the second pulley and further over a Third pulley mounted inside a carrier. The carrier supports the blade pitch slewing ring bearing during rising and lowering which is achieved through a coordinated operation of a ground winch, the lifting line and tag lines. Further, rigging equipment is connected to the lowered blade pitch slewing ring bearing to enable easy transportation.

Keywords; *fatigue, large rolling bearing, strain-life, elasto-plastic, lifting line*

2.1 BACKGROUND ANALYSIS

2.1.1 INTRODUCTION

Wind turbines required regular maintenance throughout their operational life. Maintenance of wind turbines includes removal and replacement of rotor blades, blade pitch slewing ring bearing and all other equipment installed in a nacelle of a wind turbine.

Ceremoniously, removal and replacement of the blade pitch slewing ring bearing are accomplished with the help of large cranes. The heavy-duty cranes are required to lift the load of the blade pitch slewing ring bearing up to the height of the tower of a wind turbine, thereby necessitating the use of heavy and large cranes of 15 meters above the turbine height. The use of large cranes leads to a significant increase in the operation cost of the maintenance required for wind turbine servicing and installation. Further, the use of large cranes poses difficulties in the mobilization of the cranes to far flung areas, hilly terrains, rock outcrops, and loose soil, and agricultural land, thereby leading complexity and inconvenience in maintenance operation of wind turbines. Hence there is an alternative need for an arrangement that alleviates the drawbacks associated with conventional methods and simple arrangements used for removal and replacement of a blade pitch slewing ring bearing of a wind turbine.

One of the major components in wind turbines is slewing ring bearing which is generally used for pitching the blade in variable assemblies and optimum power output from the generator even at varying wind speeds, the pitch angles of the rotor blades must be adjustable which absorbs all radial and axial forces. There are certain assumptions to be considered in the design and this is made from high-quality material and is free from manufacturing defects.

1. It is selected as per the load calculations.
2. The installation of the bearing is a proper degree.
3. The grease used is of good quality and it reaches every corner of the bearing.
4. Bearing is sealed using a high-quality seal.
5. The operating temperature of the bearing is within range.
6. Proper care for maintenance is ensured.

Even though in practical performance conditions the bearing can sustain the calculated hours of life operation are subject to wear which is natural. As compared to the blade pitch slew ring bearings work in relatively harsh environments where they are subjected to heavy to very heavy loads in the restricted working span. Uneven load distribution, deformation in the races, improper lubrication for the rolling elements, all these parameters affect the working life of the bearings. Since the rotational speed is very low (mostly below one RPM) in the blade, this phenomenon engaged gradual pitting and chipping. The pitting is caused jamming of rolling elements inside the bearing. This may also cause the ring to crack in extreme conditions if it is not taken care of. These kinds of performance failure, catastrophic failure, false brinelling, etc. will lead to occur as break down in WTG. As well as the minor crack is lead into large cracks and bearing failure instantaneously due to the absence of inspection and lack of maintenance. Hence necessary refurbishment needs to replace the bearing in wind turbines.

2.1.2 FAILURE ANALYZATION OF BLADE PITCH SLEWING RING BEARING

According to Mr.R.Potočnik , Mr.J.Flašker and Mr.S.Glodež [1]. from university of Maribor described the Large slewing bearings are designed to sustain axial, radial and tilting moments. Due to their design and manufacturing process, a nonstandard approach has got to be wont to calculate the fatigue life. First, a maximum contact force is obtained from the load distribution during a bearing by means of analytical expressions of the Hertzian contact theory. Then, a strain-life approach is employed to calculate the fatigue life on the idea of the subsurface stresses as obtained from the finite element analysis. Experimentally determined depth-dependent elasto-plastic material properties, which appear as a result of hardening, are taken into consideration. The fatigue life largely depends on external bearing loads. For an external loading, which ends up in 3200 MPa contact pressure on an impact raceway, the fatigue life is approximately 4.69e7 load cycles (1.54e6 revolutions). The calculated fatigue life is in accordance with the wants of the fatigue lifetime of wind turbines' blade flange bearings

According to Mr.Matthias stammler and Mr.Andreas Reuter [2]. explained the possible damage modes of blade bearing by fatigue, edge loading, core crushing, ring fracture, rotational wear, fretting and false brinelling. Which is explained below tabulation table 1.

Table 1: Summary of damage modes of blade bearings

OPERATING MODE OF THE WIND TURBINE	POSSIBLE DAMAGE MODE	AVOIDABLE IN THE DESIGN PHASE	SIGNIFICANT FAILURES IN WIND TURBINE
Production without IPC (blade bearings standing still)	False brinelling	No	No
	Edge loading	Yes	Yes
	Ring fractures	Yes	Yes
Loan pitch movements	Fatigue	Yes	No
	Core crushing	Yes	Unknown
Production with IPC (bearing oscillate)	False brinelling	No	No experience so far
	Fretting corrosion	No	

2.1.2.1 FAILURE MODES OF BLADE PITCH SLEWING RING BEARING

The Kaydon bearing manufacturer's white paper [3] described the failure modes of blade pitch slewing ring bearing as below modes

2.1.2.1.1 LUBRICATION

The failure modes predicted by standard bearing calculation models (i.e. fatigue spalling and brinelling) are literally very uncommon causes for bearing failure. The Pitch bearings typically fail for reasons associated with lubricant degradation and lack of structural flexibility.

Lubrication failures

Lubrication-induced failures include vibratory wear (false brinelling), denting, corrosion, and surface-induced fatigue.

Image 1: Corrosion pitting

Image 2: False brinelling and corrosion

Image 3: Denting and corrosion

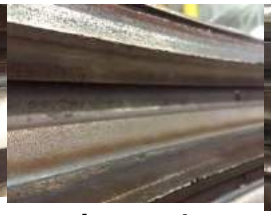


Image 4: Corrosion pitting

Image 5: Surface-initiated fatigue

2.1.2.1.2 LOAD AND OPERATION

Load failures

Load failures are directly due to the shortage of rigid support provided by the hub and blade. Failures induced by load and operation include component fracture (rolling elements, separators, races), separator lockup, and core crushing.

Image 6: Contact truncation

Image 7: Core crushing and cold working

Image 8: Fig Race cracking

Image 9: Fractured balls

Image 10: Separator fracture

Ellipse truncation failure

In a pitch bearing, the contact area between the ball and therefore the raceway forms an elliptical shape that's centered over the race contact angle. When the races are very thin or inadequately supported, deformation can cause the ellipse to drop off the physical raceway surface, leading to truncation. Under severe truncation, stress can cause the ball path edges to interrupt or the balls to fracture.

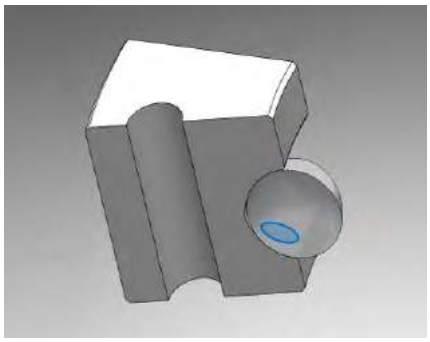


Image 11: Elliptical shape (undamaged)

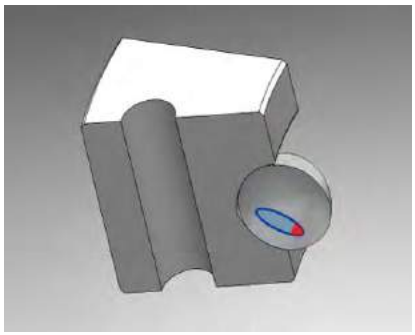


Image 12: Elliptical shape (before failure)

2.1.2.1.3 PATH SURFACE AREA

Pitch bearing upgrades are designed to deal with the precise failures found during a given bearing. With the potential cost of downtime and bearing change-outs running into the many thousands of dollars, it pays to seek out a supplier who offers an upgrade solution which will improve productivity and extend turbine life cycle.

The most effective bearing upgrades mitigate edge loading and strengthen the races; address separator load and wear; prevent contamination; and, ultimately, end in a more efficient bearing counting on a given bearing's specific issues, bearing upgrades should involve some or all of the subsequent improvements.

Path contact area

Increasing the trail area successfully minimizes or eliminates contact truncation. The added material strengthens the rings and reduces deformation.

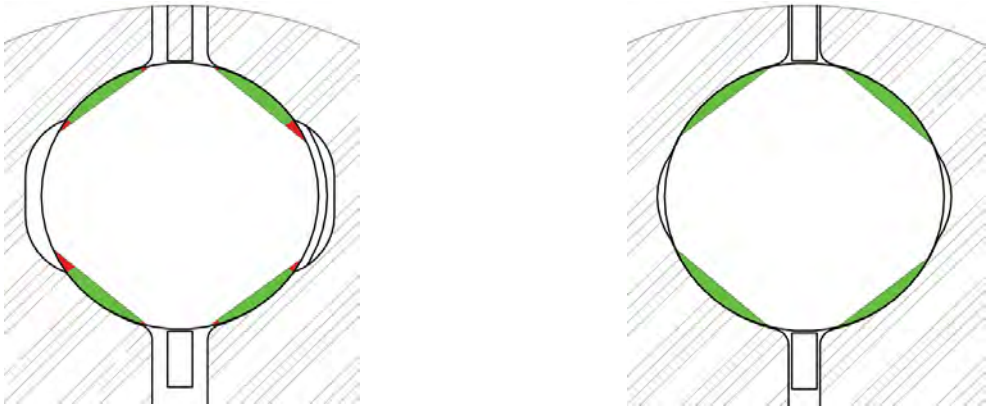


Image 13: The contact pattern of an OEM pitch bearing (top) vs the bearing upgrade (bottom). Contact truncation indicated in red.

2.1.2.1.4 SEPARATOR DESIGN, RACEWAY GEOMETRY

Separator design

Splitting the separator ring into segments allows limited individual freedom of movement, reducing the tensile and compressive load. the utilization of high-strength steel alloys improves durability and reduces contact wear and abrasion.

Image 14: Separator design

Raceway geometry

The use of GD&T controls on path form and spacing improve load sharing and balance. A smooth path finish reduces skidding and internal friction.

Image 15: Raceway geometry

2.1.2.1.5 SEAL DESIGN AND RACEWAY HARDENING

High-endurance seal design

Replacing the prevailing seal with an 'H' seal cross-section profile and labyrinth retention groove can prevent contamination ingress. The floating design is very responsive, and provides seal pressure even when deformed. Wear-resistant thermoplastic polyurethane lasts longer than conventional rubber.

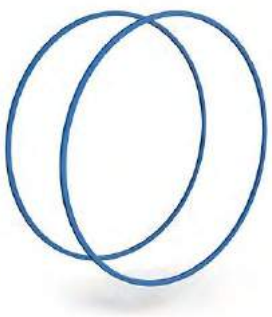


Image 16: High-endurance seal design

Raceway hardening

Assuring adequate case depth helps prevent subsurface yield or core crushing. a consistent hardness pattern along the whole path surface helps make sure the hardened layer can absorb heavy loads, even at high operating contact angles.

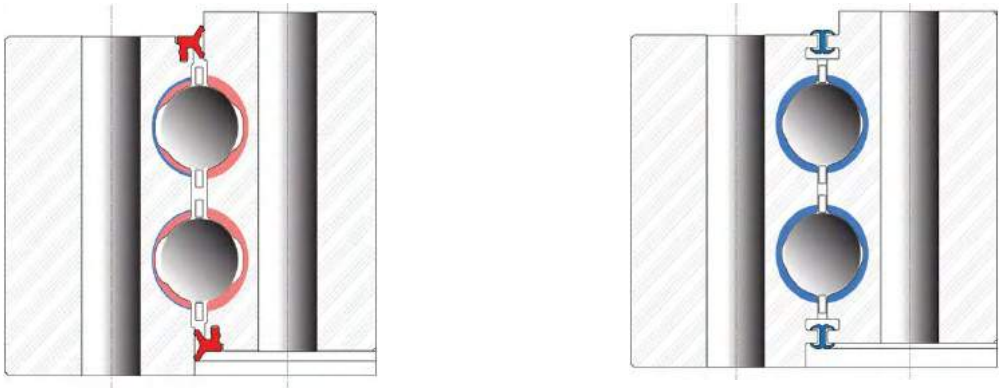


Image 17: Recommended case depth shown in blue; actual case depth of failed bearing (top) shown in red. The failed bearing features rubber seals, which are replaced with an 'H' seal cross-section profile in the bearing upgrade (bottom).

3.1 SYSTEM ANALYSIS

3.1.1 Existing Methodology

We referred blade replacement in wind turbine as the same process is obtained in replacement of slewing bearing here, we discussed about crane and crane less process.

Mr. Henrik Fomsgaard Lynderup, Skals (DK)and Mr.Jesper Moeller, Esbjerg (DK) from GE described a method for mounting a wind turbine blade [4] to a wind turbine hub by use of a crane boom is provided the same is used for sleeve ring bearing replacement after replacing the blade from wind turbine. The orientation of the blade is kept substantially horizontal when the blade is lifted off the bottom and mounted to the rotor hub. Control wires which connect the blade via the crane boom to a winch arrangement are used for keeping the blade orientation substantially horizontal additionally to a minimum of one bearing wire for bearing the blade weight.

Mr.OKUTAN and UFUK, DK GLASFIBER A/S described a method of craneless mounting or demounting of a wind turbine blade of a wind turbine [5] is presented. The turbine includes a tower on top of which a machine housing is arranged, the machine housing comprising a hub from which variety of turbine blades extend substantially radially, and wherein the turbine blade comprises a root end and a tip end, the tactic comprising the steps of a) attaching a primary cable via a primary attachment means to the turbine blade at a primary longitudinal position of the blade, b) attaching the primary cable to a primary upper loading means arranged at the machine housing, c) arranging an intermediate cable guiding means between the primary attachment means and therefore the first upper loading means at a primary distance from the primary attachment means, d) attaching a second cable via a second attachment means to the turbine blade at a second longitudinal position of the blade, and e) attaching the second cable to the intermediate cable guiding means at a second distance from the second attachment means. the tactic further comprises the step of moving the blade between a horizontal position and a vertical position by f) varying a length of the primary cable and/or varying a length of the second cable in order that the primary distance (/1) and/or the second distance (/2) are varied.

3.1.2 Existing Methodology drawbacks

- Blade pitch slewing bearing de-erection has never been easier
- High risk even cause death
- Delay of time

Expensive Method for removal and lifting of the blade pitch slewing ring bearing from a wind turbine after the blade is removed comprising the following steps:

- positioning the crane as required.
- booming-up to the required height with the jig.
- position the hub as required.
- attaching the jig with the blade pitch slewing ring bearing.
- removing bolts which are attached between blade pitch slewing ring bearing and hub flange.
- removing the blade pitch slewing ring bearing from hub flange and bring down to the ground level.

Image 18: Described existing technology for slewing ring bearing replacement in wind turbine

3.2 Proposed Methodology

3.2.1 Objectives of the system and the method are as follows:

- ✓ Effectively minimizes the use of a crane.
- ✓ Works for KW to MW class wind turbines.
- ✓ Can perform the operation at greater heights.
- ✓ Simple & portable.
- ✓ Can be used on different terrains.
- ✓ Time effective.

3.2.2 DESCRIPTION OF PROPOSED INNOVATION METHOD:

The Innovation method and arrangement of the present disclosure will now be described with the help of the accompanying drawings, in which

Image 19 illustrates a demounted blade position of a machine head in wind turbine and enlarged view of positioning of a carrier of the arrangement for removing and lifting a blade pitch slewing ring bearing of a wind turbine

Image 20 illustrates an enlarged view of positioning of a ground winch and bearing carrier connection of a lifting line over a first pulley Fleet angle [6] and a third pulley of the arrangement operation control is followed by advanced block and tackle method [6]

Image 21 illustrates the attachment of tag lines to the carrier of the arrangement, controller for controlling the operation of the ground winch of the arrangement, the operation of the tag lines during lifting of the carrier of the arrangement and enlarged view of the positioning of the carrier of the arrangement, proximate a rotor hub.

Image 22 illustrates the mounting of a blade pitch slewing ring bearing on a template of the carrier of the arrangement and enlarged view of the carrier during the lowering operation of the carrier of the arrangement with the support of electrical winch and taglines is followed through static and dynamic equilibrium concept [7].

Image 23 illustrates the enlarged view of the positioning of the carrier holding the blade pitch slewing ring bearing on the ground of the wind turbine, the removal of the lifting

line from the carrier positioned on the ground and the transportation of the blade pitch slewing ring bearing with the help of the load supporting mechanism.

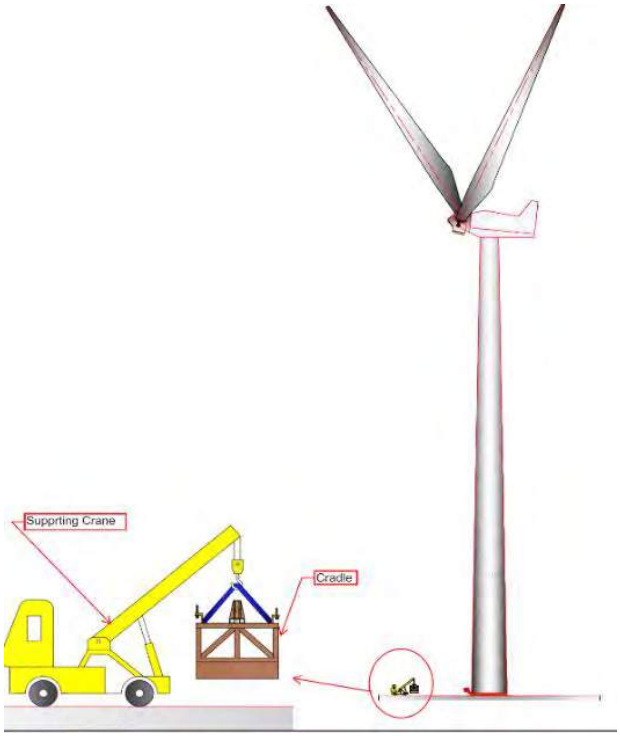


Image 19

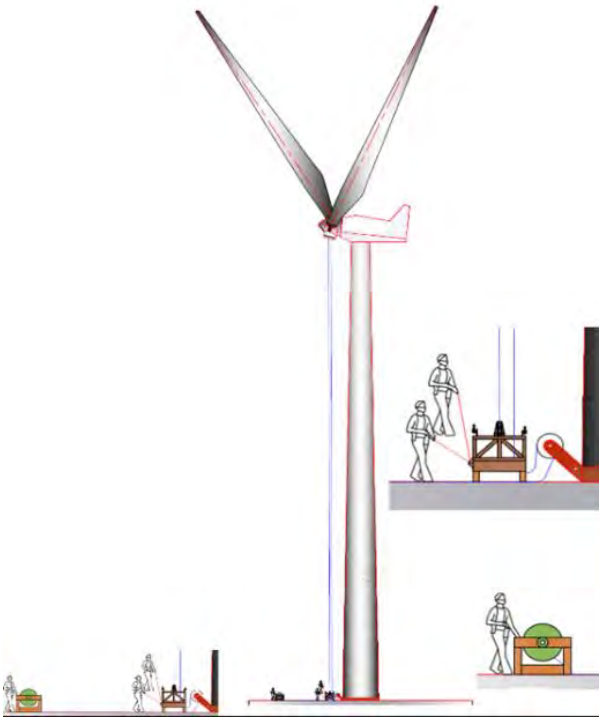


Image 20

Image 21

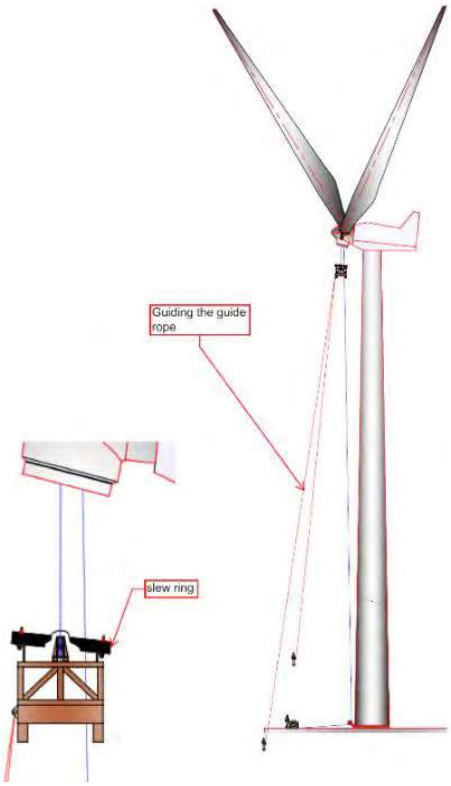


Image 22

Image 23

3.2.2.1 DETAILED DESCRIPTION

In accordance with an aspect of the present innovation, there is provided an innovation method for removing and lifting a blade pitch slewing ring bearing of a wind turbine; after a blade from a rotor hub of the wind turbine is removed. The innovation method includes attaching the first pulley to a first attachment point at the bottom of the wind turbine and attaching a second pulley to a second attachment point at the rotor hub of the wind turbine. The method further includes attaching the third pulley at an operative top portion of a carrier positioned in line with the second pulley and attaching a lifting line from a ground winch over the first pulley, the second pulley and the third pulley. Furthermore, the method includes removing the slewing ring by an operation of the ground winch. Further, the method includes positioning of the fourth pulley at an operative bottom portion of the carrier.

Typically, the step of attaching the first pulley includes the step of positioning the first jig at the bottom of the wind turbine and the step of attaching the first pulley to the first jig at the first attachment point. Further, the step of attaching a second pulley includes the steps of positioning at least one-second jig inside the rotor hub of the wind turbine and attaching the second pulley to the at least one-second jig at the second attachment point. The step of removing the blade pitch slewing ring bearing includes the step of positioning the carrier proximate the blade pitch slewing ring bearing of the wind turbine, the step of fastening the carrier to a slewing ring in blade hub flange and the step of removing the bolts between the blade pitch slewing ring bearing and a hub flange of the wind turbine and further the step of lowering the blade pitch slewing ring bearing by the operation of the ground winch.

In accordance with the present embodiment, there is provided an arrangement for lifting and removing a blade pitch slewing ring bearing of a wind turbine after a blade from a rotor hub of the wind turbine is removed. The arrangement includes a first pulley mounted at the bottom of the wind turbine and a second pulley mounted at the rotor hub of the wind turbine and positioned in line with the first pulley. Further, the arrangement includes a ground winch disposed around the wind turbine and positioned at a pre-determined distance from the first pulley, the ground winch operable for adjusting the tension of a lifting line, wherein the lifting line is connected to the ground winch from one end and extends over the first pulley and the second pulley from the other end. Furthermore, the arrangement includes a carrier configured to hold the blade pitch slewing ring bearing during lifting and lowering of the blade pitch slewing ring bearing corresponding to the tension adjustment of the lifting line by the ground winch and a third pulley mounted at an operative top portion of the carrier and operatively coupled to the lifting line extended over the second pulley.

Further, the arrangement includes at least two tag lines coupled to the carrier to provide lateral support during lifting and lowering of the blade pitch slewing ring bearing corresponding to the tension adjustment of the lifting line by the ground winch. Furthermore, the arrangement includes a fourth pulley mounted at an operative bottom portion of the carrier and a first jig mounted at the bottom of the wind turbine, wherein the first jig comprises a hook to facilitate mounting of the first pulley thereon.

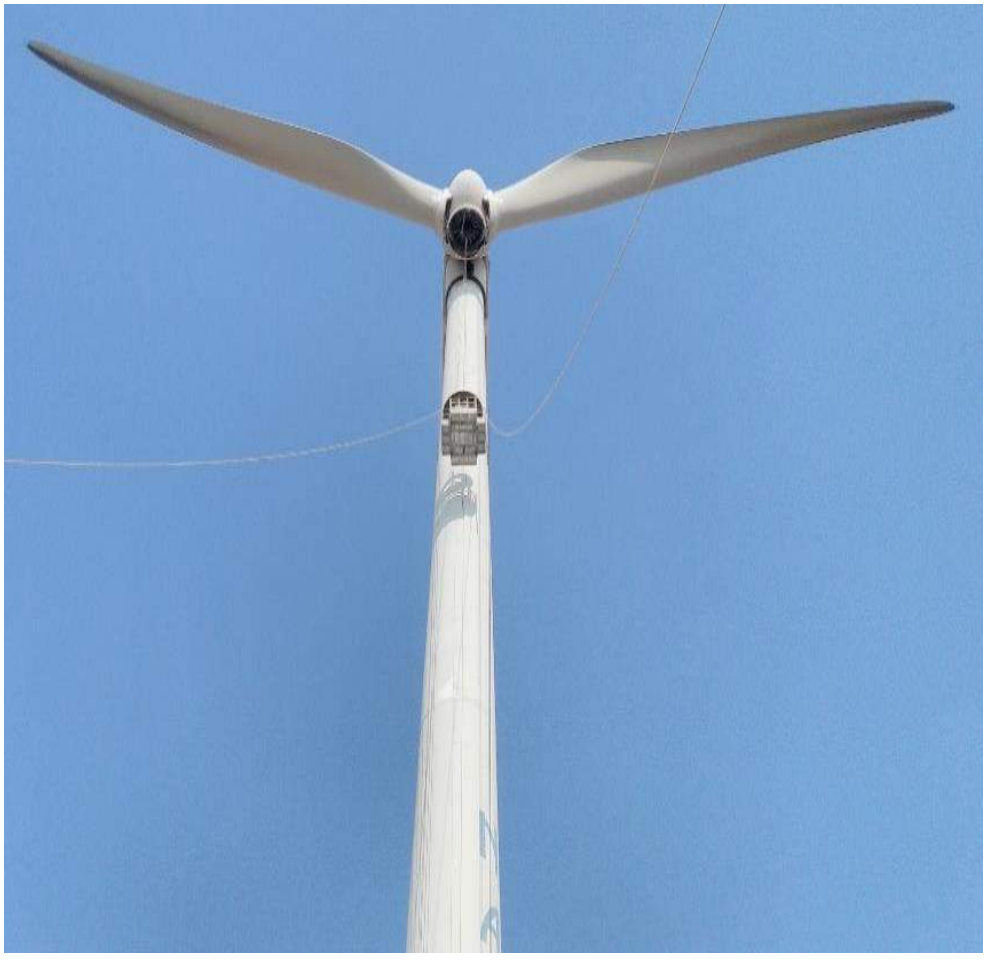


Image 24: Using our technology to blade pitch slewing ring bearing de and re erection of wind turbine

3.2.3 SIMULATION OF OUTPUT RESULTS

1) FEA analysis for load consideration

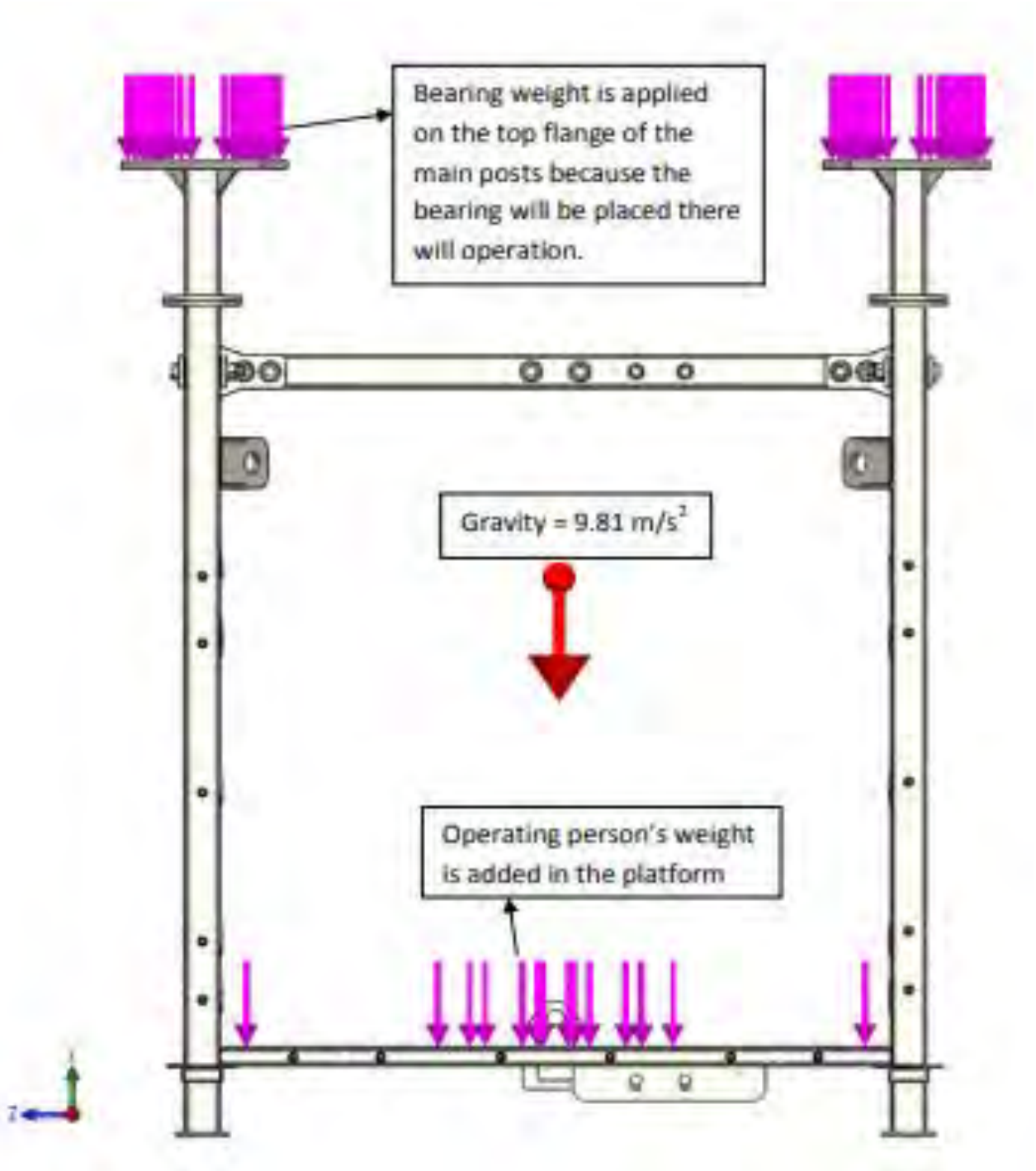


Image 25: Bearing carrier, loading condition

Table 2: Load details for above FEA output

s.no	Description	Weight (kg)	FOS	Load considered for FEA (kg)
1	Blade bearing	2151	2	4302
2	Operating persons-2 no's	160	4	640

2) FEA analysis of Von-mises stress for material yield strength

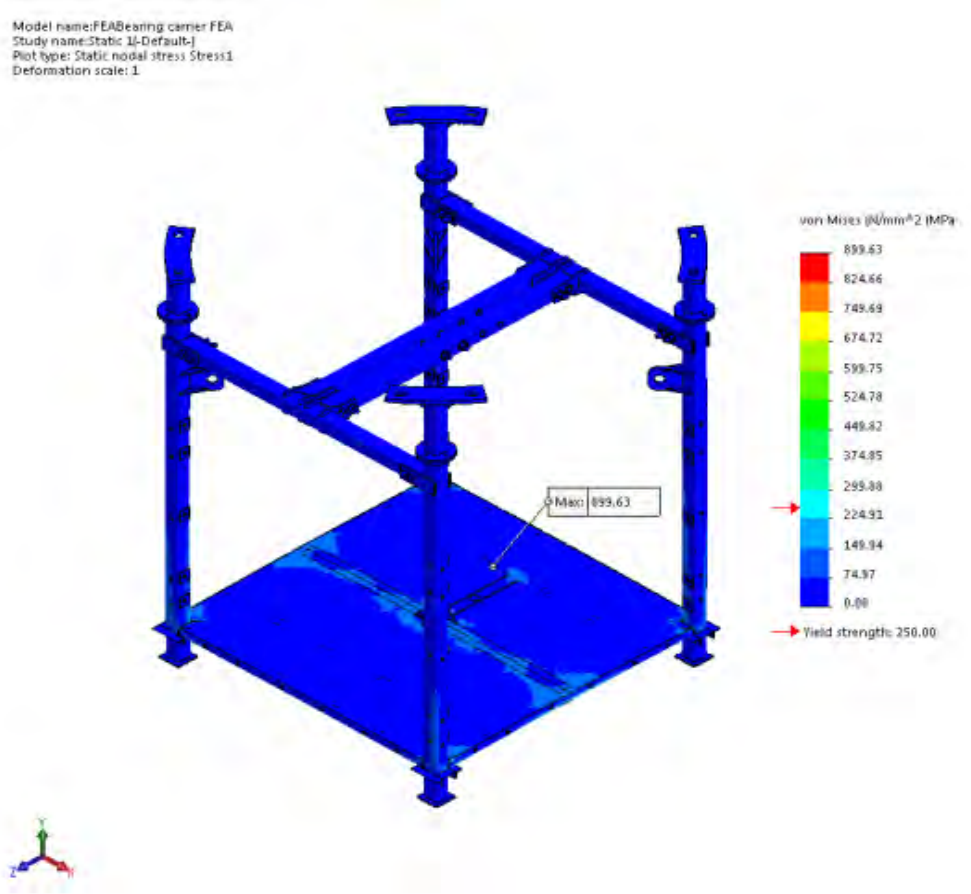


Image 26: Bearing carrier-von mises stress, max. stress is 899.63 N/mm²

Here the load consideration with impact and acceleration under 15 m/s.

3.2.4 CE Certification and Patent for Innovation Technology

The CE Certification for carrier supporting structure in **APPENDIX I** and sheave block in **APPENDIX II,** International Patent reference for our innovation technology **(PCT: PCT/IB2015/053139)** are given below with their publication status:

1	India Patent No	: 2193/CHE/2014A	(Status – Published)
2	US Patent No	: US2017045030	(Status – Publication)
3	Australia patent No	: AU2015254843	(Status – Grant)
4	Korea patent No	: 10/2016/7033579	(Status – Published)

4.1 TECHNICAL ADVANCEMENTS AND ECONOMIC SIGNIFICANCE

Main scope of this method:

Some of the objects of the present disclosure are aimed to ameliorate one or more problems of the prior arts or to at least provide a useful alternative and are listed herein below.

- An object of the present disclosure is to provide a method for removal of a blade pitch slewing ring bearing of a wind turbine; after a blade is removed from a rotor hub of the wind turbine.
- An arrangement with simple method.
- An arrangement for lifting and removing of a slewing ring bearing of a wind turbine, when a blade from a rotor hub of the wind turbine is removed.
- To provide a cost-effective arrangement
- Reduced risk factor of operation involved in it.
- To provide green technology with fuel and oil efficiency
- Reduced the project execution time

Degree of innovation to the Wind turbine market

Our innovation reduced the cost of servicing in blade pitch slewing ring bearing of wind turbine around **80% to 90%** and also reduced **four time of execution time** which means we reduced the **idle time** of wind turbine due to maintenance and also place major contribution in reducing environment pollution due to reducing the consumption of fuel up to **34 times**.

4.1.1 EFFECTIVENESS IN INNOVATED TECHNOLOGY

COMPARISON BETWEEN CRANE AND CRANELESS TECHNOLOGY

We compare the 2mw wind turbine process given below tabulation table 2 and image 27

Table 3: Comparison for crane and without crane technology

S. NO	PARAMETERS	WITHOUT CRANE	WITH CRANE
1	Fuel in liters	550	18700
2	CO2 emission	1.474	50.116
3	Vehicle used	1	17
4	Man Power	12	24
5	2mw wind turbine Land usage in sq. meters	2500	10000
6	Cost efficiency	10%	100%
7	Length of the vehicle in meters	20	40
8	Execution time in days	5	20
9	Generation loss	1 time	4 times
10	ROI for tool design cost	6 work	75 work

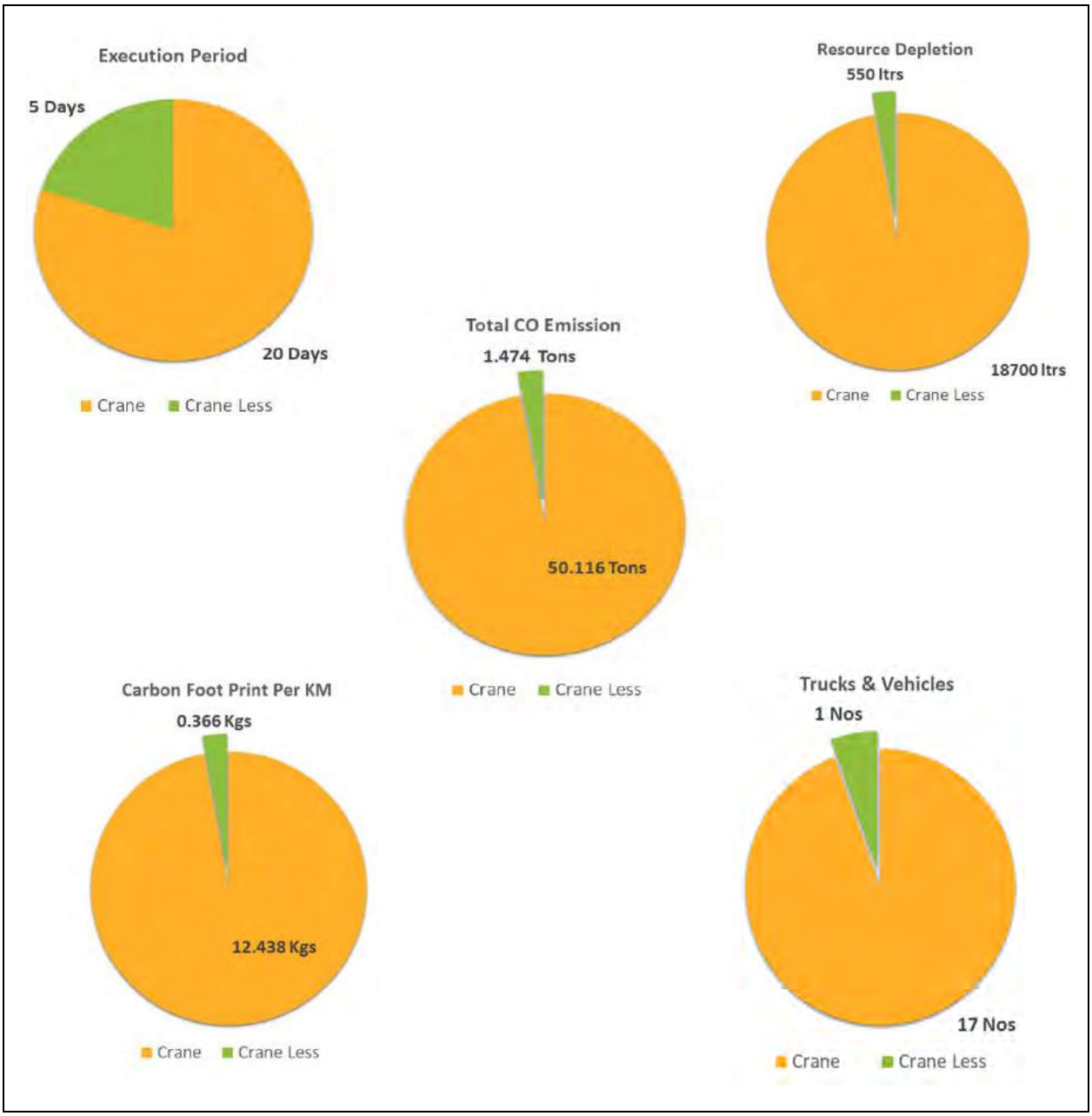


Image 27: Comparison between crane and crane less technology for Execution period, co_2 Emission, Resource depiction (Fuel consummation), Carbon foot print, Trucks & vehicles (Transportation)

Note: Diesel Consumption considered as 2Km/Ltr in trucks and calculated for Craneless method is 4 Km/Ltr as per consumption in lorry/ vehicle. Travelling distance considered as 1100 Kms (from Mumbai to Anantapur, Andhra Pradesh)

4.1.2 INCREASING REVENUE ON GENERATION

The statistics analyzation is self-explanatory in Rasipalayam region located in Dharapuram, Tirupur, Tamil Nadu. -i.e. due to the reduced down time when the customers are executing the maintenance activities with our Crane-less technology, resulting more power generation 60% during high wind season and more power generation 70% during low wind season.

Table 4: Comparison for crane and without crane technology generation losses

S. No	GENERATION LOSS CALCULATION DURING HIGH WIND SEASON	GENERATION LOSS CALCULATION DURING LOW WIND SEASON
1	Example of 2MW WTG (Bearing Work) Total KWH from 20Th May to 12th Oct = 4584504 unit Average KWH= Total KWH/No of Days = 4584504/146 = **31400.7 KW/day**	Example of 2MW WTG (Bearing Work) Total KWH from 13Th Oct to 19th May = 763416 unit Average KWH = Total KWH/No of Days = 763416/220 = **3470 KW/day**
2	Generation Loss (With Crane technology) = Ave KWH x No of Days = 31400.7 x 20 **= 628014 kwh**	Generation Loss (With Crane technology) = Ave KWH x No of Days = 3470 x 20 **= 69400 kwh**
3	Generation Loss (Crane-less technology) = Ave KWH x No of Days = 31400.7 x 6 **= 188404.2 kwh**	Generation Loss (Crane-less technology) = Ave KWH x No of Days = 3470 x 6 **= 20820 kwh**
4	Effectiveness of the Crane-less technology Machine availability time improved by **70%**	Effectiveness of the Crane-less technology Machine availability time improved by **70%**

.

5.1 CONCLUSION

Our proposed method is for the de-erection and re-erection of the Blade Pitch Slewing Ring Bearing Replacement Using Crane-Less Method in a wind turbine, is a "***GREEN TECHNOLOGY FOR CLEAN ENERGY"*** provides safe and easy-to-use that suits the customer needs. Our design is simple & portable, cost effective, can perform the operation at different hub heights, can be realized for KW to MW class wind turbines, can be realized on different terrains, time effective, completely no need to deploy heavy and costly cranes; resulting the following benefits to the customer and society;

a) The less down-time for the repair and maintenance activities and thus improved revenue generation.
b) Dozens of trucks need to be engaged for the movement of conventional crane components – leads to road traffic disturbances, but our system required only 1 truck.
c) 97 % of fossil fuel reduction, resulting environmental impacts, resulting reduction in carbon foot print and contribution towards minimizing the global warming impacts.

6.1 REFERENCES

[1] Mr.R.Potočnik , Mr.J.Flašker and Mr.S.Glodež 2009 from university of Maribor . Fatigue analysis of large slewing bearing using strain-life approach in ResearchGate publications.

[2] Mr.Matthias stammler ,Fabian Schwack, Norbert Bader and Mr.Andreas Reuter 2018 , Friction torque of wind-turbine pitch bearings – comparison of experimental results with available models

[3] The Kaydon white paper for Extend wind turbine life with pitch bearing upgrades - https://www.kaydonbearings.com/white_papers.htm

[4] Mr. Henrik Fomsgaard Lynderup, Skals (DK)and Mr.Jesper Moeller, Esbjerg (DK) from GE 2008 , Patent no : WO2008061797 - Method and device for mounting of wind turbine blades 2008.

[5] Mr.OKUTAN and UFUK, DK GLASFIBER A/S 2008, Patent no : W02011/110254 A3 - Method of craneless mounting or demounting of a wind turbine blade of a wind turbine

[6] Mr.John F.Bash - handbook of oceanographic winch, wire and cable technology,3 Edition- published by US national science foundation 2001

[7] Mr.Charles E.wilson,J.Peter Sadler , - Kinematics and dynamics of machinery, 3 Edition -puplished by Harper&Row 2002

BIOGRAPHIES

Mr. S. Anthony Raj Prem Kumar – a youth with a diploma in Mechanical Engineering, a native of Sayarpuram, a small village in Tuticorin started out with big dreams about his career. He made a start in the cement industry but eventually traversed into the Wind Sector which was to have a powerful impact on his life.

In 2001 Mr. Antony began to dream of an innovation - inventing special tools to be used for erection and de-erection of wind turbines without the use of heavy-duty cranes which is an expensive affair. Through his extensive research and innovation, he brought about a revolution in the maintenance industry by pushing down the cost of maintenance of turbines by about 50%, a boon for wind farm owners. He has five inverter pattern rights and published a few articles and journals in the field of wind turbine market, he starts with a small 5-member team and faith in God who makes impossible things possible. Today, he heads a 1000-member strong team that works with the same passion to bring quality in the field and catering to nearly 40 % of the industrial needs.

APPENDIX I

Certificate – Сертификат – 證明書 – Certificat – 증명서 – شهادة

Certificate of Compliance

No. 2P170123.WIP0D49

Technical Construction File no. 11010301

Certificate's Holder:	WINDCARE INDIA PRIVATE LIMITED 3/241-A, Four Road, Gudimangalam Post, Udumalpet (TK), Thiruppur (DT) – 642 201, Tamil Nadu, India.
Certification ECM Mark:	Type Approved
Product:	Carrier (Lift for goods only) with supporting structure: Tower Bottom Jig
Model(s):	00804
Verification to:	Standard: BS EN 81-31, BS ISO 16625:2013, BS EN ISO 4014:2011, EN 10025-2:2004, ISO 16396-1:2015, EN ISO 12100:2010 related to CE Directive(s): 2006/42/EC (Machinery)

Remark: The product(s) has been verified on a voluntary basis. The product(s) satisfies the requirements of the Certification Mark of ECM, in reference to the above listed Standard(s). The above Compliance Mark can be affixed on the product(s) accordingly to the ECM regulation about its release and its use. The regulation can be found at www.entecerma.it. This Certificate of Compliance can be checked for validity at www.entecerma.it

This verification doesn't imply assessment of the production of the product(s).

Additional information, clarification about the CE Marking:

CE

We attest that a TCF for the CE Marking process is in place. Whereas the Manufacturer is Responsible to start the CE Marking Certification Procedure and to perform all the necessary activities, as required by the Directive before placing the CE Mark on the product(s).

Date of issue 23 January 2017

Chief Manager
Marco Morino

Expiry date 22 January 2022

Deputy Manager
Amanda Payne

Ente Certificazione Macchine Srl
Via Ca' Bella, 243 – Loc. Castello di Serravalle – 40053 Valsamoggia (BO) - ITALY
☎ +39 051 6705141 🖷 +39 051 6705156 ✉ info@entecerma.it 🌐 www.entecerma.it

APPENDIX II

Certificate – Сертификат – 證明書 – Certificat – 인증서 – شهادة

Certificate of Compliance

No. 2P170123.WIP0D49
Technical Construction file no. 11010301

Certificate's Holder:	WINDCARE INDIA PRIVATE LIMITED 3/241-A, Four Road, Gudimangalam Post, Udumalpet (TK), Thiruppur (DT) – 642 201, Tamil Nadu, India.
Certification ECM Mark:	Type Approved
Product:	Carrier (Lift for goods only) with supporting structure: Tower Bottom Jig
Model(s):	00804
Verification to:	Standard: BS EN 81-31, BS ISO 16625:2013, BS EN ISO 4014:2011, EN 10025-2:2004, ISO 16396-1:2015, EN ISO 12100:2010 related to CE Directive(s): 2006/42/EC (Machinery)

Remark: The product(s) has been verified on a voluntary basis. The product(s) satisfies the requirements of the Certification Mark of ECM, in reference to the above listed Standard(s). The above Compliance Mark can be affixed on the product(s) accordingly to the ECM regulation about its release and its use. The regulation can be found at www.entecerma.it. This Certificate of Compliance can be checked for validity at www.entecerma.it

This verification doesn't imply assessment of the production of the product(s).

Additional information, clarification about the CE Marking:

We attest that a TCF for the CE Marking process is in place. Whereas the Manufacturer is Responsible to start the CE Marking Certification Procedure and to perform all the necessary activities, as required by the Directive before placing the CE Mark on the product(s).

Date of issue 23 January 2017

Chief Manager
Marco Morlino

Expiry date 22 January 2022

Deputy Manager
Amanda Payne

Ente Certificazione Macchine Srl
Via Ca' Bella, 243 – Loc. Castello di Serravalle – 40063 Valsamoggia (BO) - ITALY
☎ +39 051 6705141 🖷 +39 051 6705156 ✉ info@entecerma.it 🌐 www.entecerma.it

CASOS OPERACIONAIS DE DETECÇÃO DE FALHAS EM AEROGERADORES COM MONITORAMENTO DA CONDIÇÃO ATRAVÉS DOS DADOS DE SCADA

HERNANDES, Jônatas R R N;

Engenharia e O&M – Rio Energy. Endereço eletrônico: jonatas.hernandes@rioenergyllc.com

Resumo

O crescimento acelerado da energia eólica no Brasil aliado a um custo logístico elevado cria importantes desafios em termos de manutenção. O monitoramento da condição, quer seja através de ferramentas tradicionais da indústria ou novas tecnologias como o uso de machine learning e inteligência artificial, é indispensável para garantir a robustez e confiabilidade da fonte. A manutenção preventiva não é suficiente, é preciso pensar de maneira preditiva. Comparou-se o impacto das manutenções corretivas no período de vento alto e baixo no Brasil. Casos práticos de detecção preditiva baseadas em dados de SCADA na frota da Rio Energy foram discutidos. Recomendações para uma cultura preditiva são propostas.

Palavras-chave: monitoramento da condição; manutenção preditiva; prognóstico de falha; detecção de falhas, machine learning.

Summary

The accelerated growth of wind energy in Brazil, coupled with the high logistical cost, generates important maintenance challenges. Condition monitoring, whether through traditional industry tools or new technologies, such as machine learning and artificial intelligence, is essential to ensure the robustness and reliability of the source. Preventive maintenance is not enough, it is necessary to think predictively. A comparison of the costs of corrective maintenance in during the high wind season against the low wind season in Brazil is made. Two practical cases of predictive detection using SCADA data from Rio Energy fleet are discussed. Recommendations for a predictive culture are proposed.

Keywords: condition monitoring, prognostic failure, predictive maintenance; failure detection, machine learning.

1. Introdução

A frota de aerogeradores em operação no Brasil já ultrapassa os 15.4 GW de potência instalada (CCEE, 2020). Até o ano de 2030 a projeção, segundo o PDE 2029 (EPE, 2019), é de um crescimento médio anual de 2,4 GW, o que fará a geração eólica Brasileira superar os 39,5 GW de potência instalada em 2029. O crescimento também será em termos de participação da fonte, que hoje representa quase 10% da capacidade instalada total e passará a representar 20%. O número total de aerogeradores, estimado a partir da potência instalada, ultrapassará os 12000 no final da década. Todavia, não se trata apenas de uma frota maior, mas uma frota mais velha. Hoje a idade média da frota é de 4.3 anos por MW instalado, a distribuição do percentual da potência instalada total por faixas de idade é mostrada na Figura 1.

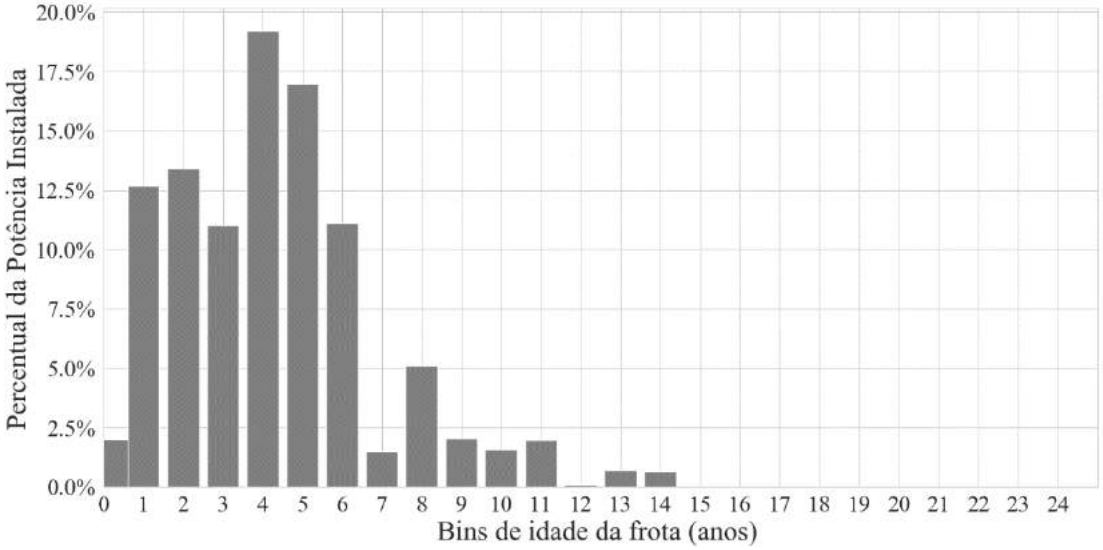


Figura 1 - Distribuição percentual da potência instalada de eólica por faixa de idade em 2020.

A partir dos dados do PDE 2029 é possível estimar que a idade média da frota em 10 anos será 7,8 anos por MW. A Figura 2 contém a distribuição da potência pela faixa de idade para o cenário 2030 segundo o PDE.

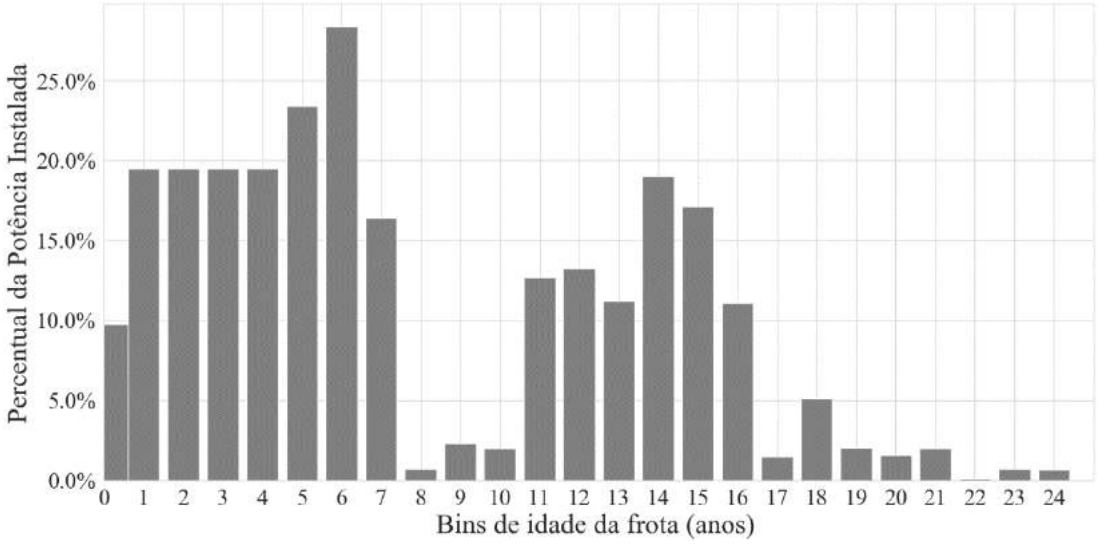


Figura 2 - Distribuição percentual da potência instalada de eólica por faixa de idade para o cenário do 2029 do PDE.

Uma frota mais velha implicará em uma frota apresentando um maior número de falhas, uma vez que os aerogeradores terão operado um maior número de ciclos. Diante dessas condições, o desafio operacional dos fabricantes será grande e exigirá um maior preparo em relação ao atual. Os fabricantes estarão preparados para operar essa frota futura?

Não é diferente no que diz respeito aos desafios em termos logísticos de um país continental como o Brasil e se encontra em 56° lugar no ranking do índice de performance logística do Banco Mundial (WORLD BANK, 2018) . O país estará preparado, em termos logísticos, para operar mais de 12000 aerogeradores?

Soluções que potencializam a maneira como a manutenção é feita devem ser pensadas mediante a esses questionamentos. Planejar quando e como será a manutenção tornar-se-á estratégia chave frente ao futuro incipiente dos cenários de projeção.

Uma ferramenta para auxiliar nessa estratégia é o monitoramento da condição a partir dos dados do SCADA[1] (*SCADA Based Condition Monitoring*). Trata-se de uma alternativa de baixo custo que pode identificar problemas com um tempo de antecedência suficiente para a execução de atividades de manutenção otimizando os custos.

[1] Supervisory Control and Data Acquisition

2. Monitoramento da Condição

Sistemas mecânicos estão em constante degradação desde o momento em que são fabricados. A falha é uma consequência inevitável e pode ser justificada a partir da simples deterioração física do componente. Dentro do domínio da manutenção existe a metodologia chamada RCM (Reliability Centred Maintenance), que é um processo usado para determinar os requisitos de manutenção de qualquer ativo físico no seu contexto de operação (MOUBRAY, 1997). Uma das ferramentas introduzidas pela RCM é a curva P-F ilustrada na Figura 3, que mostra a evolução da falha desde onde ela começa, passa pelo ponto onde é possível detectá-la (ponto "P" na figura) e chega até o ponto da falha ("F"). Está além do escopo do presente trabalho uma explicação detalhada dessa ferramenta, tal descrição pode ser encontrada em (MOUBRAY, 1997).

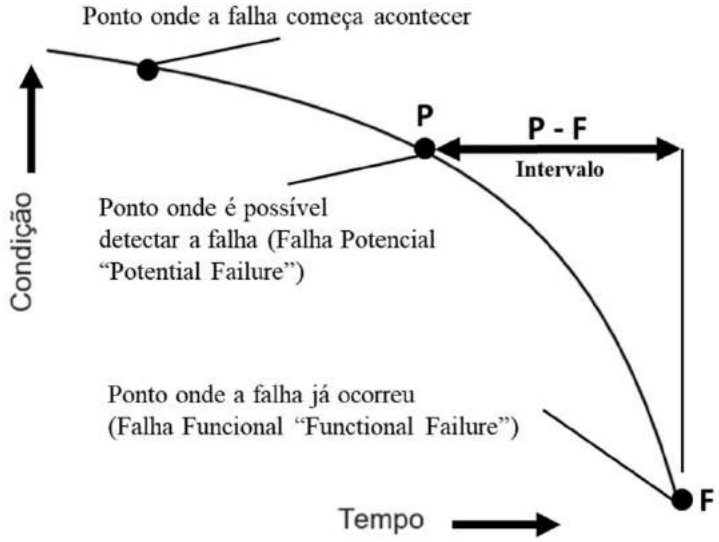


Figura 3 - Curva P-F

O ponto de Falha Potencial (P) é uma condição do ativo que indica que uma Falha Funcional (F) está prestes a ocorrer ou está no processo de.

O Monitoramento da Condição consiste em utilizar algum tipo de equipamento para detectar falhas potenciais (P). Consiste em acompanhar a evolução temporal da condição do ativo através de sensores, acompanhar os sintomas de forma precisa, repetitiva e com pequeno intervalo de tempo, de forma a se adiantar em relação a falha funcional. As técnicas de monitoramento da condição monitoram: efeitos dinâmicos, efeitos de partículas, efeitos químicos, efeitos físicos, efeitos de temperatura, efeitos elétricos. Uma ampla lista com as técnicas e uma breve descrição pode ser encontrada em (MOUBRAY, 1997).

2.1 Manutenção Preventiva e Preditiva

Uma vez ilustrado o conceito da curva P-F na seção anterior, pode-se melhor caracterizar o termo manutenção preditiva. Dado que o sistema se encontra monitorado, a proposta da manutenção preditiva é determinar a partir do ponto de falha potencial quando irá ocorrer a falha funcional. Um exemplo seria um sistema de medição de vibração da caixa multiplicadora que detecta uma assinatura diferente que fora previamente correlacionada com um tipo específico de falha, assim é possível determinar quando o componente terá a sua falha funcional.

A manutenção preventiva busca prevenir falhas, é uma das formas de manutenção consolidadas na indústria como um todo e também na eólica. Através da inspeção dos sistemas realiza-se a substituição dos componentes que estão com uma condição fora do normal. Dentre as atividades de preventiva em eólica podemos citar a substituição do óleo como uma das mais comuns.

Fundamentada em um conhecimento mais profundo do comportamento dos sistemas a manutenção preditiva busca superar a manutenção preventiva, ela tem como meta predizer quando o sistema irá falhar e, a partir disso, tornar possível o planejamento da manutenção visando evitar a falha.

Ambos os conceitos de manutenção são amplos e dispõem de consolidadas literaturas a respeito, algumas delas são (HIGGINS; BRAUTIGAM; MOBLEY, 1995), (MOBLEY, 2002) e (LEVITT, 2003).

2.2 Os custos da manutenção corretiva na indústria eólica

O Brasil apresentou o maior fator de capacidade médio do mundo para projetos comissionados em 2018 segundo (IRENA, 2019). O país teve em média 46% de fator de capacidade, enquanto que países europeus como a Dinamarca e a Alemanha tiveram 39% e 29%, respectivamente, de fatores de capacidade médios para novos projetos. Entretanto, esse diferencial em quantidade de recurso se transforma em um grande prejuízo quando manutenções não programadas têm que acontecer.

Com um fator de capacidade médio elevado, cerca de 35% acima da média global, é evidente que os custos da indisponibilidade no Brasil geram impactos financeiros maiores. A Figura 4 contém uma simulação de evolução dos custos de uma máquina de 2MW parada para manutenção. São considerados 3 cenários diferentes, um no período de vento baixo, outro com

um fator de capacidade médio e outro no período de vento alto. Considerou-se um preço médio de R$ 150 por MWh.

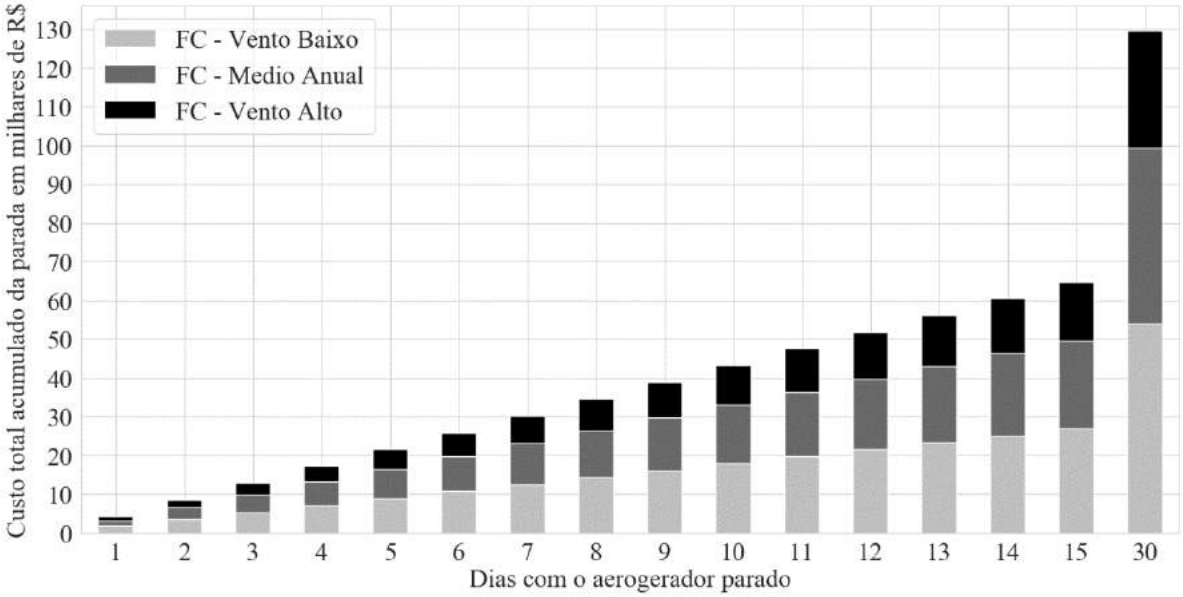


Figura 4 - Evolução do custo cumulativo de parada de um aerogerador de 2MW

A partir do gráfico apresentado na Figura 4 é possível contabilizar as vantagens de uma manutenção programada para o período de vento baixo, nos meses de fevereiro e março. Comparando-se uma parada planejada de 15 dias no período de vento baixo em relação a uma no período de vento alto, tem-se uma economia de aproximadamente 40 mil reais. Essa diferença leva em consideração apenas o tempo de geração, outros fatores como o custo logístico de um guindaste não são incluídos na presente análise, mas se incluídos elevariam abruptamente os custos.

A Figura 5 contém a variação da produção eólica mensal ao longo do ano de 2019, considerando apenas parques que já estavam comissionados antes do início de 2019, de maneira a simplificar os cálculos. Observa-se a grande diferença nos fatores de capacidade entre o período de vento baixo e o período de vento alto, o que reforça o raciocínio desenvolvido até aqui sobre os benefícios de programar manutenções com base no prognóstico da falha.

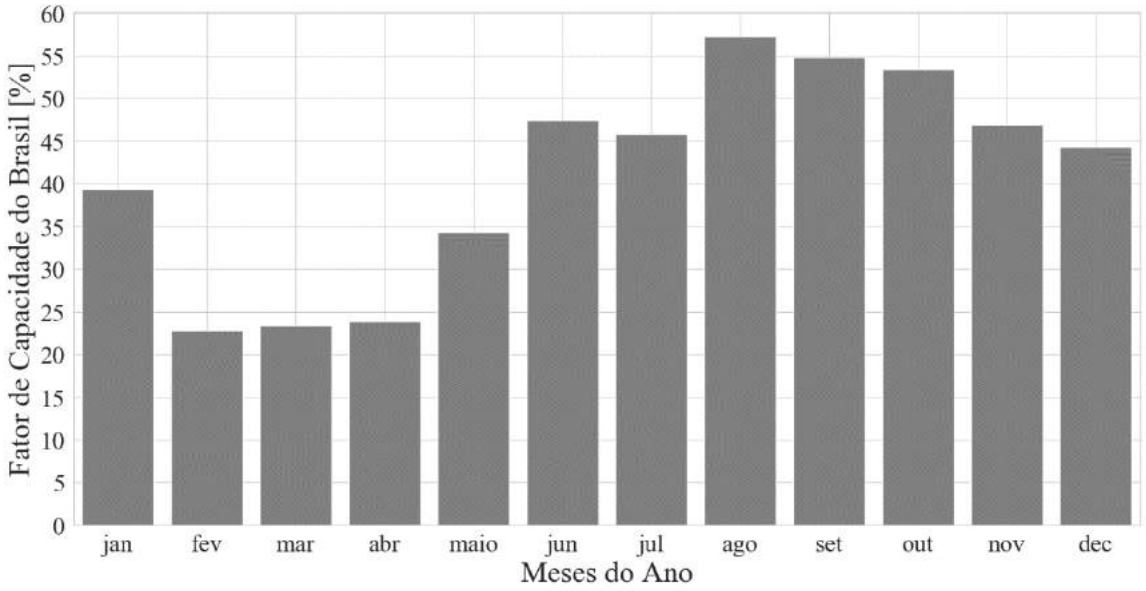


Figura 5 - Variação do Fator de Capacidade no Brasil ao longo do ano de 2019

3. Casos operacionais Rio Energy

Os dados do sistema SCADA dos fabricantes dos aerogeradores são empregados de forma geral para monitorar limites de alarmes e interrupções. Diversos sensores, os mais comuns de temperatura e pressão, são utilizados de forma básica, semelhante a chaves fim de curso. Trata-se de um desperdício generalizado de uma informação útil para se conhecer a condição dos sistemas, esse desperdício é uma herança de uma época em que não era possível digerir em tempo real todos os sinais de um sistema SCADA. Os conceitos de manutenção preditiva e monitoramento já discutidos buscam atuar nesses dados desprezados.

Uma das primeiras barreiras a serem vencidas em relação aos dados do SCADA é a resolução temporal. A indústria eólica tem como prática um padrão o armazenamento dos dados em intervalos de 10-minutos, esse padrão tem sua origem nas campanhas de medição de recurso ainda na fase de desenvolvimento. A justificativa para caracterizar o vento em amostragens de 10 minutos vem do espectro de Van der Hoven (VAN DER HOVEN, 1957) no qual é possível observar que os fenômenos de maior intensidade ocorrem em dois picos na escala temporal, um na ordem de 1s e o outro de 5 dias, com isso, é possível caracterizar bem o comportamento do vento com médias de 10 minutos e desvios padrões das amostras de 1s.

Entretanto, é um equívoco expandir essa fundamentação para os sistemas em funcionamento dentro do aerogerador. Os sistemas operam em diferentes frequências e possuem características físicas distintas, enquanto um rolamento do eixo principal trabalha em torno de 0.25 Hz, o rolamento do eixo de alta da caixa multiplicadora trabalhe em torno de 25

Hz. Para caracterizar corretamente o comportamento desses componentes é preciso amostragem em frequências maiores que a utilizada normalmente pelo sistema SCADA. O teorema de Nyquist diz que a frequência de amostragem deve ser de no mínimo duas vezes a frequência de operação de forma a capturar a informação completa.

3.1 Caso 1 - Rolamento Principal

O rolamento principal tem a função de apoiar o eixo principal que transmite todo o esforço mecânico do rotor para caixa multiplicadora. A partir dos dados de temperatura desse componente a Rio Energy conseguiu prever que o mesmo se encontrava danificado e que apresentaria falha nos meses seguintes. A detecção do problema com o componente ocorreu antes da detecção por parte do fabricante.

A Figura 4 apresenta o gráfico evolução da média da temperatura semanal do componente, mesmo observando numa frequência de amostragem baixa, no caso média diárias, é visualmente possível identificar a mudança no comportamento do componente a partir do dia 50.

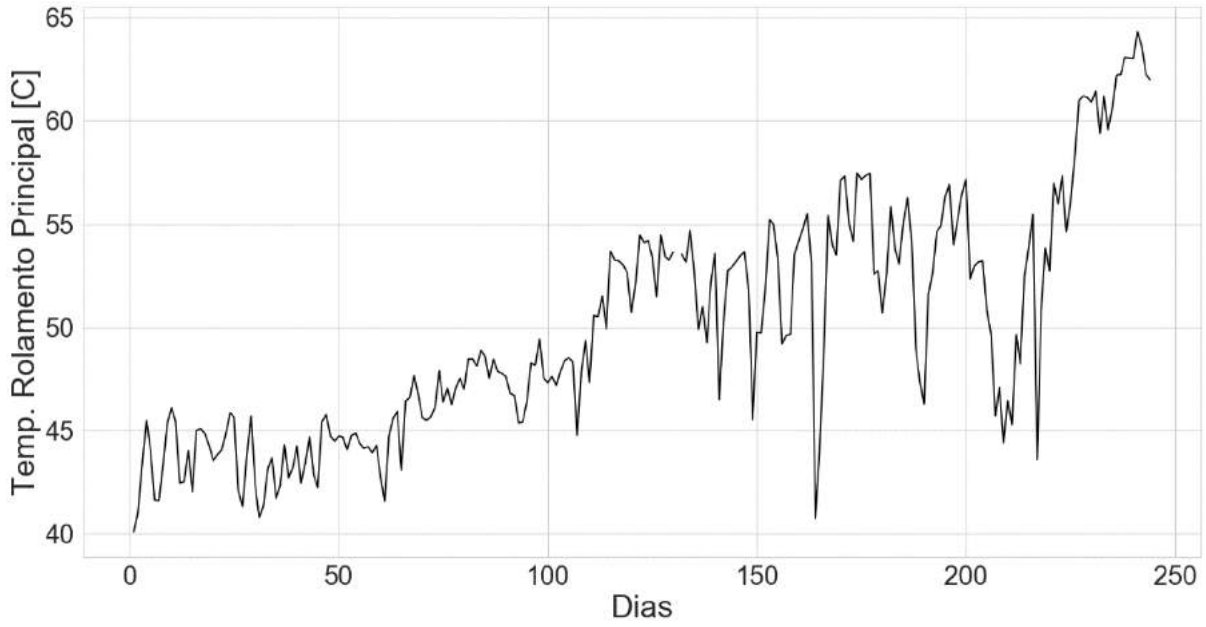


Figura 6 - Evolução da temperatura média diária do rolamento principal.

3.2 Caso 2 - Caixa Multiplicadora

De maneira semelhante ao que foi feito na identificação do problema com o rolamento principal, a Rio Energy teve uma experiência operacional com uma caixa multiplicadora. A Figura 7 contém a evolução da média diária da temperatura na caixa multiplicadora, neste caso também é visualmente possível identificar uma mudança no comportamento da temperatura.

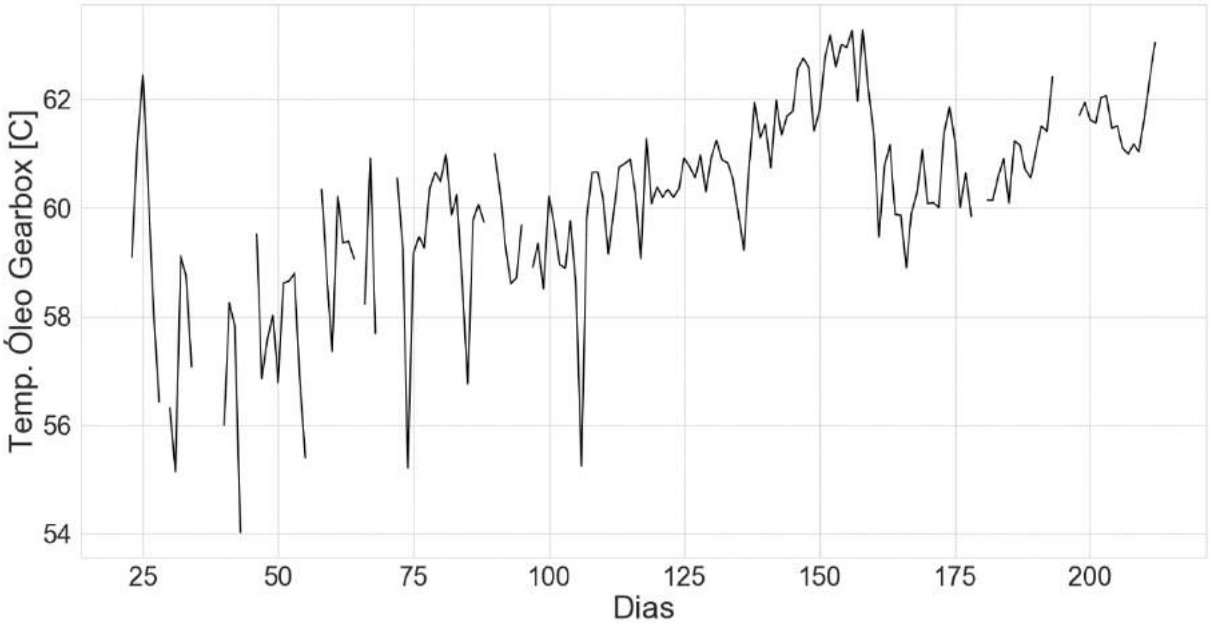


Figura 7 - Evolução da média diária da temperatura do óleo na caixa multiplicadora

Ao se comparar a temperatura do óleo dessa turbina com média da temperatura das duas turbinas vizinhas foi possível observar uma diferença de 5% na média semanal. Nesse caso a detecção do problema ocorreu ao mesmo tempo que uma inspeção em campo realizada pelo fabricante.

São diversas as ferramentas e métodos para detecção na mudança do comportamento dos sinais. Desde um teste estatístico até algoritmos de inteligência artificial, uma lista detalhadas de métodos possíveis para cada tipo de sinal do SCADA pode ser encontrada em (WANG; SHARMA; ZHANG, 2014). A Rio Energy matem e desenvolve essas ferramentas internamente.

4. Considerações finais

Ao desenvolver ferramentas para monitoramento da condição dos aerogeradores a partir dos dados de SCADA a Rio Energy foi capaz de detectar falhas em componentes principais como caixas multiplicadoras e rolamentos principais. Essa detecção antecipada permitiu ações de confirmação da falha nos componentes e o planejamento da atividade de reparo ou substituição. Com base na experiência interna o monitoramento da condição baseado em dados de SCADA tem se mostrado uma alternativa de baixo custo para aumentar a confiabilidade e reduzir a indisponibilidade dos parques eólicos.

De uma forma geral o cenário logístico brasileiro e os elevados custos de reparo mostram que a manutenção preditiva na indústria eólica é mandatória. É preciso que haja um amadurecimento por parte de todos os agentes de forma a instaurar-se uma cultura de predição, pois as consequências das manutenções reativas são negativas para todas as partes.

Referências

CCEE. **Informações ao mercado**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=l83als5mu_1&_afrLoop=159407115948372#!%40%40%3F_afrLoop%3D159407115948372%26_adf.ctrl-state%3Dl83als5mu_5>. Acesso em: 24 fev. 2020.

EPE. **PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2029**. [s.l: s.n.].

HIGGINS, L. R.; BRAUTIGAM, D. P.; MOBLEY, R. K. (EDS.). **Maintenance engineering handbook**. 5th ed ed. New York: McGraw-Hill, 1995.

IRENA. **Renewable power generation costs in 2018**. [s.l: s.n.].

LEVITT, J. **Complete guide to preventive and predictive maintenance**. 1st ed ed. New York: Industrial Press, 2003.

MOBLEY, R. K. **An introduction to predictive maintenance**. 2nd ed ed. Amsterdam; New York: Butterworth-Heinemann, 2002.

MOUBRAY, J. **Reliability-centred maintenance**. Second edition ed. Amsterdam Boston Heidelberg London New York Oxford: Elsevier, Butterworth-Heinemann, 1997.

VAN DER HOVEN, I. POWER SPECTRUM OF HORIZONTAL WIND SPEED IN THE FREQUENCY RANGE FROM 0.0007 TO 900 CYCLES PER HOUR. **Journal of Meteorology**, v. 14, n. 2, p. 160–164, abr. 1957.

WANG, K.-S.; SHARMA, V. S.; ZHANG, Z.-Y. SCADA data based condition monitoring of wind turbines. **Advances in Manufacturing**, v. 2, n. 1, p. 61–69, mar. 2014.

WORLD BANK. **Global Rankings 2018 | Logistics Performance Index**. Disponível em: <https://lpi.worldbank.org/international/global>. Acesso em: 5 mar. 2020.

Detecção de Desbalanceamento em Aerogerador Utilizando Aprendizagem de Máquina

L.D. da Rosa*, G.R. Hubner, C.M. Franchi, H. Pinheiro, R. M. Bortoluzzi, F. M. Schaf[1] and C.E. de Souza[2]

[1]Dept. de Processamento de Energia Elétrica, Universidade Federal Santa Maria, Avenidade Roraima, 1000, Santa Maria, RS 97105, Brasil
[2]Dept. de Engenharia Mecânica, Universidade Federal Santa Maria, Avenidade Roraima, 1000, Santa Maria, RS 97105, Brasil

28 de Fevereiro 2020

Resumo

A expectativa de vida útil de uma turbina eólica ao ser instalada é tipicamente de 20 anos, no entanto, falhas podem acontecer antecipadamente, devido a problemas nos componentes (principalmente engrenagens, pás e sistemas elétricos). Detectar e evitar que o aerogerador opere em condições danosas são de suma importância e muitas das falhas nos componentes podem ser causadas por desbalanceamento do rotor, já que o desbalanceamento causa elevadas cargas mecânicas em toda estrutura. Neste trabalho, métodos de aprendizado de máquina são utilizados para detectar o desbalanceamento de massa nas pás de um aerogerador. Os dados utilizados para alimentar os algoritmos de aprendizado de máquina são obtidos através do framework Turbsim/FAST/Simulink, responsável por simular as dinâmicas de um aerogerador de 1,5 MW. Parâmetros elétricos obtidos do gerador síncrono de imãs permanentes permitem estimar a velocidade de rotação do rotor, e é aplicado aos métodos de aprendizado de máquina. O uso de simulações numéricas e algoritmos de aprendizado de máquina apresentados nesse trabalho se demonstrou um método plausível para aprimorar a produção de energia eólica, reduzindo tempos de parada devido a manutenção necessária a falhas causadas (ou catalizadas) pelo desbalanceamento de massa, permitindo programar manutenções de maneira ótima, sendo esses fatores relevantes para diminuir o LCOE da energia eólica.

Key-words: Energia Eólica, FAST, Aprendizado de Máquina, Desbalanceamento no rotor.

Abstract

*leonardo.diasdarosa@gmail.com

The useful lifetime expectancy of wind turbines are typically of 20 years, however failures are expected much earlier due to components (especially gears, electrical system and blades) failures. Detecting and avoiding harsh operations and conditions of are useful to and a considerable amount of failures in components can be assign to the rotor imbalance, since the imbalance can cause greater mechanical loads throughout the whole structure. In this paper, differents machine learning methods are applied to detect blade mass imbalance. The data used for such task were obtained from the framework Turbsim/FAST/Simulink, which simulates the dynamics of a 1.5 MW wind turbine. Electrical quantities obtained from a simulated permanent magnet synchronous generator allows to estimate the rotational speed of the rotor, and this data is applied to machine learning methods to detect whether there is imbalance or not. The use of coupled aeroelastic numeric simulations and machine learning in this paper presented a feasible method to improve the production of wind power, reducing downtimes, allowing scheduled maintenances and increasing the LCOE of wind power generation. Also, by using the generator electrical data, must the times already available in wind energy systems, to estimate a parameter of interest such as the rotational speed, mitigates the need of electromechanical sensors, which certainly reduces costs, system complexity and improves robustness.

Key-words: Wind Power, FAST, Machine learning, Rotor imbalance.

Introdução

Apesar das conhecidas vantagens, a geração de energia eólica também possui alguns inconvenientes. Para produção em larga escala, se faz necessário a instalação de máquinas de grande porte (aerogeradores ou turbinas eólicas) e essas máquinas estão sujeitas a grandes esforcos mecânicos, altas velocidades de operação, estão instaladas em locais remoto, muitas vezes climas e ambientes hostis. Assim, para aprimorar o retorno do investimento de aerogeradores, é de suma importância as boas práticas de *Operation and Maintenance* ($O\&M$) para operadores e proprietários de parques eólicos enquanto altos custos de manutenção têm sido foco no gerenciamento da produção.

Tendo em vista esse cenário, o desenvolvimento e pesquisas de $O\&M$ e *Condition Monitoring Systems* (CMS) - de turbinas eólicas têm ganhado enfâse nos últimos anos, visando: aumentar a eficiência e o tempo de vida útil de aerogeradores; evitar falhas não previstas; realizar manutenções programadas de maneira otimizada; diminuir o tempo de parada das máquinas (*downtimes*); diminuindo assim os custos de produção, maximizando o retorno do investimento e por consequência aprimorando a $LCOE$. Dentre os componentes de um aerogerador, as pás são uns dos mais importantes e críticos em termos de falhas (Leite et al. (2018)), estando expostas a chuvas, granizos, gelo, altas velocidades de operaçao e outros fenômenos que podem causar fadiga e erosão em seu material durante o tempo de vida útil de uma turbina eólica. Desse modo, é conveniente que se desenvolva sistemas de monitoramento de condição - *Condition Monitoring Systems* (CMS) para identificação e prognósticos o mais cedo possível de falhas ou problemas progressivos, como desbalanceamento de rotor.

O desbalanceamento no rotor pode ter diversas causas, como: diferença de massa e/ou de centro de massa entre as pás; forças aerodinâmicas desiguais nas pás (causadas por erro no ângulo de passo ou perda de eficiência aerodinâmica ao longo da pá); cisalhamento do vento; desalinhamento de *yaw*. Esse problema é indesejado e pode causar momentos, cargas e movimentos adicionais significantes a outros componentes e partes do aerogerador, levando a desgastes e falhas prematuras. Além disso, o desbalanceamento do rotor pode causar flutuações no torque e potência de saída (Zhao et al. (2017)). Portanto, entender e

identificar os efeitos do desbalanceamento do rotor devido a diferença de massa nas pás e de grande valia para a indústria de energia eólica.

No cenario de $O\&M$ de aerogeradores, diversos estudos foram publicados onde inteligência artificial é utilizada no auxílio de tomada de decisões. Redes Neurais Artificiais - *Artificial Neural Networks* (ANN) - foram utilizadas por Bangalore and Tjernberg (2015) para detecção antecipada de falhas no sistema de engrenagem de turbinas eólicas, utilizando dados do *Supervisory Control and Data Acquisition* ($SCADA$) do aerogerador. Redes neurais foram utilizadas em conjunto a *Proportional Hazards Models* (PHM) para prognóstico e gerenciamento de manutenção e o resultado demonstrou aplicabilidade dos metódos propostos em aerogeradores reais (Mazidi et al. (2017)). CMS foram desenvolvidos a partir de dados $SCADA$, utilizando-se redes neurais convolucionais e *gate recurrent units* (GAE), onde uma trinca em uma engrenagem de um aerogerador foi detectada com sucesso pelo metodo proposto em um teste (Kong et al. (2020)). Máquinas de vetores suporte foram usadas para detectar desbalanceamento de massa (e aerodinâmico) de um aerogerador através de alguns parâmetros, que foram pré-processados utilizando *Empirical Mode Decomposition* (EMD) (Malik and Mishra (2016)).

Nota-se então uma tendência em utilizar dados de aerogeradores em operação e métodos de aprendizagem de máquina a fim de aprimorar os técnicas de manutenção. Esse trabalho se baseia em uma metodologia similar para identificação do desbalanceamento de massa entre as pás. Idealmente, o desbalanceamento de massa seria estudado testando pás de aerogeradores reais em experimentos de campo. No entanto, possuir uma turbina eólica de grande porte apenas para pesquisa se torna inviável devido ao seu custo, ao passo que alguns estudos são desenvolvidos com simulações computacionais numéricas, obtendo excelente resultados (Chen and Tsai (2014)). Com novas tecnologias, novos *hardwares* e *softwares* permitem que simulações computacionais atinjam resultados excelentes e fidedignos, através de ferramentas validadas para estudo de sistemas dinâmicos.

Além de reduzir custos, utilizar ferramentas computacionais validadas, permitem uma maior segurança, onde o usuário opera uma máquina virtual em um computador e não um aerogerador real, além de se obter uma maior flexibilidade de cenários. O *software* utilizado neste trabalho para simulação de aerogeradores é o *FAST v8*, uma ferramenta de *Computer-Aided Engineering* (CAE) do *National Renewable Energy Laboratory* ($NREL$). O modelo do *FAST* foi incorporado a um modelo dinâmico de um gerador sóncrono de imãs permanentes no *software Simulink* para obtenção de parâmetros elétricos, onde estes são utilizados para estimar a velocidade de rotação do rotor do aerogerador. A velocidade de rotação estimada então é pré-processada por meio da *Power Spectral Density* (PSD), e esses dados foram utilizados para alimentar os algoritmos de aprendizado de máquina.

Utilizar dados do sistema elétrico é de grande valia, pois inibe a necessidade de instalar instrumentos de medição eletromecânicos, que estão sujeitos a falhas, possuem problemas de calibração e/ou tempo de vida útil, aumentam a complexidade dos sistemas e também podem ser custosos. A partir dos dados do gerador elétrico, é possível estimar a velocidade de rotação do aerogerador. Esse parâmetro foi utilizado nos algoritmos de aprendizagem de máquina para classificação de casos onde há ou não desbalanceamento.

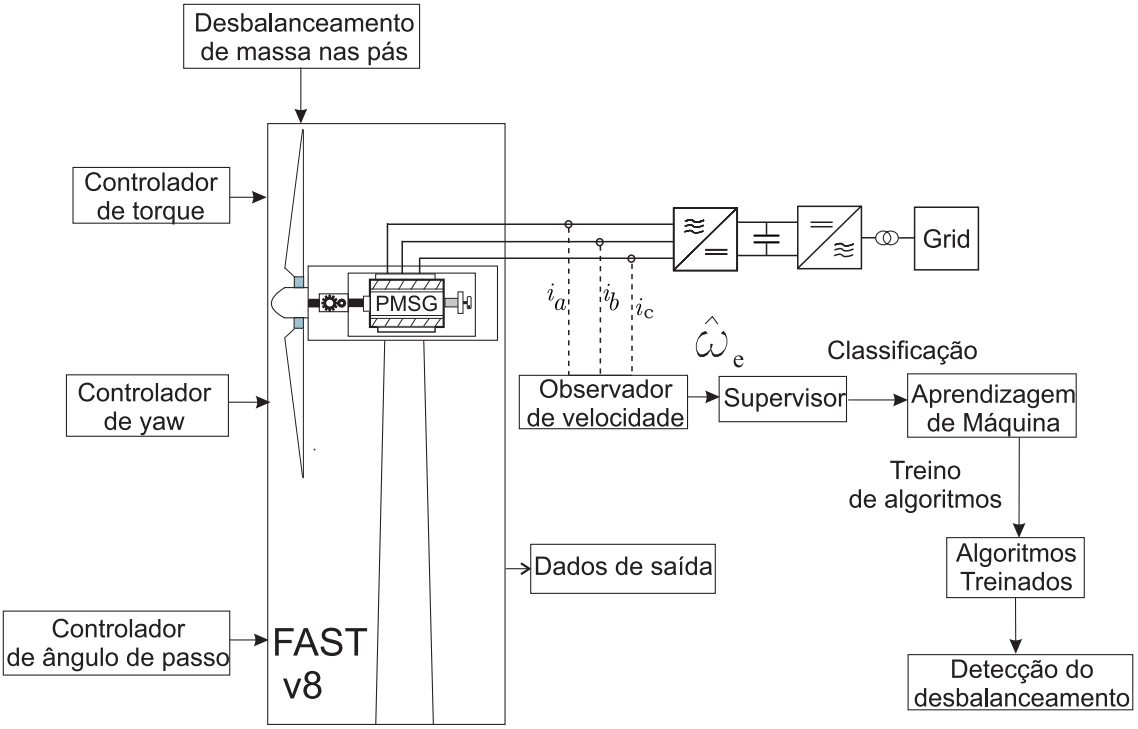
Metodologia

Essa seção apresenta a metodologia utilizada para detecção do desbalanceamento de massa no rotor de um aerogerador. Métodos clássicos de aprendizado de máquina foram

utilizados para detecção e eles demandam uma quantidade razoável de dados, que podem ser obtidos através de simulações. Adicionalmente, a estrutura do banco de dados e como este foi gerado são apresentados. O aprendizado de máquina é utilizado em diferentes áreas de conhecimento, como a biomedicina (Yang et al. (2014)), astronomia (Farrell et al. (2015)) e reconhecimento de vozes e imagens (Shin et al. (2010)), (Guo et al. (2000)).

O aprendizado de máquina pode ser classificado majoritariamente em: supervisionado, não-supervisionado, por reforço e semi-supervisionado (Russell and Norvig (2016)). Esse trabalho está focado em métodos supervisionados, onde os algoritmos utilizados recebem dados já classificados de aerogeradores com desbalanceamento de massa e sem desbalanceamento de massa (operação normal). O objetivo dos algoritmos é classificar novos dados oriundos de turbinas eólicas, determinando se o aerogerador possui ou não desbalanceamento no rotor devido a diferença de massa entre as pás, conforme Figura 1.

Figura 1 – Funcionamento dos algoritmos para detecção de desbalanceamento de massa.



No diagrama da Figura 1, nota-se que o simulador de aerogeradores recebe os comandos de controle de torque, *yaw* e ângulo de passo das pás. O programa reproduz dados de vibrações e dados do gerador elétrico, sendo assim possível desenvolver um observador da velocidade de rotação da máquina. Os dados de velocidade de rotação são classificados por um supervisor e aplicados aos algoritmos de aprendizagem de máquina para treinamentos e testes. Nesse trabalho, os métodos de aprendizagem de máquina utilizados são as árvores de decisão, k-vizinhos mais próximos e máquinas de vetores de suporte.

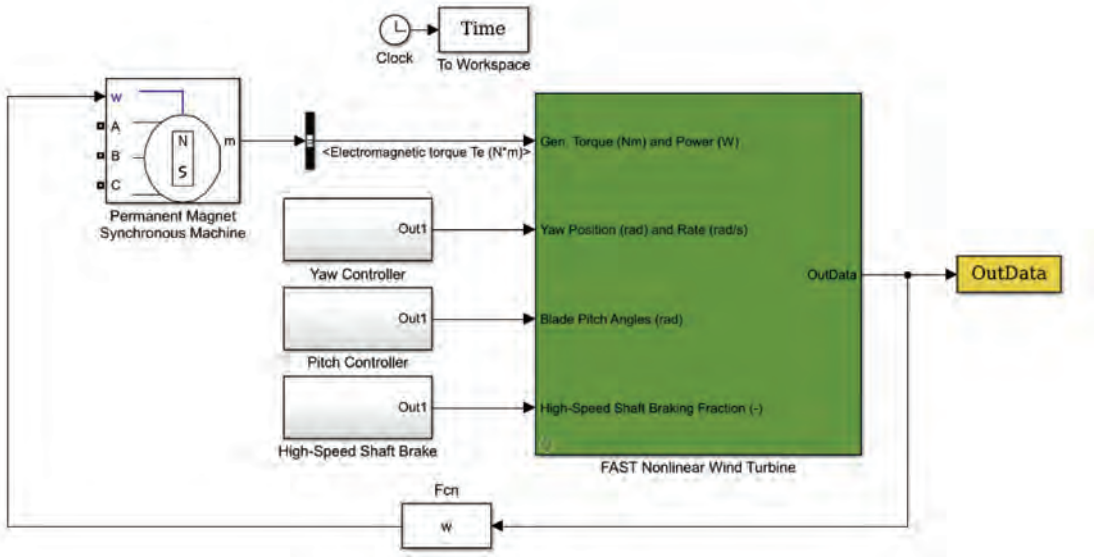
Como mencionado anteriormente, para o estudo de CMS em aerogeradores, os dados podem ser reais - coletados de turbinas eolicas em funcionamento com $SCADA$ que dispõe de informações da máquina - como podem ser obtidos por meio de simulações computacionais. Por se tratar de um *software* validado e com certificado de validação

obtido em 2005 (Manjock (2005)), os resultados de simulação do *FAST* são confiáveis para análise de dados e estudo de aerogeradores. Desse modo, a necessidade imediata de um aerogerador para a pesquisa é mitigada, diminuindo os custos, tendo em vista que uma maquina de grande porte atinge a faixa dos milhoes de reais (Fingersh et al. (2006)), além de não ser necessário interromper a produção de uma turbina, que acaba por diminuir o retorno financeiro do investimento.

Ainda, o *software MATLAB*® possui uma ferramenta poderosa para *design*, projeto e simulação de sistemas elétricos, o *Simulink*. Essa ferramenta é capaz de incorporar rotinas personalizadas escritas na linguagem *Fortran* em um bloco chamado *S-Function*, permitindo utilizar as equações do movimento do *FAST* junto ao *Simulink*.

A comunicação *FAST-Simulink* proporciona grande flexibilidade na implementação de sistemas de controle relacionados a turbinas eólicas. Controladores de *yaw*, torque do gerador e ângulo de passo das pás podem ser modelados, projetados e simulados no ambiente *Simulink*, utilizando o modelo de aerogeradores do *FAST* (Jonkman and Jonkman (2016)). O bloco *SFunc* do *FAST* no *Simulink* permite ao usuário inserir seus modelos de controladores e máquinas elétricas. A Figura 2 apresenta o bloco do *FAST* integrado a um *Permanent Magnet Synchronous Machine* ($PMSM$) que simula as dinâmicas de torque e velocidade da máquina e comunica esses valores ao programa.

Figura 2 – $PMSM$ integrado ao bloco *FAST S-Func* no *Simulink*.

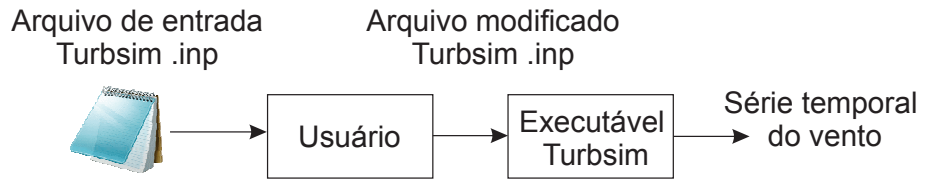


Como mencionado, os métodos de aprendizado de máquina necessitam de uma quantidade de dados suficiente para treinamento e teste de algoritmos. No caso de aerogeradores, com o objetivo de alcançar uma maior confiabilidade e performance dos métodos, se faz também necessário considerar cenários de operação variados, tendo em vista que uma turbina eólica não opera sempre com uma entrada de vento constante. Portanto, se torna intuitivo considerar dados de simulações para o banco de dados com diferentes velocidades média do vento e intensidade de turbulência de entrada, com o objetivo de obter diferentes resultados de simulações, reduzindo assim a probabilidade dos algoritmos serem eficientes apenas para um cenário de operação específico.

Resultados de simulações com diferentes cenários de escoamento do vento podem ser

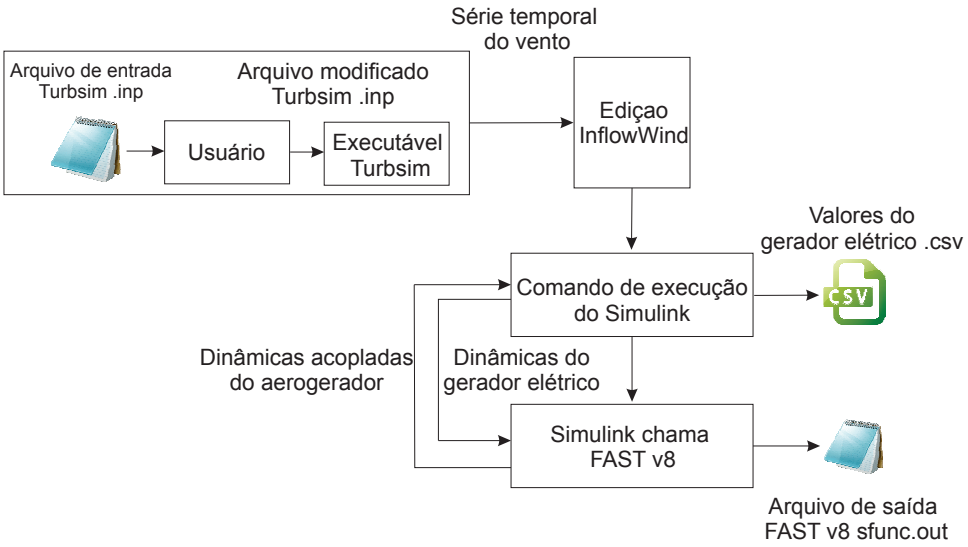
obtidos com o *framework Turbsim-FAST*. Entretanto, o funcionamento do *Turbsim-FAST* é dispendioso em se tratando de tempo e eficiência. A Figura 3 demonstra como as ações devem ser tomadas para gerar um arquivo de série temporal do vento.

Figura 3 – Ordem de ações para obtenção da série temporal do vento via *Turbsim*.



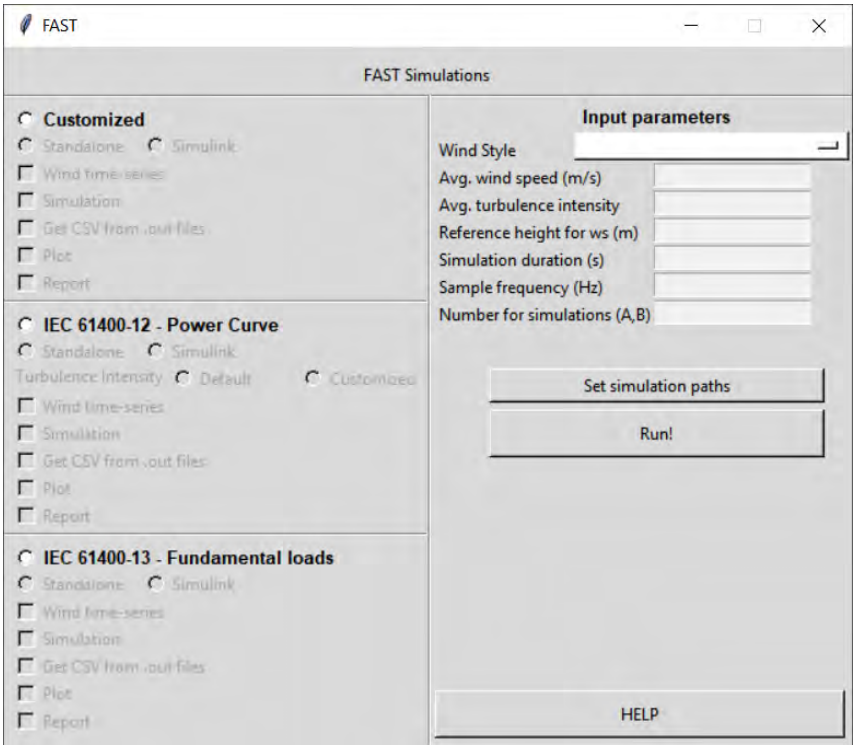
Com o arquivo da série temporal do vento, é possível então executar uma simulação no *FAST v8*, modificando e inserindo a série temporal do vento em um caminho do *software*, conforme Figura 4. O *FAST v8* ainda é responsável por fazer uma comunicação com o *Simulink*, que dispõe do modelo dinâmico do gerador elétrico.

Figura 4 – Ordem de ações para simulação via *Turbsim-FAST-Simulink*.



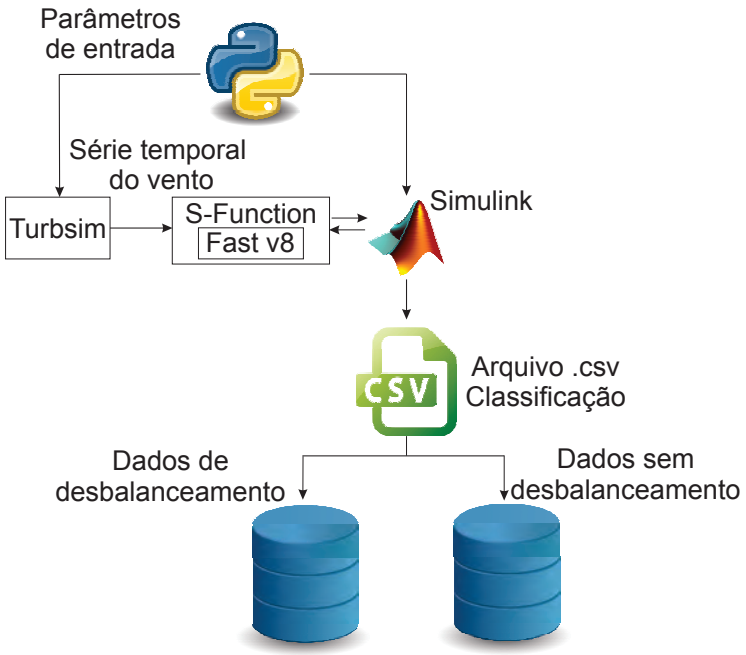
O *Turbsim* possibilita realizar simulações com os mesmos parâmetros e obter diferentes séries temporais, o que permite aumentar a quantidade de dados para os métodos de aprendizado de máquina. No entanto, repetir o processo de simulação diversas vezes demanda tempo e uma interface gráfica foi desenvolvida para se obter os dados de modo mais eficiente. A interface foi desenvolvida em linguagem *Python* e permite criar séries temporais do vento, realizar simulações no *FAST-Simulink* e manipular arquivos de saída das simulações. A interface está apresentada na Figura 5.

Figura 5 – Interface gráfica utilizada para obtenção dos dados de simulação.



A Figura 6 apresenta o fluxo de informações que resultará na criação do banco de dados, onde o usuário determina os cenários de escoamento do vento, a duração das simulações e a quantidade de vezes que cada cenário é simulado.

Figura 6 – Fluxo de informações para desenvolvimento do banco de dados.



Os arquivos de saída das simulações do *FAST* não possuem como opção disponibi-

lizar parâmetros que foram obtidos através do *Simulink*©. Portanto, por se basear nos valores das correntes i_a, i_b, i_b, é necessário exportar o valor da velocidade estimada de rotação do aerogerador através de um código, que irá separar os valores estimados em um arquivo *Comma-Separated Value* (*.csv*) de acordo com o cenário simulado.

Utilizando a interface gráfica desenvolvida é possível construir o banco de dados com uma estrutura definida. O banco de dados para os algoritmos de aprendizado de máquina possui diferentes cenários de escoamento do vento e os parâmetros de simulação para o banco de dados estão definidos de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1 – Estrutura do banco de dados.

Parâmetros	**Valores**
Velocidade média do vento (m/s)	14, 16, 18, 20
Intensidade de turbulência (%)	5, 10, 15, 20
Desbalanceamento de massa em uma pá (%)	0, +3%
Número de simulações por cenário	20
Duração da simulação (s)	60
Frequência de amostragem dos dados (Hz)	20
Expoente da lei de potência do vento	0.2
Modelo de turbulência do vento	Kaimal
Número total de simulações	640
Parâmetro de interesse	Velocidade estimada do rotor ($\hat{w}$)

O banco de dados construído dispõe de dados no domínio do tempo e da frequência das 640 simulações realizadas, sendo os dados no domínio da frequência utilizados pelos algoritmos de aprendizagem de máquina. A estrutura dos arquivos de série temporal do banco de dados está disposta na Figura 7, onde tempo é dado em segundos.

Figura 7 – Estrutura do banco de dados.

Tempo	Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3	...
0.05 0.10 0.15 0.20 0.25 0.30 ...	Velocidade em RPM	Velocidade em RPM	Velocidade em RPM	...

Os arquivos no domínio da frequência possuem estrutura semelhante aos da 7. Os dados de saída das simulações do banco de dados estão separados pelas intensidades de turbulência de cada simulação, com o objetivo de facilitar a comparação dos testes baseado nesse parâmetro, sendo todos em formato *.csv*.

Aerogerador e Pré-Processamento de Dados

O *software FAST* dispõe de modelos de exemplo e testes de turbinas e entre esses modelos encontra-se um aerogerador de 1,5 MW de potência, com o nome de *WP_Baseline*, sendo essa turbina selecionada para a obtenção de dados através da simulação. Conforme Dykes and Rinker (2018), esse modelo teve origem no programa *Wind Partnership for Advanced Component Technologies* (*WindPACT*) dos Estados Unidos da América, cujo resultado foi quatro modelos de referência para turbinas eólicas com diferentes potências nominais: 750 kW, 1,5 MW, 3 MW e 5 MW.

O modelo de 1,5 MW possui configurações similares à turbina 1,5*sle* da *General Electric* (*GE*), e os outros modelos foram escalonados para obtenção de suas características. Por esse motivo, sabe-se que o *WP_Baseline* de 1,5 MW é um modelo se aproxima de um aerogerador comercial real. O arquivo de entrada do *FAST* referente ao modelo é o *Test13.fst* e a Tabela 2 apresenta as características gerais da turbina de 1,5 MW.

Tabela 2 – Características do modelo *WP_Baseline*, modelo de exemplo do *FAST*

Parâmetro	**Valor**
Potência nominal	1,5 MW
Altura da nacele	84 m
Diâmetro do rotor	77 m
Orientação e configuração do rotor	*Upwind*, 3 pás
Controle	Velocidade variável, controle coletivo de passo
Rotação nominal	2,14 rad/s (20,4 RPM)
Caixa de engrenagem	1:87,965
Torque nominal do rotor	736,79 kNm
Classe IEC 61400-2	IIa

Fonte: *NREL*.

Um Controlador Adaptativo por Modelo de Referência - *Robust Model Reference Adaptive Controller* (*RMRAC*) - foi projetado em Morim et al. (2018) para o controle de ângulo de passo coletivo das pás do modelo de turbina *WP_Baseline* 1,5 MW na região de controle de velocidade/limitação de potência. Adicionalmente, um controlador de *Maximum Power Point Tracking* (*MPPT*) também foi projetado para impor o torque necessário para operação ótima na região de velocidade do vento abaixo da nominal.

O gerador elétrico selecionado para as simulações e obtenção de dados foi um gerador síncrono de imãs permanentes - *Permanent Magnet Synchronous Generator* (*PMSG*). Conforme Chapman (2004), esse tipo de máquina elétrica possui seu campo de excitação proveniente de imãs permanentes, que se diferem de geradores que geram seu campo de excitação através enrolamentos conectados a rede, possuindo a vantagem de não estar acoplado à rede elétrica e não sofrer distúrbios da mesma.

Para as simulações no *FAST*, o papel do gerador elétrico é fornecer a potência elétrica e o torque elétrico da máquina ao aerogerador através da *S-func* na interface com o *Simulink*, sendo possível obter esses valores a partir das correntes e tensões do gerador e a posição θ do rotor. A posição do rotor é alcançada através da integral da velocidade de rotação do aerogerador, sendo o esse valor obtido diretamente da simulação do *FAST* por meio de realimentação. A obtenção das correntes (i_a, i_b, i_c) e torque elétrico (T_e), se da

por meio das equações de tensão com eixo de referência no rotor (Krause et al. (2002)).

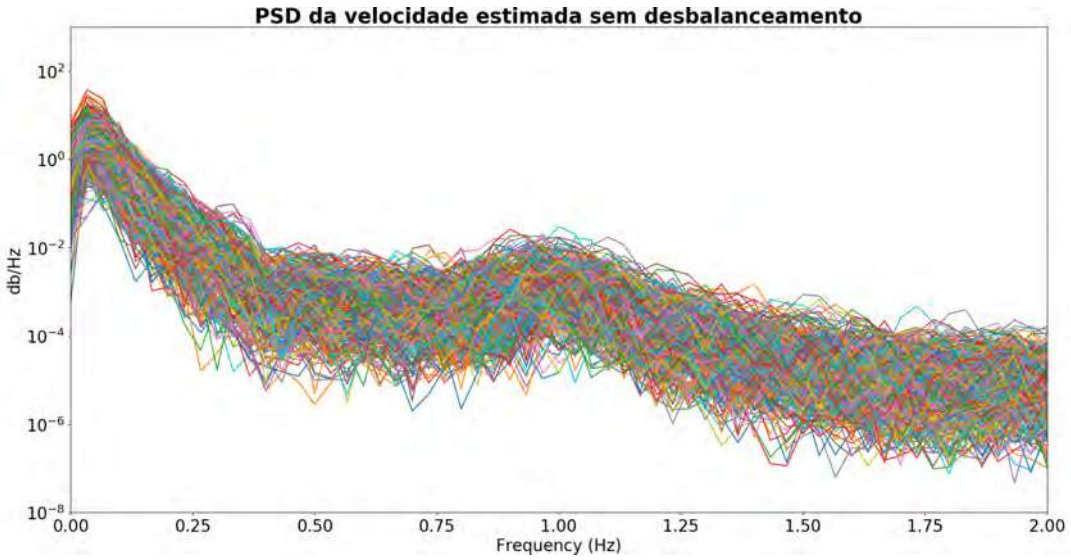
A partir dos parâmetros elétricos, um observador de velocidade foi desenvolvido, baseado nas correntes e tensões α e β, conforme Koch et al. (2015). Essa velocidade de rotação, ajustada pelo fator da caixa de engrenagem da Tabela 2, resulta na velocidade de rotação do rotor do aerogerador, e esse parâmetro foi o utilizado para identificação do desbalanceamento de massa. No entanto, antes de serem aplicados aos algoritmos de aprendizagem de máquina, os dados foram transformados para o domínio da frequência por meio de uma *PSD*. A Tabela 3 apresenta os parâmetros da *PSD*.

Tabela 3 – Parâmetros do PSD.

Parâmetro	**Valor**
Método	*Welch*
Janela de amostragem	0-60 segundos
Janelamento	*Hanning*
Tempo de janelamento	30 segundos
Overlap	90% do tempo de janelamento

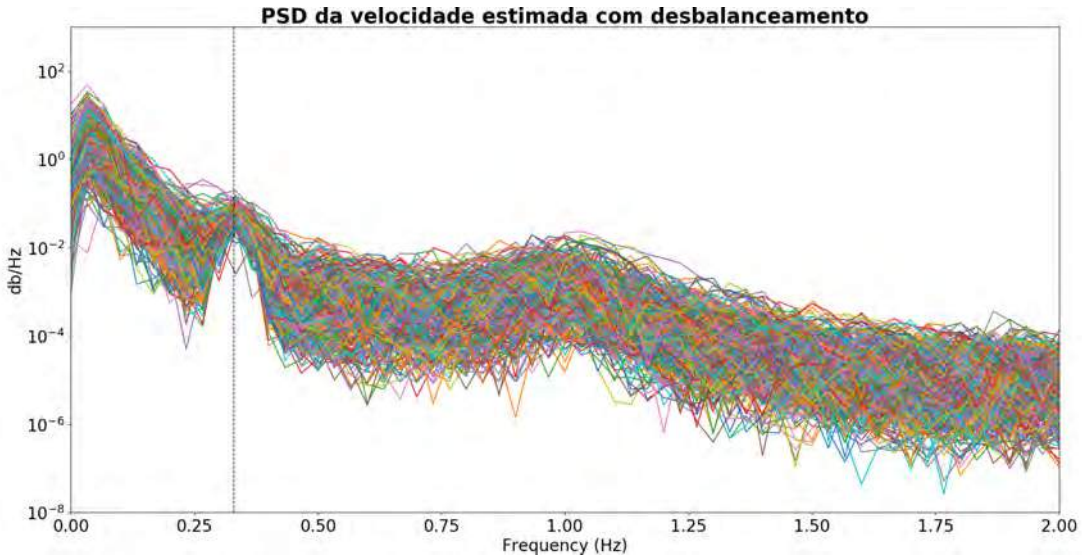
A Figura 8 apresenta a *PSD* aplicada aos dados sem desbalanceamento.

Figura 8 – *PSD* dos dados de velocidade de rotação sem desbalanceamento - 320 simulações.



A Figura 9 apresenta a *PSD* aplicada aos dados com desbalanceamento.

Figura 9 – *PSD* dos dados de velocidade de rotação com desbalanceamento - 320 simulações.



Nota-se pela Figura 9 um padrão nos dados de simulação com desbalanceamento de massa, resultado esse abordado anteriormente (da Rosa et al. (2019)), onde foi demonstrado que o desbalanceamento se manifesta na frequência 1P nas simulações realizadas pelo *FAST* (0,33 Hz no caso do aerogerador em questão). Os dados no domínio da frequência foram então aplicados aos algoritmos de aprendizagem de máquina para obtenção dos resultados.

Resultados

Para aplicar os paradigmas de aprendizagem de máquina, a linguagem de programação *Python* foi escolhida por se tratar de uma linguagem de alto nível, código aberto, com biblioteca padrão poderosa e *frameworks* desenvolvidos por terceiros, sendo uma linguagem amplamente utilizada para processamento de dados, manipulação de banco de dados e aplicações de aprendizagem de máquinas. O *Python* também possui uma biblioteca de código aberto e poderosa cujo o nome é *scikit-learn* (Pedregosa et al. (2011)), podendo ser utilizada para aplicações de diversos métodos de aprendizagem de máquina de maneira simples. Nesse trabalho, os métodos utilizados foram o da árvores de decisão, máquinas de vetores de suporte e k-vizinhos mais próximos.

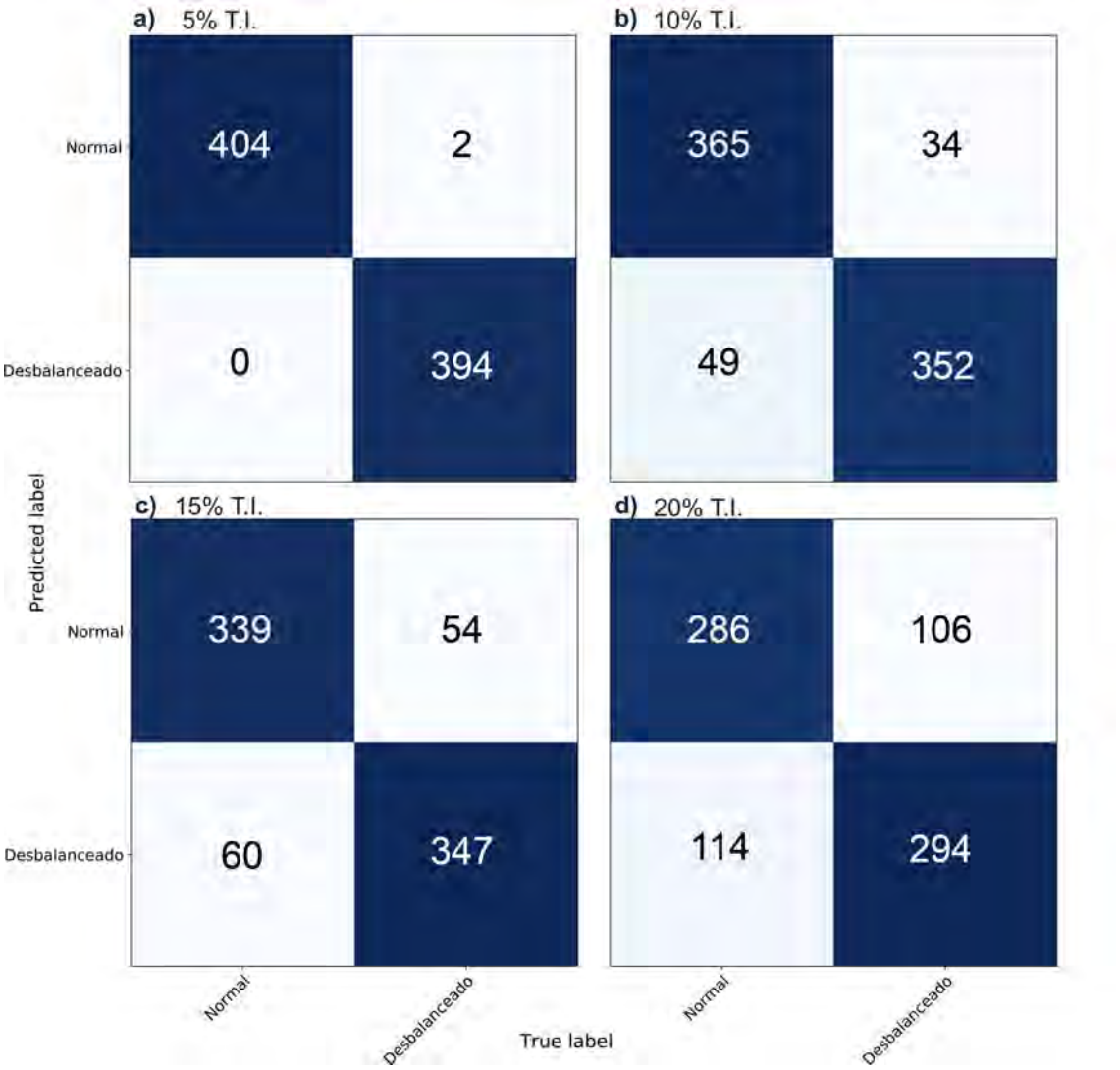
Para analisar o desempenho dos métodos, se faz necessário definir métricas de avaliação baseadas nos resultados dispostos pelos algoritmos. Diferentes métricas podem avaliar de modo mais preciso, ajudar a entender onde se pode melhorar o algoritmo e como ele está funcionando, além do fato de que utilizar simplesmente a acurácia total (total de acertos/total de tentativas) para avaliação pode levar a conclusões erradas. As métricas utilizadas nesse trabalho são a acurácia, precisão, *recall* e *f1-score*. Os resultados foram obtidos a partir da análise da matriz de confusão do teste dos algoritmos. Os testes foram separados de acordo com as intensidades de turbulência da velocidade média do vento. Desse modo, fica mais claro verificar como cada paradigma de aprendizagem de máquina se comporta para os diferentes cenários de operação. Os algoritmos foram executados dez vezes (com dados de treino e testes retirados aleatoriamente do banco de dados a cada execução) para cada método e a soma total das dez execuções foi utilizada para elaborar

as matrizes de confusões e obter os valores das métricas.

Resultados utilizando árvores de decisão

A matriz de confusão do resultado da classificação utilizando árvores de decisão é apresentada na Figura 10. Nota-se pela Figura 10 uma queda na performance da árvore de decisão conforme se aumenta a intensidade de turbulência, representado por T.I.

Figura 10 – Matriz de confusão para classificação para diferentes indices de turbulências por árvore de decisão.

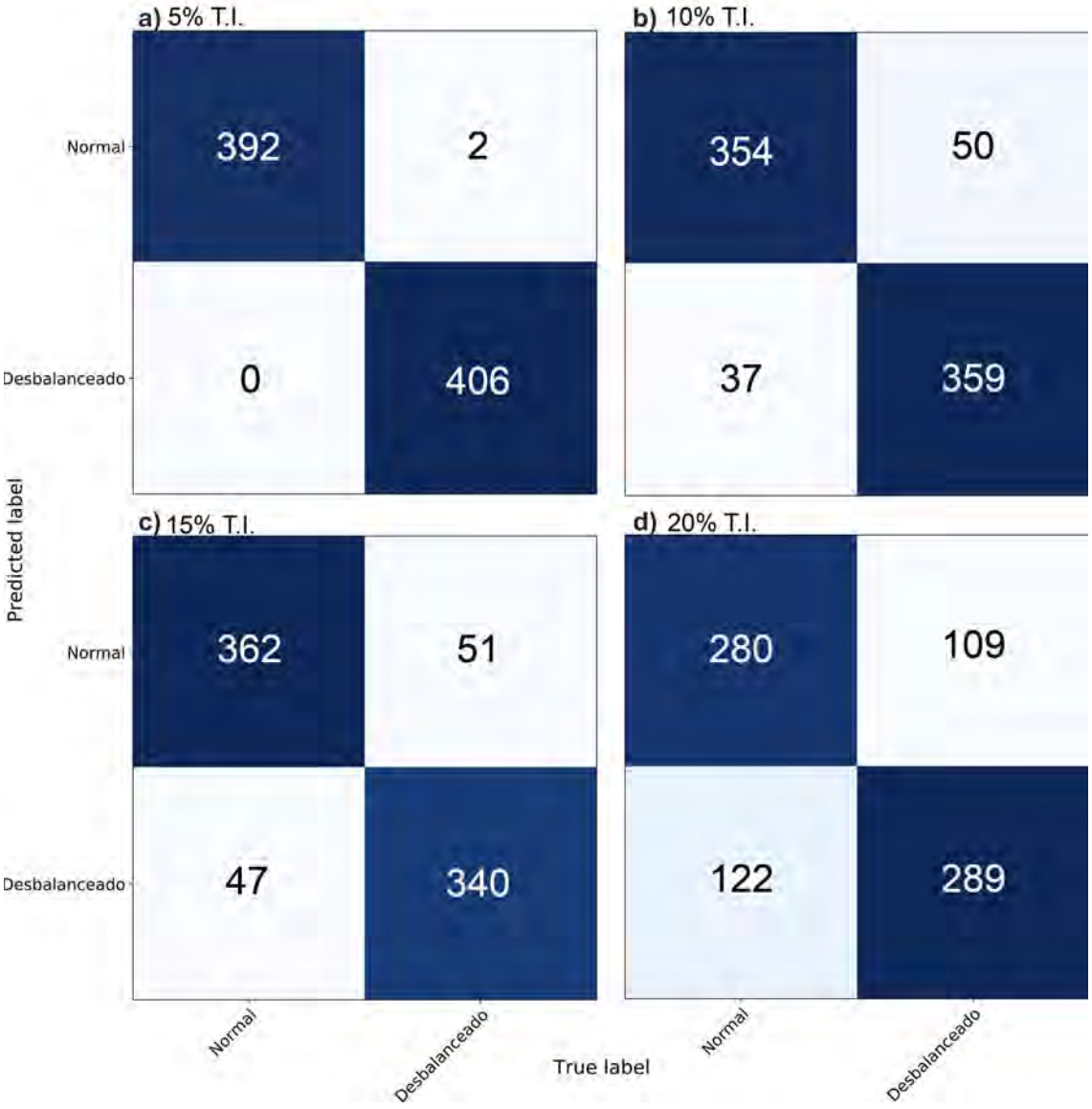


Resultados utilizando *SVM*

A Figura 11 apresenta a matriz de confusão obtida pelo *SVM* de acordo com as diferentes intensidades de turbulência. Do mesmo modo às árvores de decisão, o rendimento do *SVM* tem uma queda considerável conforme o aumento da intensidade de turbulência . Entretanto, o *SVM* possui alguns parâmetros que podem ser modificados no código e eles influenciam na construção do hiperplano, que por sua vez, influência no resultado. A Figura 11 apresenta a matriz de confusão obtida para valores de c e *gamma* (parâmetros do SVM) de 1. Entretanto, ao modificar esses parâmetros uma punição maior por classificação

incorreta é atribuída e se cria uma suavização no momento de elaborar o hiperplano, sendo este não mais o ótimo para a separação de dados. Pesquisas futuras devem avaliar mais profundamente a modificação desses parâmetros e seus efeitos na construção do hiperplano de classificação da condição de desbalanceamento, bem como a influência de diferentes *kernels methods*.

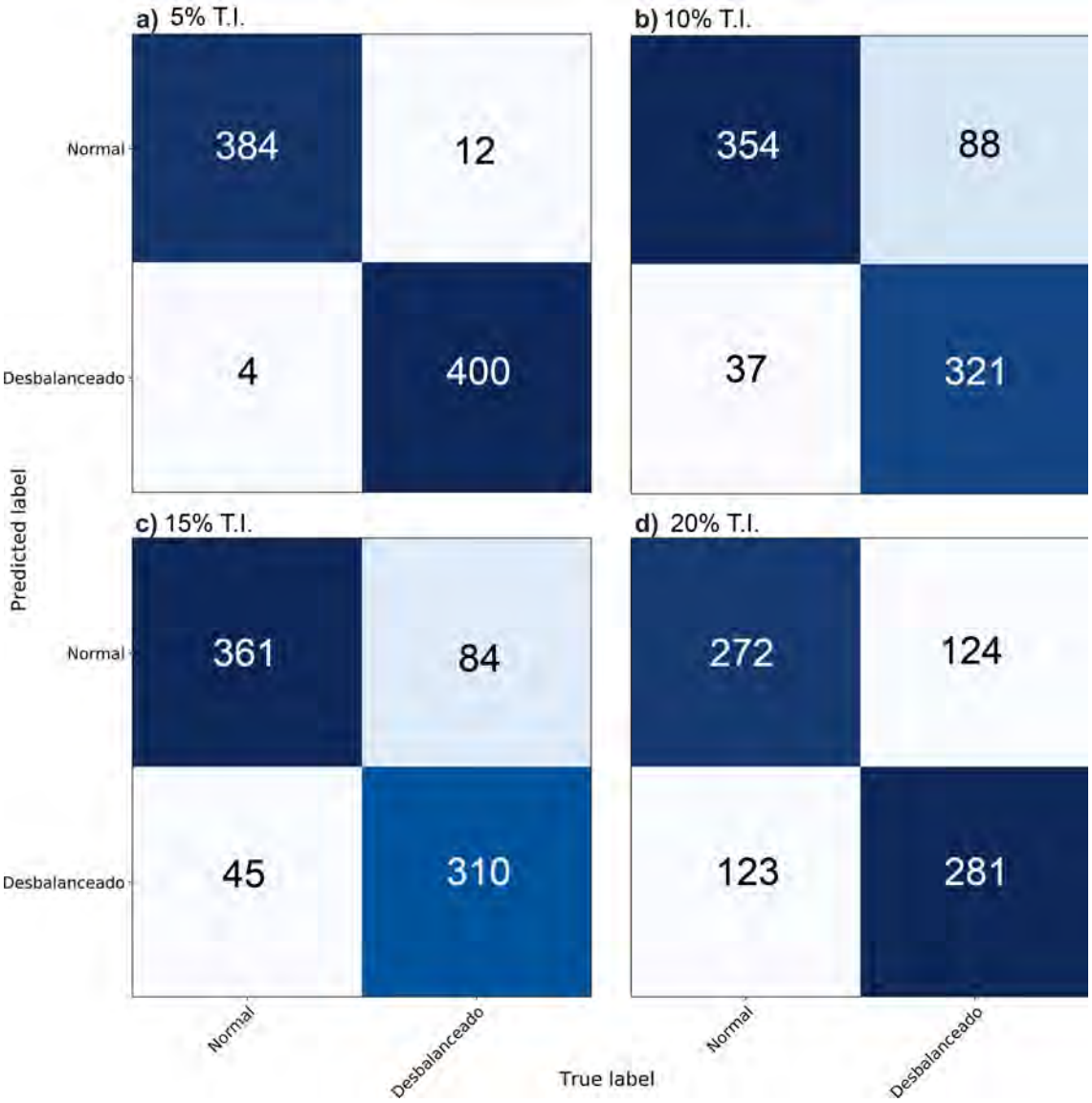
Figura 11 – Matriz de confusão para classificação para diferentes indices de turbulências por *SVM*.



Resultados utilizando *kNN*

Como dito anteriormente, o *kNN* não elabora um modelo, se baseando na distância entre dados de treino e novas amostras para a classificação. A matriz de confusão do resultado da classificação utilizando *kNN* é apresentada na Figura 12.

Figura 12 – Matriz de confusão para classificação para diferentes indices de turbulências por *kNN*.



Nota-se pela Figura 12 que o rendimento do *KNN* é um pouco inferior aos outros métodos já a partir dos 5% de intensidade de turbulência e possui a mesma queda de rendimento para intensidades de turbulência maiores.

Síntese dos resultados

Para melhor visualização dos resultados, a Tabela 4 reúne os valores obtidos das métricas para cada paradigma de aprendizagem de máquina em relação às diferentes intensidades de turbulência. Nota-se pela Tabela 4 que os resultados obtidos pelas métricas são semelhantes, com uma queda de performance mínima para o *kNN*. No entanto, é válido observar que todos os paradigmas possuem uma considerável queda de performance conforme o acréscimo da intensidade de turbulência. De valores que circulam a faixa de 98-100% de performance para intensidade de turbulência de 5%, acabam atingindo a marca de 70% para ventos mais turbulentos (20% de intensidade de turbulência). Desse

modo, dado a metodologia aplicada, é valido afirmar a possibilidade de detecção do desbalanceamento de massa utilizando os valores das correntes elétricas de um *PMSG* a partir de simulações realizadas no *FAST* para ventos com até 15% de intensidade de turbulência. É esperado de que nessa faixa de operação, 9 de 10 casos de desbalanceamento de massa sejam identificados pelos paradigmas apresentados.

Tabela 4 – Síntese dos resultados obtidos.

	Intensidade de Turbulência			
	5%	**10%**	**15%**	**20%**
Árvore de decisão				
Precisão	100%	88%	85%	72%
Acurácia	100%	90%	86%	72%
Recall	99%	91%	87%	74%
F1-score	100%	89%	86%	73%
SVM				
Precisão	100%	91%	88%	70%
Acurácia	100%	89%	88%	71%
Recall	99,995%	88%	87%	73%
F1-score	100%	89%	87%	71%
kNN				
Precisão	99%	90%	87%	70%
Acurácia	98%	84%	84%	69%
Recall	97%	78%	79%	69%
F1-score	98%	84%	83%	69%

Conclusão

O crescimento da produção de energia eólica e a necessidade de desenvolver novos métodos para aumentar a confiabilidade dos aerogeradores impulsionam diversos estudos e pesquisas de O&M e *CMS*. Técnicas para detecção de falhas ou operações danosas à aerogeradores são de suma importância para que a produção de energia eólica se torne cada vez mais competitiva em relação ao custo de produção.

Neste trabalho, dados de simulação de aerogeradores foram aplicados a paradigmas de aprendizagem de máquinas supervisionados para determinar se as pás possuem diferenças de massa entre si, e portanto, se existe desbalanceamento de cargas no rotor da turbina eólica. Utilizando a velocidade de rotação estimada no domínio da frequência, os algoritmos apresentaram resultados satisfatórios para ventos com intensidade de turbulência de até 15%, identificando desbalanceamento no rotor, o que permite notificar operadores e proprietários, auxiliando na tomada de decisão e para que possam realizar uma manutenção programada, tendo em vista que o desbalanceamento pode causar fadiga antecipada em outros componentes cruciais do aerogerador.

Aplicar os paradigmas de aprendizagem de máquina propostos e o pré-processamento de dados desse estudo a dados de um aerogerador real é de grande valia para que se possa validar a metodologia e desenvolver novas técnicas para identificação de diferentes tipos de desbalanceamento (e por vezes a localização exata do desbalanceamento), onde uma parceria universidade-operador permitiria alavancar a pesquisa e seria benéfica para ambas as partes envolvidas. Diferentes tipos de desbalanceamento devem ser considerados

para próximas pesquisas, como o aerodinâmico. A modelagem computacional de sistemas aerodinâmicos é complexa e requer um estudo mais sólido. Entretanto, alguns erros de controladores do sistema do ângulo de passo e de *yaw* são conhecidos e recorrentes na indústria (Elosegui and Ulazia (2017)) e esses podem ser simulados de maneira mais simples no *FAST*.

Acknowledgement: Esse estudo foi financiado em parte pela Coordenacao de Aperfeicoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Finance Code 001, bem como pelo CNPq.

Referências

Pramod Bangalore and Lina Bertling Tjernberg. An artificial neural network approach for early fault detection of gearbox bearings. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(2): 980–987, 2015. p. 3.

Stephen Chapman. *Electric machinery fundamentals*. McGraw-hill, 2004. p. 9.

Yen-Wei Chen and Gwo-Chung Tsai. The crack of turbine blade effect on the dynamic behavior of turbine. *Journal of Applied Mathematics and Physics*, 2(06), 2014. p. 3.

L.D. da Rosa, G.R. Hubner, H. Pinheiro, and C.M. Franchi. Wind turbine blade mass imbalance detection using artificial intelligence. In *Brazil Wind Power 2019*, 2019. p. 11.

Katherine L Dykes and Jennifer Rinker. Windpact reference wind turbines. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2018. p. 9.

Unai Elosegui and Alain Ulazia. Novel on-field method for pitch error correction in wind turbines. *Energy Procedia*, 142:9–16, 2017. p. 16.

Sean A Farrell, Tara Murphy, and Kitty K Lo. Autoclassification of the variable 3xmm sources using the random forest machine learning algorithm. *The Astrophysical Journal*, 813(1):28, 2015. p. 4.

L Fingersh, M Hand, and A Laxson. Wind turbine design cost and scaling model. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2006. p. 5.

Guodong Guo, Stan Z Li, and Kapluk Chan. Face recognition by support vector machines. In *Proceedings fourth IEEE international conference on automatic face and gesture recognition (cat. no. PR00580)*, pages 196–201. IEEE, 2000. p. 4.

Bonnie Jonkman and Jason Jonkman. *FAST v8 User's Guide*, 2016. p. 5.

Gustavo Koch, Thieli Gabbi, Germano Henz, Rodrigo P Vieira, and Humberto Pinheiro. Sensorless technique applied to pmsg of wecs using sliding mode observer. In *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, pages 1–6. IEEE, 2015. p. 10.

Ziqian Kong, Baoping Tang, Lei Deng, Wenyi Liu, and Yan Han. Condition monitoring of wind turbines based on spatio-temporal fusion of scada data by convolutional neural networks and gated recurrent units. *Renewable Energy*, 146:760–768, 2020. p. 3.

Paul C Krause, Oleg Wasynczuk, Scott D Sudhoff, and Steven Pekarek. *Analysis of electric machinery and drive systems*, volume 2. Wiley Online Library, 2002. p. 10.

G. N. P. Leite, A. M. Araujo, and P. A. C. Rosas. Prognostic techniques applied to maintenance of wind turbines: a concise and specific review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2018. ISSN 1364-0321. doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.002. URL http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309383. p. 2.

Hasmat Malik and Sukumar Mishra. Proximal support vector machine (psvm) based imbalance fault diagnosis of wind turbine using generator current signals. *Energy Procedia*, 90:593–603, 2016. p. 3.

Andreas Manjock. Evaluation report: Design codes fast and adams for load calculations of onshore wind turbines. *Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Rept*, 72042, 2005. p. 5.

Peyman Mazidi, Lina Bertling Tjernberg, and Miguel A Sanz Bobi. Wind turbine prognostics and maintenance management based on a hybrid approach of neural networks and a proportional hazards model. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O: Journal of Risk and Reliability*, 231(2):121–129, 2017. p. 3.

Ricardo Bortoluzzi Morim, Fernanda Carnielutti, Hilton A Grundling, and Humberto Pinheiro. Robust model reference adaptive individual pitch control for wind turbine load reduction. In *IECON 2018-44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pages 1934–1939. IEEE, 2018. p. 9.

F. Pedregosa, G. Varoquaux, A. Gramfort, V. Michel, B. Thirion, O. Grisel, M. Blondel, P. Prettenhofer, R. Weiss, V. Dubourg, J. Vanderplas, A. Passos, D. Cournapeau, M. Brucher, M. Perrot, and E. Duchesnay. Scikit-learn: Machine learning in Python. *Journal of Machine Learning Research*, 12:2825–2830, 2011. p. 11.

Stuart J Russell and Peter Norvig. *Artificial intelligence: a modern approach*. Malaysia; Pearson Education Limited, 2016. p. 4.

Jong Won Shin, Joon-Hyuk Chang, and Nam Soo Kim. Voice activity detection based on statistical models and machine learning approaches. *Computer Speech & Language*, 24 (3):515–530, 2010. p. 4.

Jing Yang, Dengju Yao, Xiaojuan Zhan, and Xiaorong Zhan. Predicting disease risks using feature selection based on random forest and support vector machine. In *International Symposium on Bioinformatics Research and Applications*, pages 1–11. Springer, 2014. p. 4.

Ping Zhao, Xiaoguang Li, and Liu Yang. Research on mass imbalance fault of wind turbine based on virtual prototype. In *MATEC Web of Conferences*, volume 95. EDP Sciences, 2017. p. 2.

REPAROS POLIMÉRICOS: UMA SOLUÇÃO CONVENIENTE PARA EIXOS DANIFICADOS EM AEROGERADORES

Arthur Mendonça, Pablo Hita, Nello Ferrari, Diego Hita e Pedro Hita

RESUMO

Os eixos e outros componentes dentro das nacelas de aerogeradores podem ser expostos a um ambiente altamente corrosivo devido à entrada de umidade ou névoa salina, sem mencionar várias formas de ações mecânicas que podem causar danos. Esse mecanismo de corrosão por desgaste pode ser exacerbado se as turbinas estiverem nas proximidades das zonas costeiras, onde os ventos podem transportar uma alta concentração de eletrólitos. Como resultado, o desempenho geral da turbina eólica pode ser drasticamente afetado, reduzindo a perda de produção de energia ou afetando a operação de componentes mecânicos, como o mecanismo de orientação do aerogerador. A substituição e a soldagem, embora sejam soluções de reparo comuns, na maioria dos casos não são viáveis. Uma solução polimérica alternativa e inovadora pode ser usada para reparar eixos danificados por meio de um material epóxi 100% sólido e aplicado a frio. Este artigo enfocará a solução polimérica e um estudo de caso em que a corrosão e o desgaste excessivo comprometeram a operação do aerogerador. O cliente procurou uma solução que pudesse ser aplicada in situ usando um material epóxi como um composto de reparo injetado em um molde projetado especificamente para esta aplicação.

PALAVRAS-CHAVE: Reparos de Eixo, Eólico, Polímeros Epóxi

ABSTRACT

Shafts and other components inside the nacelles of wind turbines could be exposed to a highly corrosive environment due to ingress of moisture or mist combined, with airborne salts, not to mention various forms of mechanical actions that can cause wear damage (ref. Opening photo). This wear-corrosion mechanism can be exacerbated if the turbines are in the vicinity of coastal zones where the winds can carry high concentration of electrolytes. As a result, the overall performance of the wind turbine can be drastically affected, either by reducing energy production loss or by upsetting the operation of mechanical components such as the yaw mechanism. Replacing and welding, albeit common repair solutions, are in most cases not feasible. An alternative and innovative polymeric solution can be used to repair damaged shafts by means of a cold applied 100% epoxy material. This paper will focus on the polymeric solution and a case study where corrosion and excessive wear compromised the operation of the wind turbine. The client sought a solution that could be applied in situ using an epoxy material as a repair compound injected into a split former engineered specifically for this application.

KEYWORDS: Shaft Repairs, Wind, Epoxy Polymers

1 INTRODUÇÃO

Os eixos são componentes críticos de qualquer equipamento rotativo e são usados para transmitir potência e torque de um componente para outro. Para a indústria de geração de energia, isso significa transferir energia de uma fonte de geração de energia para um local em que possa ser convertida em trabalho útil. O mesmo conceito se aplica à indústria de energia eólica, onde a energia gerada pelo vento e a rotação subsequente das pás dos geradores é transferida para um gerador que gera eletricidade. Outro mecanismo importante de uma turbina eólica é o acionamento do mecanismo de orientação, que gira a turbina na direção do vento para maximizar a rotação das pás. Operado através do motor de guinada, o eixo principal desse mecanismo também é crítico para o bom funcionamento do sistema para maximizar a eficiência da turbina (WU, WANG, 2012).

Como qualquer outra peça de equipamento, os eixos estão sujeitos a danos por corrosão e desgaste, que podem ser acelerados por condições ambientais específicas, lubrificação insuficiente de componentes mecânicos ou aterramento inadequado para isolamento galvânico. Os eixos gastos e defeituosos não podem apenas acelerar o desgaste de outros componentes, mas também podem potencialmente desligar a máquina inteira, interrompendo a produção e resultando em perda de faturamento. Uma vez danificados, são convencionalmente reparados usando processos quentes, por exemplo, soldagem ou pulverização de metal e, em seguida, usinado até os parâmetros específicos do projeto. Se não for cuidadosamente controlado, esses métodos convencionais podem causar danos residuais ao eixo, gerando tensões térmicas potenciais, distorção e alterações metalúrgicas indesejadas. Esses métodos de reparo também exigem a desmontagem da máquina, que pode ser demorada e cara ao considerar o tempo de inatividade do equipamento. Na indústria de turbinas eólicas, a substituição ou desmontagem geralmente envolve a contratação de um serviço de guindaste, a mobilização dos componentes mecânicos para o solo, o transporte para uma oficina e a remontagem da máquina. Esse processo pode levar semanas para ser concluído.

2 O MÉTODO DE REPARO

O problema e as limitações dos métodos convencionais podem ser evitados usando compostos poliméricos não metálicos em uma solução de reparo in situ aplicada a frio. O reparo

consiste em injetar ou formar o material de reparo não metálico usando moldes. Esses moldes são pré-fabricados considerando as dimensões de projeto do eixo que está sendo reparado. O procedimento de reparo pode ser realizado in situ sem a necessidade de equipamento especial ou permissão de trabalho a quente. Os materiais não metálicos necessários para a aplicação estão prontamente disponíveis e o procedimento de aplicação padronizado permite que a equipe de aplicação seja efetivamente treinada em poucas horas.

Evitar a desmontagem do sistema representa uma das maiores vantagens dos reparos poliméricos em relação aos métodos convencionais, porque o tempo de inatividade e suas consequentes perdas de produção são bastante minimizados. Outras vantagens desta técnica são as seguintes:

a) Resistência à corrosão - Os compostos poliméricos não metálicos são isolantes elétricos e resistentes à corrosão. Seu uso evita que ambientes agressivos afetem ainda mais os eixos das turbinas. Algumas dessas soluções poliméricas não metálicas, epóxis 100% sólidos, são usadas em diferentes indústrias há mais de 60 anos, como usinas hidrelétricas, plataformas e refinarias de petróleo e gás *offshore* e *onshore*, e mineradoras apenas para citar algumas. Eles têm um histórico confiável e comprovado de sucesso nesses ambientes corrosivos (FLANAGAN, 2014).

b) Adaptabilidade em diferentes graus de danos e geometrias - O reparo pode ser realizado em áreas defeituosas de qualquer profundidade, comprimento e forma. Epóxis sem solvente podem ser moldados para qualquer dimensão e geometria sem perda de volume durante a sua cura.

c) Redução de alterações metalúrgicas em comparação à soldagem - Uma consequência conhecida da soldagem, principalmente quando o tratamento térmico pós-soldagem (TTPS) é realizado incorretamente ou negligenciado, é a formação de uma célula galvânica macroscópica, produzindo uma composição diferencial dentro da zona de fusão. Normalmente, isso resulta em corrosão acelerada nos cordões de solda por corrosão bimetálica. A soldagem também pode introduzir *Heat Affected Zones* [1](HAZ), incluindo e circundando a zona de fusão. Essas áreas passaram por processos envolvendo temperaturas elevadas para produzir mudanças microestruturais no estado sólido. Como a aplicação de materiais de reparo poliméricos não requer trabalho a quente, a temperatura da aplicação é mantida abaixo dos níveis que afetariam a

[1] Esse termo em português significa Zonas Afetadas pelo Calor

microestrutura do aço. Isso evita efetivamente a formação de HAZ ou células galvânicas (DAVIS, 2006).

Diferentes materiais poliméricos podem ser usados para reparar e reconstruir eixos que sofrem com perda de metal. No entanto, algumas aplicações requerem produtos que possam suportar condições de serviço mais exigentes do que outras, e sem falhas, incluindo temperaturas elevadas, ambiente marinho corrosivo ou a ação combinada de erosão-corrosão. Além disso, o sistema de reparo deve ser projetado para que as limitações operacionais do composto de reconstrução não sejam excedidas durante a vida útil desejada do eixo que está sendo reparado.

Pelo menos um fabricante de compostos poliméricos não metálicos recomenda o uso de materiais epóxi 100% sólidos em ambientes propensos a corrosão e desgaste. Esses materiais epóxi 100% sólidos podem ser quimicamente projetados com propriedades superiores para suportar as condições ambientais às quais eles podem ser expostos.

Algumas dessas propriedades incluem:

a) Materiais sem solventes - os materiais de reconstrução de epóxi 100% sólidos são projetados para que nenhum composto volátil deixe o material por evaporação à temperatura e pressão normais. Assim, é mais seguro para os aplicadores usarem, especialmente em espaços confinados ou em pequenos habitats.

b) Retorno rápido ao serviço - os epóxis 100% sólidos curam através de reações exotérmicas. O calor gerado pela reação química influencia os tempos de secagem. A cura rápida realmente oferece um excelente benefício para os proprietários de equipamentos, pois permite rápido retorno ao serviço nestes projetos.

c) Excelente resistência à compressão, tensão e corrosão - Os epóxis sem solvente têm resistência à compressão e tensão superiores quando comparados a outros materiais de reconstrução com solventes. Além disso, eles podem ter um bom desempenho em ambientes altamente corrosivos.

O uso de um ou outro material epóxi 100% sólido dependerá dos atributos necessários para a aplicação e serviço. A consideração dos seguintes parâmetros permitirá sistemas confiáveis aplicados a frio.

a) Resistência ao calor - Os aumentos de temperatura afetam o desempenho mecânico dos materiais poliméricos. Os produtos epóxi tendem a se deformar sob uma carga fixa a uma temperatura específica conhecida como temperatura de distorção térmica (*Heat Distortion*

Temperature - HDT). Se um composto de reconstrução de epóxi for usado para operações acima de seu HDT, a adesão, a resistência à compressão, a resistência à tração e outras propriedades mecânicas podem ser diminuídas.

b) Resistência à abrasão - As condições de serviço podem incluir diferentes níveis de erosão e abrasão. Epóxis 100% sólidos podem ser formulados com aditivos cerâmicos ou termoplásticos para aumentar a resistência do sistema contra os efeitos de danos por abrasão. É importante avaliar a presença de meios erosivos nos arredores para selecionar corretamente o composto epóxi certo a ser usado.

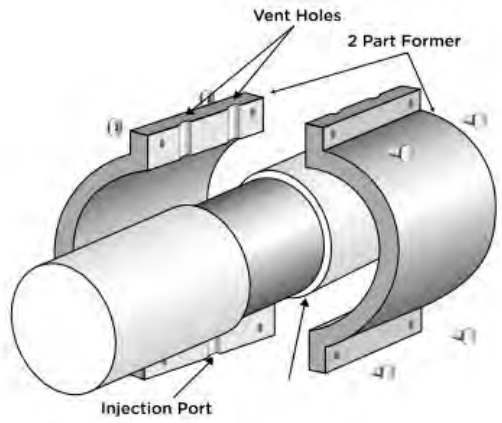
c) Tempo de cura - Como mencionado anteriormente, os epóxis 100% sólidos curam através de reações exotérmicas, e alguns produtos apresentam um tempo de reação mais rápido que outros. O material adequado deve ser determinado com base no tamanho do reparo que está sendo executado e no cronograma de manutenção para a realização da intervenção polimérica.

d) Método de Aplicação - Epóxis 100% sólidos podem ser fornecidos como materiais de pasta ou fluido. Os compósitos de reparo em pasta são normalmente usados para reconstruir áreas mais espessas de perda de metal e restaurar o perfil de metal. Estes materiais de pasta são preferencialmente aplicados por uma técnica de moldagem. Os materiais de grau fluido, por outro lado, são escolhidos quando são necessários materiais menos viscosos e geralmente são aplicados por injeção. Ambos os tipos de materiais podem fornecer proteção a longo prazo para uma variedade de condições de serviço.

Pelo menos um fabricante de epóxi 100% sólido sujeita seus produtos a protocolos de teste exigentes, para garantir a conformidade com os padrões mais rigorosos estabelecidos pelo setor. Esses testes não apenas ajudam a entender o desempenho do produto e a adequação ao serviço, mas também são úteis para caracterizar completamente um material. Os fabricantes decidem quais testes destacarão melhor as propriedades de seus produtos; depois, eles empregam uma variedade de testes internos e externos para verificar o desempenho do produto. Alguns fabricantes fazem *benchmark* de seus produtos com os requisitos de padrões da indústria internacionalmente reconhecidos, como ISO[1], ASME[2] e ASTM[3]. Isso permite que os proprietários de equipamentos estabeleçam comparações entre diferentes produtos e selecionem o que melhor se adapta às suas necessidades. No entanto, a maioria dos proprietários de equipamentos geralmente está interessada em realizar testes adicionais para simular um ambiente que se assemelha às condições de serviço.

Como mencionado anteriormente, os reparos no eixo in situ podem ser realizados por dois métodos: moldagem e injeção aplicadas manualmente. As aplicações de moldagem envolvem o uso de epóxi de pasta 100% de sólidos como um composto de reconstrução. Antes do início da aplicação, um molde dividido é projetado e fabricado para atender aos requisitos de reparo, como diâmetro do eixo e comprimento do reparo (Figura 1). Dependendo do comprimento do reparo, é importante projetar o molde dividido com orifícios de ventilação ao longo do comprimento, para garantir que o excesso de material possa ser expulso durante o procedimento de reparo.

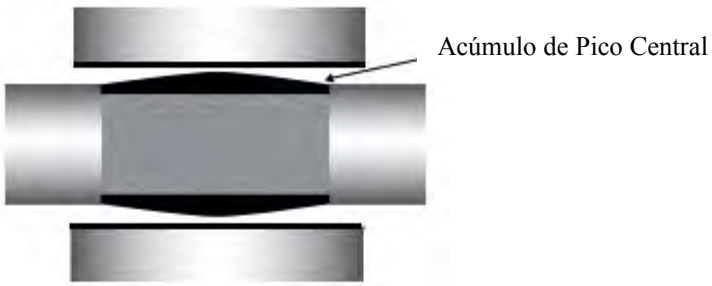
Figura 1 - Molde flangeado para reparos no eixo in situ



Em seguida, a área defeituosa do eixo é limpa e desgastada para criar um perfil mecânico, seguindo as recomendações do fabricante do composto de reconstrução. Ao fazer isso, é possível obter uma ligação ideal entre o material e o eixo. Os moldes bipartidos pré-projetados devem ser revestidos com um agente desmoldante para facilitar a remoção após a cura do material epóxi. Uma camada fina do composto de reparo é aplicada em ambas as superfícies, na área preparada do eixo e nas superfícies internas do molde, certificando-se de que o composto de reparo cubra o perfil o máximo possível. Material epóxi adicional é aplicado posteriormente em ambas as superfícies, tomando cuidado para evitar a retenção de ar. Um pico central do material deve ser construído no molde bipartido para garantir que todo o ar ocluído seja deslocado pelo excesso de material ao prender o molde bipartido ao redor do eixo (Figura 2). O molde bipartido é então colocado ao redor do eixo e preso na posição, garantindo que o excesso de material seja expulso pelos orifícios de

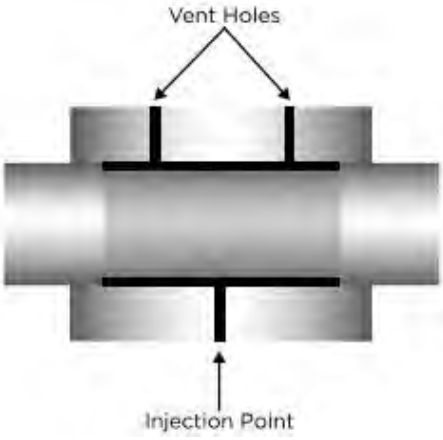
ventilação e pelas bordas do molde. O excesso de material é removido e limpo ao redor do perímetro do eixo.

Figura 2 - Vista lateral em corte transversal da técnica de moldagem aplicada à mão



O método de injeção é preferido quando se utiliza um material epóxi de grau de revestimento menos viscoso. Inicialmente, o processo é muito semelhante ao método de moldagem aplicado à mão. O molde bipartido é fabricado de acordo com o projeto de engenharia do eixo, seguido pela preparação da superfície do substrato a ser reparado. O molde bipartido é projetado com orifícios de ventilação perfurados para permitir a evacuação do ar à medida que o produto injetado o desloca. Uma película fina do material de grau de fluido é aplicada na área preparada do eixo e nas superfícies internas do molde. Os moldes são então posicionados e fixados no lugar. Nas bordas, o molde dividido deve selar a cavidade vazia na qual o epóxi de grau líquido seria injetado (Figura 3). O epóxi de grau fluido é então inserido no cartucho de injeção e, usando uma pistola adequada, começa a ser injetado lentamente, de baixo para cima, para garantir a remoção do ar. A injeção continua até que toda a cavidade entre as duas superfícies tenha sido preenchida e o produto comece a escorrer pelos orifícios de ventilação. A pistola de injeção é removida e a porta de injeção é selada. O material epóxi de grau líquido deve ser curado seguindo as recomendações do fabricante antes de remover o molde. O reparo pode ser concluído usando um pano de esmeril adequado.

Figura 3 - Vista lateral em corte transversal da técnica de injeção



3 ESTUDO DE CASO - O PROBLEMA

Durante o cronograma de manutenção de um parque eólico, a nacela da turbina eólica foi removida para inspecionar seus componentes internos. A inspeção revelou a entrada de umidade na nacela devido ao ambiente úmido e à impermeabilização inadequada da superfície externa da turbina. Umidade excessiva no interior da turbina e falta de lubrificação causaram corrosão e desgaste do eixo, respectivamente. Como mencionado acima, a perda de metal nos eixos pode causar operação ineficiente dos mecanismos dentro da nacela.

Foram necessários reparos para evitar corrosão adicional e restabelecer a eficiência operacional dos componentes. Duas abordagens convencionais foram primeiramente consideradas: substituição e soldagem. Substituir o eixo do gerador por um novo exigiria os serviços de contratação de um guindaste e a instalação e remontagem adequadas do eixo na nacele. O custo de tais procedimentos foi estimado em US$300.000, sem mencionar o impacto monetário de duas semanas de inatividade e de uma turbina não operacional. A segunda opção considerada foi abaixar o equipamento e transportar o eixo para uma oficina para que os reparos de solda fossem realizados. Embora essa opção fosse US$25.000 mais barata que a primeira, isso exigiria também um serviço de guindaste e logística de transporte. A estimativa de tempo também foi de 2 a 3 semanas.

Para evitar interrupções excessivas na operação da turbina, uma terceira opção foi proposta ao proprietário do equipamento. Esta solução não convencional foi um reparo in situ adequado usando polímeros epóxi não metálicos 100% sólidos. O reparo pode ser concluído em 24 horas para diferentes eixos de diâmetros operando na nacela.

3.1 Aplicação da Solução

Antes do início de qualquer procedimento de manutenção, todo a equipe envolvida no reparo adquiriu um entendimento completo do reparo, do procedimento e da logística da aplicação. Embora a técnica de moldagem e injeção aplicada à mão tenha demonstrado evidências de testes em campo e registros bem-sucedidos em diferentes setores, a técnica de injeção foi escolhida como o método preferido de aplicação para esse reparo. Após discutir as diferentes opções, o seguinte método de aplicação foi implementado:

1. Projeto: o molde bipartido foi construído conforme o projeto do eixo (Figura 4), para ser consistente com o comprimento da área de reparo e o diâmetro do eixo que está sendo reparado (Figura 5). Furos foram perfurados e rosqueados para servir como orifícios de injeção e ventilação para o material epóxi fluido 100% sólido (Figura 6).

Figura 4 - Vista isométrica do componente montado com o molde bipartido

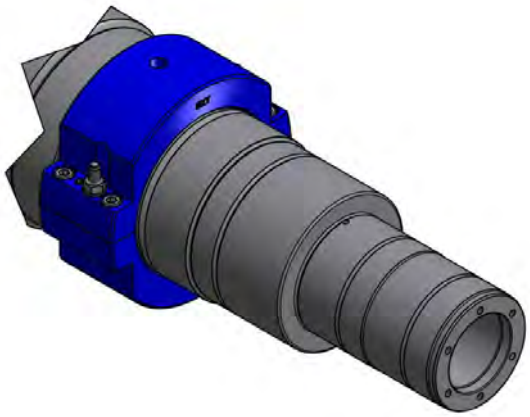


Figura 5 - Vista frontal do molde bipartido para injeção de material epóxi de grau líquido

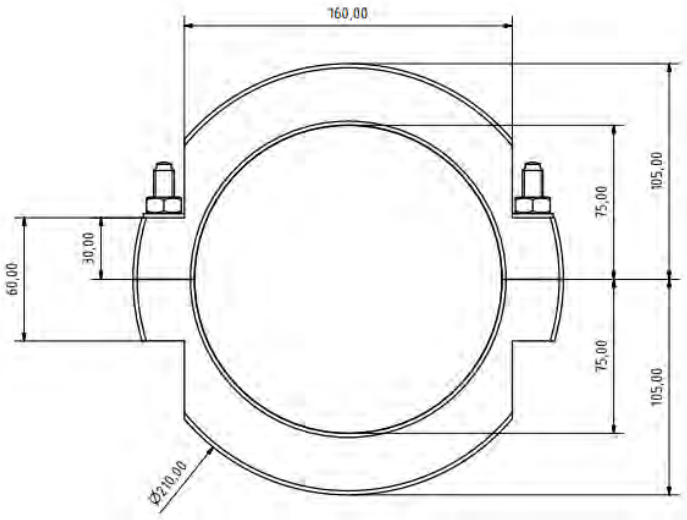
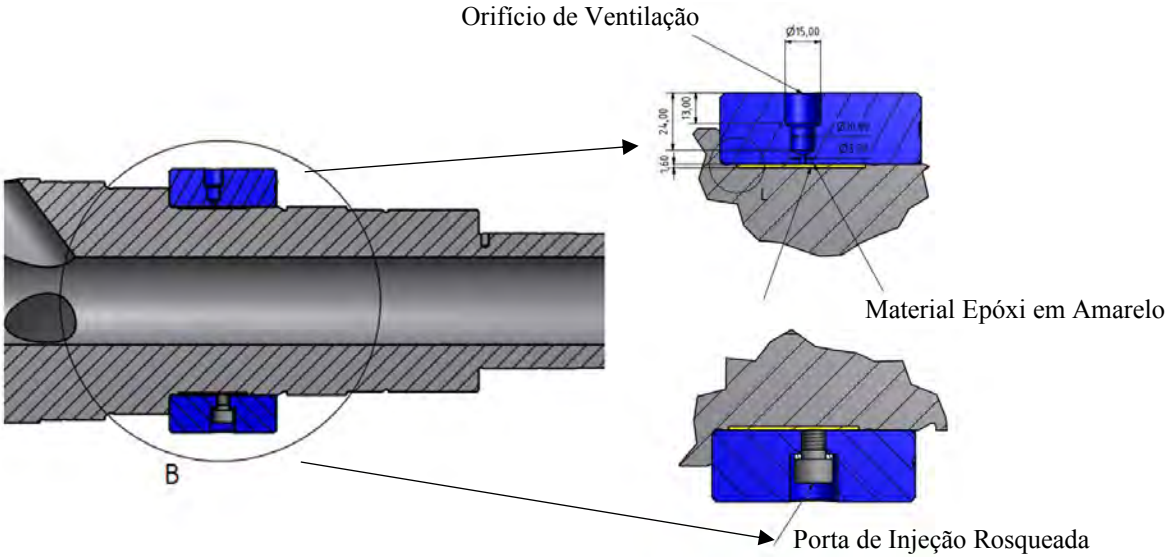


Figura 6 - Secções inferior e superior do molde bipartido



2. Preparação da superfície: A área danificada do eixo foi mecanicamente preparada para os requisitos da SSPC-SP11 (SSPC-SP11). Uma superfície rugosa e uma profundidade média mínima do perfil de 1,6 mm ao redor da circunferência do eixo foram obtidas para otimizar a adesão do epóxi 100% sólido ao substrato (Figura 7).

Figura 7 - Área de reparo após a preparação da superfície

3. Um agente desmoldante foi aplicado uniformemente nas superfícies internas do molde bipartido para facilitar a remoção do molde após a cura completa do material epóxi.

4. Os moldes foram então colocados ao redor da área danificada. Foi confirmado que o comprimento do molde se estendia além da área danificada para selar e moldar adequadamente até as dimensões necessárias. Uma vez alinhado corretamente, o primeiro é fixado usando 4 parafusos M10 (Figura 8).

Figura 8 - Fixando o molde bipartido no lugar

5. O epóxi 100% sólido de grau fluido foi misturado seguindo as instruções do fabricante e depois derramado no cartucho de injeção. O cartucho foi inserido em uma pistola de

injeção pneumática e o procedimento de injeção foi iniciado. O material foi injetado lentamente até a cavidade estar cheia. Isso foi confirmado pelo produto saindo pelas portas de ventilação. As portas de injeção foram fechadas com um parafuso quando o produto as alcançou.

Figura 9 - Injeção de epóxi de grau líquido 100% sólido através de pistola de injeção pneumática

6. O epóxi de grau fluido foi posteriormente deixado curando seguindo as recomendações do fabricante. As portas de injeção foram removidas e a aplicação foi concluída (Figura 10).

Figura 10 - Produto que pode curar após a conclusão da aplicação

7. Após a cura completa do epóxi de grau fluido, o molde foi removido. Foi feito um acabamento com uma lixa fina para suavizar quaisquer irregularidades e possíveis protuberâncias causadas pelas portas de injeção e ventilação (Figura 11). Para remover os moldes, foram utilizados parafusos de extração em cada lado do molde.

Figura 11 - Aplicativo de injeção concluído

4 CONCLUSÕES

Várias conclusões podem ser tiradas deste artigo:

1. O uso de epóxis 100% sólidos aplicados a frio é uma solução eficaz e comprovada para manutenção de eixos quando reparos convencionais, como soldagem e substituição, não são viáveis. Esses materiais poliméricos permitem que equipamentos sejam reparados in situ, sem calor e com facilidade e segurança.
2. Este método oferece a melhor relação entre custo e desempenho quando comparado aos procedimentos de substituição de eixo e reparo de soldagem. Sem a necessidade de desmontagem do equipamento e com tempos de resposta mais rápidos, o custo da solução de material epóxi é rapidamente compensado pelas economias em produção e perda de receita causadas por extenso tempo de inatividade.

3. Ao reparar danos causados por desgaste e corrosão dos eixos com um material não metálico, a causa raiz do problema está sendo resolvida. Epóxis 100% sólidos fornecerão excelente resistência à corrosão e abrasão para minimizar futuros mecanismos de desgaste.

REFERÊNCIAS

Davis, J. R. Corrosion of weldments. Materials Park, OH: **ASM International,** 2006.

Flanagan, K. Modern Polymeric Materials Offer Options for Equipment Repair. **Electric Power.** Jan-03, 2014.

SSPC SP11, "Power Tool Cleaning to Bare Metal", (Pittsburg, PA:SSPC)

Wu, Z., & Wang, H. Research on Active Yaw Mechanism of Small Wind Turbines. **Energy Procedia,** *16*, 53-57, 2012

DNV GL EXPERIENCE ON ROOT CAUSE ANALYSIS OF BLADE FAILURES

Amilcar Zambrano [1]

1Renewables Advisory DNV GL

1 Edificio Trovador, Plaza Antonio Beltrán Martinez 1, 9 oficina D, Zaragoza 50002, Spain

[1] amilcar.zambrano@dnvgl.com;

SUMMARY

Today the wind market is pushing for a reduction in the LCOE. The blades still represent 24% of the wind turbine cost and so the reduction of this has a significant impact on the wind turbine's total cost. Nevertheless, the price of raw materials for the blade's production have not reduced significantly and best performing materials are increasing its presence in the new blade designs. One feasible way of reducing such costs is by reducing the manufacturing cycle time. The main issues regarding this strategy is that blade production remains highly dependent on manual processes and this means the manufacturing cycle time is highly dependent on the labor force. The industry is also reducing the LCOE by optimizing blade sizes and weights. The mix composed of blades designed with reduced safety margins and tight tolerances, together with a high component of manual processes, makes for a combination that increases the probability of having flaws during blade production.

DNV GL, through its field experience on Root Cause Analysis (RCA) of blade failures, has identified manufacturing flaws that cause catastrophic failures on operational blades. These investigations were carried out using, well established, inhouse methods.

The results showed sudden occurrences of failures with no previous warning signs on the exterior of the blade surface. However, the special manufacturing flaws progressed fast on structural blade components.

Operational practices and challenging site conditions played also a role on blade failures. New markets are particularly exposed to experience blade failure if incorrect practices are not addressed and blade are not correctly equipped to face special weather conditions.

The investigations were done with reasonable budgets and in relatively short time periods. Such good results were possible thanks to the experience and expertise of the DNV GL staff involved.

OBJECTIVES

Based on DNV GL's operational experience the following lessons will be presented:

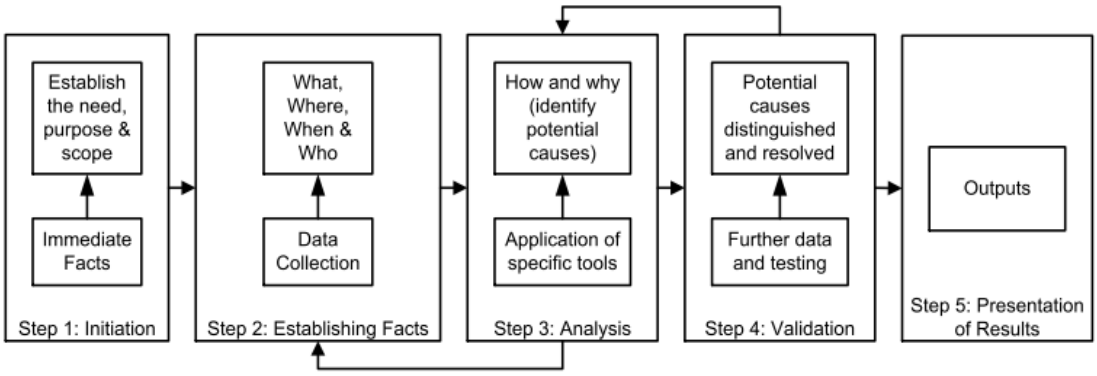
- The manufacturing issues and operational practices that have caused blade catastrophic failures.
- How these issues have progressed due to the environmental and operational conditions
- Root Cause Analysis (RCA) methods used for determining and collecting the results

FOCUS

DNV GL, using the RCA techniques established in the standard 62740 of the International Electrotechnical Commission (IEC 62740) and its own RCA technique called Barrier Systematic Analysis Technique (BSCAT), has determined during its experience in blade failure investigations that the presence of manufacturing issues have had a significant impact on blade catastrophic events.

An RCA process normally consists of 5 steps (according IEC 62740): Initiation, establishing facts, analysis, validation and presentation of results. The RCA is considered a dynamical systematic investigation that will receive feedback in some of its steps.

RCA basic steps (according IEC 62740)



The RCA steps are followed until the extent the stopping rule allows the progress of the investigation. The stopping rule is the point at which action can be defined or additional proof of cause is no longer necessary for the purpose of the analysis.

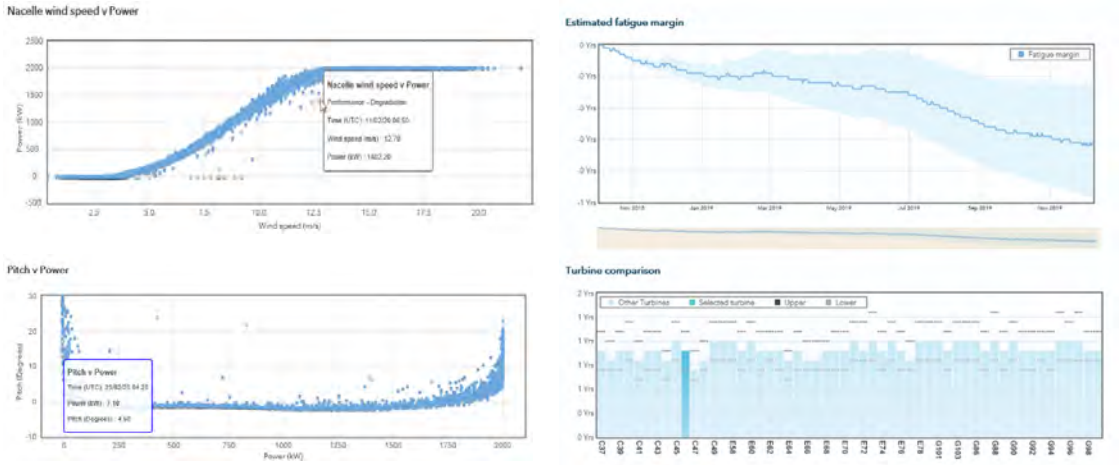
The context of the investigation will define the stopping rule. These are determined by:

- Potential impact on the fleet
- The level of detail required in the investigation
- Budget / Cost of investigation project
- Access to information (classified information is always involved)
- Purpose of the investigation

Through careful analysis of the operational conditions of the wind turbines involved in analyzed cases, DNV GL could identify the most probable immediate causes and their relationship with the operational performance. As part of the tool set the following methods were used in most cases: SCADA analysis, wind turbine inspection, post-mortem inspection and document review.

The SCADA analysis will always help to determine the operational conditions of the wind turbine before and during the failure. Potential and frequent causal factors such as: Incorrect control performance, installation failures and improper maintenance could be ruled out during this analysis.

SCADA analysis of 10- minute and high frequency data to define the operational conditions before the blade failure



DNV GL always considers that the on-site inspection will provide valuable information about the failure mode and the site conditions. This inspection will be very important for determining the facts.

During a catastrophic failure and complete detachment of the tip section, the probability of damage on the cracked area at the moment of the impact against the ground, is high. Therefore, in order to have the complete picture of this cracked area, the root section should also be inspected.

The evidence gathered from the root section inspection will probably be less contaminated than the tip section, in case the wind conditions during the failure were high.

On-site inspection and sections inspections of both failed blades and samples

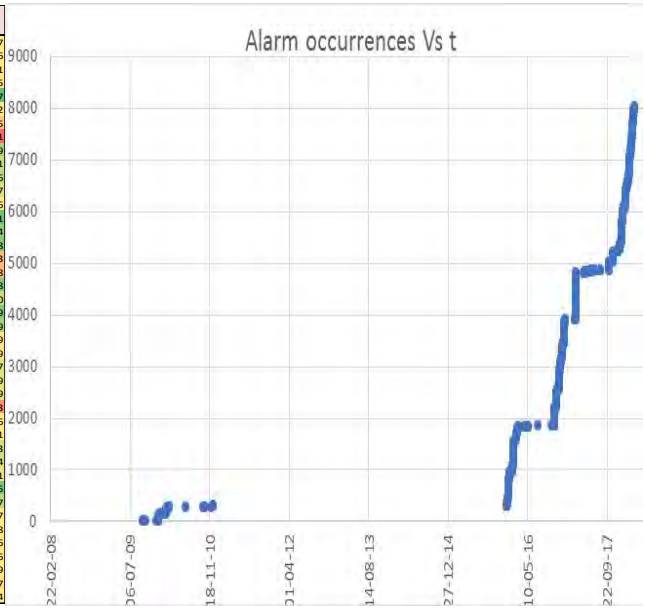
Expertise is essential during the inspections and SCADA analysis. These will make a difference in how conclusive the study might be.

The obtained data is cross-checked with all the available information including witness and involved staff interviews, alarms and logbooks, blade journals, blade design documentation, background information, platform track record, among others. Again, a methodical analysis,

expertise and experience, are indispensable for finding the right connections between all of these and the studied event.

Cross-check data

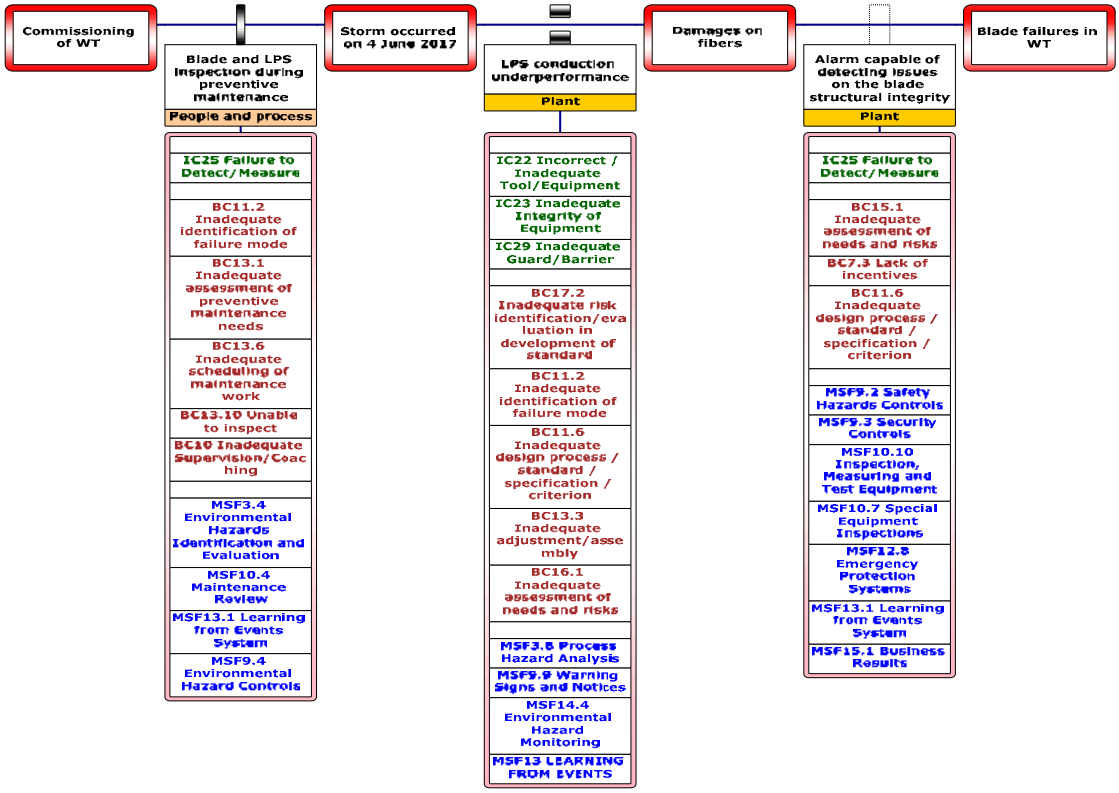
Blade	Damage	Initial Radius	Final Radius	Length	Width	2017 Status	Severity	Alarm X	Alarm XX
2	1	0.60	0.70	100.00	300.00	Crack	4	0	67
3	3	1.50	3.00	1500.00	1500.00	Other	4	5	76
1	2	0.00	1.00	400.00	400.00	Crack	4	2	91
2	3	0.50	1.00	500.00	10.00	Crack	4	6	125
2	4	0.50	1.00	100.00	400.00	Crack	4	3	17
3	4	0.50	1.00	300.00	300.00	Crack	4	5	102
3	5	0.50	0.70	100.00	600.00	Crack	4	3	305
3	2	1.30	1.50	400.00	300.00	Crack	3	7	1001
3	4	1.00	1.50	500.00	100.00	Crack	3	6	39
3	2	0.50	1.00	100.00	200.00	Crack	3	3	51
1	2	0.40	0.50	100.00	150.00	Crack	3	11	46
2	3	0.50	0.50	10.00	700.00	Crack	3	0	57
1	2	1.50	1.50	10.00	400.00	Crack	3	5	76
2	2	1.00	1.00	10.00	300.00	Crack	2	0	21
3	2	1.00	1.00	10.00	400.00	Crack	2	13	34
1	3	1.00	1.10	100.00	100.00	Crack	2	10	28
3	2	0.50	0.60	100.00	300.00	Crack	2	0	423
1	2	0.50	0.50	10.00	300.00	Crack	2	2	438
3	2	0.40	0.70	300.00	200.00	Crack	2	2	28
2	2	1.00	1.00	100.00	300.00	Crack	2	1	50
2	2	0.00	1.50	1500.00		Other	2	9	29
2	2	1.50	1.50	10.00	400.00	Crack	2	6	39
1	2	0.40	0.60	200.00	200.00	Other	2	4	129
3	3	0.20	0.30	100.00	200.00	Other	2	4	129
3	2	0.50	0.50	10.00	300.00	Crack	2	0	57
3	4	1.00	1.00	10.00	300.00	Crack	2	3	59
2	3	1.00	1.00	10.00	200.00	Crack	2	3	59
3	2	0.50	1.00	100.00	200.00	Crack	2	10	733
2	2	0.50	0.50	10.00	200.00	Crack	2	5	76
2	2	2.00	3.00	100.00	100.00	Crack	2	7	71
1	2	1.00	2.00	1000.00	1500.00	Other	2	1	53
1	4	0.00	3.00	3000.00	1000.00	Other	2	2	54
2	6	0.50	1.00	100.00	100.00	Crack	2	10	61
3	3	1.00	1.00	10.00	200.00	Crack	2	1	25
1	2	1.00	1.00	10.00	200.00	Crack	2	0	47
3	5	0.50	0.60	100.00	200.00	Crack	2	18	87
3	2	1.50	3.00	1500.00	1500.00	Crack	2	4	88
2	3	0.00	1.00	1000.00	1000.00	Crack	2	3	106
1	1	1.00	1.00	10.00	300.00	Crack	2	3	106
3	5	0.20	0.50	100.00	400.00	Crack	2	1	69
1	1	0.50	1.00	500.00	100.00	Crack	2	2	167
3	2	0.50	1.00	250.00	100.00	Crack	2	11	74



For the timeline, hypnotizing and establishing the potential causes DNV GL use its tool and method BSCAT. The main advantage of this technique is the fact that the systematic investigation is focused on those barriers that have failed in preventing the final event.

Depending on the impact of the failed barrier on the final event occurrence, DNV GL will develop the systematic analysis on this or not. The systematic analysis is not only looking for the immediate cause of the event but also the contributing causes. Its effectiveness lies in proposing mitigation measures on those factors that have lead to the failure mode, rather than only solving the mechanism that failed during the incident.

BSCAT diagram developed up to mitigation measures



Control and mitigation measures should be applied on the basic, contributing causes and not over the immediate causes. Otherwise the blade failure will probably occur again.

RESULTS

DNV GL found that not all the manufacturing issues classified as critical by many blade manufacturers will cause catastrophic failure. Interlaminar wrinkles, dry fibers and bonding line defects on the root area will expose the structural integrity of the blades.

These kinds of failures happen without showing exterior warning signs and cause the destruction of the blade or even the collapse of the entire tower by the impact of the failed blade against it. Lack of blade internal inspection as a common practice in the industry makes for difficult detection of the progression of these failures.

Environmental conditions such as turbulence, lightning and overloading will have a relevant role on the blade failure progress. The control of the wind turbine might make a difference against or in favor of a catastrophic failure.

The BSCAT method meant it was possible to focus the investigation on those causal factors that have a considerable impact on the catastrophic event

CONCLUSIONS

During the blade manufacturing process, many non-conformities are expected to occur. The quality criteria used by blade manufacturers trend to increase tight manufacturing tolerances. The immediate consequence of these demanding conditions is the natural increase of non-conformities during the blade production. For the blade manufacturing industry, it is not always easy to establish the priority of the flaws and their possible consequences on the operational assets.

Based on the results gathered during field investigations and wind turbine operational experience, DNV GL have identified which manufacturing defects should not be tolerated. Progression of these defects are usually difficult to detect by external visual inspections or by the WT sensor system.

The main investigation tasks and resources for the blade failures did not include a complex team or high costs. Nevertheless, causal factors with higher impact on the catastrophic failures were determined in relatively short time periods. Even when the investigation team might be small, to get such good results on a reasonable budget, cases should be led by experienced experts.

REFERENCES

1. International Electrotechnical Commission (IEC 62740). Ed1: 2015 Root Cause Analysis (RCA)
2. DNV GL RCA investigations and experience on multiple cases from 2012-2019
3. Large Blade Manufacturing Cost Studies Using the Sandia Blade Manufacturing Cost Tool and Sandia 100-meter Blades. SAND2013-2734. D. Todd Griffith and Wade Johanns. April 2013
4. Global Wind Turbine Supply Chain 2017 Webinar. MAKE consulting. Dan Shreve. 5 January 2018

MAPEAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DOS PARQUES EÓLICOS OFFSHORE: UMA ANÁLISE TEMPORAL E GLOBAL

Andressa Santiso[1], Mario González[2], Daniel Faro[3], Rafael Monteiro[4], Claudio Pontes Junior[5], David Cassimiro de Melo[6]

1, 2, 4, 5, 6 CriAção – Grupo de pesquisa em Inovação de Produtos e Processos para Energias Renováveis/ Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção/ UFRN

3 CENPES/Petrobrás

andressamsantiso@gmail.com; mario@ct.ufrn.br; danielfaro@petrobras.com.br; rafaelmonteirov@yahoo.com.br; claudiopontesjunior@gmail.com; davidcassi@yahoo.com.br

RESUMO

No crescente mercado de energia eólica, a instalação de parques eólicos offshore se torna cada vez mais importante. Com o rápido desenvolvimento da tecnologia eólica offshore, a capacidade instalada aumentou significativamente, assim como surgiram novos projetos em desenvolvimento em diferentes países. Na Europa, a eólica offshore começou a se desenvolver na década de 1990, na Dinamarca, e se expandiu para o Reino Unido, Alemanha e outros. Além da Europa, países como a China, Taiwan e os Estados Unidos iniciaram implantação dessa fonte de energia. O Brasil possui um grande potencial eólico marinho que pode ser aproveitado, ajudando a diversificar a matriz energética brasileira. Ainda, o Brasil possui, no litoral de estados como do Rio Grande do Norte e do Ceará, uma vasta área com recurso eólico significativo, com profundidades inferiores a 20 m —, a distâncias de até 30 km em relação à costa — condições que permitem a utilização de subestruturas de baixo custo na instalação e Operação e Manutenção de parques eólicos. O estudo tem por objetivo mapear os parques eólicos offshore que entraram em operação até dezembro de 2019, abordando suas características em relação à sua tecnologia, potência de suas turbinas, dimensões das pás, distância à costa e profundidade. Para isso, foi realizado estudo de casos em países que possuem maior capacidade instalada, dessa fonte de energia, sendo eles: Dinamarca, Alemanha e Reino Unido, que juntos representam 86% da capacidade instalada da Europa. Em seguida, os padrões dos avanços tecnológicos de cada país foram comparados para se observar a evolução de características dos parques eólicos offshore como potência nominal dos aerogeradores, distância da costa e lâmina d'água. Como resultado, observa-se que os primeiros parques eólicos offshore, dos países estudados, foram implementados em áreas com características: melhor recurso eólico, próximos à costa e baixas profundidades da lâmina da água. Os

posteriores parques eólicos offshore foram instalados, com maior distância à costa e maiores profundidades na busca pelo melhor recurso eólico.

Palavras chave: Usina Eólica Offshore; Evolução; Características tecnológicas.

ABSTRACT

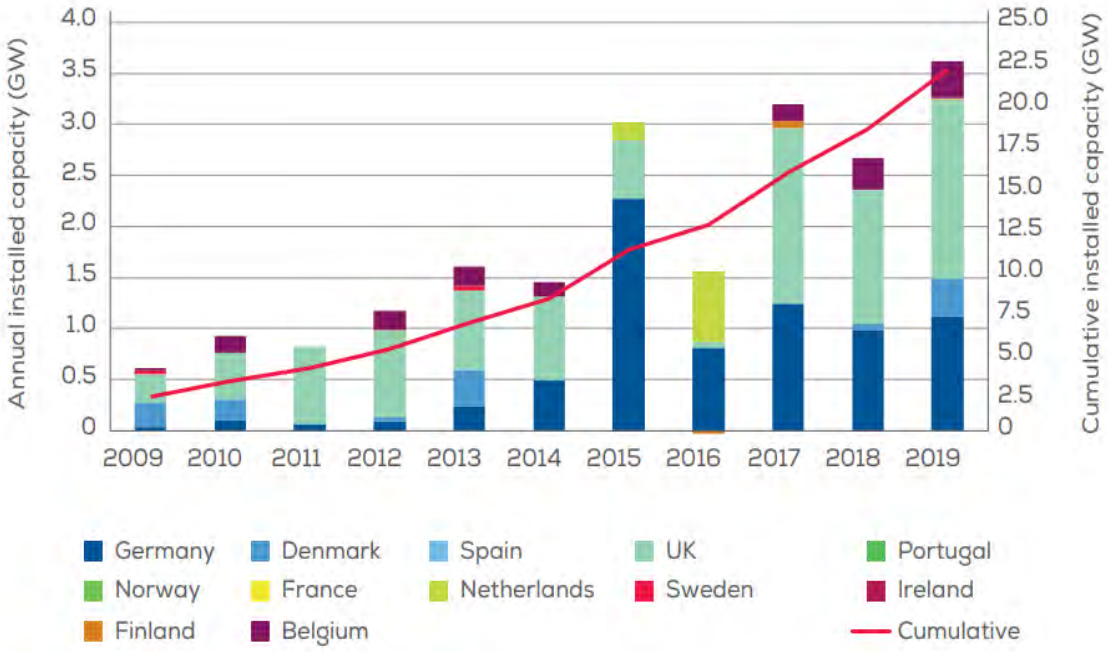
In the growing wind energy market, the installation of offshore wind farms is becoming increasingly important. With the rapid development of offshore wind technology, installed capacity has increased significantly, as have new projects under development in different countries. In Europe, offshore wind began to develop in the 1990s, in Denmark, and expanded to the United Kingdom, Germany and others. Along with Europe, countries such as China, Taiwan and the United States have started implementing this energy source. Brazil has great offshore wind potential that can be harnessed, helping to diversify the Brazilian energy matrix. In Brazil coastal states as Rio Grande do Norte and Ceará, there is a vast area with significant wind resource, with depths below 20 m -, at distances of up to 30 km in relation to the coast - conditions that allow the use of low cost substructures in the installation and Operation and Maintenance of wind farms. The study aims to map the offshore wind farms that went into operation until December 2019, addressing their characteristics in relation to their technology, turbine power, blade dimensions, distance to shore and depth. To this end, a case study was carried out in countries that have greater installed capacity, of this energy source, namely: Denmark, Germany and the United Kingdom, which together represent 86% of Europe's installed capacity. Then, the patterns of technological advances in each country were compared to observe the evolution of characteristics of offshore wind farms such as wind turbines nominal power, distance from the coast and water depth. As a result, it was observed that the first offshore wind farms, in the countries studied, were implemented in areas with characteristics: better wind resource, close to the coast and low depths of the water depth. The subsequent offshore wind farms were installed, with greater distance from the coast and greater depths in the search for the best wind resource.

Key words: Offshore wind farm; Evolution; Technological characteristics.

1 INTRODUÇÃO

A capacidade instalada da energia eólica offshore aumentou rapidamente em diversos países, especialmente do Norte da Europa, como pode ser observado na Figura 1. A capacidade acumulada de energia eólica offshore instalada na Europa foi de 22.072 MW no final de 2019, adicionando 3.623 MW no ano de 2019.

Figura 1 – Capacidade instalada anual e cumulativa na Europa em 2019.



Fonte: WindEurope (2020).

A maioria das usinas eólicas se concentram na Europa, no Mar do Norte e no Oceano Atlântico, no entanto, o mercado está se expandindo rapidamente. Em 2018, foram adicionados cerca de 4,5 GW de capacidade da qual a maior parte foi concentrada na China (IRENA, 2019).

A tecnologia das turbinas eólicas offshore tiveram um aumento significativo de potência nominal nos últimos anos. Segundo o WindEurope, as principais fabricantes de turbinas eólicas offshore, em capacidade instalada na Europa, são a Siemens Gamesa, com 68,1%, MHI Vestas com 23,5%, Senvion com 4,4%, BARD e GE com 1,6% e 1,5%, respectivamente (WINDEUROPE, 2020).

Apesar de ser uma tecnologia similar à onshore, as turbinas offshore possuem um maior custo, advindo das estruturas de suporte, processo de instalação, infraestruturas elétricas e operação e manutenção que devem ser adequadas ao ambiente marinho (KALDELLIS; KAPSALI, 2013).

Os avanços tecnológicos desempenharam um papel fundamental na redução destes custos, possibilitando a concorrência da indústria eólica offshore com outras fontes de energia sem subsídios. Assim, os fabricantes de turbinas implementaram inovações que permitiram reduzir o LCoE para aumentar sua competitividade em leilões e ajudar no gerenciamento da integração da energia nas redes (HILL, 2018).

Estes avanços podem ser medidos por métricas, como maiores profundidades da água na busca por melhor recurso eólico, distância da costa, turbinas com maiores dimensões e potência, dentre outras. Frente ao exposto, a questão que deu origem ao estudo foi "Quais as características dos parques eólicos offshore instalados até 2019 nos países pioneiros desta fonte de energia?"

O estudo tem como objetivo mapear os parques eólicos offshore que entraram em operação até dezembro de 2019, abordando suas características em relação à sua tecnologia, potência de suas turbinas, dimensões das pás, distância à costa e profundidade.

O artigo está organizado em cinco seções. A primeira seção foi a introdução. A segunda seção apresenta a fundamentação teórica. A terceira seção descreve o método da pesquisa. Na quarta seção é apresentada a análise dos dados das tecnologias. A quinta seção abrange as considerações finais, conclusões e recomendações.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Em 1991, foi instalada a primeira usina eólica offshore, em Vindeby, na Dinamarca. A usina contava com uma capacidade total de 4,95 MW, compreendendo 11 turbinas eólicas Bonus de 450 kW cada. O segundo parque eólico dinamarquês entrou em operação em 1995, em Tuno Knob, com uma capacidade total de 5 MW. Tuno Knob é composto por 10 turbinas eólicas Vestas de 500 kW cada. Ambos os parques eólicos foram construídos em águas protegidas e planas. O primeiro parque eólico offshore perto de Copenhague, Middelgrunden, tem uma capacidade total de 40 MW, compreendendo 20 turbinas eólicas Bonus com capacidade de 2 MW cada. As turbinas estão dispostas em uma curva e a uma profundidade de água compreendida entre 5 e 10 metros (BEURSKENS, 2014; HAU, 2005; WINDEUROPE, 2020; NEEDS, 2008).

Em 2002 foi construído o parque eólico Offshore de Horns Rev, que possui 160 MW de capacidade, compreendendo 80 turbinas eólicas de 2 MW e situando-se entre 14 e 17 km da

costa a uma profundidade de 6 a 14 m de lâmina d'água. Em meados de 2012, haviam sido instaladas usinas eólicas pelo mundo somando uma capacidade total de 4100 MW (BEURSKENS, 2014; WINDEUROPE, 2018; NEEDS, 2008). Estas foram instaladas nos países: Dinamarca, Suécia, Holanda, Reino Unido, Irlanda, Bélgica, Alemanha e China.

Os principais componentes de custo para parques eólicos offshore são: as turbinas, as fundações, a conexão da rede à costa e a instalação. A turbina representa o maior componente de custo, respondendo por até 45% dos custos totais instalados para eólica offshore (IRENA, 2020).

O aumento do tamanho das turbinas eólica (potência nominal, diâmetro do rotor e altura o cubo) têm sido um fator-chave para a redução dos custos dos projetos, mas a melhoria da operação de instalação, localização e melhores condições de financiamento também desempenham um papel importante. À medida que as turbinas eólicas aumentam em potência nominal, o tamanho da torre e das pás também tendem a aumentar.

Para essa realidade é necessário que os fabricantes considerem o peso dos componentes do rotor e da nacele o mais baixo possível (BARRETO, 2019). Isso significa que novos materiais e novos métodos de fabricação são necessários para projetar e fabricar máquinas de maior potência, mais resistentes, com maiores dimensões e mais leves (NEEDS, 2008; FALANI, 2014).

O aumento do comprimento da pá resulta em maiores cargas no aerogerador, exigindo avanços na tecnologia de materiais para evitar que o aumento da massa das pás inviabilize o projeto da turbina. O material de fabricação das pás é um compósito com matriz de poliéster ou epóxi, reforçada com fibras de vidro ou carbono (FOWIND, 2016).

As fibras de carbono têm a vantagem de fornecer uma estrutura da pá muito rígida combinada com um peso relativamente baixo em comparação com as fibras de vidro. As fibras de vidro, por outro lado, têm menores preços e, portanto, é o material usado para a fabricação de pás. De acordo com Needs (2008) e Barreto (2019), até 2025, espera-se que a competição reduza o preço da fibra de carbono, o que tornará este material predominante para essa fabricação.

Assim, há um entendimento geral entre especialistas e fabricantes de que os futuros tamanhos de turbinas eólicas continuarão a aumentar. À medida que a ciência dos materiais continua avançando, grandes máquinas offshore serão projetadas (NEEDS, 2008).

Na Europa, a potência nominal média das turbinas instaladas foi de 6,8 MW em 2018, que representa um crescimento de 15% em comparação com 2017. A capacidade média das turbinas instaladas em 2019 foi de 7,8 MW e estão crescendo, com fabricantes lançando turbinas de 10 MW e 12 MW. Essa tendência leva a novos desafios relacionados ao projeto, manufatura, logística e instalação (REN21, 2019).

Estes desafios exigem inovações tecnológicas, como o uso de materiais leves e resistentes para reduzir o peso total da turbina, diminuindo os custos de produção e transporte, facilitanto a sua instalação. Isso também pode levar à redução dos custos de fundação (NEEDS, 2008).

O aumento do tamanho da turbina é um dos principais fatores que foram atribuídos aos acentuados declínios nos custos de energia eólica offshore. As turbinas de maior potência geralmente resultam em custos menores de componentes de suporte e sistemas auxiliares, instalações cada vez mais rápidas e menor manutenção, além de mais energia por unidade de área (VALPY et al. 2017).

As usinas eólicas estão sendo instaladas cada vez em águas mais profundas e distantes da costa. Segundo o WindEurope (2020), a média de distância para a costa é de 59 km enquanto a profundidade média é de 33 metros. O LCoE médio em 2018 foi 20% menor quando comparado a 2010. Essa redução de custo se deve a evolução da tecnologia de turbina, aprendizado na instalação e logística, o aumento do fator de capacidade, melhores recursos eólicos, como também no ganho pela economia de escala (GUILLAMON et al., 2019).

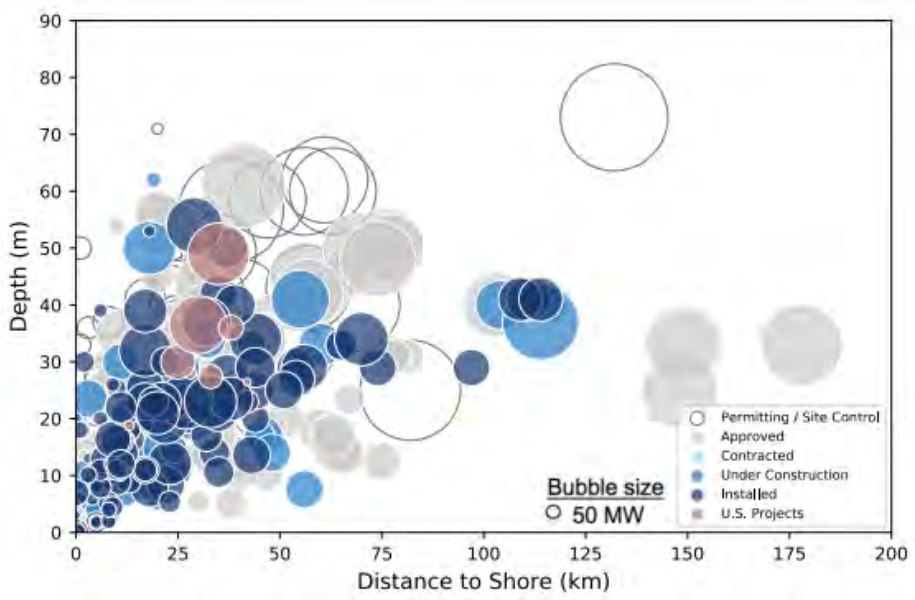
Em 2013, as estruturas comerciais economicamente viáveis eram limitadas a profundidades de 40 a 50 metros. Os ambientes mais profundos, com mais de 50 m de profundidade, possuem alto potencial, tanto em novas áreas para instalação de usinas como melhores ventos, o que incentivou o desenvolvimento da tecnologia para se adaptar a estes ambientes, permitindo assim o aproveitamento deste novo mercado potencial (EWEA, 2013).

Com a implantação de usinas eólicas em áreas com maior profundidade de água e locais mais afastados da costa, entre outros fatores, os CAPEX dos parques eólicos offshore

aumentaram, passando de uma média de cerca de US $ 2.500/kW em 2000 para cerca de US $ 5.400/kW em 2011-2014. Em 2018, este custo diminuiu para cerca de US $ 4 350/kW em 2018 (IRENA, 2019).

Dessa forma, a melhoria na tecnologia de turbinas eólicas é de grande importância e está ajudando a reduzir ainda mais os custos (IRENA, 2020). As tecnologias existentes até o momento possuem um conceito básico comum dentre todos os fabricantes, no entanto, existem tecnologias de design diferentes e a escolha de uma tecnologia específica para um projeto dependerá de sua eficiência, confiabilidade e custos (NEEDS, 2008). A figura 2 mostra a tendência global em 2018 quanto a profundidade, distância da costa e capacidade dos projetos eólicos offshore.

Figura 2 – Tendência global em 2018 para profundidade, distância da costa e capacidade dos projetos



Fonte: Musial et al. 2019

Observa-se que ao longo do tempo os projetos de usinas offshore estão cada vez mais distantes da costa, com projetos aprovados a mais de 175 km de distância. Além disso, a profundidade vem crescendo, ultrapassando 60 m, distância antes inviável economicamente para a tecnologia monopile. Ao passo que a distância e profundidade aumentam, a capacidade dos projetos também, como projeção da economia de escala aplicável neste setor.

3 MÉTODO DA PESQUISA

Este artigo se caracteriza, como uma pesquisa aplicada visto que objetiva gerar conhecimentos novos para uma aplicação prática do desenvolvimento da tecnologia eólica offshore. É classificado como uma pesquisa qualitativa caracterizando-se pela não utilização de representatividade numérica ou instrumental estatístico na análise dos dados (GERHARDT; SILVEIRA, 2009).

Em relação ao objetivo desta pesquisa, essa também pode ser classificada em duas faces, descritiva e exploratória. Considerando o mapeamento da evolução tecnológica das turbinas, a pesquisa é descritiva. Já ao analisar os dados propondo a caracterização dos parques eólicos offshore, apresenta-se com características do tipo exploratória. No que se refere aos procedimentos técnicos, classifica-se em estudo de casos visto que procura conhecer, explicar, analisar e discutir um tema com base em diversas fontes dos países estudados (YIN, 2001; VOSS et al., EISENARDT; GRAEBNER, 2007).

O procedimento da pesquisa contemplou uma revisão da literatura quanto ao avanço de tecnologias de turbinas eólicas offshore e o desenvolvimento da tecnologia das usinas. Em seguida, foi conduzido estudo de casos na Dinamarca, Alemanha e Reino Unido, tendo como foco as características das suas usinas eólicas offshore. O estudo de casos foi conduzido pela levantamento e análise de informações das fontes: i) informações de bases de dados públicas de usinas eólicas offshore disponíveis e relatórios técnicos; ii) entrevistas aos gestores das instituições que representam a eólica offshore de cada país e; iii) análise cruzada das informações e estruturação de uma base de dados dos parques eólicos. A base de dados obtida possibilitou a geração de gráficos que foram analisados para que o objetivo desta pesquisa fosse cumprido.

4 ANÁLISE DESCRITIVA DOS PARQUES EÓLICOS OFFHSORE

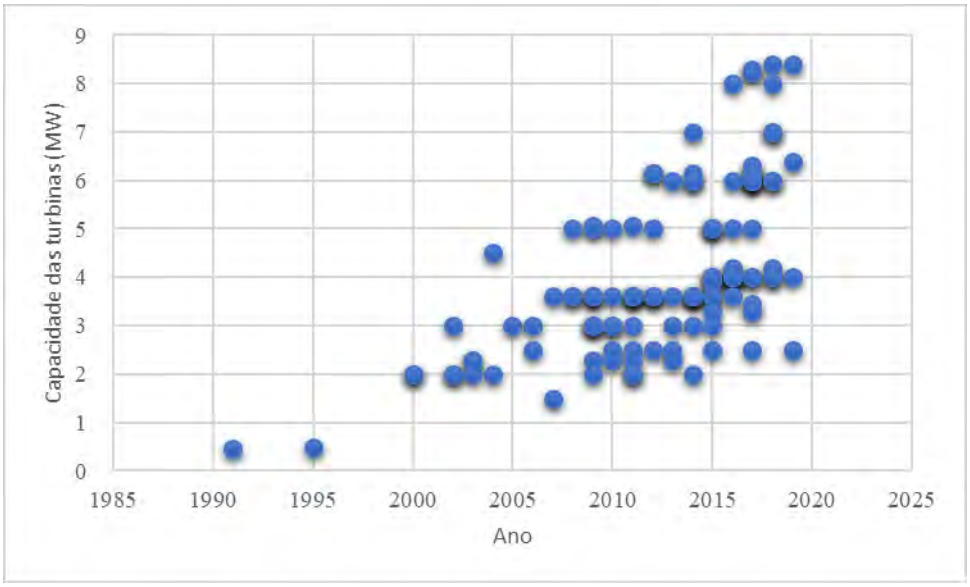
Com os dados dos parques eólicos offshore dos países selecionados, foram gerados gráficos com o intuito de analisar as tendências da tecnologia, ao longo do tempo, em relação a sua capacidade instalada, a sua distância da costa e profundidade de instalação.

4.1 POTÊNCIA NOMINAL DAS TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE

Conforme visto na literatura, a potência nominal das turbinas eólicas possui uma tendência a aumentar cada vez mais, devido, principalmente ao ganho em economia de escala que favorece aos projetos eólicos offshore. Assim, com a maior potência nominal de turbinas, é possível gerar mais energia, com menos custos envolvidos e reduzir o LCoE.

A figura 3 apresenta a potência nominal das turbinas instaladas nos projetos eólicos offshore nos países estudados. Observa-se, que cada vez mais, as turbinas possuem capacidade maior, chegando a quase 9 MW em 2019, enquanto a primeira instalada foi de 450 kW, em 1991.

Figura 3 – Gráfico da evolução da potência nominal das turbinas instaladas ao longo do tempo



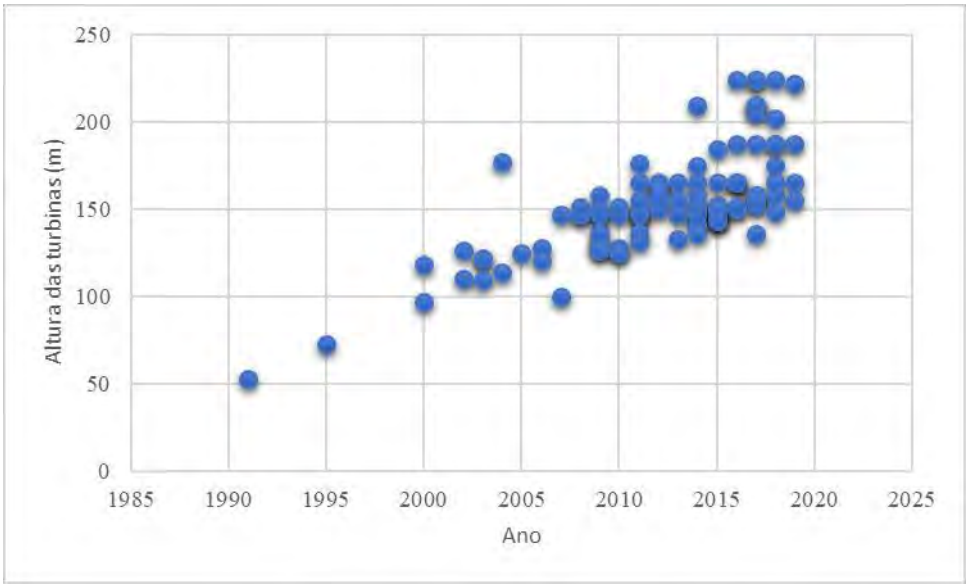
Fonte: CRIAÇÃO 2020.

A potência nominal das turbinas continuará com a tendência de crescimento, devido à existência de projetos em desenvolvimento e construção de novos parques eólicos que consideram turbinas comerciais como a GE Haliade-X, de 12 MW, a Siemens Gamesa (SG 10.0-193) e a MHI Vestas (V164-10.0MW), de 10 MW. Segundo um dos inventores do conceito moderno da turbina Dinamarquesa, Henrik Stiesdal, as turbinas devem crescer numa escala crescente de acordo com uma função y= 1,4464E-65e7,4987E-02x. Assim, é previsto que em 2025 haverá turbinas operando com potência nominal de 13 MW e rotor de 216 m, em 2030 turbinas com 19 MW e 261 m de rotor e em 2035 turbinas com 37 MW e 315 m de rotor.

4.2 DIÂMETRO DO ROTOR E ALTURA MÉDIA DAS TURBINAS

A potência nominal das turbinas eólicas offshore, sua altura média e seu diâmetro do rotor aumentaram ao longo dos anos. A figura 4 demostram essa realidade. Espera-se que com o aumento da potência nominal dos aerogeradores sua altura continue a aumentar.

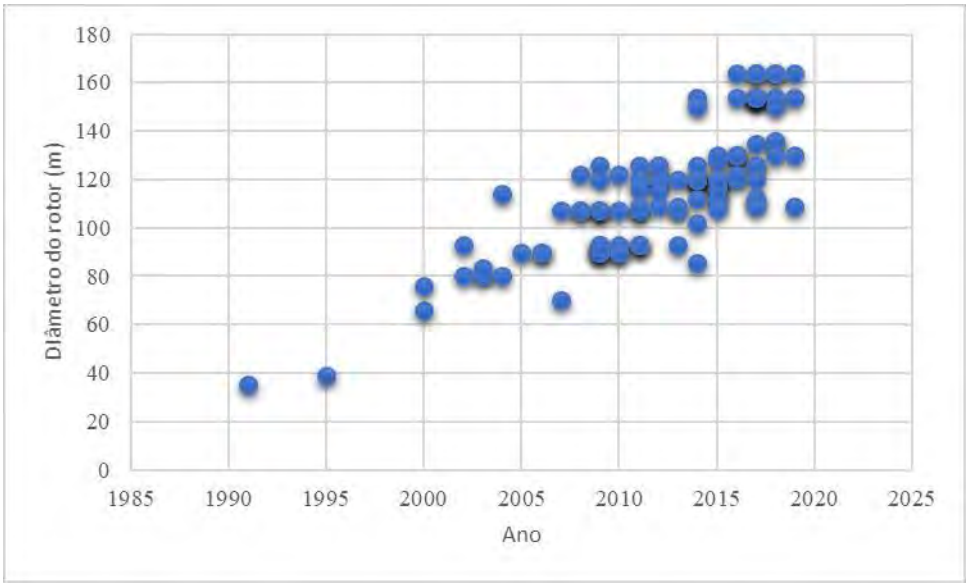
Figura 4 – Evolução da altura de turbinas eólicas offshore



Fonte: CRIAÇÃO 2020.

A Figura 4 demonstra que 10 anos, após o início de operação do primeiro parque eólico offshore, a altura da turbina duplicou, enquanto após 20 anos, quase triplicou. As turbinas instaladas em 2019 possuem alturas superiores a 200 metros, chegando a 224 m, em comparação com os 52,5 m da primeira turbina em 1990. Isso representa um crescimento maior que quatro vezes.

Figura 5 – Evolução do diâmetro do rotor de turbinas eólicas offshore



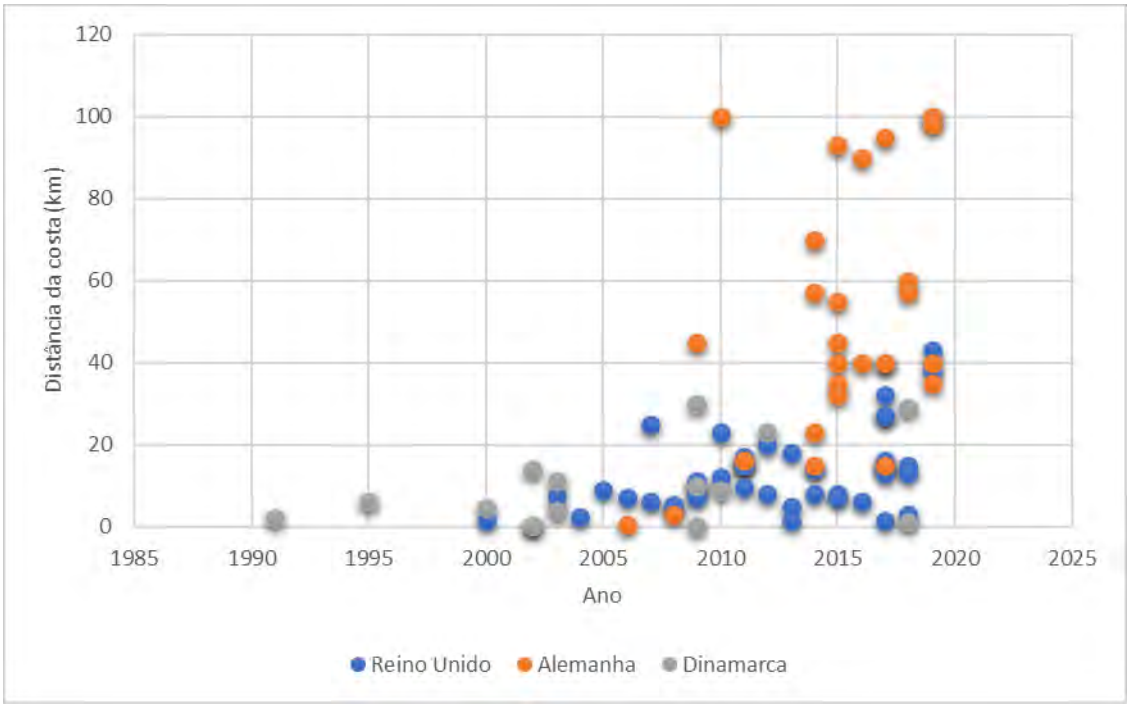
Fonte: CRIAÇÃO 2020.

Da Figura 5 observa-se que 10 anos, após o início de operação do primeiro parque eólico offshore, o diâmetro do rotor duplicou, com 20 anos após o primeiro parque, o diâmetro triplicou. Em 2019, podemos observar que o diâmetro quadruplicou, chegando a 164 m, em contraste com apenas 35 m da turbina pioneira.

4.3 DISTÂNCIA DO PARQUE À COSTA

A distância do parque eólico offshore à costa influencia em diversos custos, dentre eles: custo logístico de instalação, custo de cabos, custo de Operação e Manutenção, dentre outros. Porém, devido à busca por melhores recursos eólicos, os posteriores parques eólicos se distanciaram da costa, conforme mostra a figura 6.

Figura 6 – Distância do parque eólico a costa em km em função do tempo



Fonte: CRIAÇÃO 2020.

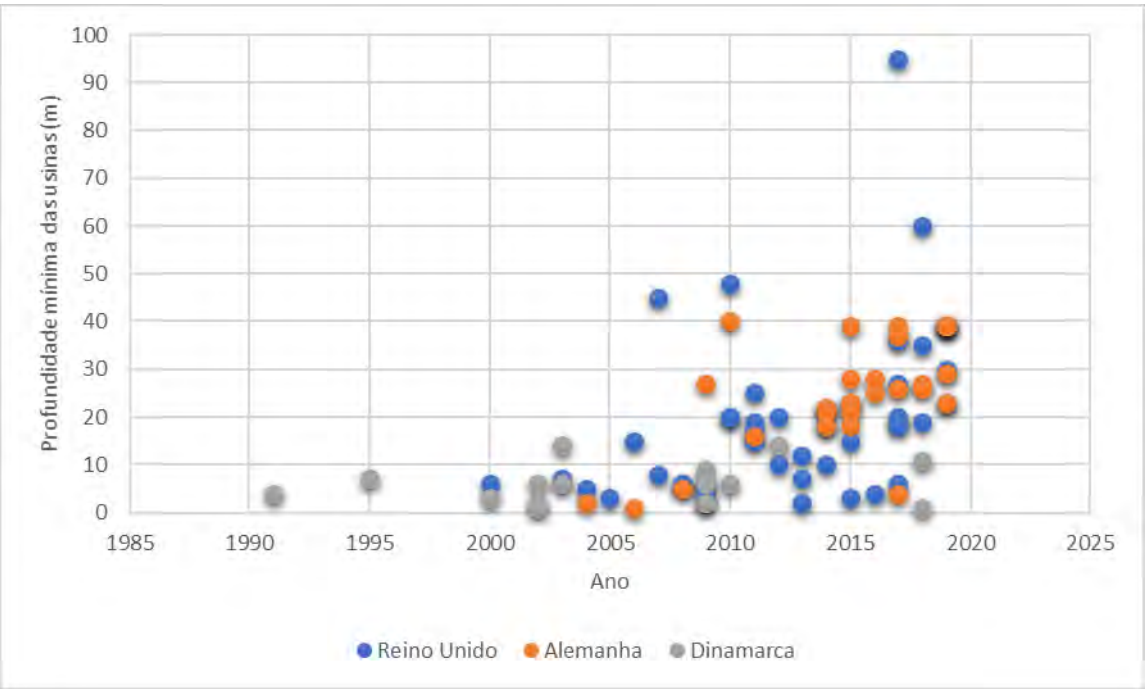
É possível observar que existem usinas próximas a costa, com distâncias de 0,1, 0,2 e 0,5 m da costa, denominadas *nearshore*. No entanto, ao longo dos anos e desenvolvimento de novas tecnologias, foram surgindo projetos instalados a mais de 60 km de distância da costa. Como é possível observar, existem projetos cujas distâncias à costa chegam até 100 km.

4.4 PROFUNDIDADE

Segundo a literatura, a profundidade das fundações das turbinas eólicas offshore foi crescendo em consequência de a distância da costa ter aumentado. Conforme usinas são instaladas com maiores distâncias à costa, as profundidades tendem a crescer. Além disso, regiões que possuem grandes profundidades e proximidade à costa também podem ser exploradas.

A figura 7 mostra a evolução da profundidade das fundações dos parques eólicos offshore dos países selecionados. Verifica-se que as usinas estão concentradas, em sua maioria, em profundidades menores de 0 a 30 metros. No entanto, desde 2010, há parques eólicos que foram instalados em profundidade de 40 m. Nos projetos em desenvolvimento a profundidade é ainda maior, podendo chegar a 100 metros.

Figura 7 – Gráfico da evolução da lâmina d'água em função do tempo



Fonte: CRIAÇÃO 2020.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A energia eólica offshore se mostrou ter vantagens quando comparada com a eólica onshore. O amplo recurso eólico marítimo brasileiro pode ajudar na diversificação da matriz energética brasileira. A redução no custo da energia eólica offshore permite a competição com demais fontes e a atração de investimentos para essa indústria. Assim, este artigo teve como objetivo a análise do desenvolvimento da tecnologia eólica offshore.

Por meio da análise de projetos em países com a tecnologia eólica offshore bem desenvolvida e com cadeia madura, foi possível observar o desenvolvimento da tecnologia desde as primeiras turbinas instaladas até as últimas instaladas. Isto permitiu que algumas conclusões fossem retiradas, como o crescimento da capacidade das turbinas, o distanciamento da costa e a instalação em profundidades maiores. Além disso, foram traçadas algumas tendências que a tecnologia deve seguir.

Conforme observado, os primeiros parques eólicos offshore dos países estudados, foram implementados próximos à costa, em baixas profundidades da lâmina d'água e com turbinas de pequena potência. Parques eólicos instalados posteriormente, apresentaram maior distância à costa e maiores profundidades, na busca pelo melhor recurso eólico.

Além disso, com o desenvolvimento da tecnologia, passou a se utilizar de turbinas eólicas com maior potência que contribuem para a redução dos custos. Foi possível identificar que o LCoE está reduzindo devido à evolução da tecnologia de turbina, aprendizado na instalação e logística, a melhoria do fator de capacidade, melhores recursos de vento, e pelo ganho pela economia de escala

Dessa forma, foi respondida à questão que deu origem ao estudo: "Quais as características dos parques eólicos offshore instalados até 2019 nos países pioneiros desta fonte de energia?". Além da Europa, países como a China, Taiwan e os Estados Unidos iniciaram a implantação dessa fonte de energia. Seria interessante analisar como estes países iniciaram a implementação desta energia e como está evoluindo ao longo dos próximos projetos.

Agradecimentos: Este artigo é resultado da parceria entre Petrobras e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e recebeu suporte financeiro de P&D – Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/2016). Nosso agradecimento também a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil) e MCTIC (Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações) pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

BARRETO, F. M. Mapeamento tecnológico da geração de energia eólica offshore. Orientador: Mario Orestes Aguirre González. Natal: UFRN, 2019. Dissertação (Título de Mestre).

BEURSKENS, J. The history of wind energy. Understanding Wind Power technology theory, deployment and optimization. Wiley, 2014, p. 1-43.

EISENHARDT, K. M.; GRAEBNER, M. Theory building from cases: opportunities and challenges. **Academy of Management Journal**, v. 50, n. 1, p. 25-32, 2007.

EWEA – European Wind Energy Agency. Deep water The next step for offshore wind energy. 2013. Disponível em: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Deep_Water.pdf> Acesso em: 16 de fevereiro de 2020.

FALANI, S. Y. A. Prospecção Tecnológica Para Geração de Energia Eólica. Orientador: Mario Orestes Aguirre González. Natal: UFRN, 2014. Dissertação (Título de Mestre).

FOWIND - Facilitating offshore wind in India. Supply chain, port infrastructure and logistics study, for offshore wind farm development in Gujarat and Tamil Nadu. 2016.

GERHARDT, T. E.; SILVEIRA, D. T. (Org.). **Métodos de pesquisa.** Porto Alegre: Ed. da UFRGS, 2009.

GUILLAMON, A. F., DAS, K. CUTULULIS, N. A., GARCIA, A. M. Offshore Wind Power Integration into Future Power Systems: Overview and Trends, 2019. **Journal of Marine Science and Engineering**. v.7, n. 399.

HAU, E. Wind turbine: fundamentals, technologies, application. 2. ed. Berlin: Springer, 2005.

HILL, J. S. "Next-generation onshore & offshore wind turbines being driven by increased competition", CleanTechnica, 2018. Disponível em: < https://cleantechnica.com/2018/07/16/next-generation-onshore-offshore-wind-turbines-being-driven-by-increased-competition/> Acesso em: 13 de fevereiro de 2020.

IRENA - International Renewable Energy Agency. FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. 2019a. Disponível em: <https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf> Acesso em: 16 de fevereiro de 2020.

IRENA - International Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2018, International Renewable Energy Agency, 2019b. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf> Acesso em: 16 de fevereiro de 2020.

KALDELLIS, JK, KAPSALI, M. Shifting towards offshore wind energy—recent activity and future development. **Energy Policy** 2013; v. 53: p. 136–48.

MUSIAL, W., BEITER, P., SPITSEN, P., NUNEMAKER, J, GEVORGIAN, V. Offshore Wind Technologies Market Report, 2018. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/08/f65/2018%20Offshore%20Wind%20Market%20Report.pdf> Acesso em: 16 de fevereiro de 2020.

NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability. Life cycle approaches to assess emerging energy technologies. Final report on offshore wind technology. 2008.

REN21- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT, 2019.

WINDEUROPE. History of Europe's wind industry. Disponível em: <https://windeurope.org/about-wind/history/>. Acesso em 19 de fevereiro de 2020.

WINDEUROPE, Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2019. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf> Acesso em: 13 de fevereiro de 2020.

VALPY, B. G. HUNDLEBY, K. FREEMAN, A. LOGAN, A. R. 2017. Future renewable energy costs: Offshore wind; 57 technology innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European offshore wind farms. InnoEnergy and BVG Associates. Disponível em: <http://www.innoenergy.com/wp-content/uploads/2014/09/InnoEnergy-Offshore-Wind-anticipatedinnovations-impact-2017_A4.pdf> Acesso em 19 de fevereiro de 2020.

VOSS, C. Case research in operations management. **Researching operations management**. Routledge, 2010. p. 176-209.

YIN, R. K. **Estudo de Caso**: Planejamento e Métodos. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

PROJEÇÃO DA VIDA ÚTIL EM CABOS ELÉTRICOS DA REDE COLETORA

Daniel Bento [1]

Rafael Morgado [2]

RESUMO

O presente artigo demonstra a grande divergência que existe entre a vida útil estimada de cabos elétricos isolados de média tensão com a perspectiva real de tempo de vida, devido à variedade de parâmetros que influenciam essa projeção. Contudo, como é importante saber o estado de conservação dos cabos amplamente utilizados na rede coletora dos parques eólicos, foram desenvolvidos métodos para realizar essa avaliação. Os métodos existentes caracterizam os cabos em patamares, sem conseguir realizar uma análise individual do ponto exato da expectativa de vida onde eles se encontram. Para aumentar o grau de assertividade dessa avaliação, o presente artigo demonstra um novo método de análise do estado de conservação de cabos que permite projetar sua via útil remanescente. Este método parte das medições tradicionais de tangente delta, porém realizando uma análise diferenciada para projetar a velocidade de envelhecimento do material isolante.

ABSTRACT

This article demonstrates the great divergence that exists between the estimated useful life of insulated medium voltage electrical cables with the real lifetime perspective, due to the variety of parameters that influence this projection. However, as it is important to know the conservation status of cables widely used in the electrical network of wind power plant, methods have been developed to carry out this assessment. The existing methods characterize the cables in levels, without being able to carry out an individual analysis of the exact point of life expectancy where they are. To increase the degree of assertiveness of this assessment, this article demonstrates a new method to analyze the conservation state of cables that allows to project its remaining useful life. This method

[1] Diretor executivo da Baur do Brasil

[2] Gerente do laboratório da Baur do Brasil

starts from the traditional measurements of tangent delta, but performing a different analysis to project the aging speed of the insulating material.

Palavras-chave: Cabos elétricos, Diagnóstico, Confiabilidade

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos 10 anos houve grande expansão da geração eólica no Brasil empregando redes coletoras instaladas de forma subterrânea. Vale destacar que mesmo os parques eólicos que possuem a sua rede coletora instalada de forma aérea, ainda apresentam também parte dessa infraestrutura subterrânea, seja para conexão da rede com a subestação elevadora ou para conectar a saída dos aerogeradores.

Para que os parques eólicos apresentem a rentabilidade esperada é preciso que toda a energia elétrica gerada possa ser escoada até a conexão com o sistema elétrico e se houver alguma falha neste processo, a operação do empreendimento fica comprometida.

Esta situação reduz a rentabilidade do parque eólico, em função do maior custo com manutenções corretivas e da menor quantidade de energia elétrica gerada, devido a indisponiblidade não planejada das instalações.

Por esse motivo é muito importante realizar adequadamente o trabalho de gestão desta rede, de modo a evitar que ocorram desligamentos não previstos devido a falhas prematuras e envelhecimento acelerado e não previsto da rede.

Para gerir estes ativos do parque eólico é importante conhecer o seu estado de conservação e projetar sua durabilidade, de forma a realizar as intervenções preventivas necessárias e realizar as substituições somente no momento em que for realmente preciso.

Aplicar, com eficiência, o conceito de gestão de ativos centrada em confiabilidade para os cabos elétricos isolados de média tensão não é uma tarefa fácil, tendo em vista a dificuldade de avaliar o seu estado de conservação e projetar sua condição operativa.

Justamente sobre este aspecto que o presente artigo se aplica, apresentando um novo método de análise e diagnóstico que teve o seu desenvolvimento finalizado em 2018, e que desde 2019 teve a sua adoção iniciada em alguns Países.

2. VIDA ÚTIL DOS CABOS ISOLADOS DE MÉDIA TENSÃO

Quando os cabos elétricos isolados de média tensão são fabricados, o seu tempo de vida útil é estimado com base em condições esperadas de sua operação, considerando que tais condições causarão um envelhecimento natural de seus componentes, especialmente da isolação, coforme indicação na figura 1.

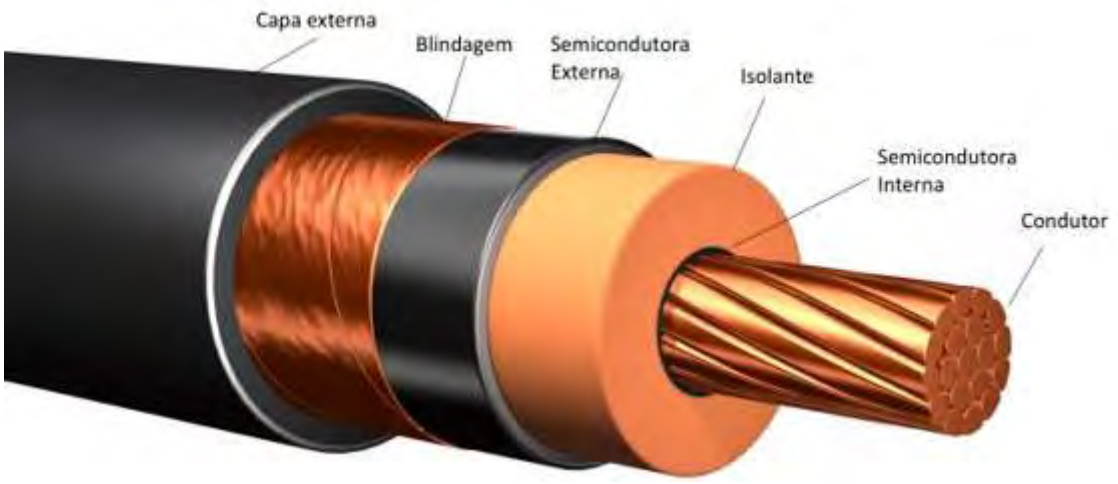


Figura 1: Cabo isolado de média tensão

Cada camada dos cabos isolados de média tensão possuem uma função, O condutor possui a finalidade de conduzir a corrente elétrica, as camadas semicondutoras uniformizam o campo eletromagnético formado pela indução, a isolação restringe a indução provocada pela tensão presente no condutor, a blindagem conduz para terra a corrente gerada por eventual falha da isolação e a cobertura protege mecanicamente o cabo.

Neste tipo de cabo os elementos mais susceptíveis a falha são a isolação e a blindagem. A isolação está sujeita a não conseguir mais restringir a indução no interior do cabo, causando um curto-circuito, haja vista que a blindagem metálica deve estar aterrada.

Por sua vez a blindagem pode falhar pelo fato se ser composta de finos fios ou fita de cobre. Em função de problemas de instalação ou até mesmo devido a fortes exigências durante a operação, como por exemplo em situações de curto circuito, a blindagem pode se romper parcial ou totalmente.

Conhecendo as camadas dos cabos é possível avaliar a sua vulnerabilidade em relação a durabilidade. A temperatura máxima de operação e o raio mínimo de curvatura são exemplos de parâmetros previstos pelo fabricante (PRYSMIAN, 2019, 1), com limites estabelecidos a serem seguidos, para que a durabilidade esteja dentro do previsto.

Vale destacar que a temperatura de operação é um dos fatores mais sensíveis em relação a vida útil, tendo em vista que sua elevação acima do limite estabelecido compromete as condições físicas do material utilizado na isolação do cabo.

Essa temperatura está relacionada a temperatura ambiente, carga elétrica submetida ao cabo e capacidade de dissipação de calor. Adicionalmente, eventos esporádicos, como por exemplo curto-circuito, contribuem para uma elevação momentânea da temperatura.

A seguir estão descritos outros fatores que comprometem a vida útil original prevista dos cabos, relacionado às condições de sua instalação (WESTERN POWER, 2010, p. 22-28):

- Danos mecânicos durante o transporte (corte e compressão);

- Atrito e torção do cabo no momento de desenrolar da bobina;

- Força excessiva durante a tração para lançamento no local de instalação;

- Dano à proteção contra penetração de umidade da exterminada do cabo antes da instalação da terminação;

- Corte externo do cabo devido ao contato com a borda do duto durante o lançamento

Devido à grande diversidade de fatores que influenciam a operação dos cabos, a sua vida que originalmente é estimada por volta de 30 anos (TEIXEIRA JUNIOR, 2007, p. 17), pode apresentar grandes variações de durabilidade.

Estudos (HAMPTON & HARTLEIN & LENNARTSSON & ORTON & RAMACHANDRAN, 2007, p. 1) apresentam registros de cabos que falharam com apenas 10 anos de vida e por outro lado há registros de cabos que operam, com elevado nível de confiabilidade, mesmo após 100 anos de instalação.

De acordo com uma projeção de comportamento de cabos (NEETRAC, 2010, p. 3), a vida útil de 30 anos está associada a um processo acelerado de deterioração, porém, em condições de baixo ou médio nível de stress operacional, as projeções de vida são muito mais longas, conforme ilustra a figura 2.

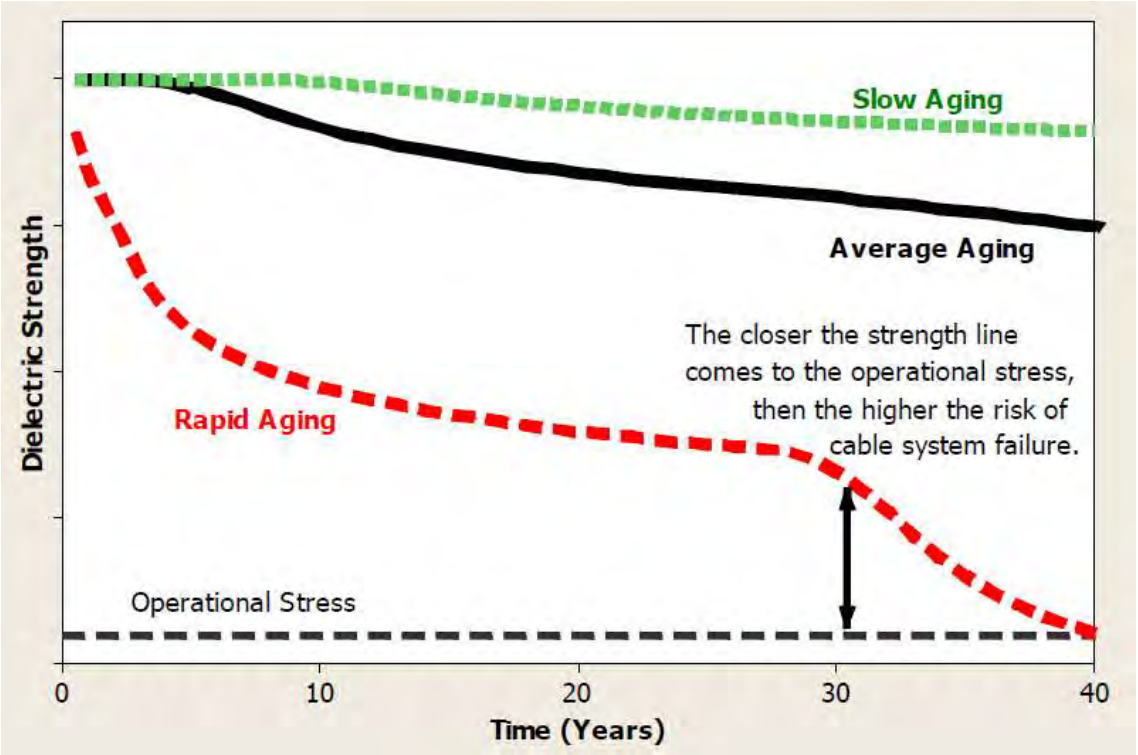


Figura 2: Característica de envelhecimento de cabos isolados de média tensão

Essa característica faz com que não seja recomendável o estabelecimento de uma vida útil média que sustente e ancore todo o planejamento de gestão deste ativo, tendo em vista o seu elevado grau de sensibilidade e amplitude de variação possível de ser identificada em seu tempo de vida.

3. TÉCNICAS TRADICIONAIS DE AVALIAÇÃO DO ESTADO DE CONSERVAÇÃO DOS CABOS

Cabos elétricos isolados de média tensão existem a mais de 100 anos (MOLINARI & ROBAZZINI, 2005, p. 2) e justamente devido a toda essa história de operação é que, ao longo deste tempo, muitas ações foram desenvolvidas para realizar a manutenção e gestão deste importante ativo das redes elétricas.

Os ensaios existentes buscam, de uma forma geral, identificar problemas na blindagem do cabo e também na sua isolação. Dentre os ensaios da isolação, a medição da tangente delta é um dos testes mais comumente aplicáveis, sendo que há inclusive referências normativas específicas que estabelecem os pontos de análise para medição (IEEE, 2013, p. 15-23), com os respectivos parâmetros de comparação. Nesta análise é recomendada a avaliação em 3 critérios:

- Valor da tangente delta com tensão nominal

- Estabilidade da tangente delta com tensão nominal

- Variação da tangente delta entre as medições de 0,5 e 1,5 vezes a tensão nominal

O ensaio de tangente delta consiste na realização das medições das correntes resistiva (Ir) e capacitiva (Ic) após aplicação de tensão sobre um cabo, sendo que o ângulo formado entre elas permite analisar o grau de envelhecimento e deterioração do material isolante, conforme ilustra a figura 3.

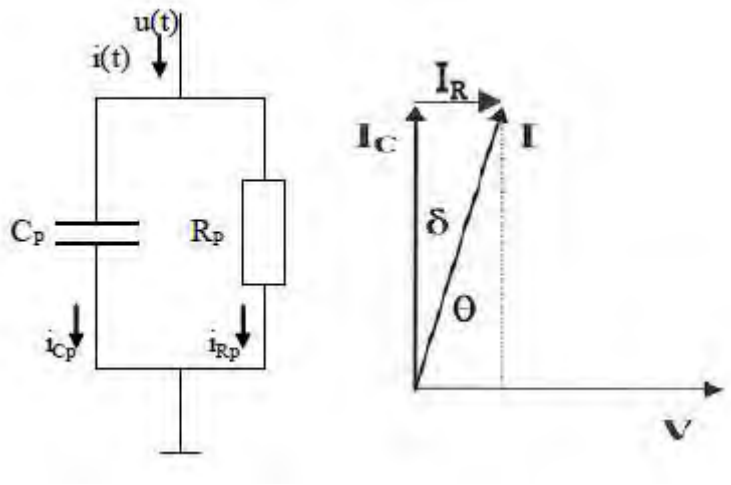


Figura 3: Ilustração da relação entre corrente resistiva e capacitiva

Caso o resultado do ensaio indique que o ângulo δ esteja elevado, significa que há presença de elevado nível de corrente resistiva em relação a corrente capacitiva presente no cabo. Tal situação sinaliza a existência de falha na isolação.

Com base nos valores obtidos entre essas medições, se eles estiverem acima ao abaixo dos limites estabelecidos na norma, o cabo sob análise pode ser classificado em 3 condições:

- Não requer ação

- Requer estudos futuros

- Necessário ação imediata

Caso o cabo seja caracterizado na condição que não requer ação, não é possível saber, por esta referência, se o mesmo deve ter uma expectativa de vida de mais 2 ou mais 20 anos, por exemplo. Também não há uma forma científica para avaliar a possibilidade de ampliar o intervalo de medições, sendo necessário realizar análises na mesma periodicidade, o que não é uma prática eficiente de gestão de ativos.

Justamente para atender a essas necessidades que os capítulos seguintes apresentarão uma nova forma de realizar essa análise e projetar a vida estimada dos cabos elétricos isolados de média tensão que estão em operação.

4. ELIMINAÇÃO DE FATORES QUE COMPROMETEM A PROJEÇÃO DA VIDA ÚTIL

Antes de realizar a projeção da vida útil do cabo é preciso identificar e eliminar fatores que aceleram a sua deterioração, pois os mesmos não apresentam comportamento linear e por esse motivo comprometem a projeção. Para realizar essa avaliação são recomendadas as seguintes ações:

- Identificar a existência de descargas parciais;

- Avaliar o estado de conservação da blindagem;

- Assegurar as condições de carga elétrica e temperatura de operação no cabo.

Caso seja identifica descargas parciais no cabo sob análise, primeiramente é preciso eliminá-la. Muitas vezes essa ação consiste da troca de terminações e emendas.

A análise da blindagem deve identificar se há comprometimento da sua resistência elétrica, devido a danos dos fios ou fita que a compõem. Tais condições também comprometem a projeção de vida, sendo inclusive um problema de segurança operacional, pois nessa condição o cabo pode não conseguir conduzir para terra uma eventual descarga elétrica provocada por curto-circuito.

Por fim, é importante que o cabo opere dentro de sua temperatura projetada, tendo em vista que o funcionamento em temperatura elevada pode comprometer rapidamente a sua condição de operação.

Após verificado que não há elementos que comprometam de forma acelerada e não linear a degradação dos cabos, é possível realizar a sua projeção de vida útil remanescente, conforme será apresentado no próximo capítulo.

5. PROJEÇÃO DA VIDA ÚTIL

A metodologia apresentada foi desenvolvida com base no resultado de 45 mil medições de tangente delta realizadas pela empresa Kepco, que atua no setor elétrico Sul Coreano, sendo interpretados com o apoio da universidade Mokpo, também da Coréia.

Todos os resultados dessas medições foram analisados com o objetivo de avaliar comportamentos esperados e previsíveis de deterioração do estado de conservação.

A análise dos dados resultou na definição de dois parâmetros adicionais de análise, sendo eles o TD-Shirt e o *Ageing Index* (R).

O TD-Skirt define o grau de variação de uma medida de tangente delta para um mesmo valor de tensão. Ou seja, é uma medida da flutuação que a tangente delta exibe em determinada tensão aplicada no cabo. Este parâmetro é importante para determinar e diferenciar as perdas dielétricas em si, daquelas perdas que são originadas em acessórios (emendas e terminações). Ele é análogo a estabilidade da tangente delta definida na IEEE, sendo apenas complementado com uma normalização do resultado.

O *Ageing Index*, representa o índice de envelhecimento atual em que se encontra o cabo. Essa é uma medida proporcional à idade do cabo. Este parâmetro é obtido por meio da soma vetorial de três grandezas normalizadas. Estas grandezas são a média da medição de tangente delta em tensão nominal, a diferença da tangente delta entre 1,5 e 0,5 vezes a tensão nominal e a TD-Skirt em tensão nominal.

Para calcular o *Ageing Index* é aplicada a seguinte fórmula.

$$R = \sqrt{TD^2_{norm} + DTD^2_{norm} + skirt^2_{norm}}$$

Portanto, é possível notar que as três variáveis utilizadas são equivalentes às utilizadas pelo IEEE, porém, enquanto a norma do IEEE estabelece patamares de aceite, nesta metodologia é considerado o valor individual obtido do cabo analisado para fazer uma análise personalizada, além da necessidade de normalizar as medidas individuais para aplicação na fórmula.

A comparação conceitual dos métodos está representada na figura 4. Enquanto o IEEE enquadra o cabo em algum dos 3 patamares da figura da esquerda, esta nova metodologia caracteriza o cabo na sua condição individual.

Para se obter esse resultado é preciso calcular o *Ageing Index* (R) citado anteriormente. O valor limite de vida do *Ageing Index* de um cabo é 10, sendo que entre 8 e 10 é uma faixa em que não se recomenda a sua operação devido à baixa confiabilidade operativa. Entre 7 e 8 é estabelecida uma faixa de segurança, portanto, a partir de 7 é recomendada a sua substituição.

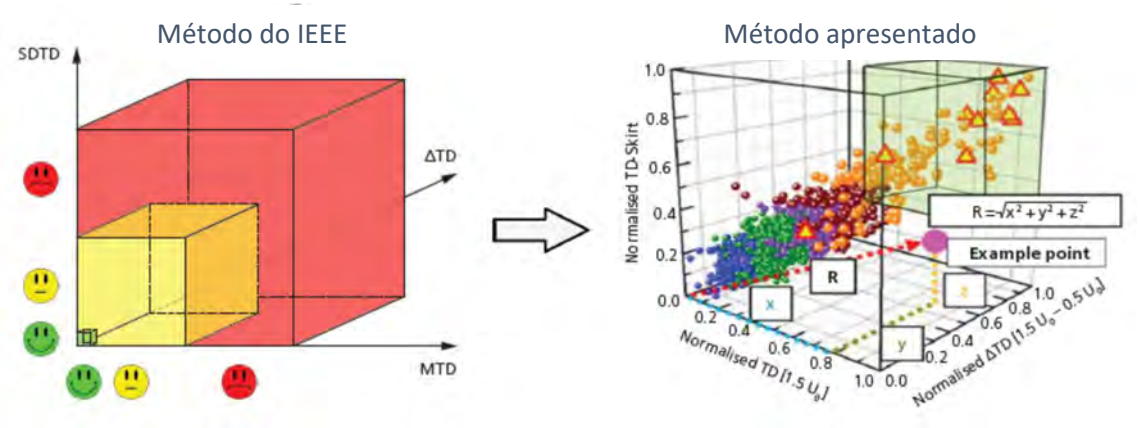


Figura 4: Comparação ilustrativa do método do IEEE de diagnóstico de cabo em relação ao método apresentado neste artigo

Com base nesse índice é possível projetar a reta que representa a velocidade de envelhecimento do material isolante. Tendo em vista que para construir uma reta é preciso de dois pontos, na primeira vez em que é calculado o *Ageing Index*, o segundo ponto para construção dessa reta é utilizado o índice zero com a estimativa de 13 anos de vida do cabo (denominado de *Degradation Starting Point*). Esse é um dos resultados do estudo realizado pela Kepco (NEIER & KNAUEL & BAWART & KIM, 2019, p. 3).

A partir do momento em que é realizada a segunda medição, passa a ser possível traçar uma reta com base nas duas medições, considerando os dois valores de *Ageing Index* e também o intervalo de tempo entre essas medições. Essa reta é traçada no gráfico que possui como escalas o tempo de vida do cabo em um eixo e o *Ageing Index* no outro, conforme ilustrado na figura 5 com um exemplo.

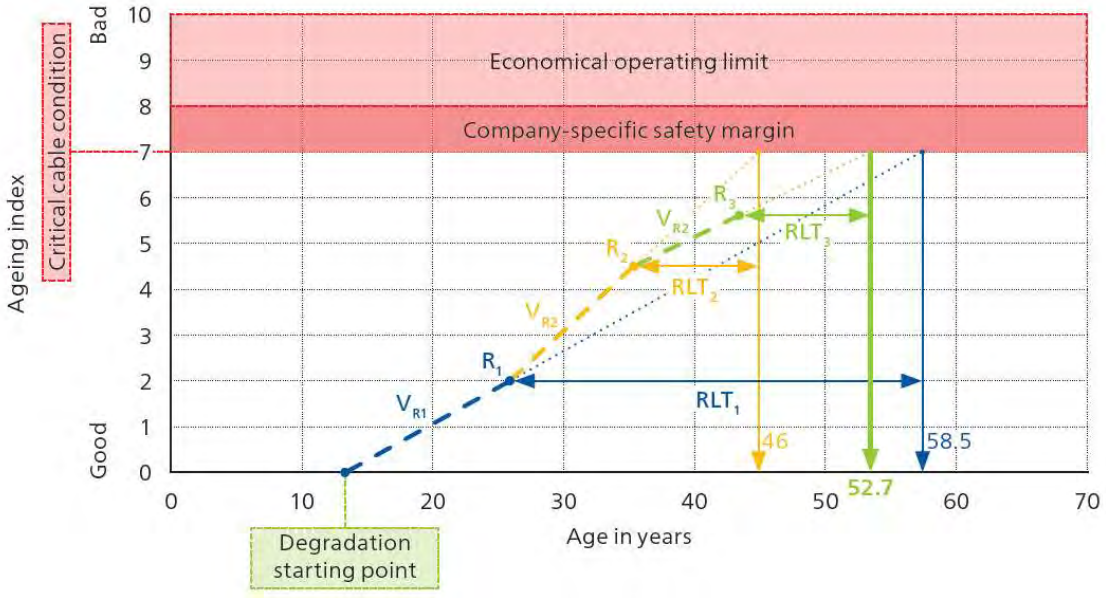


Figura 5: Gráfico ilustrativo da aplicação do *Ageing Index* na projeção de vida do cabo

No exemplo da figura 5, a primeira medição foi realizada com 26 anos, obtendo um ponto R1, que associado ao ponto inicial de degradação de 13 anos permitiu projetar que este cabo possui um tempo de vida previsto (*Remaining Life Time* – RLT) até 58,5 anos.

A partir da segunda medição realizada com 36 anos, foi possível construir uma nova reta (ligando os pontos R1 e R2), que apresentou uma inclinação mais acentuada. Nesta condição, o limite de 7 do *Ageing Index* foi atingido em uma data mais cedo, neste caso 46 anos.

Na terceira medição, realizada com 44 anos, foi possível calcular uma nova inclinação da reta que ajustou a projeção da vida do cabo para 52,7 anos.

Variações dessa projeção são naturais, tendo em vista que as condições operacionais do cabo não são constantes, o que altera a velocidade de envelhecimento da isolação. Variações que ocorrem nas condições de ensaio para coleta dos parâmetros de tangente delta também podem resultar em pequenas variações do resultado.

Desta forma, a projeção de vida do cabo pode ser acompanhada periodicamente, sendo que os intervalos de medições podem variar inclusive de acordo com as projeções estabelecidas. Por exemplo, um cabo que apresentou a possibilidade de operar por mais 30 anos, não precisa ser ensaiado novamente no ano seguinte, ajustando assim a gestão dos cabos aos conceitos de manutenção centrada em confiabilidade.

Seguindo essa recomendação o cabo também é poupado, pois ele não precisa necessariamente ser submetido com tanta frequência às sobretensões do ensaio. Outro benefício é a redução do esforço e custo operacional, tendo em vista a menor quantidade de ensaios realizados, pois o mesmo será executado apenas quando ele é realmente desnecessário.

6. CONCLUSÃO

Com base neste método é possível ser mais assertivo na realização da análise do tempo de vida do cabo. Tal assertividade apresenta como um dos benefícios a redução de despesa operacional, pois não é preciso realizar medições em todos os cabos uma vez por ano, como é a recomendação tradicional. O método indicará que nos cabos com projeção de longa expectativa de vida, a próxima medição pode ter o período ampliado.

Por outro lado, um cabo que opera em condições severas e que apresenta maior velocidade de envelhecimento, pode eventualmente ter que ser substituído antes do

término do seu tempo de vida média, sendo que este método justificará que essa substituição é fundamental, devido a rápida condição de degradação em que se encontra determinado cabo.

Este cenário contribui para o aumento da taxa de disponibilidade da rede coletora, contribuindo para que o parque eólico consiga alcançar a rentabilidade esperada para o empreendimento.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

HAMPTON, Nigel & HARTLEIN, Rick & LENNARTSSON, Hakan & ORTON, Harry & RAMACHANDRAN, Ram. Long-Life XLPE Insulated Power Cable. USA, 2007, p. 1.

IEEE Standards Association. IEEE Guide for field testing of shielded power cable systems using very low frequency (VLF) (less than 1 Hz) – 400.2. EUA, 2013, p. 15-23.

MOLINARI, Marcelo & ROBAZZINI, Alexandre. Os primeiros anos da Light no Brasil. Rio de Janeiro, 2005, p. 2

NEIER, Tobias & KNAUEL, Jens & BAWART, Manfred & KIM, Sung Min. A new approach for evaluating the condition of cable systems and estimation of remaining life time of MV underground power cables. 25th International Conference on Electricity Distribution. Espanha, 2019, p. 3

PRYSMIAN. Média tensão – Uso Geral - Cabo Voltalene 6 até 36 kV. São Paulo, 2019, p. 1.

TEIXEIRA JUNIOR, Mario Daniel da Rocha. Cabos de Energia. Petrobrás. Rio de Janeiro, 2007, p. 17.

WESTERN POWER. Underground Cable Installation Manual – Part II- Technical Requirements. Revisão B. Australia, 2010, p. 22-28.

BIBLIOGRAFIA

THUE, William A. Electrical Power Cable Engineering. Segunda edição. Editora Marcel Dekker. USA, 2005.

SOLIDAL. Guia técnico de condutores elétricos. Portugal, 2007.

ZHOU, Chengke & YI, Huajie & DONG, Xiang. Review of recent research towards power cable life cycle management. Reino Unido, 2017.

STUDY ABOUT CRANELESS VIABILITY COMPARE WITH OTHER LIFTING SYSTEMS. LT1200

Iñaki Gonzalez
Manager – Southern Europe and South America
Liftra SL
Av. San Bartolome Nº1, 2ºA
igl@liftra.com

INTRODUCTION

The wind energy industry has a history of breaking down barriers and leaping from one milestone to the next. At an early stage, for instance, manufacturers industry-wide were competing to reach the 1 MW mark for turbines and later to install the first and most efficient turbine offshore. Now, it is all about building turbines up to 200 meters [1], to float on the deepest seas, or to reach 12 MW of power [2].

To borrow a phrase from the Olympics, the name of the game in wind energy can be described as: *"Citius, Altius, Fortius"* or "Faster, Higher, Stronger"

Provided that original equipment manufacturers (OEMs) continue with this *competition*, a number of questions should be posed. How we can install and maintain turbines in remote islands? Are we prepared to carry out maintenance on the new huge turbines? How can we reach up 200 meters, lower down parts that weigh 70 tons or more and replace them with equally heavy ones? Same industry that revolves around has found the solution: Going craneless.

Figure 1 LT1200 - Remote controller

SCOPE OF THE SUBJECT

Whether you noticed it or not, wind industry is fighting a battle against cranes, asking for much more from them, the way any specialized task needs specific and perfectly adapted tools, in order to perform the best. Could we use plane´s blades on our wind turbines to produce electricity? Sure. Would it perform at its best? No, not at all [3].

Figure 1 – LT1000 craneless system

LT1200 is the last craneless system released to the market, build up from wind industry highest requirements, and the first ever that can cope all the life-span of a wind farm, from the moment of the erection, to the moment of the last wind blow.

This cutting-edge technology, with its **78 tons working capacity,** is able of out-performing standard cranes when constructing erecting wind turbines, as it can be pre-mounted on the nacelle and from up-tower is possible to lift all the components needed: from blades and hub, to gearbox and generator.

Same skills will be developed during the turbine lifespan, as all the big correctives are subject to be done with the same system, no matter which the turbine brand is. [4]

APPLICABILITY TO BRAZILIAN MARKET

Brazil is such special, that it is well-known as the continent-country. Confirming this, distance from, for example *"Serra do Mel"* wind farm to *"Osório"* wind farm is 4000km. And here it comes the first opportunity, as craneless enjoys from mobilization cost reduction to a fraction. In ***Ron Sims*** (Jensen Cranes Vice president) words "We can move it coast to coast for a fraction of the cost to move a crawler crane only 200 miles," plus "There are no oversize, overwide, or overweight loads, and there are no permit requirements." [4]

Moving on from its big distances between windfarms, it is also worthy to mention that its capacity factor, total percentage of the time when turbines are really producing electricity, is one of the highest in the whole world, hitting 41.6% during 2017/18 [5], which end up with more big correctives happening suddenly. According to M. D. Reder [6] most of the energy production downtimes come from gearbox & generator failure, easily affected by mob/demob times and low availability of lifting systems.

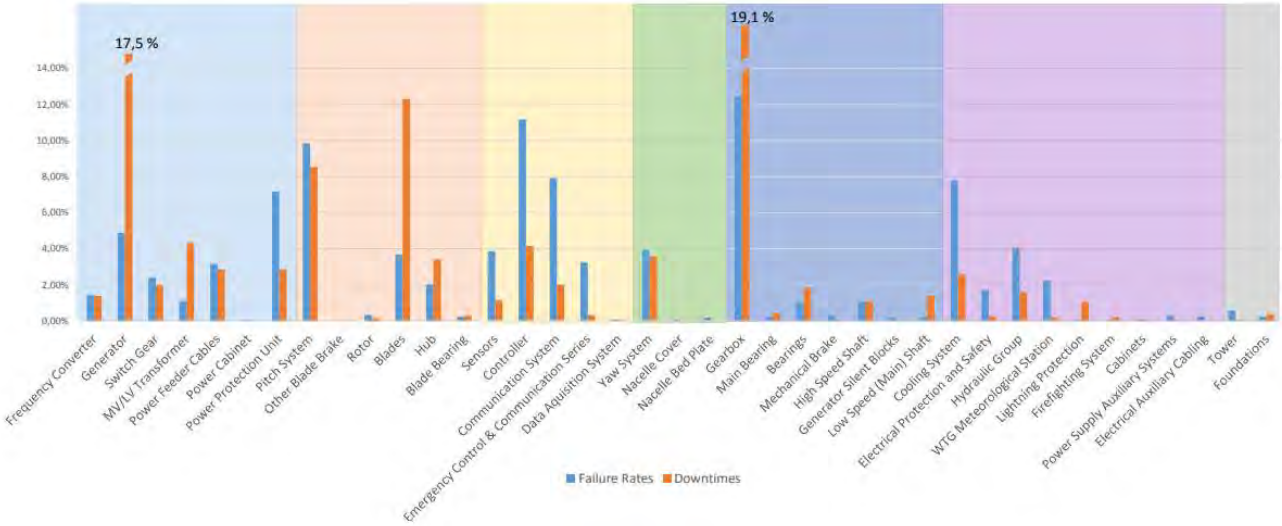


Figure 2 – Failure rates – Downtimes: link[6]

By experts within the country [7], the main goal of any O&M department in Brazil is to **reduce the energy cost** per unit of production and to **decrease the operation and maintenance direct cost**, in order to reduce risk. In top of these two, **safety comes first.**

The LT1200 arises to hit those 3 simple objectives: Improve operational safety, reduce mobilization and operation cost to reduce energy prices together with having the less environmental impact as possible. All them successfully achieve by its:

INNOVATIVE IMPROVEMENTS

LT1200 travels in **one 40" container** that can be send anywhere in the shortest of terms.

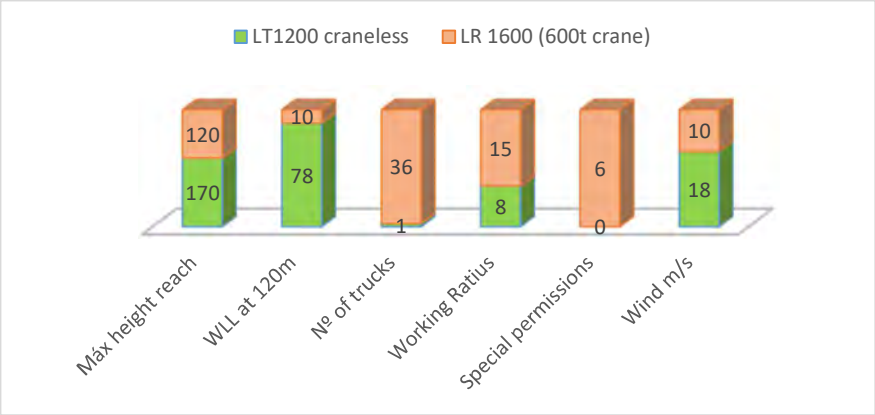
This new craneless tool does not suffer from nor height issues, as it can climb up to **170m, nor window barriers, working on 18m/s** peak wind speeds that turns it into one on the most versatile achievements inside the market.

Figure 3 – View from the operator of LT1200

Biggest concern of this system is safety. Reason for which it gears two remote-controller and the operator can stay in full control of it, right **next to the boom and gearbox**, as well as from down-tower, if needed. Provided that the boom length is less than 7 meters, there is **no bend** on it, as happens with usual crane´s jib, thus, is safer to work around. Moreover, wind affects LT1200 exactly same way that affects to the tower, being on the top of it, there is **no room for collisions**. Step by step manual on the remote-controller, guides the operator through the corrective, while **load and movement sensors** assures that there is no human-mistakes during it.

ONE SOLUTION FOR EACH PROBLEM

600tons crane requires up to 30 standard size trucks and 6 special transport truck to carry crane itself plus counterweights, whereas, LT1200 travels in 1 standard size truck that can easily hit 600-700km in 1 journey. Both pollution and price are reduced to a fraction. Besides, nor special permission, nor reinforcement or civil works are required. *The footprint is reduced to a minimal expression.*



Whereas standard cranes must be piloted on radio by the driver on the ground, LT1200 operator handle the remote-controller from the nacelle, avoiding misunderstanding and mistakes.

Operational window has been improved by this craneless system since it can withstand gust up to 18m/s due to reduced oscillations.

All big correctives can be carrying on by using just 1 main lifting system, as LT1200 can change blades or hubs by using no other standard crane, cutting mobilization costs.

BRAZILIAN MARKET OPPORTUNITIES

By the end of 2012, a total of 2500 MW of wind power had been put into operation in Brazil. With a major corrective expected every ten years, the market for maintenance in Brazil is set to mature within a few years.

In the wake of recent cancellations of renewable energy auctions by the Brazilian government, and due to problems with auctioned energy quantity that will not be completed, the industry has specialized in reducing operation and maintenance costs of the parks already built. This looks to be a key trend in the Brazilian market [3], which makes craneless technologies all the more interesting to consider.

REFERENCES

[1] Annie S. (2017). World´s Largest Wind Turbine Would Be Taller Than the Empire State, *June 2017* https://www.scientificamerican.com/article/world-rsquo-s-largest-wind-turbine-would-be-taller-than-the-empire-state-building/

[2] Joshua S. H. (2019). World´s Largest Wind Turbine Prototype, GE´s 12 Megawatt Haliade-X, *January 2019* https://cleantechnica.com/2019/01/16/worlds-largest-wind-turbine-prototype-ges-12-megawatt-haliade-x-to-be-installed-in-rotterdam/

[3] Despegamos (2014). ALAS VS PALAS, *August 2014* http://www.despegamos.es/2014/08/18/alas-vs-palas/

[4] Crane Network (2017) Featured Crane: Liftra LT1000 Self-Hoisting Crane, *October 2019* *https://cranenetworknews.com/liftra-lt-1000-self-hoisting-crane/*

[5] Diretoria Técnica da Abeeolica (2018). Números ABEEólica, *Dezembro de 2018* http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/01/N%C3%BAmeros-ABEE%C3%B3lica-12.2018.pdf

[6] M. D. Reder (2016). Wind Turbine Failures - Tackling current Problems in Failure Data Analysis, 2016 https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/753/7/072027/pdf

[7] Santiago N. R. (2012). Metodologias para avaliação do desempenho e previsão de avarias em turbinas eólicas utilizando a curva de potência do fabricante *MAY 2017* https://run.unl.pt/bitstream/10362/9255/1/Santiago_2012.pdf

[8] Lauha F., Liming Q., Steve S. r and Shruti S. (2017). *GWEC Global Wind Report Anual Market Updated 2016* Retrieved MAY, 2017 http://files.gwec.net/register?file=/files/GWR2016.pdfhttp://ncseonline.org/NLE/ CRSreports/09July/RL33801.pdfhttp://ncseonline.org/NLE/ CRSreports/09July/RL33801.pdf

BIOGRAPHY

Iñaki Gonzalez - Bilbao (España) 03/07/1980. Graduated in Mechanical and Aerospace Engineering in 2003 and obtained a Masters in Management and Administration in 2014, all certified by the Public University of the Basque Country (UPV) in Spain.

He started his career as an aerospace engineer in 2003 before joining the wind energy sector eight years later.

Mr. Gonzalez is Director of Liftra SL for Spain, Southern Europe, and Latin America.

A NEW WAY TO SIMPLIFY THE MAINTENANCE OF PAINTING OF WIND TURBINES IN THE FIELD

Thomas Belli, Arthur Mendonca, Nello Ferrari, Pablo Hita, Diego Hita, Pedro Hita

ABSTRACT

The growth of wind energy is exceptional – both in terms of installations and physical size. In Europe alone, it's predicted to overtake gas installations and become the largest form of power generation by 2020, supported firmly by a mammoth addition of 4.9GW in capacity during just the first half of 2019. Meanwhile, the size of wind turbines has reached incredible heights, with LM Wind Power unveiling the world's longest blade at a staggering 107 meters in length (McPhee, D. 2019). Therefore, the importance of a high-quality and easy-to-apply Leading Edge Protection (LEP) coating has never been more important to keep up with the demand from this blossoming industry.

KEYWORDS: Wind turbines, Maintenance, Epoxy Polymers

1. INTRODUCTION

Although it may seem innocuous, the impact of debris and weather (particularly rain) on a blade can cause considerable damage. Using some rudimentary mathematics, the impact pressure of rain droplets can be estimated using modified water hammer equations. Based on a 2mm diameter droplet and an 80m/s tip speed, the pressure imparted by the raindrop is estimated at 120MPa. This value is already higher than the yield stress quoted for some blade materials.

This type of damage manifests itself as pitting on the blade's surface, especially on the leading edge, where the most impact will occur. This deterioration causes a reduction in aerodynamic efficiency and subsequently a loss in operating efficiency. Some studies show that leading edge erosion can result in a drag increase of up to 500% (Sareen et al. 2014), culminating in a decrease in annual energy output of up to 20%. The effects of this damage can be apparent in as little as two years. As wind turbines can reasonably be expected to perform continuously for 15+ years, this is a significant problem for turbine operators.

A variety of studies have investigated the costs and strategies of operations and maintenance (O&M) for wind power. Some have found that these O&M ventures can account for as much as 30% of the overall per-MWh-cost for wind turbines. Other studies have looked at

failures on a component-by-component basis. Depending on the type of turbine, the blades can account for up to 22% of failures. The resulting high costs means many companies are moving towards a preventative and predictive approach, especially in offshore markets.

As well as being more costly to maintain, offshore wind turbines are also more susceptible to damage. As offshore wind is not limited by acoustic emission, the tip speeds and blade lengths tend to be much larger, thereby increasing the impact velocity of the rain droplets.

2. THE CHALLENGE

The difficulty with blade maintenance is not only finding suitable materials and methods for protecting new blades but, more commonly, repairing damage to those already in the field. The associated challenges can be twofold. Firstly, materials science – developing materials and techniques that will protect blades throughout their useful lifetime. Secondly, application – applying the protective measures in the field, often in difficult conditions, narrows the available maintenance windows.

There is already an extensive amount of research in the materials science field for ultimate performance. Here, we will address the second major challenge; applying protective materials in situ.

2.1. CLIMATIC CONDITIONS

Climatic conditions are often the driving factor when considering an in-situ repair. The weather will not only affect a technician's ability to access the blades, but also the ability to apply the protective materials.

Nearly all materials used in LEP will be sensitive to damp surfaces, temperature and humidity. These elements are very difficult to control, especially for the duration of the repair. Therefore, a material that is less sensitive to these conditions is ideal for conducting repairs in situ.

Temperature is a key factor with any application of a coating or tape system. The temperature will affect the viscosity, working life (pot life) and eventual cure time. All manufacturers will give recommendations on minimum application temperatures. If used below these temperatures the product will be extremely difficult to handle and apply.

The product in question is based on a silicon steel alloy mixed with high molecular weight and high molecular weight polymers and oliomers is designed for an application as easy as possible - designed to deliver effective in-situ leading edge protection.

2.2. INSIGHT FROM THE LAB

Richard Collett, Belzona Polymerics' Chief R&D Chemist, has been prominent in this latest development. He said, "From the outset, our aim was to develop a solution that provided excellent resistance to rain erosion and abrasion, whilst being easy to apply in situ.

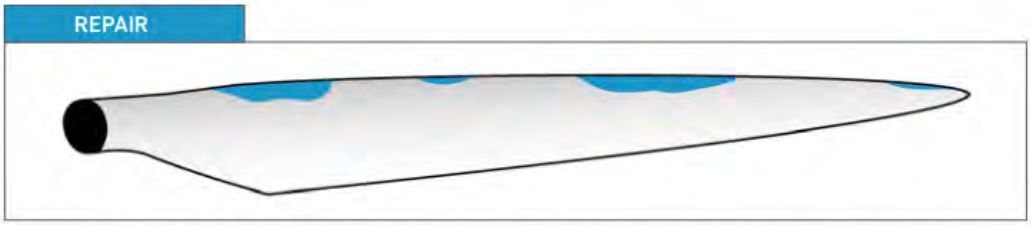
"Traditionally, the application window available for wind turbine blade maintenance is narrow, requiring favourable weather conditions and adequate temperatures to carry out repairs. We wanted to be able to extend that application window further, providing more opportunities to carry out blade repair and protection.

"Belzona 5721 helps to maximise available maintenance windows in a number of ways. Firstly, it can be applied by brush as a single coat system. This reduces downtime waiting for overcoating numerous layers and also makes it suitable for application from a platform or even rope access. What's more, it cures without the requirement for external heat or UV, even at temperatures as low as 5ºC (41ºF). This means it is touch dry in approximately 30-45 minutes – a major benefit that minimises downtime."

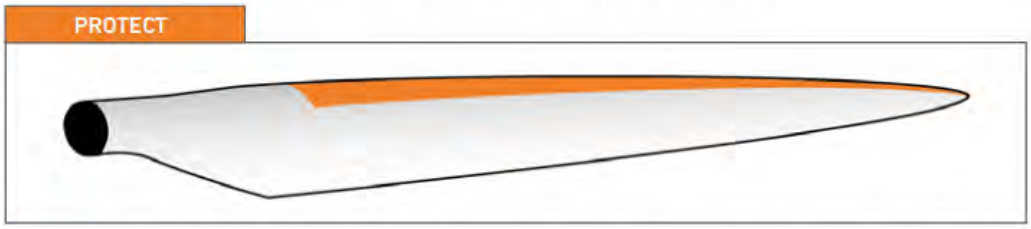
2.3. PUTTING THE THOERY INTO PRACTICE

The benefits of using materials that can be applied at lower temperatures become apparent if we look at a UK case study. For example, the Hornsea offshore wind farm, which once fully constructed, will have a planned capacity of up to 6 gigawatt (GW). Here, the average maximum monthly temperature at the nearest weather station in Bridlington varies throughout the year, ranging from less than 10°C to 20°C. Using this data as an estimate of expected temperatures when conducting blade maintenance, Belzona materials can increase the maintenance window of four to five months of the year to approximately nine; an increase of 100%. Theoretically, in the case of Belzona 5721, maintenance could be conducted all year round. This not only makes it easier to

schedule O&M activities, but could also reduce costs as less equipment will be required to maintain climate controls during certain parts of the year.



Belzona 1221 can be used to rebuild pitted sections of the blade prior to further application of Belzona 5721. At 10°C (68°F), it will be ready to overcoat within 16 minutes, especially useful when in situ.



Belzona 5721 complements in-situ maintenance thanks to its simple one coat application and full service can be restored in as little as 4 hours. This LEP coating is available in white and grey (RAL 7035).

It is not only the climatic conditions and parameters of a material that make it easier to apply. There is also the physical aspect to consider. The easier it is for a technician to apply, the greater the likelihood that the system will perform as intended. These simple ratios make it easy for any applicator to ensure the correct mix is achieved. In addition to this, the materials also come in a variety of unit sizes, which means it is possible that part mixing may not even be required. Additionally, only a brush is necessary for application – no need for injection cartridges or specialist equipment.

3. CONCLUSION

In summary, wind power is an ever expanding and growing industry. One of the biggest drivers of cost is the operations and maintenance of the turbines once they are in the field generating electricity. Leading edge erosion, caused by impact from rain droplets is one of the key issues facing the sector. There are a variety of polymeric coatings available for leading edge protection, however the issue of temperature is often overlooked. All materials have a recommended minimum application temperature, which often does not account for the low temperatures experienced in

many wind farm installations. Materials such as those that Belzona Polymerics provides are designed for ease of application and effective curing at lower temperatures. This not only gives a longer window of application but also makes it easier for the technician to apply in the field, minimising application downtime considerably.

REFERENCES:

McPhee, D. (2019). **World's largest wind turbine blade arrives for UK testing - News for the Oil and Gas Sector. [online] Energy Voice**. Available at: https://www.energyvoice.com. [Accessed 7 Oct. 2019].

Sareen, Agrim & Sapre, Chinmay & Selig, Michael. (2014). **Effects of leading edge erosion on wind turbine blade performance.** Wind Energy. 17. 10.1002/we.1649.

INSPEÇÃO E ANÁLISE ESTRUTURAL DE PÁS EÓLICAS QUE APRESENTAM TRINCAS EM PAINÉIS VISANDO COMPREENDER OS RISCOS OPERACIONAIS E MINIMIZAR AS PARADAS DE MANUTENÇÃO

Danilo da Silva Oliveira (WindCom – E-mail: danilo.oliveira@windcomservices.com)
Eder Campos de Faria Junior (WindCom – E-mail: eder.faria@windcomservices.com)
Wagner Bomback (WindCom – E-mail: wagner.bomback@windcomservices.com)

WindCom – Wind Composite Services
Av. Itavuvu, 11777 - Jardim Santa Cecilia, Sorocaba - SP 18078-005
Site: http://windcomservices.com/pt/

Resumo: Este trabalho consiste em apresentar um estudo realizado em um parque eólico que apresentou grande incidência de trincas nas regiões de painéis das pás. Com o intuito de avaliar o risco catastrófico, o cálculo estrutural foi feito pelo método dos Elementos Finitos com base na laminação e cargas originais de projeto, avaliando principalmente o modo de falha por flambagem. Além disso, as inspeções periódicas tiveram foco no acompanhamento da evolução da trinca. Essas duas linhas de estudo, cálculo estrutural e inspeções periódicas, viabilizaram a compreensão do comportamento estrutural e tolerância ao dano, possibilitando a continuidade da operação e geração de energia.

Abstract: This work consists of presenting a study carried out in a wind farm that showed a high incidence of cracks in the regions of panels of the blades. In order to assess the catastrophic risk, the structural calculation was done by the Finite Element method based on the lamination and original design loads, mainly evaluating the failure mode by buckling. In addition, the periodic inspections were focused on monitoring the crack evolution. These two lines of study, structural calculations and periodic inspections, enabled the understanding of the blade structural behavior and damage tolerance, enabling the continuity of the operation and generation of energy.

Palavras-chave: Cálculo estrutural, Elementos Finitos, Modo de falha, Inspeção, Manutenção

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO 4
2. DADOS 8
3. MÉTODO 9
3.1. Trincas para o primeiro caso: 11
3.2. Trincas para o segundo caso: 12
3.3. Trincas para o terceiro caso: 13
4. RESULTADOS 14
4.1. Primeiro caso: 14
4.2. Segundo caso: 17
4.3. Terceiro caso: 20
5. CONCLUSÃO 23
APÊNDICE 25
REFERÊNCIAS 30

LISTA DE FIGURAS

Figure 1 – Estrutura da pá 5
Figure 2 – Painéis 5
Figure 3 – Posição de trabalho 6
Figure 4 – Classe de vento 7
Figure 5 – Distribuição das cargas 7
Figure 6 – Trincas em Campo 8
Figure 7 – Modelo Estrutural – Elementos Finitos 9
Figure 8 – Malha – Elementos Finitos 10
Figure 9 – Ferramenta unzip 10
Figure 10 – Aplicação da ferramenta unzip 10
Figure 11 – Modo de falha por flambagem 11
Figure 12 – Trincas – Simulação 1 12
Figure 13 – Trincas – Simulação 2 12
Figure 14 – Trincas – Simulação 3 13
Figure 15 – Flambagem - Simulação 1 14
Figure 16 – Deformações - Simulação 1 – Bordo de Fuga – Casca Extra 14
Figure 17 – Deformações - Simulação 1 – Bordo de Fuga – Casca Intra 15
Figure 18 – Deformações - Simulação 1 – Sparcap – Casca Extra 15
Figure 19 – Deformações - Simulação 1 – Sparcap – Casca Intra 15
Figure 20 – Deformações - Simulação 1 – Bordo de Ataque – Casca Extra 16
Figure 21 – Deformações - Simulação 1 – Bordo de Ataque – Casca Intra 16
Figure 22 – Flambagem - Simulação 2 17

Figure 23 – Deformações - Simulação 2 – Bordo de Fuga – Casca Extra 17
Figure 24 – Deformações - Simulação 2 – Bordo de Fuga – Casca Intra 18
Figure 25 – Deformações - Simulação 2 – Sparcap – Casca Extra 18
Figure 26 – Deformações - Simulação 2 – Sparcap – Casca Intra 18
Figure 27 – Deformações - Simulação 2 – Bordo de Ataque – Casca Extra 19
Figure 28 – Deformações - Simulação 2 – Bordo de Ataque – Casca Intra 19
Figure 29 – Flambagem - Simulação 3 20
Figure 30 – Deformações - Simulação 3 – Bordo de Fuga – Casca Extra 20
Figure 31 – Deformações - Simulação 3 – Bordo de Fuga – Casca Intra 21
Figure 32 – Deformações - Simulação 3 – Sparcap – Casca Extra 21
Figure 33 – Deformações - Simulação 3 – Sparcap – Casca Intra 21
Figure 34 – Deformações - Simulação 3 – Bordo de Ataque – Casca Extra 22
Figure 35 – Deformações - Simulação 3 – Bordo de Ataque – Casca Intra 22
Figure 36 – Propagação das trincas 25
Figure 37 – Trinca – 2017 / 2018 / 2019 25
Figure 38 – Trinca – 2017 / 2018 / 2019 25
Figure 39 – Trinca – 2017 / 2018 / 2019 26
Figure 40 – Inspeção por solo 26
Figure 41 – Acesso interno 27
Figure 42 – Acesso externo – Por cordas 27
Figure 43 – Acesso externo – Plataforma ancorada 27
Figure 44 – Inspeção por drone 28
Figure 45 – Chronos 28
Figure 46 – Chronos – Exemplo 29

1. INTRODUÇÃO

A motivação para o estudo apresentado nesse artigo não foi apenas entender e compreender como uma pá eólica se comporta estruturalmente com trincas nas regiões de painel, mas também, por necessidade dos operadores de parque, devido ao grande impacto financeiro que pode haver por aerogeradores parados aguardando manutenção. Além disso, por necessidade de um parque específico, onde a quantidade de trincas encontradas nas pás estava prejudicando a operação.

Um estudo de causa raiz foi realizado para esse caso e chegou-se à conclusão que, a grande maioria das trincas surgiram por retrabalhos mal feitos no processo de fabricação. Basicamente, dois tipos de retrabalhos, gap de balsa e janela para acesso interno, ou seja, em região de painel.

Portanto, com o intuito de manter a continuidade do parque, foi realizado esse estudo. Onde, pelo método dos elementos finitos, foi avaliado o comportamento estrutural da pá com as trincas nos painéis, de acordo com os dados de campo. Porém, em uma situação mais crítica que em campo, considerando que todas as camadas foram afetadas (internas, core e camadas externas).

Antes de continuar com o estudo é importante entender alguns conceitos básicos para a construção de uma pá eólica e alguns passos do projeto no que diz respeito às cargas envolvidas e principais cálculos. Na imagem abaixo podemos ver alguns componentes principais.

Os sparcaps e as almas (webs) formam o principal componente estrutural da pá, semelhante à um perfil metálico. Esse perfil é responsável por suportar as maiores cargas de projeto, provenientes do vento. Os bordos de fuga (trailing edge) e bordo de ataque (leading edge) são responsáveis por suportar as cargas gravitacionais.

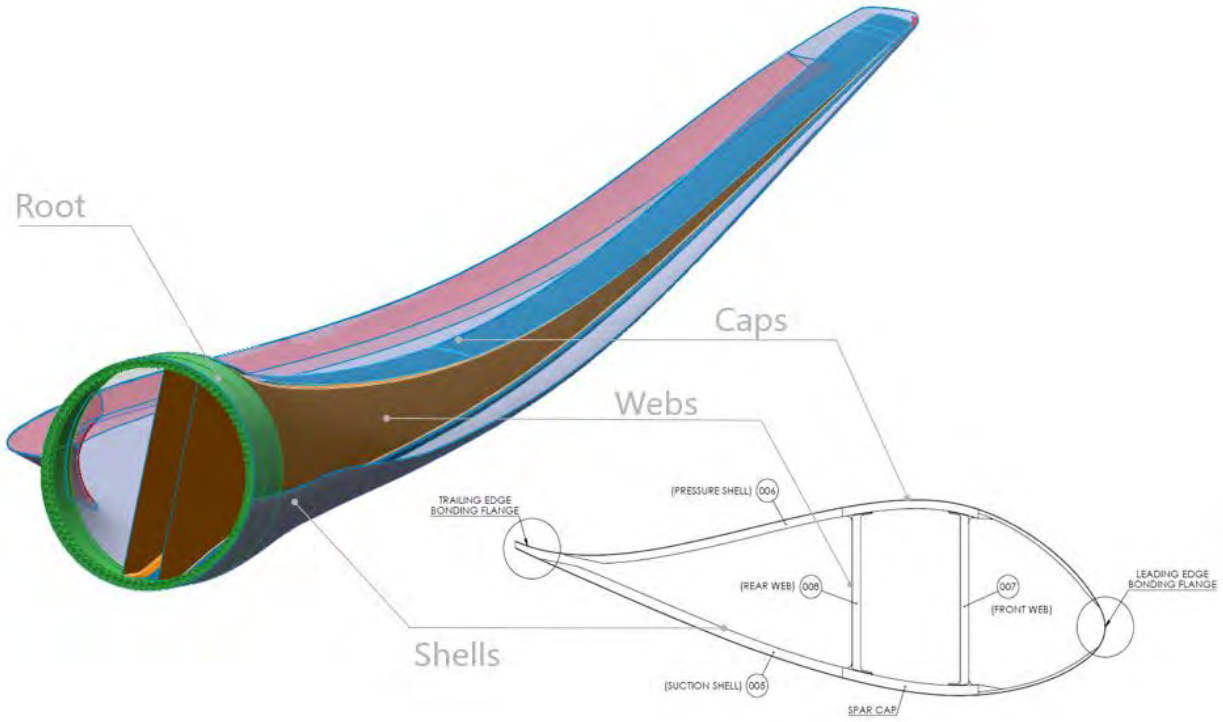


Figure 1 – Estrutura da pá

Os painéis fazem a ligação entre os bordos e o sparcap, na região central. E são responsáveis por, além de garantir o perfil aerodinâmico, também suportar as carcas de cisalhamento e a própria flambagem do painel. Os painéis são constituídos geralmente por uma ou mais camadas externas + núcleo (core) + camadas internas. O núcleo costuma ser de madeira balsa ou espuma e pode variar de 5 a 100mm de espessura, dependendo do projeto e classe de vento.

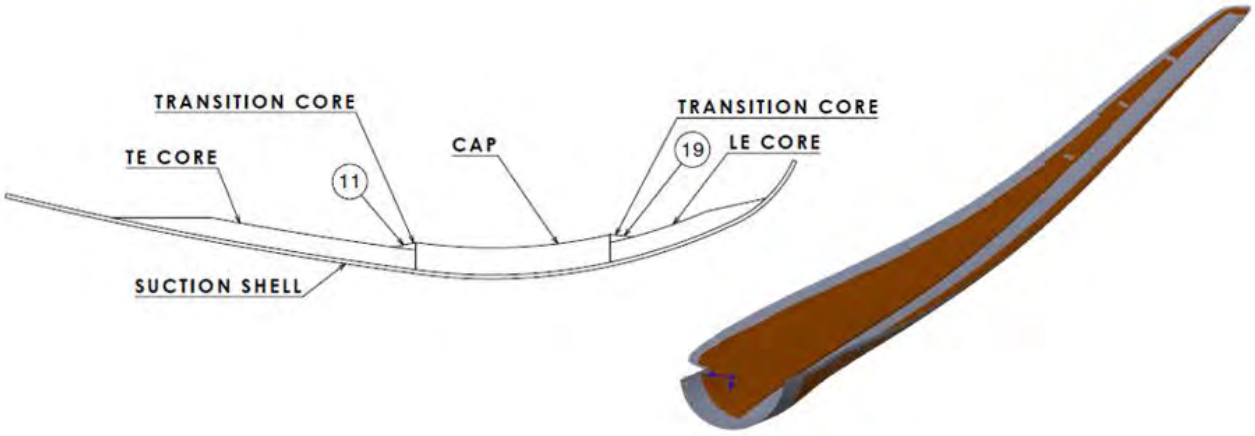


Figure 2 – Painéis

Quanto às cargas de um projeto, elas são divididas basicamente em cargas operacionais, as quais são da própria pressão do vento, e cargas gravitacionais, relacionadas ao próprio peso da pá.

Na imagem abaixo podemos ver uma seção da pá, afim de compreender a posição que a mesma trabalha. Conforme mostrado, a casca intra possui uma dupla curvatura e recebe as cargas principais de vento.

O rotor normalmente é projetado para girar em sentido horário, mas não há regras quanto à isso. Um rotor pode ser projetado para girar no sentido anti-horário, como no exemplo abaixo.

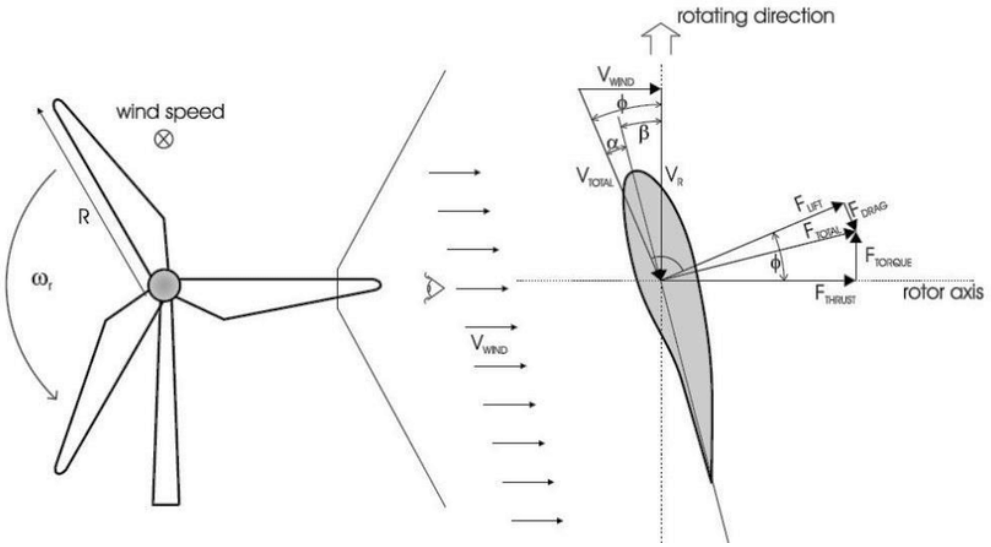


Figure 3 – Posição de trabalho

O cálculo das cargas de um projeto pode ser, basicamente, de duas maneiras. Ou seja, por uma classe padrão ou especial. Até hoje, o mais comum é encontrar projeto realizado com uma classe padrão. Pois possibilita instalar as pás em diversas regiões, desde que a classe de vento seja compatível. Porém, há algumas limitações no projeto, principalmente quanto à otimização estrutural. Um projeto com cálculo especial de cargas possibilita dimensionar uma estrutura o suficiente para suportar as cargas de um parque em específico, podendo projetar uma pá mais leve, com custo menor de fabricação e com aerodinâmica mais eficiente. Por outro lado, há limitação quanto à aplicação do projeto, normalmente se restringindo apenas ao parque para a qual foi projetada.

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	Values specified by the designer
V_{ref}	* (m/s)	50	42,5	37,5	
	Tropical (m/s)	57	57	57	
$V_{ref,T}$	(m/s)	57			
A+	I_{ref} (-)	0,18			
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

Figure 4 – Classe de vento

Após a definição da classe de vento, são calculadas as cargas do projeto, as quais são divididas em dois tipos. As cargas extremas, que são as cargas máximas que a pá pode receber ao longo de toda a sua vida útil e são utilizadas para calcular as deformações máximas, deslocamentos, flambagem, dimensionamento da conexão ao hub, etc., ou seja, tudo o que está relacionado ao comportamento estático. E as cargas equivalentes, que é semelhante a uma média, e são utilizadas para calcular o dano acumulado e fadiga do material.

Tanto as cargas extremas quanto as equivalentes, são divididas em diversos ângulos, desde a cargas principal na casca intra, aumentando de 10 em 10 graus (ou 15 em 15 graus, dependendo do projeto e tamanho da pá) passando pelos painéis, bordo de ataque, casca extra e bordo de fuga.

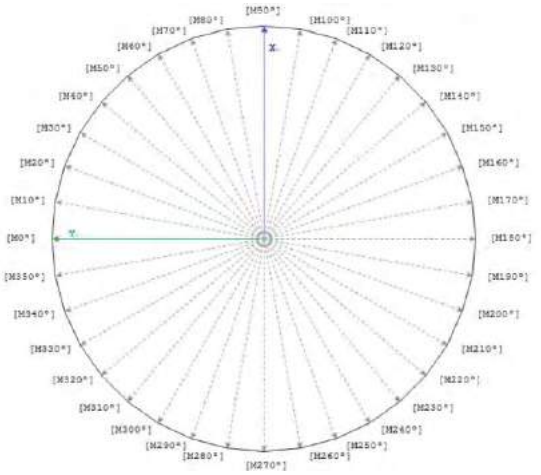


Figure 5 – Distribuição das cargas

Para o estudo desse projeto, o qual foi originalmente calculado com 36 casos de cargas (10 em 10 graus), foram utilizadas as cargas extremas e realizado o cálculo de flambagem e deformações, para entender principalmente se havia risco catastrófico em operar com as trincas.

2. DADOS

A tabela a seguir mostra alguns dados reais das trincas encontradas em campo.

Z [mm]	Casca	Distância do BA [mm]	Comprimento [mm]	Largura [mm]	Direção
5,000	Intra	3000	50	300	Corda
7,000	Extra	2000	5	100	Corda
10,000	Intra	1000	70	100	Corda
12,000	Extra	1500	10	200	Corda
15,000	Intra	2000	30	300	Corda
19,000	Intra	800	50	300	Corda
20,000	Intra	400	100	300	Corda
22,000	Extra	500	5	150	Corda
25,000	Intra	200	10	150	Corda
30,000	Intra	1000	10	300	Corda
32,000	Intra	400	50	300	Corda
32,000	Extra	600	20	200	Corda
32,000	Extra	1300	10	100	Corda
34,000	Intra	600	5	150	Corda
38,000	Intra	400	10	200	Corda
38,000	Intra	700	10	200	Corda
39,000	Intra	700	10	300	Corda
41,000	Extra	400	400	400	Corda
47,400	Extra	10	5	150	Corda

Figure 6 – Trincas em Campo

De acordo com os dados de campo, três situações foram simuladas utilizando o modo de falha por flambagem como critério de análise.

a) A primeira análise foi realizada considerando os comprimentos e larguras das trincas encontradas em campo. Entretanto, com várias trincas ao longo da pá.

b) A segunda análise foi realizada considerando uma situação crítica, com uma trinca passante do bordo de fuga até o sparcap, no Z15000, em ambas as cascas.

c) A terceira análise também foi realizada considerando uma situação crítica de trinca passante no Z15000 em ambas as cascas. Porém, do sparcap até o bordo de ataque.

3. MÉTODO

As imagens a seguir mostram os detalhes do modelo estrutural utilizado para o cálculo.

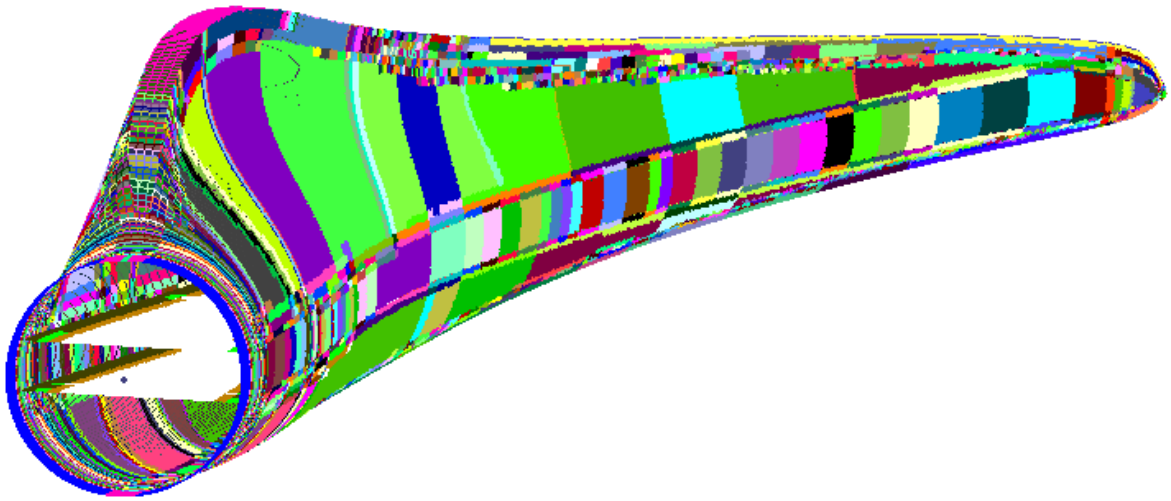


Figure 7 – Modelo Estrutural – Elementos Finitos

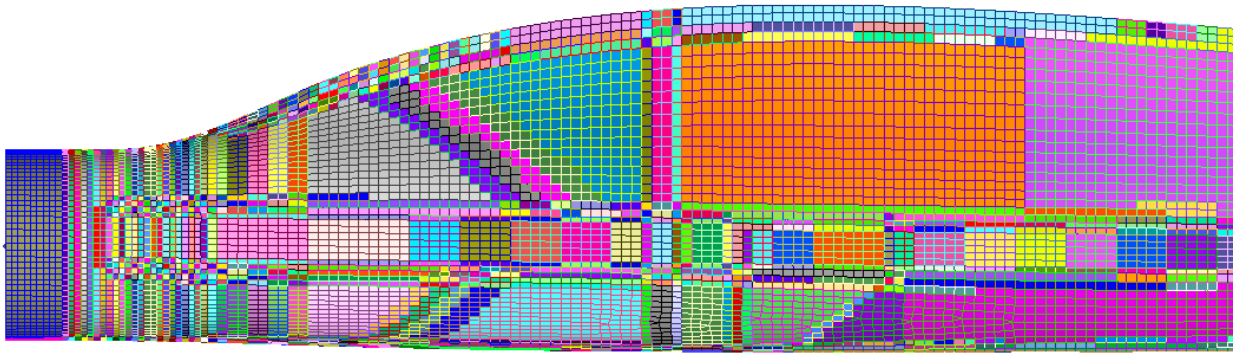


Figure 8 – Malha – Elementos Finitos

A ferramenta “unzip” do software de elementos finitos foi usada para simular a trinca na pior condição, ou seja, com todas as camadas afetadas, como mencionado anteriormente.

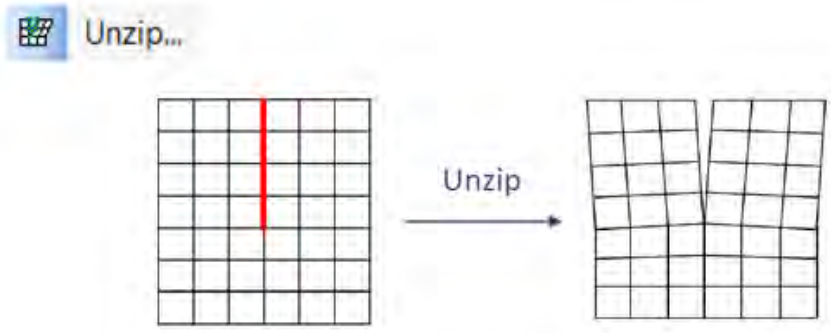


Figure 9 – Ferramenta unzip

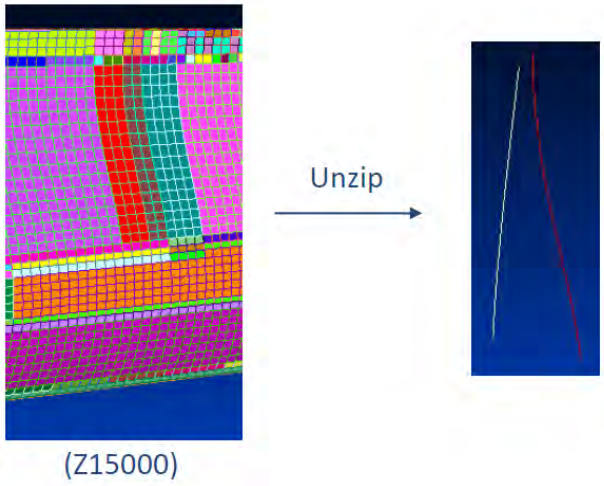


Figure 10 – Aplicação da ferramenta unzip

As três situações (a, b e c) foram analisadas conforme os 36 casos de cargas originais de projeto (360 graus – 10 em 10 graus).

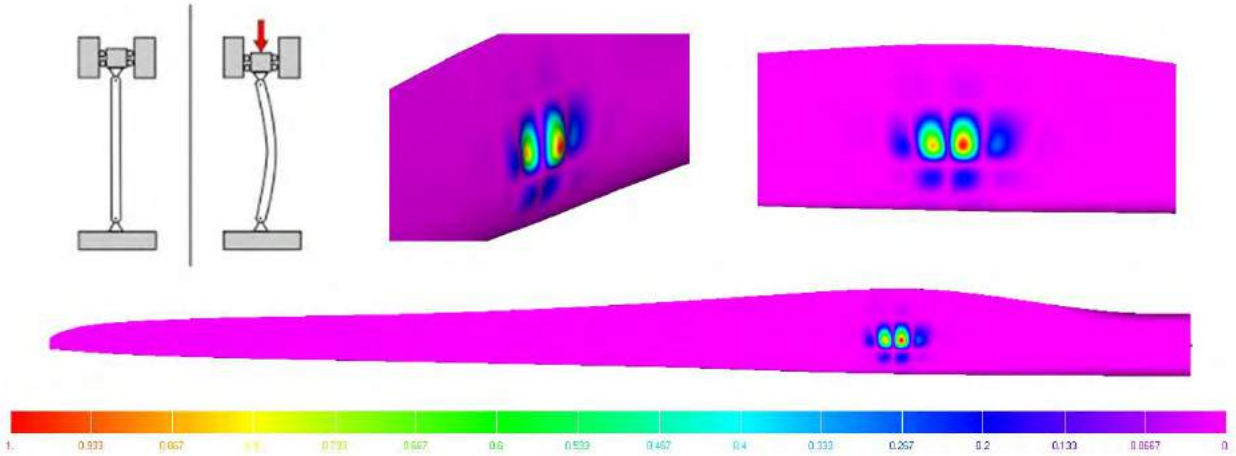


Figure 11 – Modo de falha por flambagem

3.1. Trincas para o primeiro caso:

Trinca	Z [mm]	Casca	Distância do BA [mm]	Largura [mm]	Direção
1	5,000	Intra	3000	300	Corda
2	7,000	Extra	2000	100	Corda
3	10,000	Intra	1000	100	Corda
4	15,000	Intra	2000	300	Corda
5	15,000	Extra	1000	400	Corda
6	20,000	Intra	400	300	Corda
7	30,000	Intra	3000	200	Corda
8	31,000	Intra	800	400	Corda
9	32,000	Extra	600	200	Corda
10	39,000	Intra	700	300	Corda
11	41,000	Extra	400	400	Corda

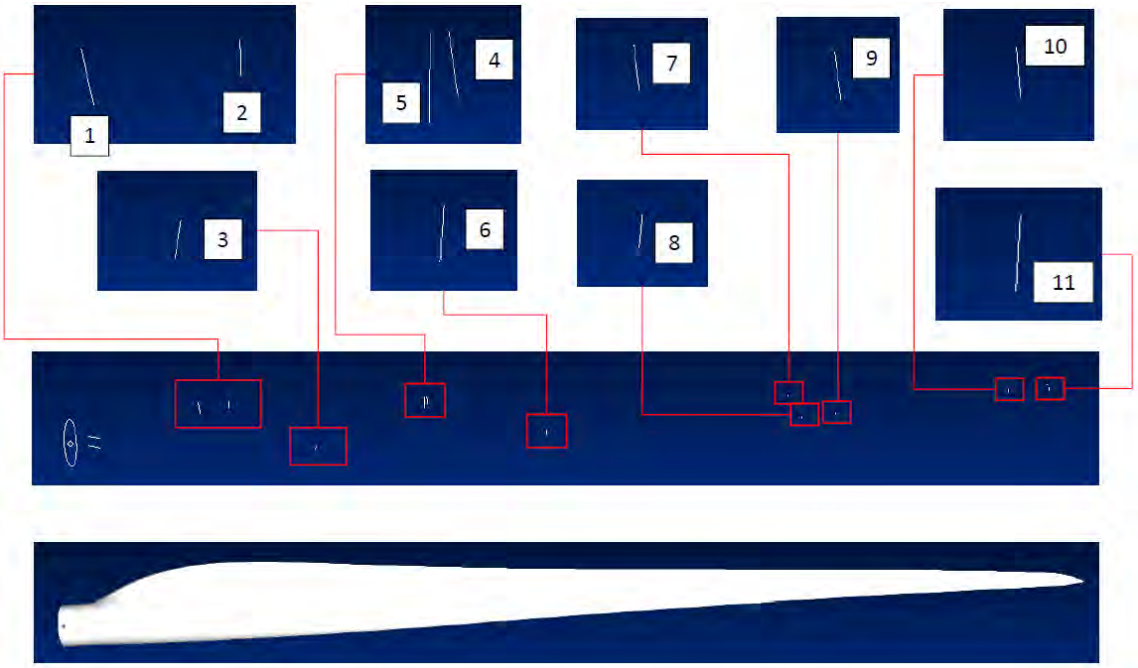


Figure 12 – Trincas – Simulação 1

3.2. Trincas para o segundo caso:

Trinca	Z [mm]	Casca	Início	Fim	Direção
1	15,000	Intra	TE UD	SPARCAP	Corda
2	15,000	Extra	TE UD	SPARCAP	Corda

TE: Trailing Edge (unidirectional layers)

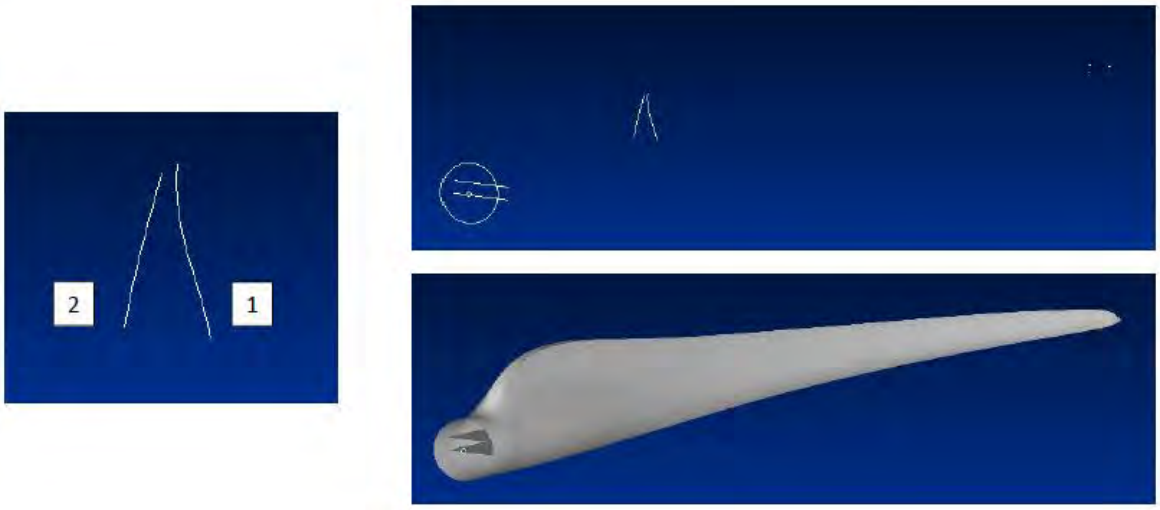


Figure 13 – Trincas – Simulação 2

3.3. Trincas para o terceiro caso:

Trinca	Z [mm]	Casca	Início	Fim	Direção
1	15,000	Intra	LE	SPARCAP	Corda
2	15,000	Extra	LE	SPARCAP	Corda

LE: Leading Edge

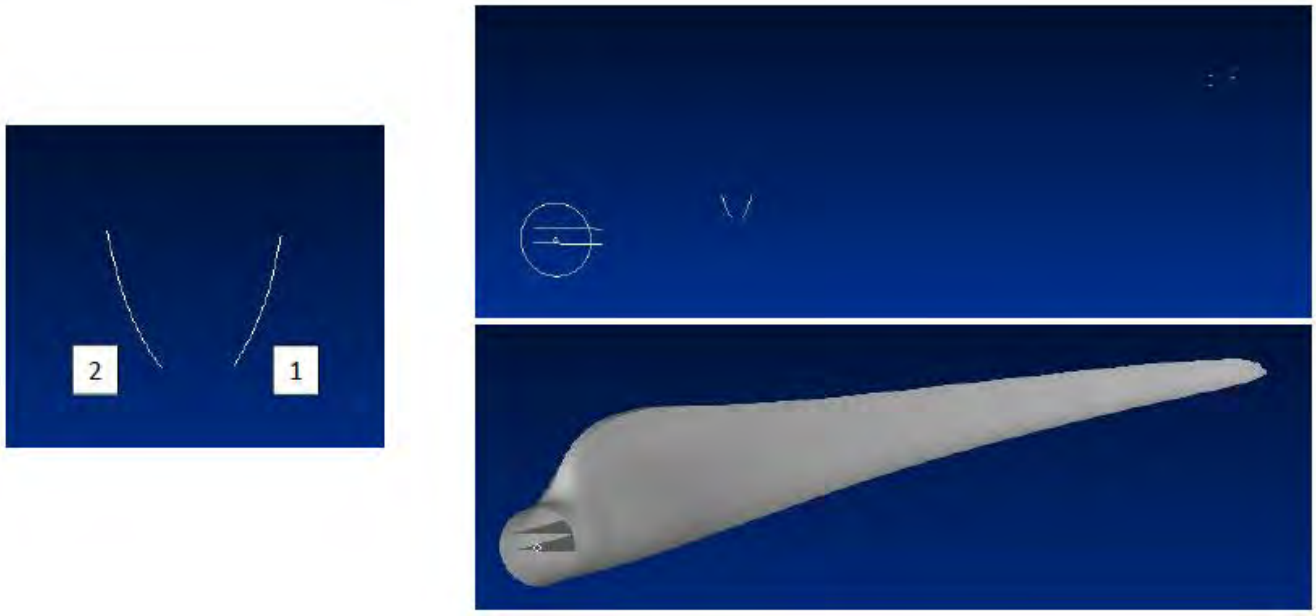


Figure 14 – Trincas – Simulação 3

4. RESULTADOS

4.1. Primeiro caso:

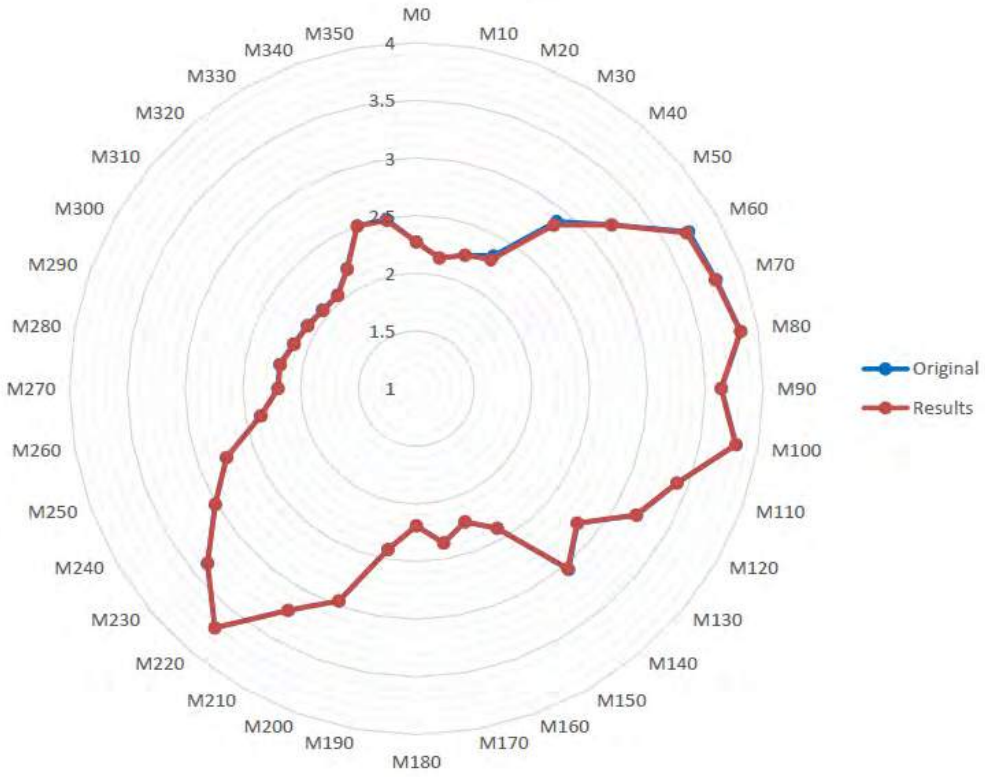


Figure 15 – Flambagem - Simulação 1

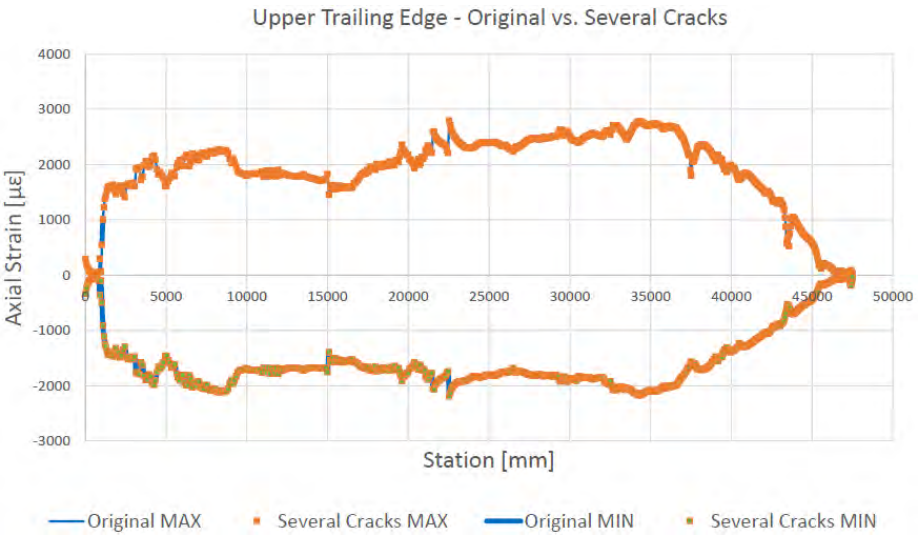


Figure 16 – Deformações - Simulação 1 – Bordo de Fuga – Casca Extra

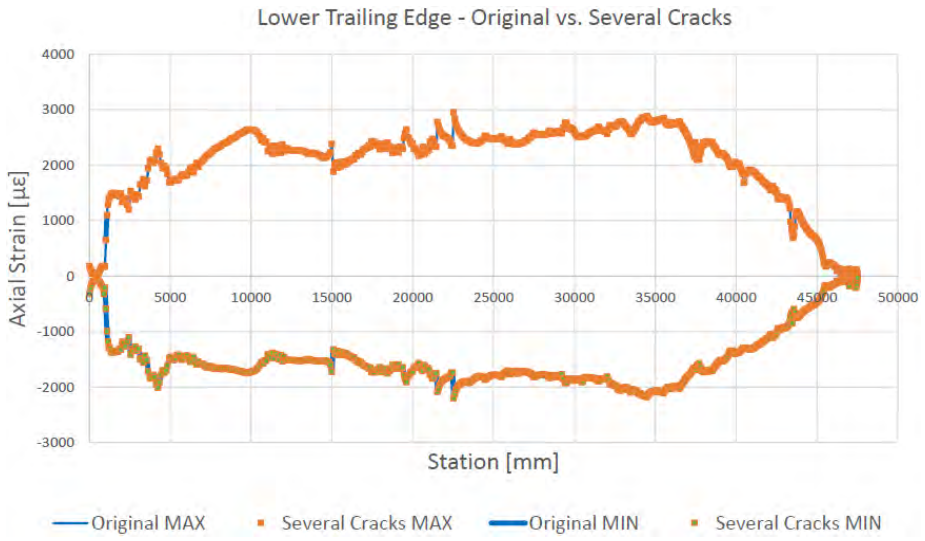


Figure 17 – Deformações - Simulação 1 – Bordo de Fuga – Casca Intra

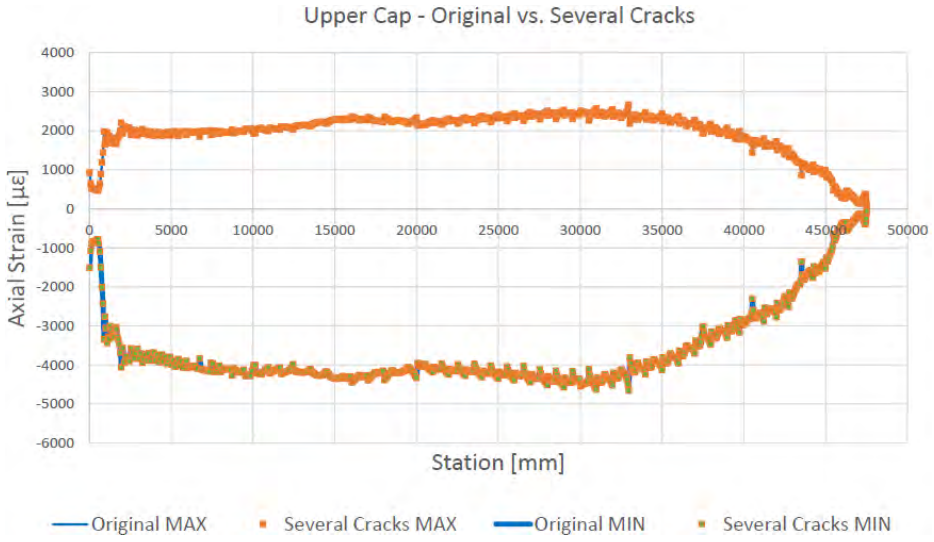


Figure 18 – Deformações - Simulação 1 – Sparcap – Casca Extra

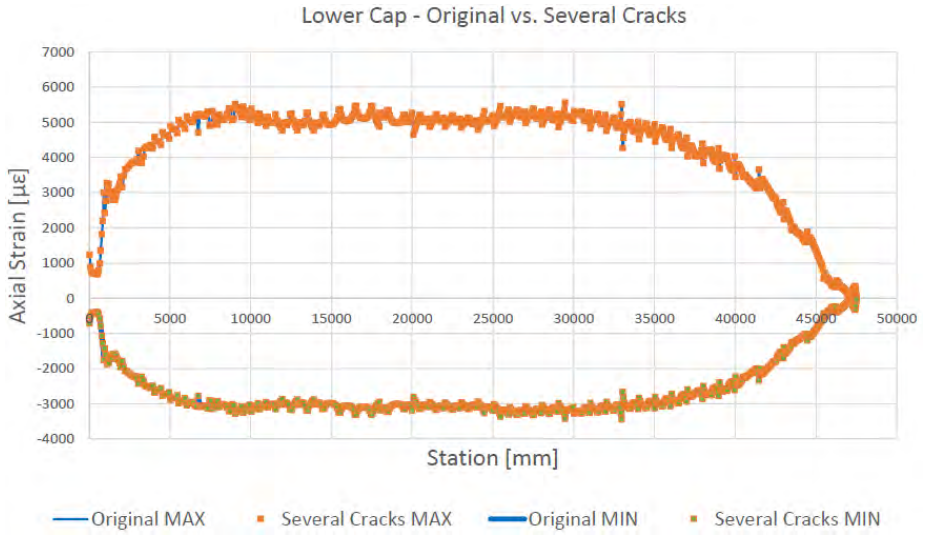


Figure 19 – Deformações - Simulação 1 – Sparcap – Casca Intra

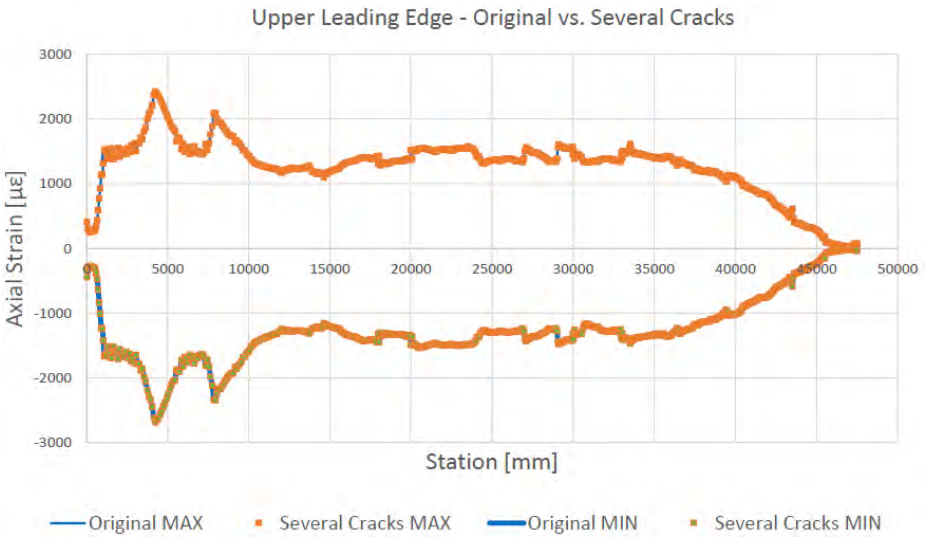


Figure 20 – Deformações - Simulação 1 – Bordo de Ataque – Casca Extra

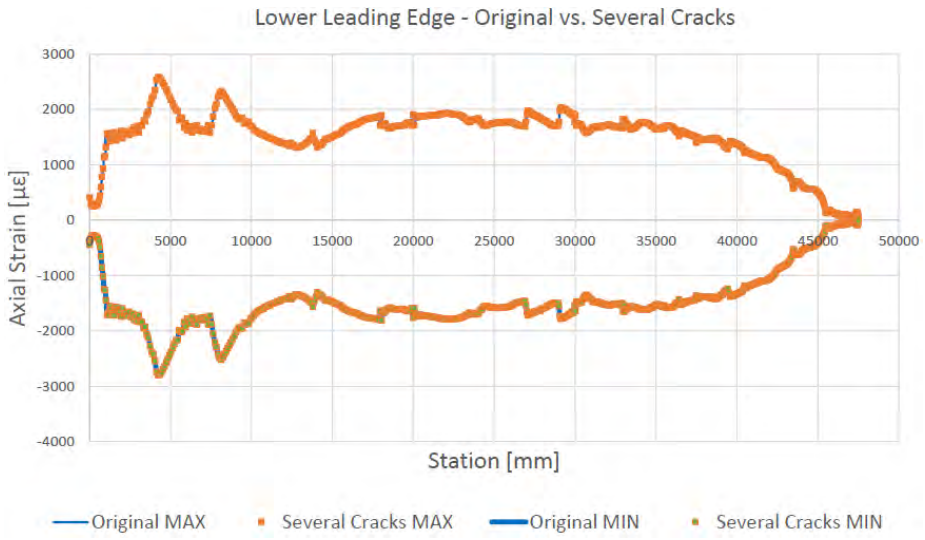


Figure 21 – Deformações - Simulação 1 – Bordo de Ataque – Casca Intra

4.2. Segundo caso:

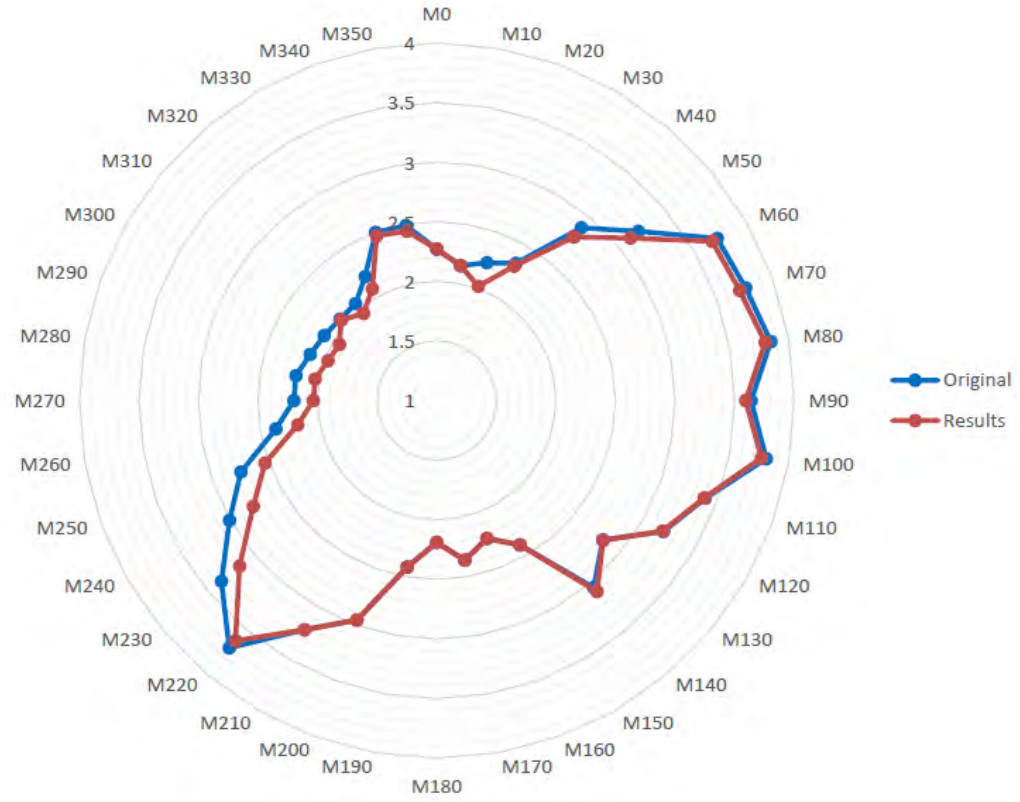


Figure 22 – Flambagem - Simulação 2

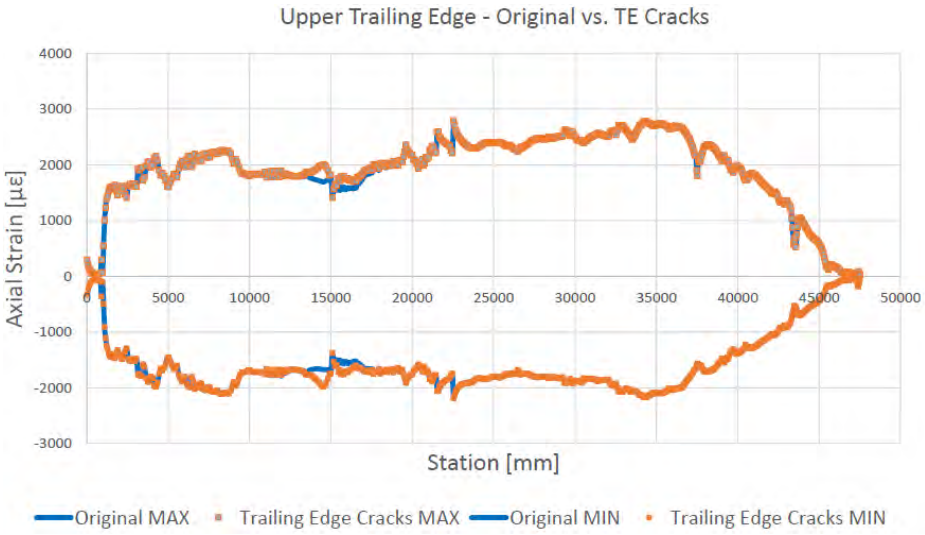


Figure 23 – Deformações - Simulação 2 – Bordo de Fuga – Casca Extra

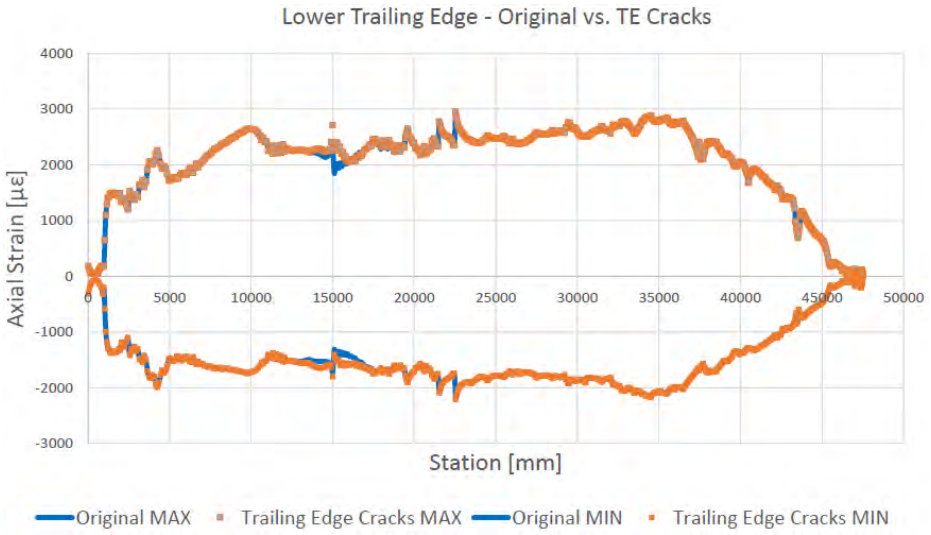


Figure 24 – Deformações - Simulação 2 – Bordo de Fuga – Casca Intra

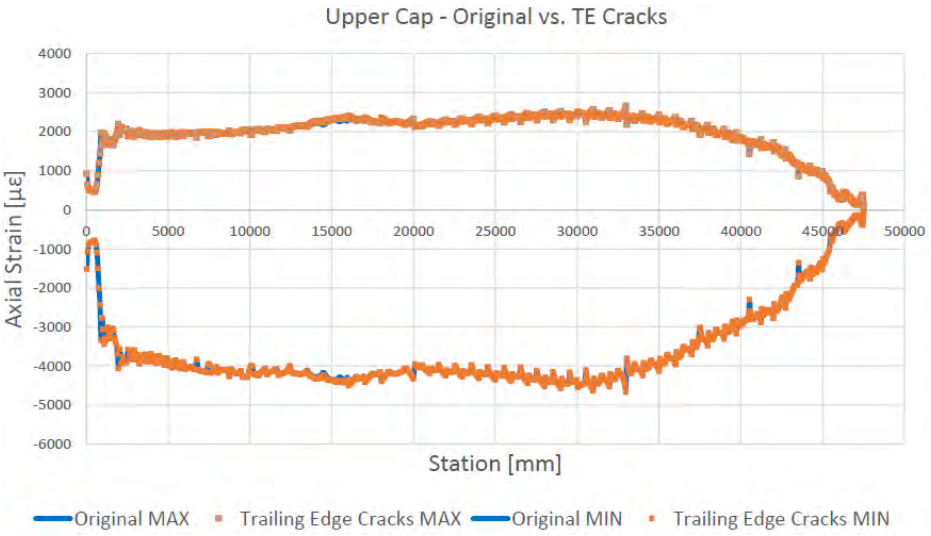


Figure 25 – Deformações - Simulação 2 – Sparcap – Casca Extra

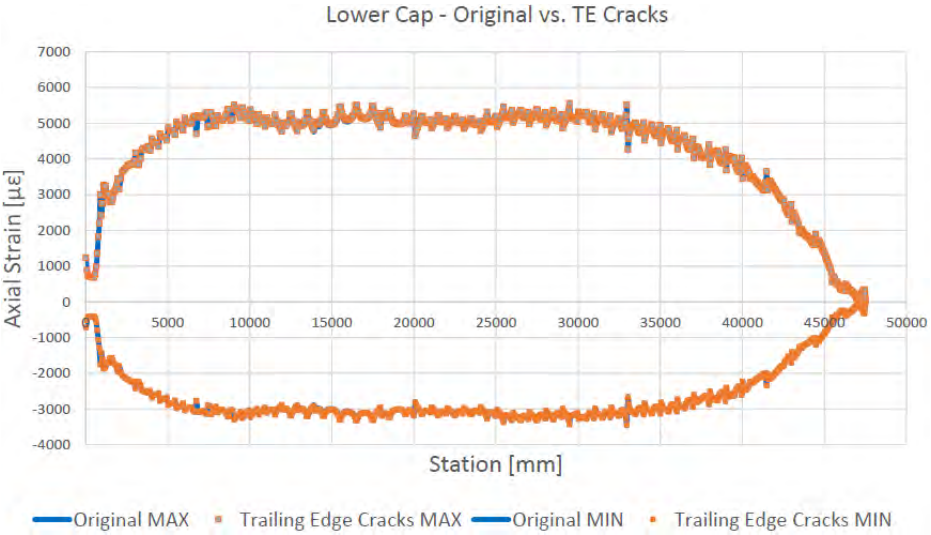


Figure 26 – Deformações - Simulação 2 – Sparcap – Casca Intra

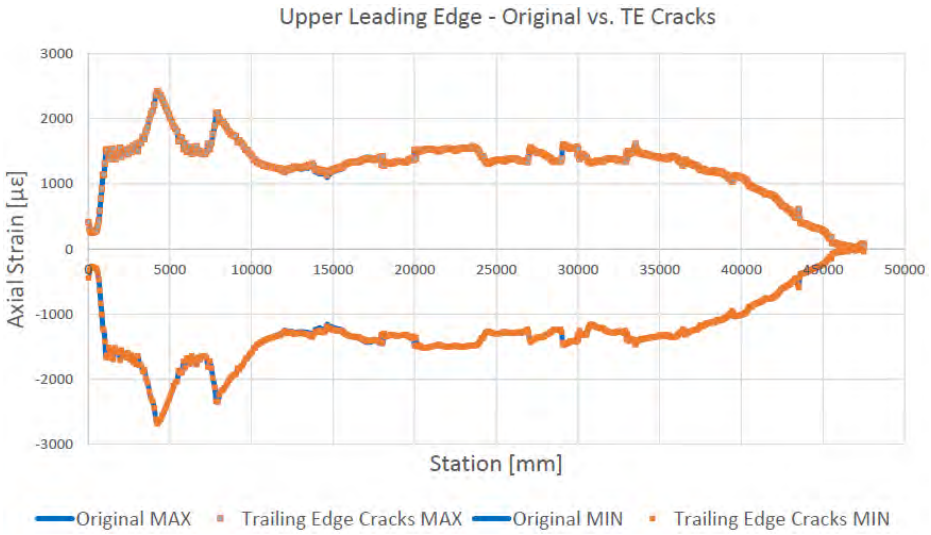


Figure 27 – Deformações - Simulação 2 – Bordo de Ataque – Casca Extra

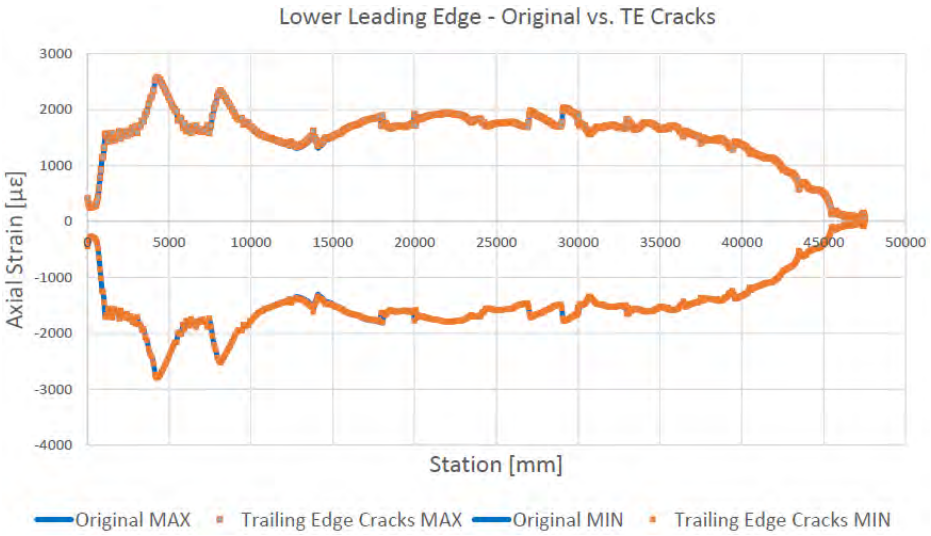


Figure 28 – Deformações - Simulação 2 – Bordo de Ataque – Casca Intra

4.3. Terceiro caso:

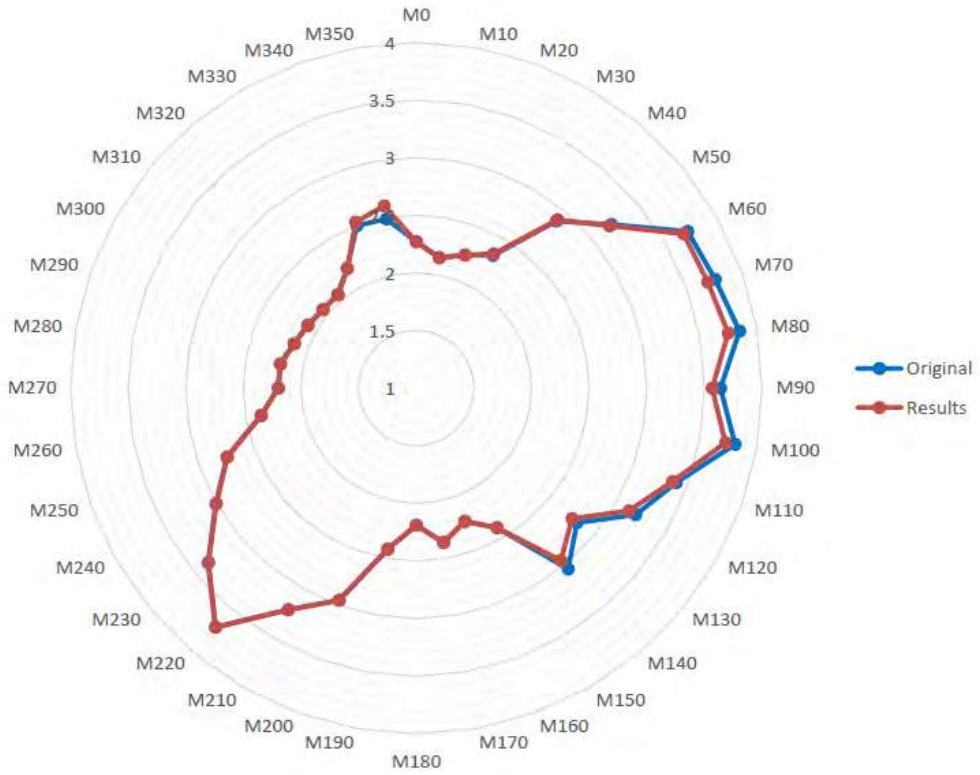


Figure 29 – Flambagem - Simulação 3

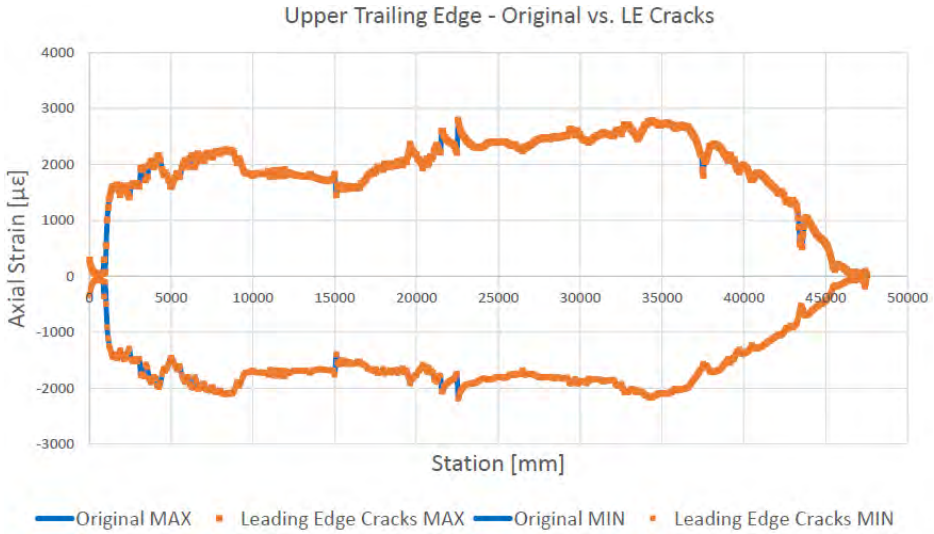


Figure 30 – Deformações - Simulação 3 – Bordo de Fuga – Casca Extra

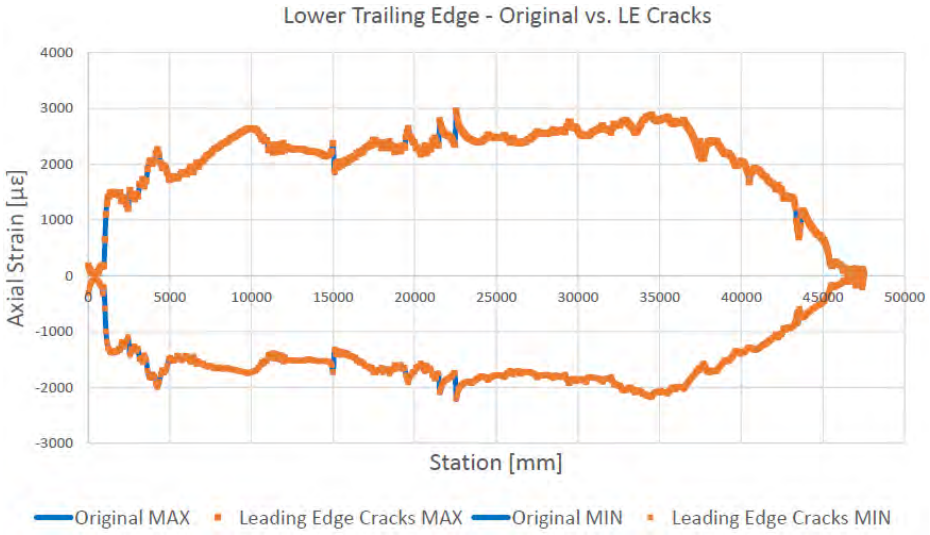


Figure 31 – Deformações - Simulação 3 – Bordo de Fuga – Casca Intra

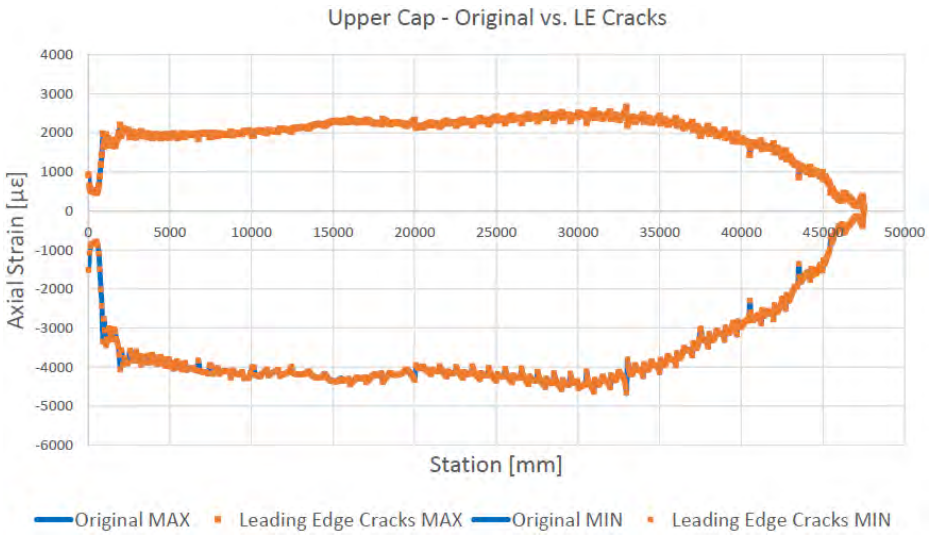


Figure 32 – Deformações - Simulação 3 – Sparcap – Casca Extra

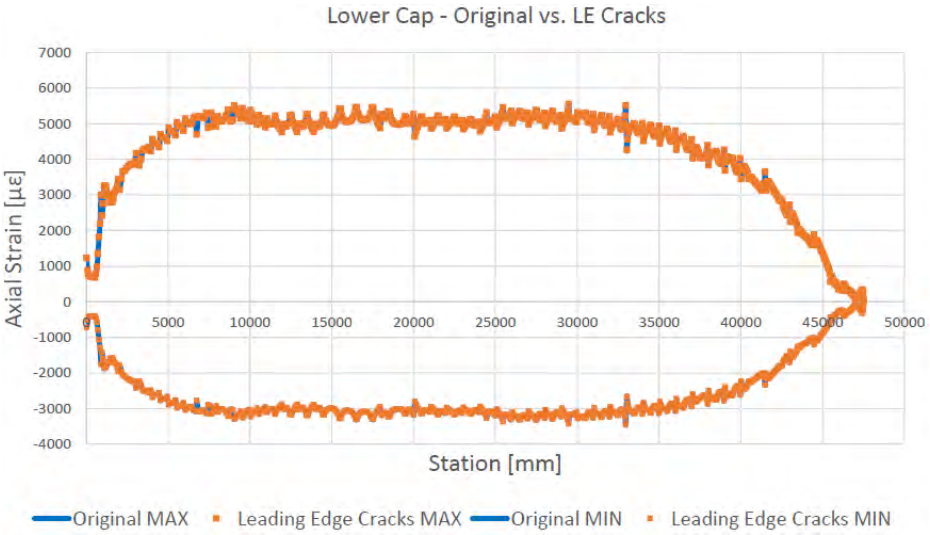


Figure 33 – Deformações - Simulação 3 – Sparcap – Casca Intra

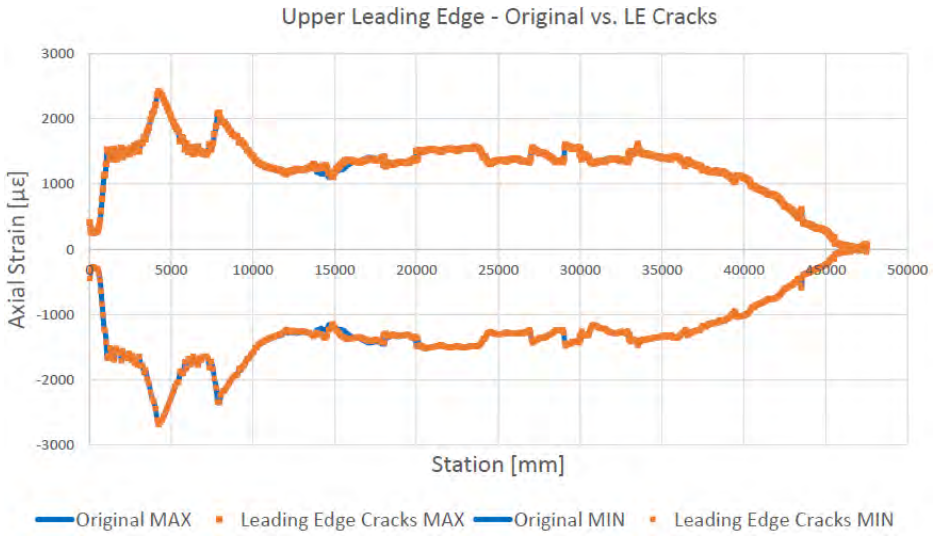


Figure 34 – Deformações - Simulação 3 – Bordo de Ataque – Casca Extra

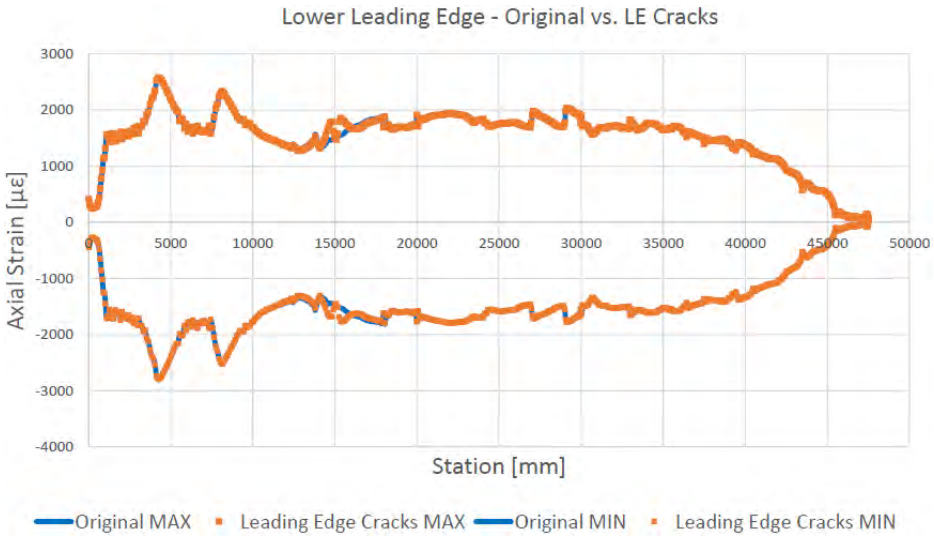


Figure 35 – Deformações - Simulação 3 – Bordo de Ataque – Casca Intra

5. CONCLUSÃO

Conforme mostrado ao longo do relatório, foram analisadas 3 situações com trincas, sendo que, em todas, foi considerado a pior situação, ou seja, onde todas as camadas foram afetadas (externas + núcleo + internas).

Para todas as análises, o comportamento estrutural da pá não foi afetado significativamente em termos de estabilidade.

Quanto às deformações nas regiões de colagem, as mesmas três simulações foram analisadas.

O comportamento em termos de deformação, continuou praticamente o mesmo, para as três situações. A única que houve um pouco de alteração foi a segunda simulação. Entretanto, mesmo considerando uma situação crítica, a variação foi insignificante. Além disso, as deformações nos sparcaps foram praticamente as mesmas do projeto original, o que mudou um pouco foi no bordo de fuga. Isso mostrou que, os perfis estruturais da pá (sparcaps + bordos) estão suportando as cargas, mesmo com os painéis danificados.

Com o resultado encontrado, uma falha catastrófica foi considerada baixa e o parque pôde continuar operando mesmo com as pás apresentando as trincas de painel. No entanto, mesmo simulando uma situação mais crítica do que encontrado em campo, é importante salientar que a análise se limita às dimensões mostradas. Com isso, foi recomendado o acompanhamento através de inspeções periódicas para avaliar se havia progressão da trinca. Pois, com o núcleo exposto, pode haver infiltração e afetar uma área maior.

Esse estudo traz uma ótima visão do comportamento estrutural das pás eólicas apresentando trincas nos painéis. Para esse caso em si, além do aprendizado, foi possível colocar o resultado em prática, evitando perdas na geração de energia. Possibilitou ainda, planejar as paradas com calma e realizar os reparos sem grande urgência, de forma eficiente e econômica, inclusive, sem perder temporadas de ventos fortes.

É importante ressaltar também que, esse resultado pode ser refletido para vários projetos. O comportamento será semelhante. Porém, não é possível generalizar. Cada projeto possui suas características, sua própria classe de vento e seus fatores de segurança. Com isso, é recomendado que se realize um cálculo estrutural para casos críticos, que podem ser classificados tanto pelas dimensões das trincas, quanto pela direção, posição,

quantidade de camadas afetadas, tipos de defeito, origem do dano e diversos outros fatores.

Nesse caso, realizando o cálculo com base no projeto original e as ferramentas corretas, foi possível evitar grandes perdas financeiras, não apenas pela falta de geração de energia, mas também por multas envolvidas por parada de máquina em um contrato de parque eólico.

Hoje, com o resultado alcançado no estudo por elementos finitos, aliado às inspeções periódicas, esse parque já opera há aproximadamente quatro anos com as trincas. Algumas mais críticas já foram reparadas. Mas as paradas de manutenção foram mínimas, mostrando que esse estudo, em uma situação complexa, trouxe grandes benefícios.

APÊNDICE

INSPEÇÕES PERIÓDICAS

Neste apêndice, serão mostradas algumas trincas desse processo de inspeção periódica citado ao longo do estudo.

Ao longo desses quatro anos de acompanhamento, das 390 trincas encontradas em toda a frota de pás, apenas 1% evoluíram, e menos de 1% são inconclusivas.

Figure 36 – Propagação das trincas

Segue exemplo de uma trinca estável:

Figure 37 – Trinca – 2017 / 2018 / 2019

Segue exemplo de uma trinca que evoluiu:

Figure 38 – Trinca – 2017 / 2018 / 2019

Segue exemplo de uma trinca inconclusiva:

Essa trinca foi classificada como inconclusiva, pois a impressão é que seja apenas sujeira no canto direito da trinca. Para ter certeza, precisaria retirar a tinta. Porém, essa trinca não é classificada como crítica e se manteve a operação.

Figure 39 – Trinca – 2017 / 2018 / 2019

- MÉTODOS DE INSPEÇÃO:

Hoje, a grande maioria dos métodos de inspeção necessitam que a turbina esteja fora de operação. Mas já existe método que registra imagens de alta definição com a turbina em operação, ou seja, sem a necessidade de parada. A seguir vamos ver alguns exemplos:

Inspeção por solo:

Figure 40 – Inspeção por solo

Acesso interno:

Figure 41 – Acesso interno

Acesso externo:

Figure 42 – Acesso externo – Por cordas

Figure 43 – Acesso externo – Plataforma ancorada

Inspeção por drone:

Figure 44 – Inspeção por drone

Chronos:

Esse método é o mais avançado hoje. Pois, além de registrar as imagens de alta definição sem a parada da turbina, há um software desenvolvido com inteligência artificial que reconhece as trincas e agiliza o processo de inspeção.

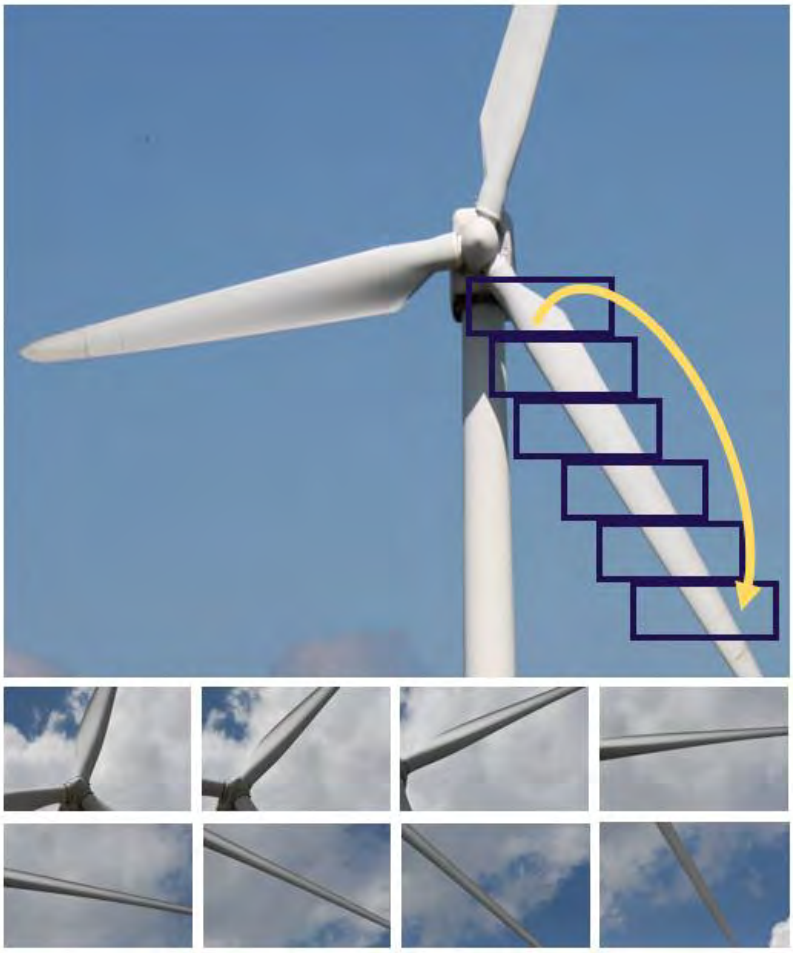


Figure 45 – Chronos

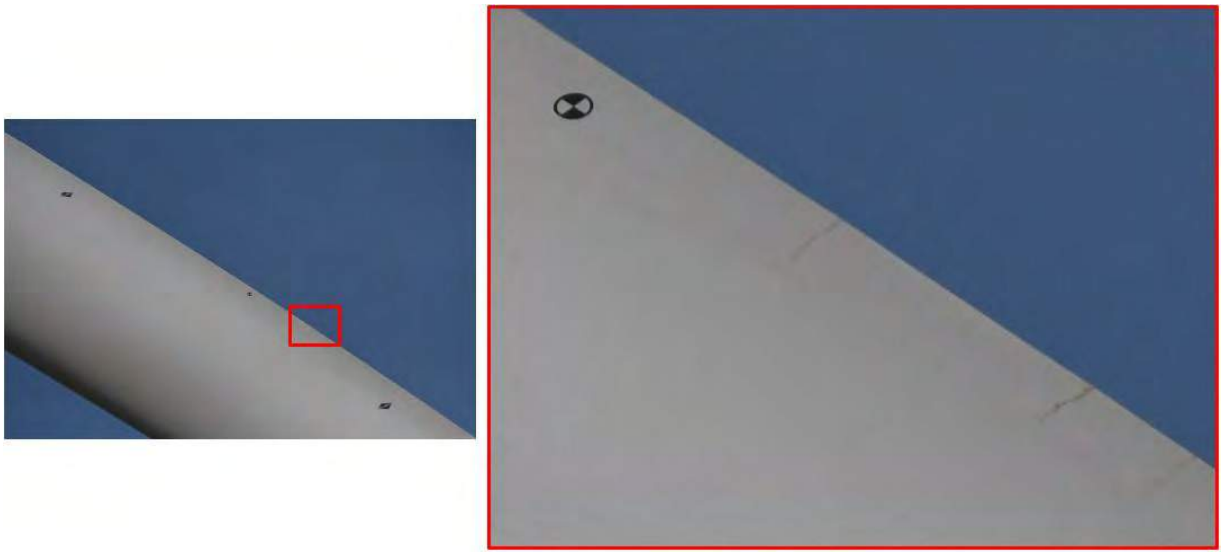


Figure 46 – Chronos – Exemplo

REFERÊNCIAS

[1] IEC 61400-1: Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements

[2] DNVGL-ST-0376: Rotor blades for wind turbines

Geração Eólica e Solar do Sistema Interligado Nacional - Análise, Divulgação e Utilização dos Dados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Alessandra Maciel de L. Barros, Bernard F. Küsel, Fábio Medeiros, Francislene Madeira, Orlando F. Riccieri Júnior & Leonardo dos Santos de Jesus

RESUMO

O Sistema Interligado Nacional - SIN é um sistema hidro-termo-eólico de dimensões continentais com capacidade instalada de mais de 162 GW. O Brasil possui uma matriz verde com 83% de sua geração oriunda de fontes renováveis. Ao final de 2019, a capacidade instalada de geração eólica no Brasil era de cerca de 15 GW, sendo 85% dela na Região Nordeste. Desde 2016, a geração eólica vem atendendo ao maior percentual da carga do Nordeste, ocorrendo em 2019 o seu ápice, com um atendimento de 50% da carga. A geração solar vem crescendo nos últimos 3 anos e atendeu, em 2019, 3% da demanda do Nordeste.

Os dados gerados pelo ONS são amplamente consultados e demandados pelo público em geral. Pensando na importância dos seus dados e em formas de torná-los mais acessíveis para a sociedade e para as empresas do setor elétrico, o ONS decidiu desenvolver painéis dinâmicos para disponibilizar as informações. Em 2020, foi elaborado um painel exclusivo no portal SINtegre para divulgação das informações sobre geração eólica e solar do Sistema Interligado Nacional. As informações disponibilizadas são atualizadas de forma automática mantendo a integridade com a base de dados do ONS.

Este artigo tem o objetivo de apresentar e divulgar os painéis desenvolvidos através do Tableau e disponibilizados no SINtegre, que trazem as informações das gerações eólica e solar verificadas e o respectivo fator de capacidade das usinas sob o controle do despacho centralizado do ONS. Os gráficos apresentados foram desenvolvidos para subsidiar as análises dos estudos elétricos do Plano de Ampliações e Reforços - PAR, Estudos de Acesso, Planejamento Elétrico de Médio Prazo - PEL, Planejamento Elétrico de Curto Prazo – Quadrimestral e Mensal. A utilização dos fatores de capacidade verificados e a utilização das premissas adotadas com a diferenciação dos valores por localização geográfica e condição de carga permite uma avaliação da rede mais aderente com o que ocorre em campo, modificando as expectativas de restrições ao escoamento de geração eólica e os problemas esperados para o sistema.

O novo Portal SINtegre vem se tornando um canal estratégico na comunicação entre o ONS e os agentes do setor. A nova plataforma colaborativa confere transparência aos processos, além de aproximar empresas e instituições.

PALAVRAS-CHAVE

Brasil, Painéis Analíticos e Dinâmicos, Sistema Interligado Nacional – SIN, Análise de dados, Tableau, SINtegre

ABSTRACT

The Brazilian Interconnected Power System is a continental dimension hydro-thermal-wind system with over 162 GW of installed capacity. Brazil owns a green electrical matrix, where 83% of its power generation comes from renewable resources. By the end of 2019, the wind power installed capacity was about 15 GW, with 85% of it in the Northeast region of the country. Since 2016, wind power has been responsible for supplying the highest percentage of the northeast region load. In 2019, this percentage reached its maximum, when 50% of the load was supplied by the wind farms in the region. Solar power has also been grown for the last 3 year and, in 2019, was responsible for supplying 3% of the northeastern load.

Data provided by ONS is widely used by general public. To address the importance of its data and aiming to make it more accessible and useful for society and electricity sector institutions, ONS decided to develop dynamic panels to make the information readily available. In 2020, an exclusive panel was developed in the SINtegre portal to disseminate information on wind and solar power generation. The data provided is automatically updated and integrated with the official ONS database.

The aim of this paper is to present and disseminate the Tableau dashboards made available at SINtegre, which bring data regarding wind and solar power generation and the respective capacity factor of the plants under the control of ONS centralized dispatch. The dashboards were developed to support the electrical studies analysis for the Expansion and Reinforcement Plan, Access Studies, Medium-Term Electrical Planning and Short-Term Electrical Planning (Four-monthly and Monthly). The use of verified capacity factors and new premises that considers different values for different geographic location and load condition allows a more adherent evaluation of the network to what actually happens in field, enhancing the predictions of transmission restrictions on the wind production flow.

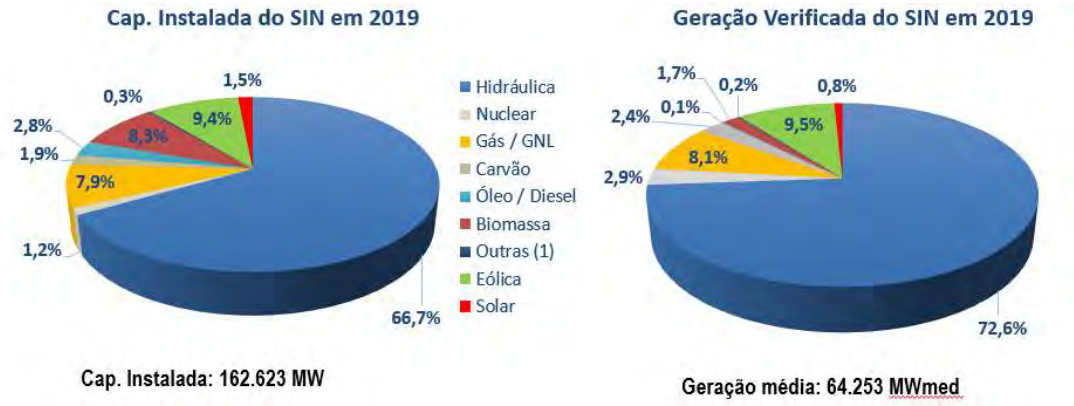
The new SINtegre Portal has become a strategic channel for communication between ONS and industry agents. The new collaborative platform provides transparency in the main activities, in addition to bringing companies and institutions closer together.

KEYWORDS

Brazil, Analytic Dashboards, Brazilian Interconnected Power System, Data Analytics, Tableau, SINtegre

1. INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional - SIN é um sistema hidro-termo-eólico de dimensões continentais, com capacidade instalada de mais de 162 GW, sendo 83% da geração oriunda de fontes renováveis (hidroelétrica + eólica + solar), dos quais cerca de 73% são usinas hidráulicas, o que torna o Brasil uma referência mundial em energia renovável. A matriz de energia elétrica do SIN com a indicação da capacidade instalada e geração verificada em 2019 por cada fonte está apresentada na Figura 1.



Fonte: Dados oriundos do ONS, disponível em http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx

Figura 1– Capacidade Instalada e Geração Verificada no SIN, em 2019, por fonte

Em 2019, a capacidade instalada de geração eólica no Brasil era de cerca de 15 GW, representando 9% da sua matriz de energia elétrica. Em 2024, a previsão é que esse montante atingirá mais de 19 GW. A Tabela 1 apresenta a evolução da matriz energética e o crescimento no período de 2018-2024.

Tabela 1 – Matriz de Energia Elétrica do SIN - 2019 e 2024

Tipo	31/12/2019		31/12/2024		Crescimento (2018-2024)	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	108.450	66,7	109.083	62,1	668*	0,6
Nuclear	1.990	1,2	1.990	1,1	-	-
Gás / GNL	12.803	7,9	18.224	10,4	5.421	42,3
Carvão	3.017	1,9	3.017	1,7	-	-
Óleo / Diesel	4.554	2,8	4.840	2,8	286	6,3
Biomassa	13.543	8,3	14.004	8,0	461	3,4
Outras (1)	549	0,3	745	0,4	196	35,7
Eólica	15.273	9,4	19.528	11,1	4.256	27,9
Solar	2.444	1,5	4.240	2,4	1.795	73,5
Total	162.623	100,0	175.706	100,0	13.083	8,0

(1) Usinas Biomassa com CVU *UHEs a fio d'água: 63 MW
Fonte: ONS, 2019

A Figura 2 mostra a evolução da participação de cada fonte na geração total do SIN no período de 2008 a 2019. Devido ao incremento da capacidade instalada de geração eólica, desde 2014, a sua participação vem crescendo ao longo dos anos. Em 2019, a geração eólica + solar atendeu 10% da carga do SIN, a geração hidráulica atendeu 73% e a geração térmica atendeu 17%. O Brasil possui uma matriz verde com 83% de sua geração oriunda de fontes renováveis.

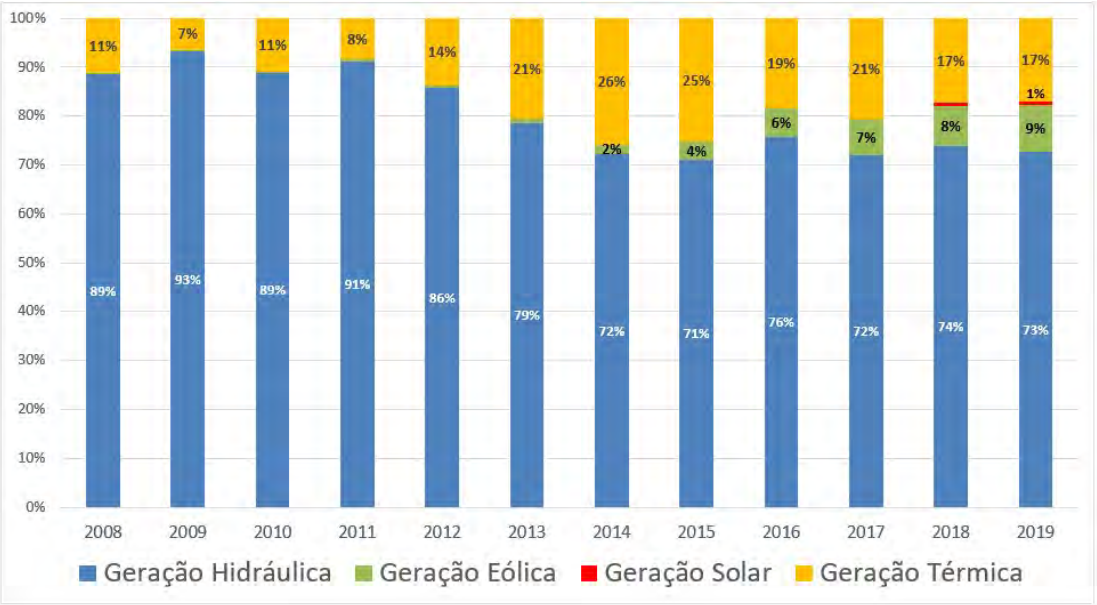


Figura 2– Participação de cada fonte na geração total do SIN – 2008 a 2019

Cerca de 85% da capacidade eólica instalada no Brasil encontra-se na Região Nordeste do Brasil. A Figura 3 apresenta o balanço energético do Nordeste para o período de 2009 a 2019. Como pode ser observado, desde 2016 a geração eólica vem atendendo ao maior percentual da carga do Nordeste, ocorrendo em 2019 o seu ápice, com um atendimento de 50% da carga. Apesar da crise hídrica, o Nordeste exportou cerca de 1.500 MWmed no período de julho a dezembro/2019. Destaca-se ainda o crescimento da participação da fonte solar nos últimos 3 anos, que atendeu 3% da demanda do Nordeste em 2019.

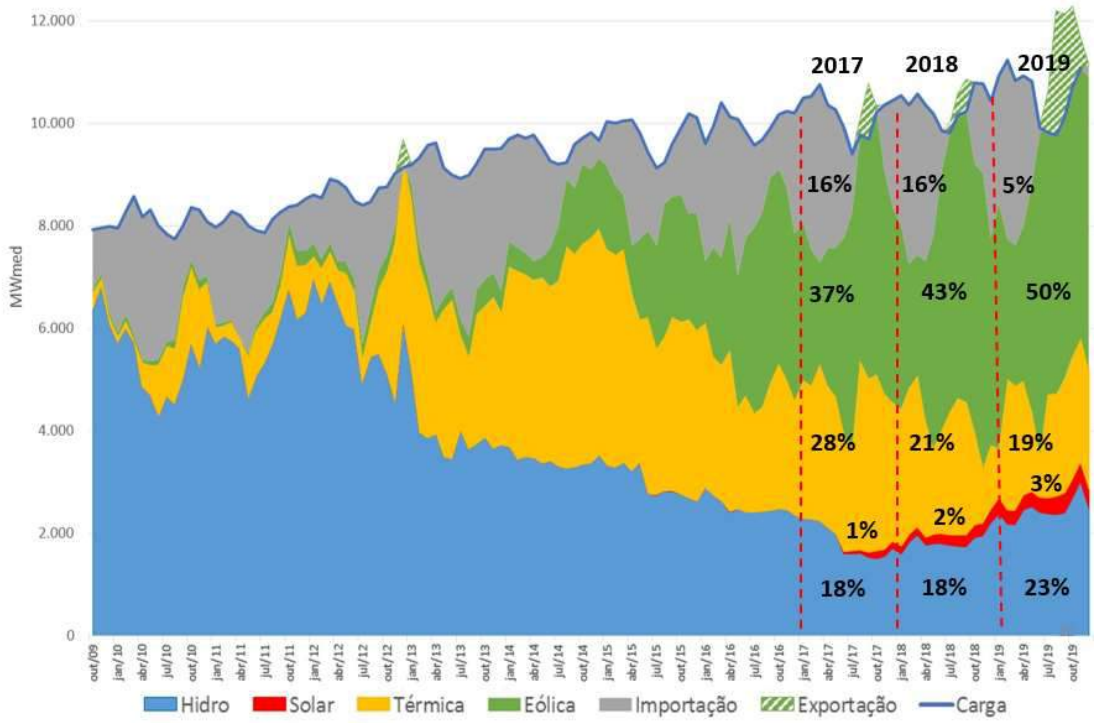


Figura 3 – Balanço Energético do Nordeste (outubro/2009 a dezembro/2019)

2. DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES PELO ONS

O ONS é uma entidade brasileira de direito privado sem fins lucrativos, que tem como principal missão a operação das instalações de grande porte de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil. Como a evolução do consumo e produção de energia elétrica são indicadores importantes do desenvolvimento econômico nacional, os dados gerados pelo ONS são amplamente consultados pelo público em geral. A alta gestão do ONS definiu como um dos seus valores a inovação. O projeto de modernização do seu site na internet (http://ons.org.br) seguiu esta orientação e foi totalmente reestruturado. Pensando na importância dos seus dados e em formas de torná-los mais acessíveis para a sociedade e para as empresas de energia elétrica, a organização decidiu utilizar painéis dinâmicos.

O projeto de modernização do site teve início em 2017 e foi implantado no mesmo ano. Foram desenvolvidos painéis analíticos para apresentação de dados referentes ao histórico da operação, cuja interface foi disponibilizada no site, permitindo que qualquer interessado possa navegar pelas informações e inserir filtros para obter dados relevantes sobre o setor elétrico. As informações disponibilizadas são atualizadas de forma automática mantendo a integridade com a base de dados do ONS. Desta forma, garante-se uma fonte de dados única dos dados consolidados pela organização.

Uma das facilidades desta interface é permitir que os usuários façam download dos dados conforme a sua necessidade. Em 2019, foi implementado um novo ambiente de acesso restrito, o Portal SINtegre, acessível por qualquer usuário externo à organização mediante cadastro. Em 2020, foi elaborado um painel exclusivo no portal SINtegre para divulgação das informações sobre geração eólica e solar do Sistema Interligado Nacional - SIN. Dessa forma, todos os usuários cadastrados podem acessar as informações que subsidiam os estudos desenvolvidos pelo ONS.

3. OBJETIVO

Este artigo tem o objetivo de apresentar e divulgar os painéis desenvolvidos através do Tableau e disponibilizados no SINtegre, que trazem as informações das gerações eólica e solar verificadas e o respectivo fator de capacidade das usinas sob o controle do despacho centralizado do ONS, que são as usinas classificadas como Tipo I, Tipo II-B e Tipo II-C. Os gráficos apresentadas foram desenvolvidos para subsidiar as análises dos estudos elétricos do Plano de Ampliações e Reforços - PAR, Estudos de Acesso, Planejamento Elétrico de Médio Prazo - PEL, Planejamento Elétrico de Curto Prazo – Quadrimestral e Mensal.

4. METODOLOGIA

a) Dados utilizados

Os dados de geração eólica utilizados foram obtidos da Base de Dados Técnica do ONS, que é alimentada das seguintes fontes:

1. Histórico do Sistema de Supervisão e Controle (SSC) do ONS

2. Sistema de Medição para Faturamento (SMF) da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE)

Originalmente, os dados de geração por usina ou conjunto de usinas são obtidos do histórico do SSC, agregados em base horária e armazenados na BDT para análise. Após o final de cada mês, os dados oriundos do sistema de supervisão são analisados e os períodos com falha são substituídos pelos dados recebidos da CCEE, resultando no melhor histórico possível de geração verificada. Face ao período de consistência dos dados de geração, as informações são atualizadas a cada mês com uma defasagem de 15 dias, ou seja, as informações referentes ao mês de janeiro são disponibilizadas em meados de fevereiro.

Para obtenção do fator de capacidade por patamar de carga, foi calculada a média da geração eólica diária para as mesmas condições de carga adotadas nos estudos elétricos, quais sejam: i) carga leve – 1ª a 8ª hora (0 às 8h); ii) carga média – 9ª a 17ª hora (8 às 17h); e iii) carga pesada – 19ª a 22ª hora (18 às 22h). Neste estudo, foram utilizados os dados integralizados no intervalo de 1 hora.

b) Classificação litoral x interior

De acordo com a análise do comportamento da geração eólica, foram identificados dois perfis que, conforme a sua localização geográfica, são classificados em Litoral e Interior. As centrais eólicas classificadas como Litoral estão instaladas no continente em um raio de até 30 km do litoral e em elevações não superiores a 100 metros do nível do mar. As demais usinas são consideradas localizadas no Interior. Dessa forma, todas as usinas da Bahia, Piauí e Pernambuco foram classificadas como do Interior, bem como as usinas localizadas na Serra de Santana (interior do Rio Grande do Norte) e na Serra de Ibiapina (interior do Ceará).

De acordo com a análise realizada, verifica-se a ocorrência de diferentes perfis de geração eólica. As eólicas localizadas nos estados do Piauí, Bahia e Pernambuco apresentam geração mais elevada na madrugada e noite (carga leve e pesada), enquanto as eólicas localizadas no litoral dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte apresentam um perfil de geração mais elevada no período diurno e noturno (carga média e pesada). Dessa forma, a geração eólica foi agrupada em dois grupos, quais sejam: Litoral (RN e CE) e Interior (BA, PE, PI). A Figura 4 apresenta os perfis típicos médios do fator de capacidade da geração eólica de cada localidade.

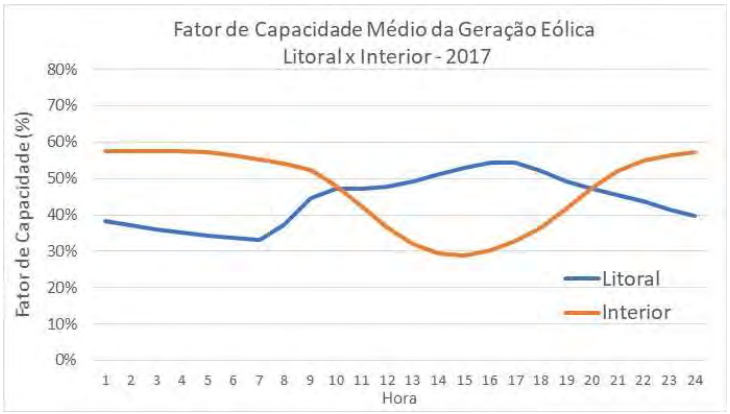


Figura 4– Fator de capacidade médio típico da geração eólica do Litoral x Interior

A partir da observação da Figura 4, observa-se que o fator de capacidade da geração eólica das usinas localizadas no Litoral é mais baixo na carga leve e eleva-se ao longo do dia com valores mais elevados nas condições de carga média e pesada. Em relação às eólicas do Interior, o fator de capacidade apresenta valores mais elevados na carga leve e pesada, enquanto na carga média os valores são mais baixos.

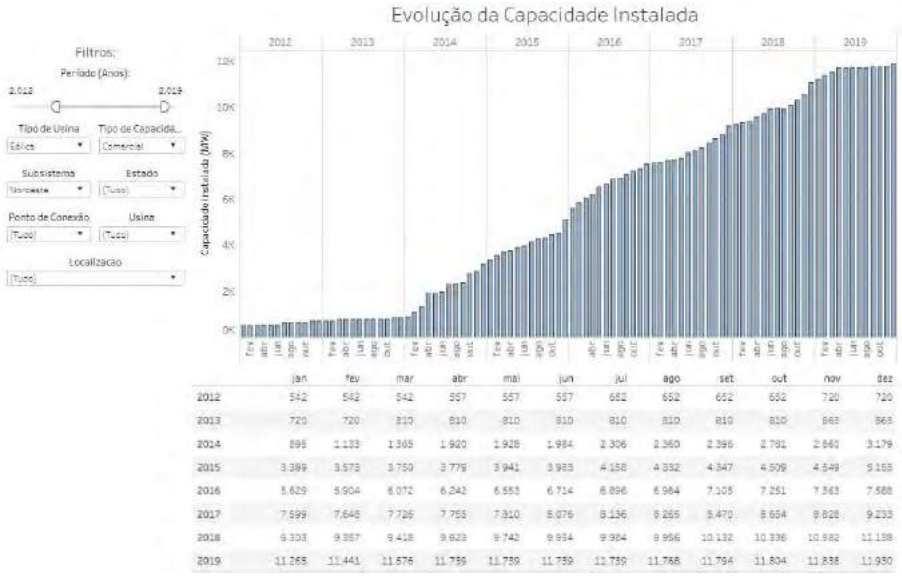
5. RESULTADOS

A seguir são apresentados os painéis de geração eólica e solar disponibilizados pelo ONS com uma breve descrição, quais sejam: Evolução da Capacidade Instalada, Geração e Fator de Capacidade, Fator de Capacidade por Usina, Curva de Permanência do Fator de Capacidade Litoral x Interior, Tabela Síntese e Comparativo Anual.

4.1 Evolução da Capacidade Instalada

O painel apresenta a evolução da capacidade instalada de geração desde 2009 das usinas sob o controle do despacho centralizado do ONS. As informações podem ser selecionadas por fonte de

geração (eólica ou solar), subsistema, estado, ponto de conexão, usina e localização. Também é possível acessar informações da capacidade instalada considerando as usinas em operação comercial e em teste. A Figura 5 apresenta a evolução da capacidade instalada de geração eólica no Nordeste de 2012 a 2019, que atingiu cerca de 12 GW ao final do período. A Figura 6 apresenta a evolução da capacidade instalada de geração solar no Nordeste de 2015 a 2019, que atingiu cerca de 1,3 GW no final do período.



	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2012	542	542	542	557	557	557	682	682	682	682	720	720
2013	720	720	810	810	810	810	810	810	810	810	865	865
2014	895	1.133	1.365	1.920	1.928	1.984	2.306	2.360	2.396	2.781	2.860	3.179
2015	3.389	3.573	3.750	3.778	3.941	3.983	4.158	4.332	4.347	4.509	4.549	5.155
2016	5.629	5.904	6.072	6.242	6.553	6.714	6.896	6.964	7.105	7.251	7.363	7.588
2017	7.599	7.648	7.726	7.755	7.810	8.076	8.136	8.265	8.470	8.654	8.828	9.233
2018	9.303	9.387	9.418	9.623	9.742	9.954	9.984	9.956	10.132	10.336	10.582	11.138
2019	11.265	11.441	11.576	11.759	11.759	11.759	11.759	11.768	11.794	11.804	11.838	11.930

Figura 5 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas no Nordeste

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2015							0	0	10	10	10	10
2016	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2017	10	10	10	10	10	130	130	158	158	158	214	652
2018	652	652	729	729	749	749	749	749	749	776	962	1.066
2019	1.102	1.129	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.305	1.306

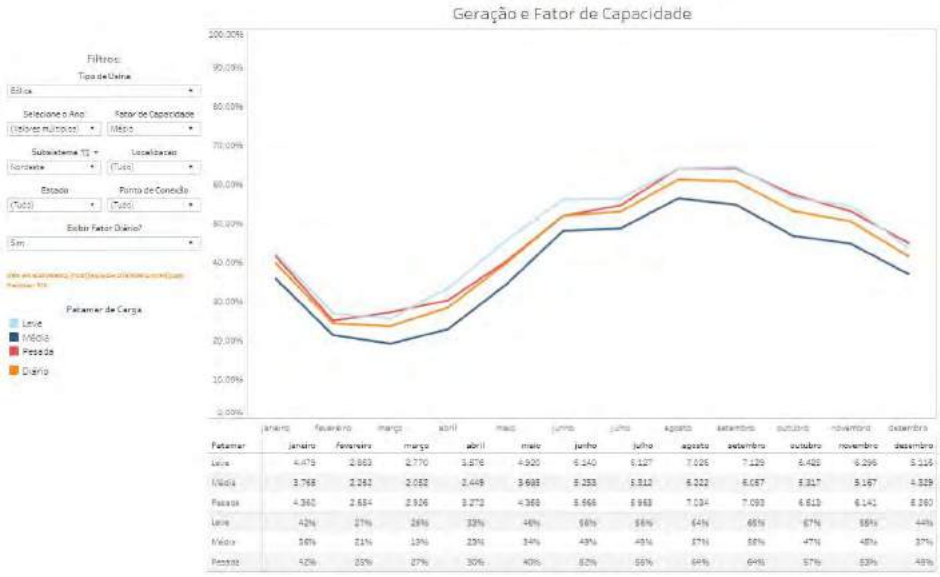
Figura 6 – Evolução da capacidade instalada de usinas solares no Nordeste

4.2 Geração e Fator de Capacidade

O painel apresenta, para cada mês, o fator de capacidade da geração verificada em percentual e em MWmed. Para obtenção do fator de capacidade mensal, foi calculada a média da geração eólica diária para as mesmas condições de carga adotadas nos estudos elétricos. A partir dos valores médios de cada condição de carga e capacidade instalada mensal, foram calculados os fatores de capacidade mínimo, médio e máximo de cada mês por condição de carga. Os resultados são apresentados por

fonte eólica ou solar, subsistema, estado e localização geográfica das usinas (litoral ou interior) para o referido período selecionado.

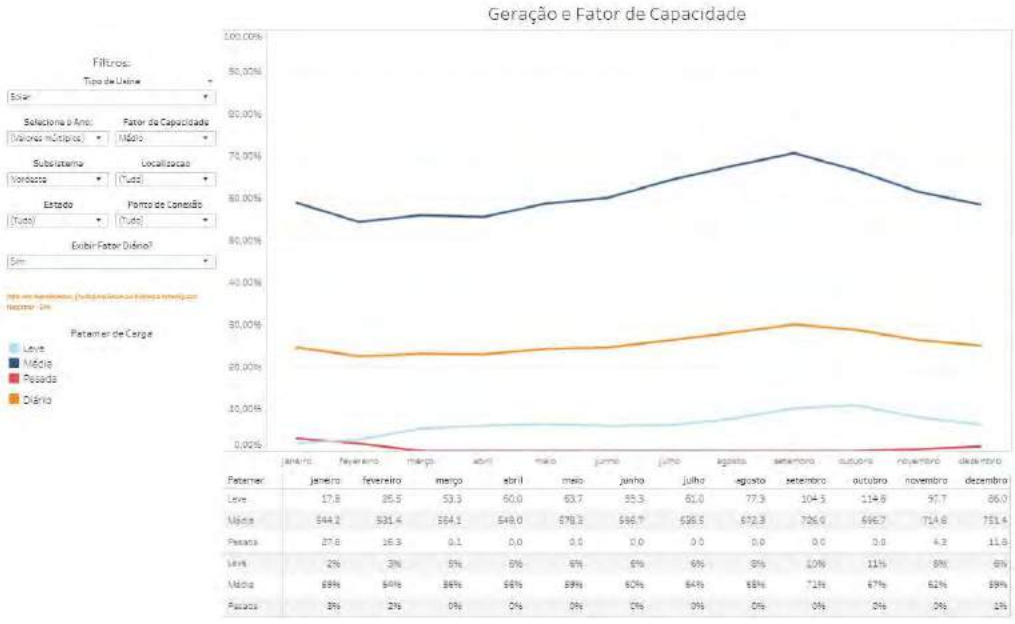
A Figura 7 apresenta valores médios por condição de carga e o fator de capacidade da geração eólica no Nordeste no período de 2018 a 2019. Observa-se um comportamento semelhante do fator de capacidade da geração eólica ao longo dos meses do ano com uma variação de 20 a 65%. Os valores mais baixos são verificados na carga média com uma variação de 19 a 57%.



Patamar	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
Leve	4.479	2.863	2.770	3.876	4.920	6.140	6.127	7.026	7.129	6.408	6.296	5.116
Média	3.768	3.282	3.082	3.448	3.698	5.283	5.312	6.222	6.087	5.317	5.167	4.329
Pesada	4.360	2.684	2.926	3.272	4.368	5.666	5.963	7.034	7.093	6.613	6.141	5.260
Leve	42%	27%	26%	33%	46%	56%	56%	64%	65%	57%	58%	44%
Média	36%	31%	29%	29%	34%	49%	49%	57%	56%	47%	48%	37%
Pesada	41%	25%	27%	30%	40%	52%	55%	64%	64%	57%	53%	45%

Figura 7 – Geração e fator de capacidade das usinas eólicas no Nordeste

A Figura 8 apresenta a geração e o fator de capacidade da geração solar no Nordeste no período de 2018 a 2019. Observa-se uma grande variabilidade por condição de carga, o que já se esperava. Porém, a variabilidade da geração solar na carga média é bem menor que a variação da geração eólica ao longo do ano, cujos valores variam de 54 a 71%.



Patamar	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
Leve	17.8	26.5	53.3	60.0	63.7	55.3	61.0	77.3	104.5	114.8	97.7	86.0
Média	544.2	531.4	564.1	548.0	578.3	586.7	598.5	672.3	726.0	696.7	714.8	751.4
Pesada	27.8	16.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	11.8
Leve	2%	3%	5%	6%	6%	6%	6%	8%	10%	11%	8%	6%
Média	69%	64%	86%	96%	89%	80%	84%	88%	71%	67%	62%	59%
Pesada	3%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%

Figura 8 – Geração e fator de capacidade das usinas solares no Nordeste

4.3 Fator de Capacidade por Usina

Este painel apresenta o fator de capacidade por usina/conjunto com georreferenciamento, onde é possível verificar os dados por fonte de geração eólica ou solar, período (mês e ano), subsistema, localização, estado, ponto de conexão e condição de carga. É possível acessar os valores mínimos, médios e máximos. A Figura 9 apresenta o fator de capacidade médio verificado da geração eólica de todas as usinas do Brasil e a Figura 10 o fator de capacidade médio das usinas solares.

Figura 9 – Fator de capacidade das usinas eólicas do Brasil

Figura 10 – Fator de capacidade das usinas solares do Brasil

4.4 Curva de Permanência do Fator de Capacidade Litoral x Interior

Este painel apresenta a curva de permanência por tipo de geração, período selecionado, patamar de carga, localização com agregação por subsistema ou estado. As curvas podem ser detalhadas por patamar de carga ou localização. A seguir são apresentadas as curvas de permanência para a geração eólica do Nordeste no ano de 2018, por patamar de carga leve (Figura 11) e patamar de carga média (Figura 12). Na Figura 11, observa-se que, em 20% do tempo (eixo de frequência), o fator de capacidade verificado para os parques do litoral é superior a 50%.

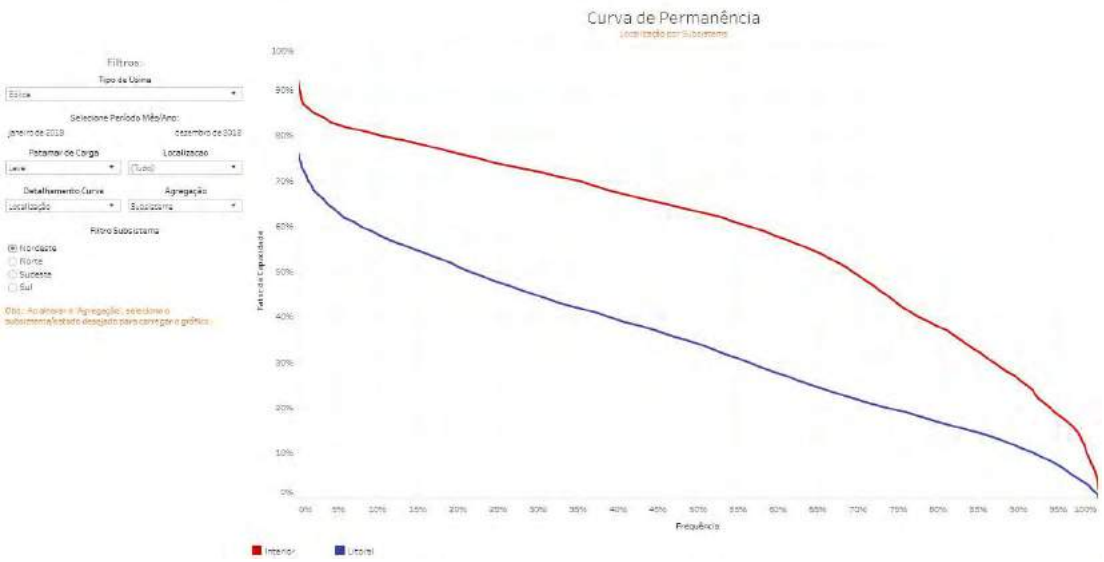


Figura 11 – Curva de permanência do fator de capacidade das usinas eólicas litoral x interior na carga leve

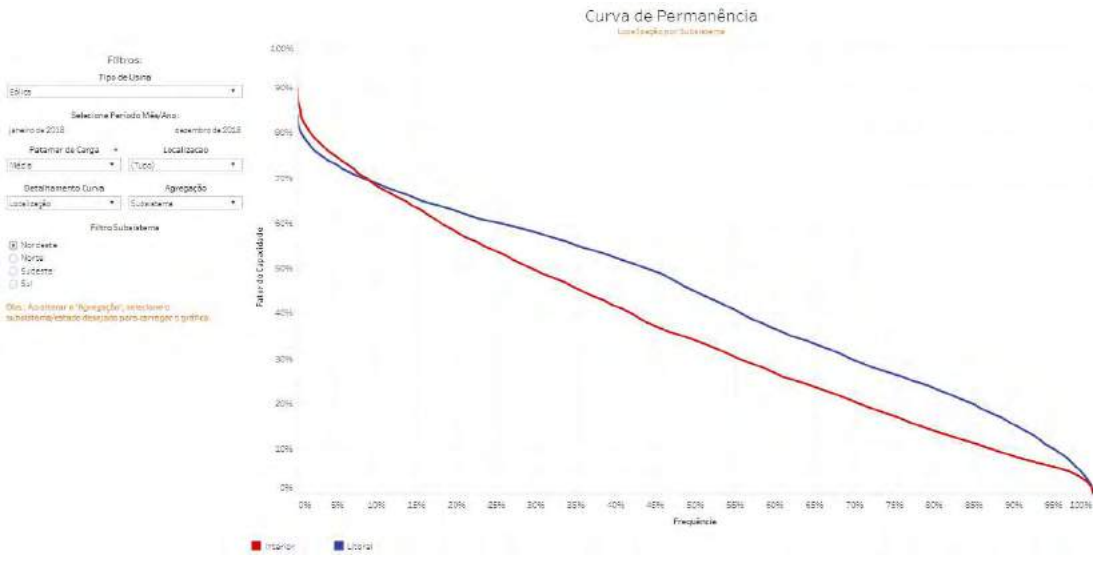


Figura 12 – Curva de permanência do fator de capacidade das usinas eólicas litoral x interior na carga média

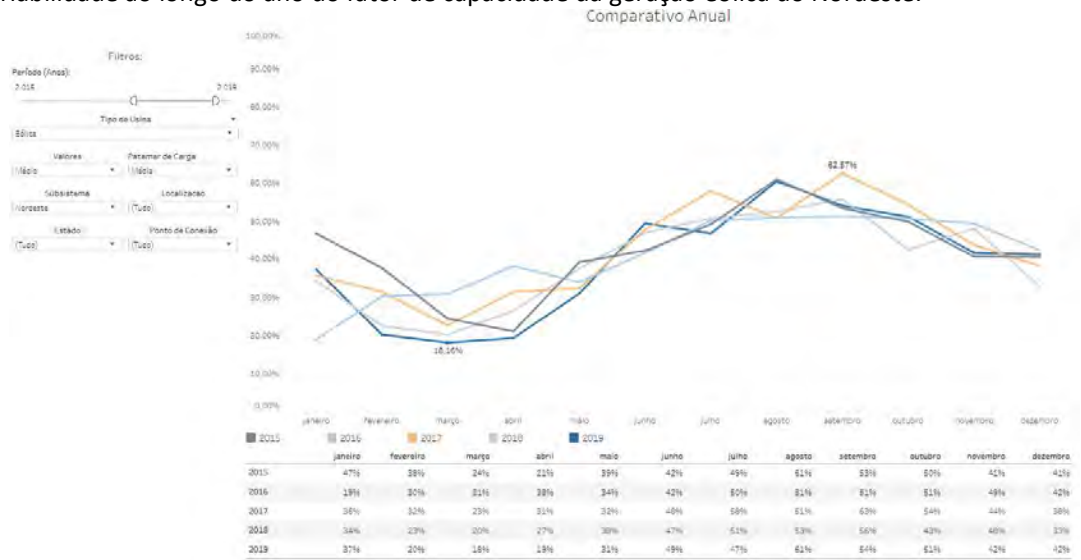
De acordo com a Figura 11, observa-se que o fator de capacidade da geração eólica do interior é bem superior aos valores observados no litoral. Porém, na carga média, o fator de capacidade da geração do litoral é superior aos valores observados no interior (Figura 12).

A geração solar do interior também apresenta valores mais elevados que a geração solar das usinas do litoral. A Figura 13 apresenta a curva de permanência do fator de capacidade na carga média da geração solar.

Figura 13 – Curva de permanência do fator de capacidade das usinas solares litoral x interior na carga média

4.6 Comparativo Anual

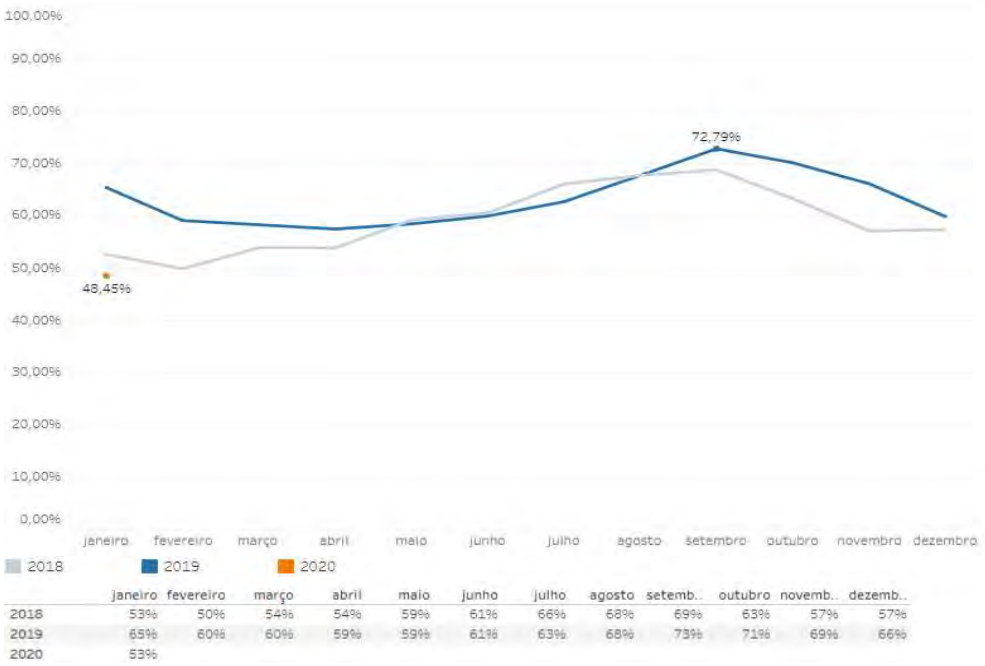
O painel apresenta um comparativo anual dos fatores de capacidade verificados mês a mês para cada ano do período selecionado. As informações poderão ser agregadas por tipo de geração eólica ou solar, valores, patamar de carga, subsistema, localização, estado ou ponto de conexão. A Figura 14 mostra a variabilidade ao longo do ano do fator de capacidade da geração eólica do Nordeste.



	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
2015	47%	38%	24%	21%	39%	42%	49%	61%	53%	50%	41%	41%
2016	19%	30%	31%	38%	34%	42%	50%	81%	81%	81%	49%	42%
2017	36%	32%	23%	31%	32%	46%	58%	61%	63%	54%	44%	38%
2018	34%	23%	20%	27%	38%	47%	51%	53%	56%	43%	48%	33%
2019	37%	20%	18%	18%	31%	49%	47%	61%	64%	61%	42%	42%

Figura 14 - Variabilidade ao longo do ano do fator de capacidade da geração eólica do Nordeste

A análise da sazonalidade observada na Figura 14, mostra que os fatores de capacidade são mais baixos no primeiro semestre. Na carga média, os valores podem variar de 20 a 47%. Nesse primeiro período, o Nordeste é grande importador de energia. A Figura 15 mostra a variabilidade ao longo do ano do fator de capacidade da geração solar do Nordeste. Observa-se que, na carga média, o fator de capacidade da geração solar varia de 50 a 73%., ou seja, valores bem mais elevados que a eólica.



	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setemb..	outubro	novemb..	dezemb..
2018	53%	50%	54%	54%	59%	61%	66%	68%	69%	63%	57%	57%
2019	65%	60%	60%	59%	59%	61%	63%	68%	73%	71%	69%	66%
2020	53%											

Figura 15 - Variabilidade ao longo do ano do fator de capacidade da geração solar do Nordeste

4.5 Tabela Síntese

A tabela síntese apresenta o resumo com os fatores de capacidade mensal por tipo de geração, ano, patamar de carga, valores mínimos, médios ou máximos, estado, localização e subsistema. Os valores observados estão destacados em vermelho e azul, para mínimos e máximos, respectivamente. De acordo com a Tabela 2, observa-se que tanto a geração eólica do Nordeste, quanto do Sul apresenta valores mais elevados no segundo semestre.

Tabela 2 – Tabela síntese com indicação do fator de capacidade da geração eólica de 2018, por condição de carga

Tabela Síntese

Filtros:
Tipo de Usina: Eólica
Selecione o Ano: 2018
Detalhamento: Estado
Estado: (Tudo)
Valores: Médio
Localizacao: (Tudo)
Subsistema: (Tudo)

OBS: em Subsistema, (Tudo) equivale ao Sistema Interligado Nacional - SIN

Detalhe	Patamar	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
BAHIA	Pesada	35%	23%	27%	47%	58%	61%	58%	66%	64%	52%	47%	33%
	Leve	53%	41%	34%	60%	63%	68%	67%	70%	73%	59%	63%	40%
	Média	29%	22%	17%	34%	43%	52%	46%	48%	40%	31%	39%	25%
CEARA	Pesada	42%	19%	25%	14%	17%	33%	43%	51%	63%	56%	53%	35%
	Leve	29%	12%	15%	10%	15%	29%	36%	49%	57%	50%	49%	24%
	Média	37%	16%	22%	15%	20%	34%	41%	52%	67%	58%	58%	34%
MARANHAO	Pesada	59%	33%	48%	19%	26%	45%	48%	63%	83%	75%	86%	38%
	Leve	53%	25%	41%	14%	18%	42%	60%	84%	93%	77%	85%	30%
	Média	51%	22%	35%	23%	28%	56%	59%	76%	89%	74%	80%	34%
PERNAMBU..	Pesada	76%	78%	64%	53%	58%	64%	65%	76%	85%	86%	90%	75%
	Leve	55%	48%	40%	29%	40%	42%	46%	53%	62%	65%	69%	52%
	Média	37%	27%	19%	21%	42%	50%	45%	42%	51%	31%	41%	33%
PIAUI	Pesada	26%	16%	17%	26%	36%	49%	55%	58%	55%	36%	29%	24%
	Leve	39%	24%	29%	55%	76%	82%	90%	86%	85%	63%	62%	41%
	Média	25%	19%	15%	38%	53%	55%	61%	52%	50%	26%	32%	27%
RIO GRANDE DO NORTE	Pesada	46%	27%	28%	25%	37%	50%	61%	66%	65%	53%	58%	47%
	Leve	28%	19%	18%	27%	41%	49%	60%	58%	57%	40%	45%	33%
	Média	40%	27%	24%	24%	35%	45%	56%	58%	67%	54%	59%	42%
RIO GRANDE DO SUL	Pesada	47%	41%	31%	31%	38%	36%	43%	47%	49%	45%	50%	44%
	Leve	35%	27%	25%	27%	36%	39%	41%	45%	44%	36%	45%	33%
	Média	36%	27%	26%	21%	30%	28%	40%	38%	43%	39%	43%	35%
SANTA CATARINA	Pesada	8%	7%	4%	5%	9%	8%	8%	11%	9%	9%	8%	5%
	Leve	12%	12%	9%	9%	12%	9%	11%	15%	14%	13%	15%	10%
	Média	10%	6%	6%	5%	9%	6%	9%	9%	7%	7%	9%	7%

4.7 Tabela Relação de Usinas

A Tabela 3 apresenta a relação das usinas eólicas supervisionadas sob o controle do despacho centralizado do ONS com indicação do subsistema, estado, ponto de conexão, conjunto, capacidade

instalada, data de início da operação em teste e comercial, localização e código da ANEEL. As informações podem ser filtradas por tipo de usina, submercado, localização, estado e ponto de conexão. A Tabela 4 apresenta a relação das usinas solares.

Tabela 3 – Exemplo de tabela síntese com a relação de usinas eólicas

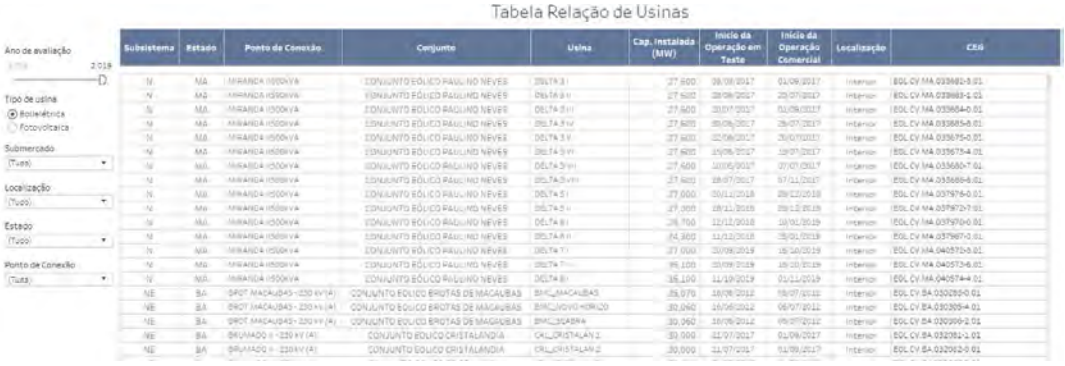
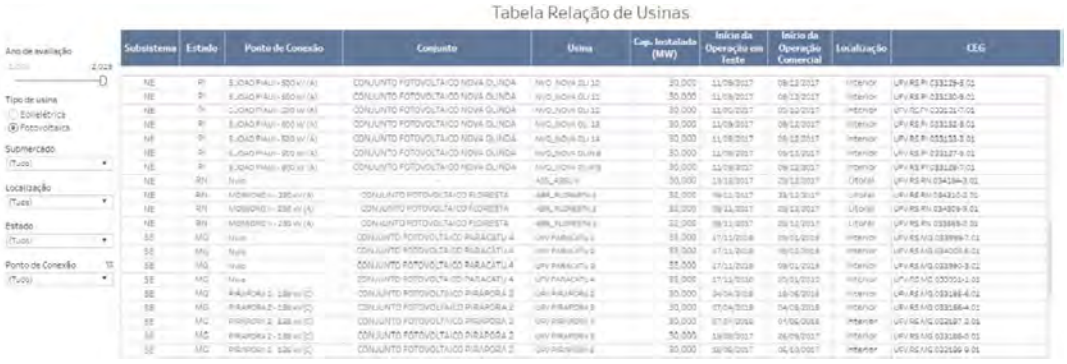


Tabela 4 – Exemplo de tabela síntese com a relação de usinas solares



6. UTILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES NOS ESTUDOS ELÉTRICOS

Inicialmente, para o subsistema Nordeste, considerava-se nos estudos elétricos do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) e do Planejamento da Operação Elétrica (PEL), uma produção média máxima eólica com um fator de capacidade de 100%, o que levava a uma utilização sobredimensionada da rede. Posteriormente, a partir do crescimento da potência eólica instalada no Nordeste e da avaliação dos dados históricos obtidos do próprio sistema de supervisão do ONS, foram observados novos percentuais de simultaneidade da produção eólica, o que levou este Operador a considerar fatores de capacidade máximos da ordem de 80%. Posteriormente, fez-se necessário identificar como a dispersão geográfica das eólicas influencia no comportamento da produção ao longo do ciclo anual e diurno. A partir dessas informações, novos fatores de capacidade, baseados nas curvas de permanências construídas a partir de séries históricas estão sendo adotados nas análises realizadas para os estudos do PAR, PEL e Leilões de Energia, quais sejam:

- Patamar de carga leve: 60% no litoral e 80% no interior;
- Patamar de carga média: 70% no litoral e 75% no interior.

Esses valores adotados para fator de capacidade da geração eólica consideram um risco de 5%, baseado no risco atualmente adotado para a consideração de insuficiência da oferta de energia elétrica do SIN. Isso significa que existe uma probabilidade de 95% que a geração seja igual ou inferior aos valores escolhidos. Anteriormente, os valores de despacho utilizados nos estudos não eram balizados por curvas de permanência e representavam um "fator de risco" variável e em torno de 1%, o que

corresponde a uma probabilidade de 99% de que a geração eólica seja igual ou inferior ao valor utilizado nas análises.

Conforme descrito em Colaço et. al (2019), a utilização dos fatores de capacidade verificados e a utilização das premissas adotadas com a diferenciação dos valores por localização geográfica e condição de carga permite uma avaliação da rede mais aderente com o que ocorre em campo, modificando as expectativas de restrições ao escoamento de geração eólica e os problemas esperados para o sistema no patamar de carga leve para as usinas localizadas no litoral, notadamente os estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, bem como permitindo uma otimização da capacidade do sistema de transmissão, principalmente no interior dos estados da Bahia e do Piauí, que concorrem com as usinas fotovoltaicas pelos mesmos meios de transmissão no patamar de carga média.

7. CONCLUSÕES

A iniciativa do ONS de tornar público os dados de forma visual e amigável visa permitir que a sociedade como um todo tenha acesso às informações utilizadas nos processos de planejamento e na operação do Sistema Interligado Nacional - SIN. Isto vai de encontro a um dos valores da organização que é a transparência.

O novo Portal SINtegre representa uma mudança de paradigma na forma do ONS se relacionar com os seus diversos públicos, se tornando um canal estratégico na comunicação entre o ONS e os agentes do setor. A nova plataforma colaborativa confere transparência aos processos, além de aproximar empresas e instituições, integrando também as pessoas que se relacionam diariamente, cumprindo a rotina de operação, gestão e aprimoramento do SIN.

Efetividade, equidade, unicidade, exatidão e transparência são os norteadores do portal, que está alinhado ao objetivo estratégico ONS Digital. O SINtegre congrega gestão da informação e relacionamento em um único canal, fazendo a interface entre os profissionais do ONS e os usuários externos. Isso confere mais qualidade e agilidade, fortalecendo as interações e a troca de informações, assim como a divulgação de processos técnicos, produtos e resultados. Cada usuário, de acordo com o seu perfil e o tipo de relacionamento com o Operador, pode consultar produtos específicos, participar de fóruns, colaborar na edição de documentos on-line com a equipe do ONS e demais agentes, ler notícias sobre o setor e acompanhar agendas de reuniões e eventos.

A iniciativa do ONS de tornar público os dados de forma visual e amigável visa permitir que a sociedade como um todo tenha acesso às informações utilizadas nos processos de planejamento e na operação do Sistema Interligado Nacional. A base de dados irá evoluir com a expansão anual da capacidade instalada das centrais eólicas e solares, principalmente destas últimas, cuja capacidade instalada ainda é pequena.

Todos os painéis apresentados neste artigo, bem como as informações disponibilizadas podem ser acessados através do endereço: https://sintegre.ons.org.br/sites/2/53/Paginas/produtos-dinamicos/dados-gera%C3%A7%C3%A3o-eolica-e-solar-verificada.aspx.

REFERÊNCIAS

COLAÇO, E T. M.; BARROS, A. M.L; ANJOS, A. D. F.; ANDRADE, A. S; KÜSEL, B. F.; MEDEIROS, F. C.; MADEIRA, F.; FEITOSA, N. S.; GUEDES, L. F. M.; NUNES, R.S. **Avaliação do Comportamento da Geração Eólica e sua Representação nos Estudos Elétricos de Médio Prazo.** In: XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belo Horizonte – MG, 2019.

ONS, 2019 – Operador Nacional do Sistema Elétrico - Plano de Operação Energética 2019/2023 – PEN 2019. Volume I – Condições de Atendimento – Volume I. Disponível em: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/43/76/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={C2991B0C-E80C-4621-AB82-693FE8B11A93}&file=DPL-REL-0182-2019_PEN%202019%20-%20Vol%201%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf&action=default

SPSS – Statistical Package for Social Sciences.

https://sintegre.ons.org.br/sites/2/53/Paginas/produtos-dinamicos/dados-gera%C3%A7%C3%A3o-eolica-e-solar-verificada.aspx

https://sintegre.ons.org.br/Paginas/noticias/Pode-chegar,-SINtegre-conosco!.aspx

https://sintegre.ons.org.br/Paginas/noticias/Bem-Vindo-ao-SINtegre.aspx

IDENTIFICAÇÃO DE FALHAS NA OPERAÇÃO DE USINA EÓLICA ONSHORE: PROPOSTA DE DIRETRIZES

Marcus Eduardo Costa Souto [1], Gabriela Soares do Nascimento[2], Vanessa Kally Medeiros Tavares[3], Mario Orestes Aguirre González[4]

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

Creation Research Group: Renewable Energy

marcus.costasouto@gmail.com[1], gabrielasoaresdn@gmail.com[2], vanessa_kally@hotmail.com[3]

marioogonzales@gmail.com[4]

Resumo: *Devido aos componentes utilizados em usinas eólicas no Brasil serem fabricados em países de condições climáticas diferentes deste, e a chegada ao fim das garantias dos fabricantes para a maioria das usinas brasileiras, surge a necessidade de uma maior atenção às práticas de manutenção adequadas às usinas eólicas do Brasil. Dessa forma, o artigo tem como objetivo identificar os principais problemas e dificuldades enfrentados na operação e manutenção das usinas eólicas do Brasil, por meio de um estudo sobre as falhas apresentadas em usinas. Para coleta de dados, foram feitas entrevistas com questionários semi-estruturados e questões abertas com gestores, coordenadores e técnicos de empresas de usinas eólicas onshore. Após a identificação das falhas recorrentes nas usinas, foi utilizada a ferramenta de análise e auxílio a decisão (FMEA), para classificar as falhas de acordo com sua severidade, ocorrência e detecção. Como resultado são propostos 13 diretrizes e boas práticas para melhoria da gestão de operação e manutenção (O&M) de usinas eólicas.*

***Palavras-chaves**: Falhas; FMEA; Energia eólica.*

***Abstract**: Due to the components used in Brazilian wind farms are manufactured in different climatic conditions countries, and the end of the guarantees of the manufacturer's for the majority of Brazilian wind plants, there is a greater importance to the maintenance practices suitable for wind farms in Brazil. Thus, the article aims to identify the main problems and difficulties faced in the operation and maintenance of wind farms in Brazil, through a study on the failures presented in wind farms. For data collection, interviews were conducted with semi-structured questionnaires and open questions with managers, coordinators and technicians from*

onshore wind farms companies. After identifying recurrent failures at the plants, the analysis and decision aid tool (FMEA) was used to classify the failures according to their severity, occurrence and detection. As a result, 13 guidelines and good practices are proposed to improve the operation and maintenance management (O&M) of wind farms.

Keywords: *Failure; FMEA; Wind energy.*

1. Introdução

A produção de energia eólica no Brasil cresceu significativamente, e vem apresentando grande evolução nos últimos anos, sendo a segunda fonte de energia mais utilizada na matriz elétrica brasileira, atrás apenas da fonte hidrelétrica. No ano de 2018, o Brasil possuía 619 parques eólicos instalados em 12 estados do país, chegando a uma capacidade instalada de 15 GW. Além disso outros 4,6 GW já foram contratados ou estão em construção, levando o país à capacidade instalada de 19,6 GW até o final do ano de 2023 (ABEEÓLICA, 2020).

Para a ABEEólica (2019), a evolução e volume de investimentos em energia eólica deu-se devido à qualidade do vento: velocidade, constância e direção, que estão relacionadas à localização geográfica, justificando o grande número de usinas, principalmente no Nordeste brasileiro, sendo o ranking de maiores produtores de energia eólica os Estados de Bahia, Rio Grande do Norte e Ceará.

Considerando que parte das usinas brasileiras possuem cerca de 8 anos de funcionamento, e estão se aproximando do fim dos contratos de garantia dos fabricantes, a gestão da manutenção torna-se cada vez mais importante para a operação. Um descuido no setor de O&M pode levar a parada inesperada de máquinas, peças ou sistema, afetando a usina eólica, e como consequência perdas. Assim, torna-se fundamental a função do setor O&M de acompanhar e medir o desempenho operacional das máquinas e componentes e, maximizar a sua produtividade.

Um ponto a observar é que grande parte dos fabricantes de aerogeradores utilizados no Brasil são de outros países, como a Goldwind (China), a Vestas (Dinamarca), a GE/Alstom (Estados Unidos), a Suzlon (Índia), a Siemens (Alemanha), a Gamesa (Espanha) e a Enercon (Alemanha), e nestes países as condições climáticas são diferentes da brasileira, assim, é

necessário considerar a tropicalização – adaptação ao clima – da manutenção como fator de importância para o estudo.

Além disso, a indústria eólica no Brasil é recente quando comparada com a Europa, e dessa forma, o conhecimento específico relativo à aplicação de boas práticas da gestão de operação e manutenção de usinas eólicas no Brasil não se encontra madura.

Neste contexto de componentes projetados para condições climáticas de outros países e a da indústria eólica chegando ao fim das garantias dos fabricantes, surge a questão que a pesquisa tem o objetivo de responder: quais são os principais problemas e dificuldades enfrentados na operação e manutenção das usinas eólicas do Brasil?

Para responder tal questão o objetivo do artigo foi identificar os principais problemas e dificuldades enfrentados na operação e manutenção das usinas eólicas do Brasil, por meio de um estudo sobre as falhas apresentadas em usinas do nordeste do Brasil.

O artigo está dividido em 5 seções, sem contar a introdução: a fundamentação teórica, detalhando os principais componentes de uma usina eólica *onshore* e sobre a FMEA; o método da pesquisa; a descrição das empresas estudadas; a análise das falhas detectadas; e por fim as considerações finais.

2. Fundamentação teórica

2.1. Componentes de uma usina eólica onshore

A estrutura de uma usina eólica *onshore* pode ser dividida em três macrocomponentes: aerogeradores, rede coletora ou de média tensão e subestação elevadora; em que cada um possui peculiaridades e particularidades com relação à sua operação e manutenção e, importância na geração de energia e seu eficaz escoamento (CTGAS-ER, 2015). Cada máquina dentro da cadeia produtiva de uma usina eólica tem sua importância e o sucesso do produto final depende do bom funcionamento de todas elas.

Os aerogeradores compostos pela fundação, torre, nacele e controles, são responsáveis pela captação da energia cinética do vento, convertendo em energia elétrica, também conhecidos como conversores de energia eólica ou WEC (*Wind Energy Converter*). São as máquinas complexas, de médio ou grande porte, onshore, com capacidade de geração que varia de 1 a

4,2MW, e que representam cerca de 60% do investimento de uma usina eólica e trata-se de uma máquina. (ANEEL, 2005; MAMEDE, 1980). Hau (2006) aponta ainda que, devido ao grande avanço em alta velocidade, várias gerações de turbinas eólicas com diversas e diferentes tecnologias surgiram com o passar dos anos, garantindo, não só o aumento das turbinas – indo de médio para grande porte, aumentando seu nível de potência de KW para multi-MW – como também o aumento de visibilidade, confiabilidade e viabilidade, requerendo, dessa forma, a necessidade da implementação de melhorias na gestão da operação e manutenção das turbinas e de todos os subsistemas contidos na usina eólica.

A rede coletora é composta de cabos que podem ser subterrâneos ou em estar em uma rede aérea, a depender do projeto podem ser utilizadas ambas modalidades. Considera-se rede coletora toda a estrutura presente entre o ponto de conexão nos terminais da turbina eólica até os cubículos blindados na subestação elevadora (COSERN, NORMA 2009; HERON, 2010). São responsáveis por coletar a energia gerada por um conjunto de aerogeradores e levar até a subestação elevadora. E é conhecida como rede de média tensão (RMT) que, segundo a NBR-14039 da ABNT, opera na faixa de tensão entre 1 kV e 36,2 kV (ABNT, 2003; CTGAS-ER, 2015; HERON, 2010).

A subestação elevadora é uma estrutura vital para o SEP (Sistema Elétrico de Potência), pois é um conjunto de condutores, aparelhos e equipamentos de manobra e/ou transformação associados; é responsável por captar a tensão entregue pela rede coletora e elevá-la por meio de transformadores de potência, entregando uma nova tensão às linhas de transmissão, para que possam escoar a energia gerada para as concessionárias ou subsidiárias da Eletrobras. O aumento da tensão tem o intuito de permitir a distribuição de energia elétrica para consumidores com diferentes níveis de tensão e são equipadas com dispositivos de proteção capazes de identificar faltas e falhas, isolando os trechos faltosos (CTGAS-ER, 2015; MAMEDE, 1980; PEREIRA, 2010).

Para Sheng e Veers (2011), a indústria da energia eólica é a fonte de energia renovável que mais cresce em todo o mundo, porém vem sofrendo com falhas prematuras de componentes principais das turbinas, elevando os custos de O&M. Márquez *et al* (2012), concluem o raciocínio afirmando que para uma vida útil de 20 anos, os custos de O&M de turbinas eólicas podem ser

responsáveis por cerca de 80% dos custos do investimento. Sugerem, ainda, que turbinas maiores apresentam mais falhas e, por este motivo, devem receber mais atenção em se tratando de manutenção.

A implantação de usinas eólicas no Brasil, quando comparada com a Europa, é recente e, dessa forma, o conhecimento específico relativo à aplicação de boas práticas da gestão de operação e manutenção de usinas eólicas no Brasil é pouco expressivo.

2.2. FMEA

A FMEA, literalmente traduzido por "análise de modo de falha e efeitos", desenvolvida por engenheiros especialistas na qualidade de componentes e máquinas, no final da década de 1950, é uma importante ferramenta para a identificação dos modos de falha e/ou dos fatores causadores. De acordo com (OLIVEIRA et al., 2010), a ferramenta pode, ainda, definir, identificar e até eliminar falhas conhecidas ou potenciais de sistemas, projetos, processos e/ou serviços, antes que estas atinjam o cliente.

Esta ferramenta consiste em dois estágios: identificação dos modos de falhas em produtos e processos e seus efeitos, e determinação dos níveis de criticidade de tais falhas, colocando-as em ordem de prioridade, em que a mais crítica deve ser priorizada na aplicação de ações e melhorias (OLIVEIRA et al., 2010; PALADY, 2004).

Palafy (2004) adiciona que três fatores podem ser utilizados e auxiliarão na determinação de prioridades de falhas: ocorrência (O), que define a frequência em que a falha acontece; severidade (S), correspondente à gravidade do efeito das falhas; e detecção (D), representando a possibilidade/probabilidade de detecção de uma falha antes que esta ocorra (PALAFY, 2004). Ainda de acordo com o autor, a principal função da ferramenta FMEA é identificar a causa potencial pela qual um item ou sistema deixaria de desempenhar sua função requerida, apresentando seu respectivo modo de falha, podendo estabelecer ações de contenção para evitar a ocorrência da(s) falha(s).

Com os valores, calcula-se o RPN (*Risk Priority Number*), que indica o risco de determinada falha a certa ocorrência com tal severidade e dificuldade de detecção. Para a obtenção de tal valor, basta multiplicar as classificações de cada um dos critérios (O – probabilidade de ocorrência x S – índice de severidade x D – índice de detecção da falha). Em

geral, considera-se como boa prática manter o RPN de sistemas com valores próximos a 10, o que indica um desempenho de 90% do sistema (OLIVEIRA et al., 2010; PALADY, 2004).

3. Método da pesquisa

Para Silva e Menezes (2001), uma pesquisa visa encontrar soluções para um determinado problema e, para isso, baseia-se em uma série de procedimentos racionais e sistemáticos. De acordo com González (2010), a depender do enfoque dado por cada autor, a classificação e caracterização de pesquisas científicas não é algo tão simples. Existem vários critérios que classificam e caracterizam os métodos de pesquisa (DEMO, 2000; YIN, 2001; LAKATOS; MARCONI, 2003; CRESWELL, 2010).

A pesquisa quanto ao seu gênero pode ser caracterizada como teórica e prática pois utilizou-se da construção de conceitos e conhecimentos teóricos e práticos visando aplicação posterior. Quanto ao objetivo da pesquisa é exploratório, pois identifica características relacionada a um fenômeno, e considerando os procedimentos técnicos, a pesquisa classifica-se como estudo de casos, com abordagem qualitativa a partir destes estudos (CRESWELL, 2003; YIN, 2003).

A pesquisa foi desenvolvida em quatro etapas principais: a fundamentação teórica, a pesquisa de campo, o tratamento e análise, e a proposição de diretrizes. Na fundamentação teórica foi possível conceituar os principais componentes de uma usina eólica onshore e o funcionamento do FMEA, por meio da utilização de artigos e teses.

Na pesquisa de campo, foi identificado e listado os problemas e falhas mais encontrados pelas equipes de O&M de usinas eólicas, em 5 empresas diferentes todas localizadas no Rio Grande do Norte, considerando que uma empresa possui mais de uma usina, foram analisadas 35 usinas. O estudo de caso foi conduzido com apoio de um questionário semi-estruturado de respostas abertas. Os entrevistados foram gestores, coordenadores e técnicos de O&M de usinas eólicas onshore, a fim de selecionar aquela que apresentasse maior ocorrência de falhas em suas usinas.

No tratamento e análise das informações foram categorizadas as falhas encontradas, com suporte da ferramenta de análise e auxílio à decisão (FMEA), classificando de acordo com a

ocorrência, severidade e detecção de cada falha, e sugerindo uma ação para mitigar a falha. E na última etapa, mediante *focus group*, foram elaboradas diretrizes e boas práticas de O&M de usinas eólicas, com uma visão da realidade no Brasil.

4. Estudo de casos

4.1. Descrição das empresas

Para a coleta dos diferentes tipos de falhas em usinas eólicas onshore brasileiras foram estudadas 5 empresas, como as empresas normalmente possuem mais de uma usina, foram analisadas 35 usinas localizadas no Nordeste do Brasil. As empresas foram nomeadas com as letras do alfabeto: A, B, C, D e E.

A empresa A teve sua origem na construção civil e observou a oportunidade no nicho de geração de energia elétrica por meio de energias renováveis – em especial eólica – no Rio Grande do Norte. Possui duas usinas eólicas no Rio Grande do Norte, sendo uma usina com um determinado fabricante (F1) de aerogeradores (em funcionamento desde o ano de 2014), gerando energia elétrica para o mercado livre de energia, e a outra (em funcionamento desde o ano de 2017), com um segundo fabricante (F2) de aerogeradores gerando energia elétrica para o mercado regulado de energia, gerenciando uma potência instalada total de 295,7MW.

A empresa B é uma multinacional originária da indústria metalúrgica automotiva, da qual apenas 6% do negócio são voltados para o setor de energias renováveis. Possui sete complexos eólicos no Rio Grande do Norte, composto por aerogeradores de um único fabricante (F3), gerando energia elétrica voltada para o mercado regulado de energia, gerenciando uma potência instalada total de 168 MW. A empresa já chegou a possuir 26 usinas eólicas e contratos com os fabricantes de aerogeradores F2 e F3, somando uma potência instalada total de 360 MW, porém optou por vender parte dos ativos, chegando à potência atual de 88 MW apenas com o fabricante F3.

Empresa C surgiu para aproveitar a oportunidade no nicho de geração de energia elétrica por meio de usinas eólicas. Hoje possui três usinas, somando a potência instalada de 189 MW, gerando tensão de 230 kV que é entregue diretamente à CHESF, e todas as máquinas do fabricante F4 em funcionamento desde o ano de 2014.

A Empresa D possui, atualmente, duas usinas eólicas que somam 30 MW, ambas com aerogeradores do fabricante F1, em funcionamento desde o ano de 2011, entregando a potência gerada à tensão de 69 kV diretamente à concessionária de energia do estado.

A Empresa E possui duas usinas eólicas no Rio Grande do Norte e fornece energia elétrica à tensão de 230 kV diretamente à CHESF, utilizando turbinas do fabricante F3.

O Quadro 1 apresenta a comparação das características das empresas, mostrando os fabricantes dos aerogeradores, o número de usinas de cada empresa e a potência total de cada empresa.

Quadro 1 - Quadro comparativo das empresas estudadas.

Empresa	Fabricante(s)	Quantidade de Usinas	Potência Total
A	F1 e F2	2	295,7MW
B	F3	7	168 MW
C	F4	3	189 MW
D	F1	2	30 MW
E	F3	2	152 MW

Fonte: Elaboração própria (2020)

4.2. Análise das falhas

A coleta de informações sobre as falhas apresentadas nas empresas foi mediante entrevistas, com uso de um questionário semi-estruturado de respostas abertas, a gestores, coordenadores e técnicos de O&M das usinas, a fim de elencar as principais falhas nas usinas eólicas brasileiras.

A empresa A relatou falhas no sistema de *pitch* dos aerogeradores do fabricante F1, que é responsável pela inclinação das pás para melhor aproveitamento da energia cinética dos ventos, as falhas são ocorrentes das baterias utilizadas. Foram relatadas falhas nos transformadores na rede de média tensão, que ainda não causaram impactos na geração de energia, mas podem apresentar com o tempo, por exemplo a liberação de gases ocasionando explosões. Também foi

relatado emendas nos condutores da rede coletora, sendo pontos de fragilidade, e caso sejam malfeitas podem ocasionar rompimento dos condutores. E na subestação elevadora foram relatadas falhas no início de funcionamento, devido a ajustes no sistema de proteção.

Na empresa B, foi relatado problemas com as pás, que têm apresentado desprendimento das camadas em um curto espaço de tempo, e para a manutenção das pás é necessário grandes equipamentos, como guindastes e condições climáticas adequadas para operação, também foi demonstrado preocupações com o sistema de *pitch*. Já quanto a subestação elevadora, foi enumerado falhas nas partes móveis, como disjuntor e chaves seccionadores, devido a corrosões, folgas nas conexões e animais.

Na empresa C, foi descrito um problema do fabricante F1 das pás com sua linha de produção, e foi executado um trabalho de *retrofit* para mitigação do problema. Em relação à rede de média tensão só foi destacado problemas com as emendas entre os condutores, mas com poucas ocorrências. E quanto à subestação elevadora, foram encontradas falhas no ponto de conexão da rede de média tensão com o transformador de potência.

A empresa D teve problemas com o aerogerador no início do funcionamento, e foi necessário substituição de dois geradores três gear box e um transformador, em pouco tempo. Também houve relatos das baterias que chegavam ao fim da vida útil rapidamente, ocasionando problemas com o aproveitamento da energia cinética. Na rede de média tensão, houve falhas devido ao aquecimento, chegando a romper emendas, acarretando interrupções de energia. E na subestação elevadora, ocorreram falhas quanto à instabilidade na rede da concessionária de energia, impactos da fauna (cobras) e relacionadas aos quadros elétricos de média tensão.

Por fim, na empresa E são relatados problemas com o sistema hidráulico de *pitch* dos aerogeradores. E na rede de média tensão são relatados problemas devido a erros do projeto, como: a localização do transformador, que ocasiona no aquecimento excessivo do óleo; o cubículo de proteção e extinção de arco, causando explosões das subestações individuais; o manuseio e instalação dos condutores elétricos, que promoveu o aquecimento e rompimento das emendas; e a falta de caixas de inspeção nas emendas.

O Quadro 2 apresenta o resumo das falhas apresentadas nas 5 empresas estudadas. Tais falhas foram analisadas de acordo com a ocorrência da falha, a sua severidade e o grau de

detecção, para assim, categorizar as falhas que possuem uma maior significância.

Quadro 2 – Quadro comparativo das falhas ocorridas nas empresas estudadas.

Setor	Falha	Empresa
Aerogerador	Sistema de pitch	A, B, E
	Desprendimento de camadas das pás	B
	Falhas no *startup* das máquinas	D
	Bateria das pás	D
Rede de média tensão	Transformadores	A
	Emenda nos condutores	A, C, D
	Erros do projeto	E
Subestação	Falhas no *startup* das máquinas	A
	Disjuntor e Chaves seccionadoras	B
	Conexão da rede de média tensão e o transformador	C
	Impacto com a fauna	B,D
	Instabilidade da concessionária	D
	Quadro elétrico de média tensão	D

Fonte: Elaboração própria (2020)

5. Diretrizes e boas práticas de O&M

Com a coleta das falhas de maior impacto nas empresas estudadas, e após análise de cada uma delas foram geradas diretrizes e boas práticas para que haja a mitigação das falhas recorrentes. Foram elencadas 13 diretrizes importantes para o bom funcionamento de usinas eólicas onshore. As diretrizes foram divididas em 4 categorias: aerogerador, rede de média tensão, subestação elevadora e outras.

5.1. Diretrizes e boas práticas para a O&M do aerogerador

A partir da análise do resultado da FMEA com o conjunto de falhas dos sistemas e subsistemas do aerogerador, detectaram-se as falhas de maior impacto e importância no aerogerador, que se resumiram a falhas devido a vazamentos de fluido do sistema hidráulico de *pitch*. Para que a ocorrência dessas falhas diminua ou seja eliminada e intervenções sejam facilitadas, são propostas 3 diretrizes e boas práticas.

DA-1: Dever-se-ia trabalhar com manutenções preditiva e preventiva neste sistema, além de buscar, junto ao fabricante, a possibilidade de uma adaptação ou até mesmo mudança de projeto, se comprovado o defeito crônico de fabricação, isto devido ao vazamento de fluido do sistema hidráulico de *pitch* ser crônico.

DA-2: Sugere-se contratos de *full service* celebrados entre empresa proprietária e fabricantes ficando a cargo do fabricante, além da O&M, o armazenamento e substituição de peças sobressalentes quando necessário, apesar de mais caro é mais vantajoso. Desta forma, a empresa proprietária da usina não necessita realizar a compra e substituição de peças em caso de defeito, nem reserva um espaço da usina para armazená-las;

DA-3: E, mesmo que o contrato celebrado com o fabricante seja na modalidade *full service*, é importante que seja feito por parte da proprietária da usina um acompanhamento às intervenções realizadas pelo fabricante, caso esta possua equipe técnica própria. Desta forma é possível se fazer o controle de qualidade das intervenções, bem como obter dados e know-how em determinados modelos de máquinas.

5.2. Diretrizes e boas práticas para a O&M da rede de média tensão

As falhas de maior impacto e importância detectadas na rede de média tensão resumiram-se a falhas relacionadas a emendas de condutores elétricos e erros de projeto. Para que a frequência das falhas na rede de média tensão sejam diminuídas ou eliminadas, foram elencadas 5 diretrizes e boas práticas.

DR-1: Inicialmente, é necessário a utilização de redes de média tensão subterrâneas pois, além de serem mais robustas, ficam melhor protegidas de fatores externos. Além disso, DR-2: é fundamental a utilização de cabos de boa qualidade e emendas em condutores elétricos realizadas aplicando os procedimentos e técnicas corretas utilizando-se os kits recomendados, já que representam pontos de fragilidade em uma rede elétrica;

DR-3: Para facilitar acesso e inspeções às emendas, é importante que se utilizem caixas de inspeção. E, DR-4: é importante que, em caixas de inspeção de emendas, seja deixada uma sobra de 1,5m de cabo além do necessário para a emenda e, assim, caso seja necessária uma nova emenda, pedaços dessa sobra podem ser utilizados.

DR-5: Para evitar falhas por erro de projeto, como foi o caso dos cubículos e transformadores de média tensão utilizados na construção das usinas da Empresa E, é importante que o projeto destes seja feito por profissionais com experiência na área. Os cubículos devem seguir normas estritas de construção e infraestrutura e os transformadores devem ser apropriados para serem internos a alvenaria (transformadores próprios para subestações abrigadas).

5.3. Diretrizes e boas práticas para a O&M da subestação elevadora

Em relação a subestação elevadora, as falhas de maior significância detectadas resumiram-se a desligamentos da rede devido a impactos de fauna. Foram sugeridas 2 diretrizes e boas práticas para diminuir ou eliminar a ocorrência desses desligamentos.

DS-1: Quando possível, partes energizadas dos circuitos presentes nas subestações elevadoras devem estar distantes do solo dificultando o acesso, inclusive de animais. E, DS-2: além da barreira por distância do solo imposta às partes energizadas, as subestações elevadoras devem conter muros e grades de proteção em sua volta, como forma de primeira barreira de acesso às partes energizadas.

5.4. Diretrizes e boas práticas Geral

Foram sugeridas três diretrizes e boas práticas para a usina de uma forma geral, diminuindo a frequência de outros tipos de falhas, sem ser no aerogerador, na rede de média tensão e na subestação elevadora.

DG-1: Visto que o descolamento das camadas componentes das pás ocorre com certa frequência e que provavelmente é resultado de um ambiente descontrolado, onde as pás estão expostas a intempéries, a fortes ventos, a descargas atmosféricas e até a impacto de fauna, inspeções visuais devem ser feitas com maior frequência, buscando detectar tais descolamentos e, paralelamente, discutir com o fabricante a possibilidade de realização de *retrofit* com reforço estrutural.

DG-2: Outro ponto é que quando observadas falhas por mau funcionamento precoce de algum equipamento, este deve ser rapidamente substituído. E por fim, DG-3: com o passar do tempo, além dos procedimentos recomendados pelo fabricante, inspeções e intervenções devem acontecer com maior frequência.

6. Considerações finais e conclusões

A necessidade de um destaque maior às práticas de manutenção adequada à indústria eólica brasileira surge devido à diferença das condições climáticas onde os componentes são projetados e o Brasil, juntamente com a proximidade do fim das garantias dos fabricantes das usinas eólicas.

Com isso, a pesquisa analisou 5 empresas no Rio Grande do Norte, Estado com grande potencial eólico instalado, listando as principais falhas presentes no aerogerador, na rede de média tensão e na subestação elevadora.

O estudo de casos por meio de entrevistas *in loco* permitiu o conhecimento da realidade de O&M de cada usina, podendo ser reunidas informações suficientes para compará-las, em termos estruturais, ações, falhas, dificuldades e etc., sendo possível, baseado nessas informações, ser feita a proposta de diretrizes e boas práticas na realização de O&M de usinas eólicas.

Por meio da ferramenta de análise e auxílio à decisão (FMEA), foi possível categorizar as falhas elencadas de acordo com a ocorrência, a severidade e a detecção, podendo chegar ao resultado das falhas mais significativas.

Dessas falhas, foram elaborados 13 diretrizes e boas práticas para mitigar suas ocorrências. As diretrizes e boas práticas foram divididas para o aerogerador, para a rede média de tensão, para a subestação elevadora e outras falhas. E assim, foi possível responder à questão levantada pela pesquisa: quais são os principais problemas e dificuldades enfrentados na operação e manutenção das usinas eólicas do Brasil?

Encontrou-se que, em uma usina eólica, cada um dos macro-componentes (aerogerador, rede de média tensão e subestação elevadora) têm interdependência, de forma que, caso um deles deixe de funcionar corretamente, a disponibilidade da usina será afetada. Porém, embora não gere energia elétrica propriamente dita, a subestação elevadora torna-se o setor de maior importância, pois, se esta não funciona perfeitamente, a usina é “desligada” da rede, levando a zero a disponibilidade instantânea da usina, mesmo que todos os outros equipamentos estejam funcionando perfeitamente.

A pesquisa teve como limitação a dificuldade no acesso a representantes de O&M por

parte dos fabricantes de aerogeradores, assim foi incluído na pesquisa apenas gestores, coordenadores e técnicos de O&M das empresas proprietárias de usinas eólicas. Para estudos futuros sugere-se pesquisa com outras regiões brasileiras, por exemplo o Sul e Sudeste, que possuem características diferentes do Nordeste. Também é recomendado a entrevista com fabricantes das turbinas, para ter um olhar de outro elo da cadeia de suprimentos.

Agradecimentos: Este artigo foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) e por meio do Grupo de Pesquisa CRIAÇÃO da UFRN.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. **Boletim anual de geração eólica 2018**. p. 15, 2019.

ABEEÓLICA. **ENERGIA EÓLICA**: Os bons ventos do Brasil - Dez/2019. 2020

ABNT. **NBR 14039 - Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**., 2003.

ANEEL.**Atlas de energia elétrica do Brasil**.2005.

CTGAS-ER – Centro de Tecnologia do Gás e Energias Renováveis. **Tecnologia de Geração Eólica**. 2015.

CRESWELL, J. W. **Research design qualitative, quantitative and mixed approaches**. 4. ed. California: Sage Publications, 2003.

COSERN. **NORMA: padrão de estruturas de baixa e média tensão**. 2ª edição (2009).

DEMO, P. **Metodologia do conhecimento científico**. São Paulo: Atlas, 2000.

HAU, E. Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics: Springer, 2006.

HERON, D. M.; BRAZ, Melo, G.H.S.V, Benemar, A.S. – **Planejamento da Rede Coletora de um parque de geração eólica usando algorítmos genéricos**, 2010.

LAKATOS, E. M. de A.; MARCONI, M. de A. **Fundamentos da metodologia científica**. São Paulo: Atlas, 2003.

MAMEDE, J. **Manual de equipamentos elétricos**, v.1. 2.ed. Recife: UFPE,1980.

MÁRQUEZ, F. P., Tobias, A. M., Pérez, J. M., Papaelias, M. ***Condition monitoring of wind turbines: tecniques and methods***. Renewable Energy, 2012.

OLIVEIRA, U. R. DE et al. Metodologia integrada para mapeamento de falhas: uma proposta de utilização conjunta do mapeamento de processos com as técnicas FTA, FMEA e a análise crítica de especialistas. **Produção**, 2010.

PALADY, P. Análise dos Modos de Falha e Efeitos: prevendo e prevenindo problemas antes que ocorram. **Imam**, 2004.

PEREIRA, H. A.; LIU, S. Y.; RAMOS, M. C. L.; MENDES, V. F.; SILVA, S. R.; **Análise comparativa de tecnologias de aerogeradores com foco na integração a redes elétricas**.

SILVA, E. L.; MENEZES, E. M., **Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação 3**. Ed. rev. Atual. Florianópolis: Laboratório de Ensino à Distância da UFSC, 2001.

SHENG, S; VEERS, P. **Wind turbine drivetrain condition monitoring - an overview**. Machinery Failure Prevention Technology (MFPT) Society Conference Proceedings, Virginia Beach, VA, USA. 10-12 May 2011.

YIN, R. K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 2 ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

YIN, R. K. **Case study research Design and methods**. 2. ed. California: Sage Publications, 2003.

BRAZIL WINDPOWER
2020

TÍTULO

Manutenção baseada na condição do equipamento - Preditiva

Candidato
Felipe Gomes Gabriel (Enel Green Power)

INDEX

1 RESUMO (ABSTRACT) 4
2 INTRODUÇÃO 5
3 MANUTENÇÃO SOB ÓTICA DA ENEL 7
3.1 CRITÉRIOS DA CONDIÇÃO DO EQUIPAMENTO 8
4 ANÁLISE DE VIBRAÇÃO 9
5 REPOSITÓRIO 10
6 RESULTADOS 10
7 CONCLUSÃO 11
8 REFERÊNCIAS 11
9 LISTA DE ABBREVIAÇÕES & DEFINIÇÕES 12
9.1 ABBREVIATIONS 12

1 Resumo (Abstract)

Predictive maintenance is based on the condition of the equipment being much more than a maintenance scheduling tool and should not be restricted to maintenance management. As part of an overall integrated performance management of wind turbines, it can provide the way to improve the power production capacity, quality of operation, and overall efficiency of our turbines. Predictive maintenance early detection has grown significantly in recent years, despite the number of wind turbines growing and the aging effect. The number of major component interventions is increasing proportionally to the number of wind turbines. Maintaining the important growth of KPI is a challenge.

2 Introdução

O projeto Lagoa dos Ventos, que entrará em operação este ano, colocará a ENEL entre as maiores operadoras de energia eólica do país, onde já possui mais de 800MW de turbinas, excederá 10% da capacidade instalada atual de 14,7GW do Brasil.

O Brasil é um dos mercados mais importantes para a Enel, onde também possui 820MW de energia fotovoltaica e interesse em geração hidrelétrica e distribuição de energia.

A Enel possui uma diversidade de turbinas e fabricantes, sendo necessária uma manutenção e operação minuciosa deste ativo. A idade das nossas turbinas varia entre 6 anos de operação a turbinas recém comissionadas. Este universo nos possibilita um conhecimento sobre diversos sistemas, configurações e tecnologias. Sendo a manutenção preditiva uma ferramenta primordial neste processo de alto desempenho.

Projeto	Capacidade instalada (MW)	Quantidade de Turbinas	Fabricante	Tipo de Contrato	Mantenedor	Entrada em Operação
Curva	56,4	24	Siemens	Schedule Maintanence	Siemens Gamesa	set/14
Modelo	56,4	24	Siemens	Schedule Maintanence	Siemens Gamesa	set/14
Fontes	79,9	34	Siemens	Schedule Maintanence	Siemens Gamesa	fev/15
Cristal	89,7	39	Siemens	Schedule Maintanence	Siemens Gamesa	dez/17
Serra Azul	118,0	59	Gamesa	Full Service	Siemens Gamesa	mar/16
Delfina	180,0	90	Vestas	Schedule Maintanence	Vestas	ago/17
Delfina VIII	29,4	14	Gamesa	Full Service (Warranty)	Gamesa	jul/19
Morro Sul	172,0	86	Vestas	Full Service (Warranty)	Vestas	mai/18
Delfina VIII	29,4	14	Gamesa	Full Service (Warranty)	Gamesa	jul/19
Lagoa dos Ventos	716,55	230	Acciona	Full Service (Warranty)	Acciona	2020
Morro II	352,8	84	Vestas	Full Service (Warranty)	Vestas	2021
Cumarú	205,8	49	Vestas	Full Service (Warranty)	Vestas	2021
Fontes II	99	18	GE	Full Service (Warranty)	GE	2021

Tabela 1: Ativos parques eólicos EGP

Em geral, manutenção é definida como a combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo supervisão, que asseguram que um sistema esteja em seu estado de funcionamento requerido (REASON, 2000; SWANSON, 2001). A manutenção preventiva (MP) envolve tarefas de manutenção predeterminadas que são derivadas das funcionalidades da máquina ou equipamento e da vida útil dos componentes. Assim, as tarefas são planejadas para alterar os componentes antes que eles falhem e sejam agendados durante as paralisações ou desligamentos da máquina. Enquanto isso, a manutenção preditiva (PdM) é um avanço na manutenção preventiva e geralmente envolve sistemas de monitoramento de condições. Na PdM, falhas repetitivas ou de alto risco são estudadas usando dados históricos detalhando ocorrências de falhas operacionais de uma máquina e, em seguida, a manutenção é realizada durante sua operação, com base na condição do componente monitorado. Em resumo, PM e PdM são abordagens de manutenção proativas e têm objetivos semelhantes, mas o PM é

realizado quando uma máquina é parada, enquanto o PdM é realizado enquanto uma máquina continua em operação (BASRI et al., 2017).

A maioria dos usuários define a PdM como um meio de evitar falhas catastróficas de máquinas rotativas críticas. Outros a definem como uma ferramenta de programação de manutenção que usa vibração, dados de análise de infravermelho ou óleo lubrificante para determinar a necessidade de ações de manutenção corretiva (MOBLEY et al., 2008). Apesar da sua importância, a PdM é pouco explorada e as vezes considerada como apenas uma ferramenta de gerenciamento. Devido a esses equívocos, a maioria dos programas de manutenção preditiva estabelecidos não conseguiram uma redução acentuada nos custos de manutenção ou uma melhoria mensurável no desempenho geral da planta. Na verdade, o inverso é muitas vezes verdade. Em muitos casos, os custos anuais de reparos, peças de reparo, qualidade do produto e produção aumentaram drasticamente como resultado do programa.

A manutenção preditiva é muito mais do que uma ferramenta de agendamento de manutenção e não deve ser restrito ao gerenciamento de manutenção. Como parte de um gerenciamento de desempenho total integrado dos aerogeradores, pode fornecer os meios para melhorar a capacidade de produção de energia, a qualidade da operação, e eficácia global das nossas turbinas.

3 Manutenção sob ótica da Enel

- Quais são os tipos de manutenção?
  - Manutenção corretiva: baseia-se na operação até a falha;
  - Manutenção preventiva: baseia-se no tempo;
  - Manutenção preditiva: baseia-se na condição do equipamento.

- O que é manutenção preditiva?
  - É uma técnica de gestão que avalia a real condição de operação do equipamento (transformador, *gearbox*, pás, etc) quanto a produção do aerogerador, a fim de otimizar a operação do parque eólico. O principal recurso da manutenção preditiva são os dados.

- Quais os principais componentes que devem ser monitorados?
  - Pás, *main bearing*, *gearbox*, gerador e transformador.

- Que tipos de inspeções são monitorados por O&M Wind?
  - Termovisão, análise de óleo, inspeção das pás, boroscopia (endoscopia da g*earbox* e Main Bearing) e, principalmente, análise de Vibração (CMS – *Condition Monitoring System*).

- Em que e quando O&M Wind se baseia para fazer as manutenções preditivas?
  - OI-171. Este documento foi criado com o objetivo de dar orientação a todas as unidades EGP O&M no mundo, que tenham usinas eólicas em operação, quanto à estrutura e organização de sua Manutenção Preditiva (PdM) programas. Todos os

países têm PdM em suas plantas, para compartilhar as melhores práticas e alinhar as estratégias seguidas pela companhia. Este processo inicia após o fim de garantia dos aerogeradores dado pelo fabricante (Siemens, Gamesa, Nordex e Vestas).

3.1 Critérios da condição do equipamento

O nosso critério para definir a condição do equipamento baseia-se numa instrução operativa da Enel, *OI-171 Activities of Wind Predictive Maintenance Procedure*. Abaixo os critérios conforme figura.

Severity Level	Status	Example	Actions Required
1	Perfect condition, like new.	Recently installed component.	Continue with normal PdM program.
2	Normal, considering operating conditions and age of component.	Stand-still marks in a main bearing.	Component can continue to operate long-term without any additional interventions. Continue with normal PdM program.
3	Signs of premature wear.	High level of iron in a gearbox oil sample.	Allow turbine to operate. Monitor situation with additional checks or plan minor intervention.
4	Signs of heavy wear.	Broken IMS tooth in gearbox.	Allow turbine to operate, but plan intervention in a specific amount of time. Monitor situation with additional checks until the time of intervention.
5	Component in critical condition or already damaged.	Blade with spar damage.	Major intervention needed as soon as possible. Turbine cannot operate and must remain stopped until the intervention.

Figure 1 - Nível de severidade

1-Immediate Action	Major	Selected on the basis that: (1) The consequences of non-compliance would cause major damage, loss or disruption to customers. (2) The consequences of non-compliance would endanger or threaten to endanger the safety or health of a person. (3) The non-compliance is required to be reported.
2- Attend to at next visit. High Priority	From Major to Moderate	Selected on the basis that: (1) The consequences of non-compliance impact the efficiency and effectiveness of the operations or service but do not cause significant major damage, loss or disruption to customers. (2) The non-compliance is required to be reported.
3- Attend to at next Service. Medium Priority	Moderate	Selected on the basis that: (1) The consequences of non-compliance are relatively moderate - i.e. non-compliance will have moderate impact on the operations or service and do not necessarily cause any damage, loss or disruption to customers. (2) The non-compliance is required to be reported.
4- Acceptable	Minor	Selected on the basis that: (1) The consequences of non-compliance are relatively minor - i.e. non-compliance will have minor impact on the operations or service and do not necessarily cause any damage, loss or disruption to customers. (2) The compliance is required to be reported.
5- World Class	Best in class	Selected on the basis that: (1) There are no negative consequences - i.e. The impact on the operations or service is substantial in terms of efficiency and effectiveness and will have a positive impact on the Customer Loyalty. (2) The compliance is required to be reported as Best Practice.

Figure 2 - Critérios de classificação

4 Análise de Vibração

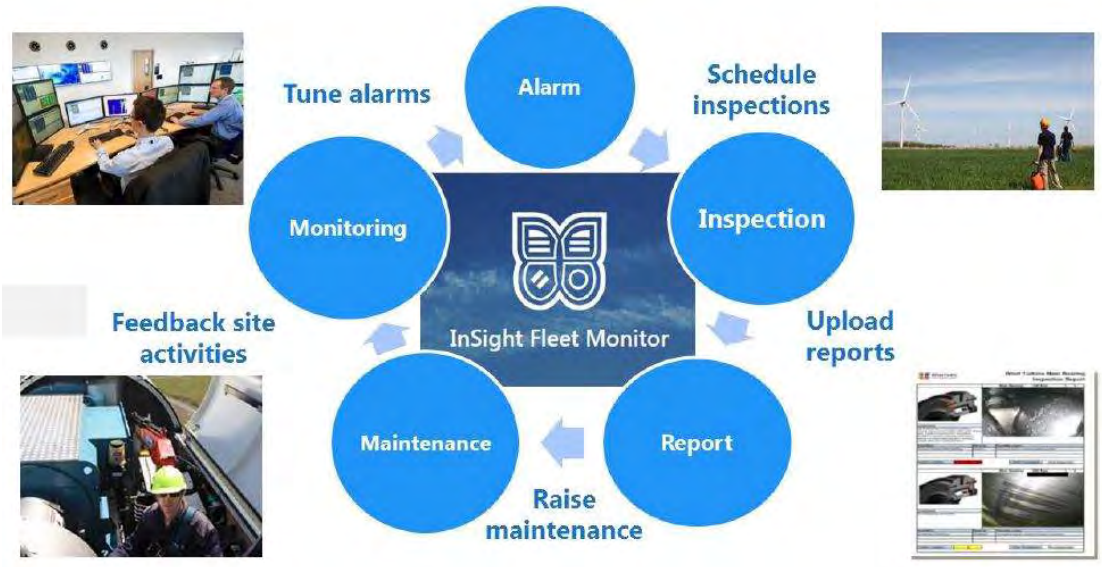


Figure 3 – Fluxo de análise empresa de análise de vibração - Romax

- Verificação pode ser feita em base diária;
- Sumário e históricos de alarmes:
- Acesso pelo portal: Romax
- Suporte de engenharia especializado;
- Atualmente, temos 5 provedores:
  Gram & Juhl (Siemens): Cristal;
  GES (Gamesa): Serra Azul;
  ROMAX (Siemens pós fim de garantia): Modelo, Curva dos Ventos e Fonte dos Ventos;
  Brüel & Kjaer Vibro (Vestas): Morro Sul e Delfina.

5 Repositório

Com o uso do repositório é possível salvar os arquivos numa nuvem. Os arquivos são organizados por parque, turbina, data, tipo de inspeção e nível de severidade. Isto facilita o estudo, sendo possível manter um histórico das nossas inspeções.

6 Resultados

O processo de manutenção preditiva, inicia-se 6 meses antes do processo de fim de garantia das turbinas. Antes deste período, a responsabilidade fica a cargo do fabricante. Atualmente temos 4 parques e cerca de 102 turbinas sob nossa responsabilidade quanto à análise de vibração, análise de óleo e análise das boroscopias, consequentemente fora da garantia do fornecedor.

Este processo foi iniciado em 2016-2017, os resultamos mostram que o nosso KPI PdM rate, taxa de grandes corretivas sendo previstas e planejadas de forma preditiva, no ano de 2016 era de 37,5%. Ou seja, das 8 grandes corretivas que tivemos apenas 3 foram realizadas condição do equipamento ou no melhor momento quanto a recurso de vento.

Para o ano de 2018, atingimos um PdM rate de 71,42%, tivemos 14 grandes corretivas, sendo possível detectar por manutenção preditiva 10 destas ocorrências.

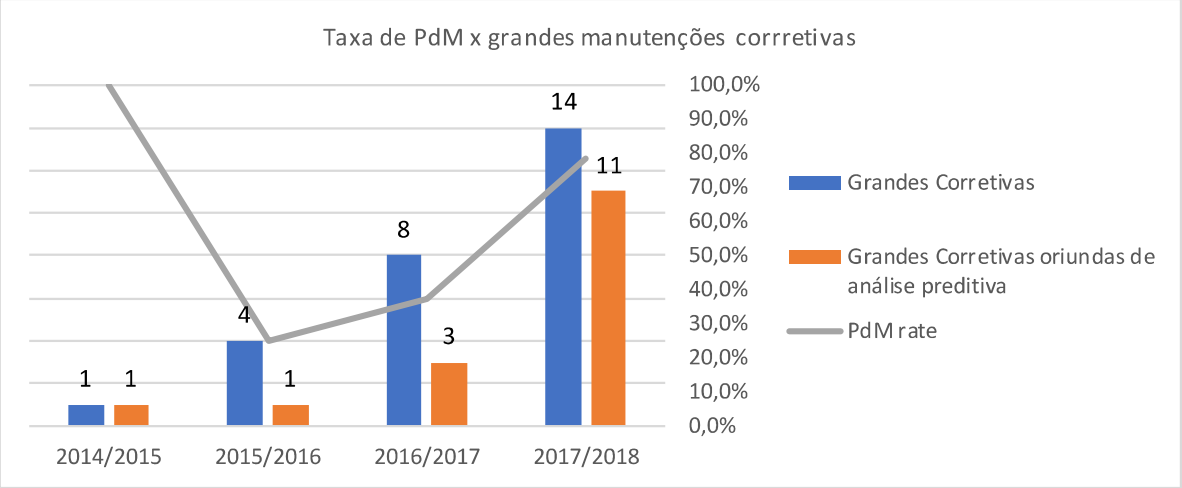


Figure 4 – Evolução intervenções em grandes componentes

7 Conclusão

Apesar do crescimento do número de aerogerados e do envelhecimento das turbinas, o KPI de detecção precoce do PdM está crescendo proporcionalmente ao longo dos anos. Os resultados mostram que mesmo, com o processo de internalização, é possível intensificar o número de intervenções de maneira preditiva. Essas ações asseguram que os recursos sejam utilizados de maneira otimizada.

8 Referências

Spatuzza, A. Enel starts building South America's largest wind farm. Recharge wind. São Paulo, Brasil, 08 fev 2019. Disponível em: <https://www.rechargenews.com/wind/1696459/ enel-starts-building-south-americas-largest-wind-farm>

Reason, J. Cognitive Engineering in Aviation Domain, Lawrence Erlbaum Associates, Mahwah, NJ. 2000.

Swanson, L. Linking maintenance strategies to performance. **International Journal of Production Economics**, Vol.70 No.3, pp. 237 – 244, 2001.

Basri, E. I., Abdul Razak, I. H., Ab-Samat, H., & Kamaruddin, S. Preventive maintenance (PM) planning: a review. **Journal of Quality in Maintenance Engineering**, 23(2), 114-143, 2017.

MOBLEY, R. Keith, et al. **MAINTENANCE ENGINEERING HANDBOOK**, 2008.

9 Lista de Abbreviações & Definições

9.1 Abbreviations

KPI – Key Performance Indicator

PdM – Predictive Maintenance

PM – Preventive Maintenance

CMS – Condition Monitoring System

TAXA DE EFETIVIDADE: A UNIFICAÇÃO DO FATOR DE CAPACIDADE COM A DISPONIBILIDADE PARA EFICÁCIA DA GERAÇÃO EÓLICA

Philippe Moncherry Oliveira Fernandes da Silva[1]

RESUMO

Este artigo apresenta um indicador-chave de desempenho que compreende a unificação da Disponibilidade e do Fator de Capacidade de um parque eólico para geração de eletricidade. Disponibilidade é a capacidade da máquina está disponível para produzir e o Fator de Capacidade é a relação entre a energia elétrica produzida e sua aptidão de produção. No entanto, os serviços de Operação e Manutenção dos aerogeradores são dedicados apenas à Disponibilidade, todavia, a turbina eólica disponível para gerar, em condições de ventos favoráveis, não garante a eficácia da geração, devido a desvios que diminuem parcialmente o desempenho da turbina eólica e esta condição afeta diretamente o resultado da produção. Este indicador impulsionará a elaboração de planos operacionais mais eficazes e projetos de turbinas eólicas mais eficientes, pois a Operação e Manutenção estará dedicada também à produtividade. Dessa forma, explorar ao máximo o potencial de geração de um parque eólico.

Palavras-chaves: Taxa de Efetividade, Produção, Energia eólica, Fator de Capacidade, Disponibilidade.

[1] Pós-graduando em engenharia e gestão de energias renováveis pela Universidade Estácio de Sá. Bacharel em engenharia de produção e especialista em engenharia de manutenção pela Universidade Candido Mendes. E-mail: philippemoncherry@gmail.com

ABSTRACT

This article presents a key performance indicator that comprises the unification of the availability and capacity factor of a wind farm for electricity generation. Availability is the capacity of the machine that is available to produce and the capacity factor is the relationship between the electrical energy produced and its capacity to produce. However, the Wind Turbine Operation and Maintenance services are dedicated only to Availability, however, the wind turbine available to generate, in favorable wind conditions, does not guarantee generation efficiency, due to deviations that partially decrease the turbine performance wind power. and this condition directly affects the result of the production. This indicator will stimulate the elaboration of more efficient operational plans and more efficient wind turbine projects, since Operation and Maintenance will also be dedicated to productivity. In this way, fully exploit the generation potential of a wind farm.

Keywords: Effectiveness Rate, Production, Wind Energy, Capacity Factor, Availability.

INTRODUÇÃO

Quanto ao aspecto tecnológico, um parque eólico é uma instalação integrada de um conjunto de aerogeradores interconectados eletricamente (D'addario, 2016, p.493), de modo a gerar energia elétrica com paramentos adequados e volume comerciável. O aerogerador é a máquina responsável por absorver parte da energia cinética contida nas massas de ar em movimento, ou seja, no vento, e convertê-la em energia elétrica (Pinto, 2013, p.79). A obtenção dessa energia ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, capturada por meio de pás que fazem girar um eixo central, conectado através de um sistema de transmissão a um gerador elétrico.

Quanto ao aspecto empresarial, parques eólicos são projetos de investimentos financeiros e sua gestão é feita por companhias geradoras, isto é, empresas investidoras em geração e comercialização energia elétrica. Todavia, a operação e manutenção (O&M) dos parques é geralmente realizada por empresas terceirizadas. Segundo a ABDI (Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial), estas atividades de O&M são contratadas principalmente dos fornecedores das máquinas na forma de serviço de pós-venda de longo prazo. O pacote de serviços inclui operação do parque, serviços de controle integrado e monitoramento remoto, medições e controle de grandezas elétricas, medições acústicas, manutenção preventiva e corretiva, diagnóstico de falhas, auditoria de qualidade e segurança, limpeza e tratamento de superfície das turbinas, grandes reparações de aerogeradores, *retrofitting*, reparação de pás, análise da disponibilidade e medições de curva de potência. Dispositivos administrativos e técnicos que visam à produtividade do complexo eólico, produtividade esta aferida através de KPI's (*Key Performance Indicador*), ou, em português, Indicadores-Chave de Desempenho.

Dentre os KPI's que são praticados na gestão de um parque eólico, a Disponibilidade (Disp) e o Fator de Capacidade (F_c) são os mais importantes, uma vez que a Disponibilidade é o objeto do O&M, pois está no pacote de serviços pós-venda, e o Fator de Capacidade é o objeto da produção de energia, monitorada pela geradora. Esse contexto torna ineficiente a produtividade dos parques eólicos, visto que os contratos estabelecidos entre as empresas prestadoras de serviços de O&M e as organizações geradoras, na maioria das vezes, estão dedicados à

Disponibilidade. Essa condição oferece conforto somente ao fornecedor de serviços, visto que o aerogerador disponível para produzir, em condições favoráveis de vento, não assegura a eficácia da geração, o que interfere diretamente no Fator de Capacidade.

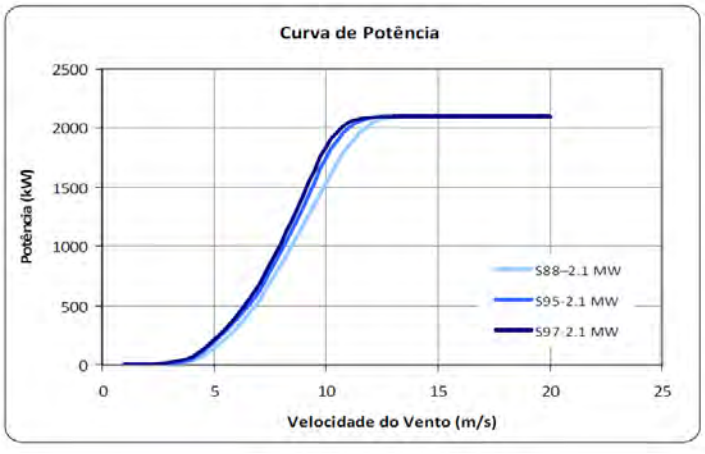
A unificação da Disponibilidade com o Fator de Capacidade em uma Taxa de Efetividade, visa mitigar os desvios de produtividade do parque, sobretudo, conflitos administrativos entre contratante e contratada acerca da eficácia da produção, visto que a empresa responsável pelo O&M estará dedicada igualmente à geração. O comportamento do Fator de Capacidade em relação à Disponibilidade é observado quantitativamente na pesquisa, onde foi desenvolvida uma simulação de turbina eólia de potência instalada de 2MW em funcionamento no período de um mês (730 horas), onde foram inseridas variações na velocidade do vento, horas de paradas para reparos e desvios na geração devido as limitações de produção por razões de defeitos em componentes ou desajustes. Os resultados vislumbram o aperfeiçoamento de ferramentas administrativas de produção, sobretudo, estimula também à concepção de turbinas eólicas mais eficientes e confiáveis, como, por exemplo, na utilização de componentes dedicados ao propósito do aerogerador, ao invés de componentes genéricos, ampliação do sensoriamento e inteligência artificial, que possibilita o acompanhamento da evolução das anomalias e intervenção antecipada no componente tendencioso ao defeito, etc. A unificação dos indicadores favorece à produtividade, uma vez que ambos estarão sob responsabilidade dos serviços de O&M em formato de um único indicador, a Taxa de Efetividade.

A INTERAÇÃO DOS INDICADORES E A VIABILIDADE DA UNIFICAÇÃO

A produção de energia elétrica a partir da eólica está intrinsecamente suscetível às perdas, destas, relacionada as massas de ar, temos que o Limite de Betz indica que uma turbina não pode aproveitar mais que 59.3% de energia cinética do vento, devido a derivada da conservação da massa e do momento de inércia do fluido. Os aerogeradores modernos obtêm entre 75% e 80% desse limite. (D'addario, 2016). Quanto à geração propriamente dita, perdas elétricas como histerese, corrente de Foucault e efeito joule afetam na eficácia do sistema produtivo, mesmo que minimizadas quase que integralmente. Acrescentam-se eventuais falhas de planejamento pela Engenharia e Gestão de Manutenção, bem como a execução mal feita das manutenções por razões diversas. Desta maneira, todas as atividades técnicas e administrativas de um parque eólico visam o máximo de produção, mediante condições naturais e tecnológicas.

Conforme Fadigas (2011, p.107), na prática, a potência elétrica gerada por uma turbina é indicada na sua curva de potência, a qual é descrita como o registro gráfico que representa a potência elétrica gerada (kW) em função da velocidade do vento (m/s) (gráfico 1.0).

(gráfico 1.0 – Curvas de potência de aerogeradores de um mesmo fabricante)

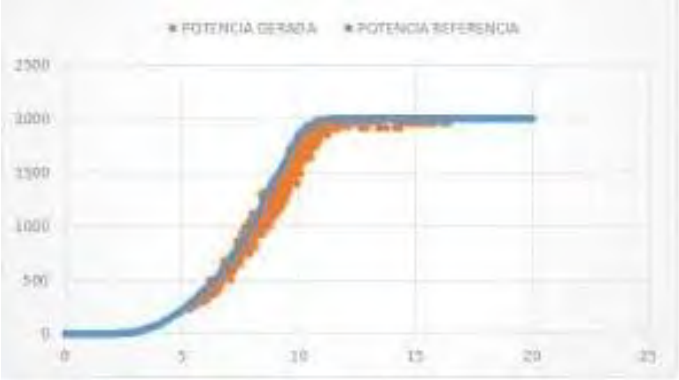


(fonte: CTGAS – ER, 2012)

Fadigas (2011, p.107) afirma ainda que a curva de potência de uma turbina eólica normalmente é levantada por meio de testes de operação do aerogerador em campo como descrito no IEC 61400-12-1 (2005). Sua verificação é feita através da

relação entre a velocidade do vento incidente sobre o rotor, medida através de uma torre anemométrica instalada em suas proximidades, e a potência elétrica gerada pelo aerogerador. Durante esse levantamento, registra-se uma nuvem de pontos que se espalham em volta da curva do valor médio da potência (gráfico1.1).

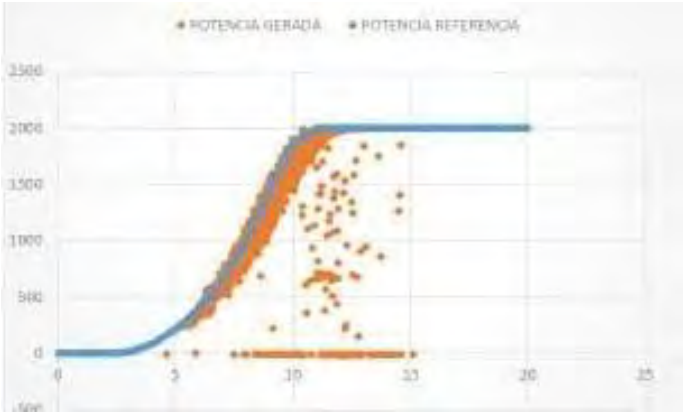
(gráfico 1.1 – Ilustração de curva de potência com adesão adequada da nuvem de pontos)



(fonte: o autor)

No entanto, durante o processo de testes e geração, acorrem desvios que afastam os pontos da curva (gráfico 1.2), caracterizando perdas na produção. Segundo (Pedersen, T.F. et al, 2011), a origem destes desvios pode ser devido à manutenção e operação do aerogerador, baixa correlação entre o vento medido e o incidente no rotor, incertezas de medição ou características do vento. Além da ineficácia na entrega da curva de potência, os desvios afetam significativamente o indicador de produção em razão da capacidade instalada, ou seja, do Fator de Capacidade.

(gráfico 1.2 – Ilustração de curva de potência com desvios da nuvem de pontos)



(fonte: o autor)

A curva de potência real de uma turbina eólica (gráfico 1.3) ilustra três características da velocidade do vento (Fadigas, 2011, p.108), são ela:

- Velocidade *cut-in*: velocidade do vento em que o aerogerador começa a gerar eletricidade.
- Velocidade nominal: velocidade do vento a partir da qual a turbina gera energia na sua potência nominal. Frequentemente, mas nem sempre, a máxima potência.
- Velocidade *cut-out*: velocidade do vento em que o aerogerador é desligado para manter as cargas, a potência do gerador elétrico e a integridade física da máquina dentro dos limites de segurança ou fora dos limites de danos aos diversos componentes do aerogerador.

(gráfico 1.3 – curva de potência)

(fonte: o autor)

Para esse modelo de curva, temos que a velocidade *cut-in* é 4 m/s e a velocidade nominal igual a 17 m/s, com a geração estabilizada pelo controle de passo. A velocidade *cut-out*, geralmente é 25 m/s.

O impacto no Fator de capacidade, representa uma perda de produtividade e, consequentemente na competitividade da companhia geradora. A obtenção dessa taxa é feita através da equação:

$$\text{Fator de Capacidade (\%)} = \frac{\text{Energia Produzida (MWh)}}{\text{Potencia Instalada (MW)} \times \text{Período(h)}} \times 100$$

O resultado dessa equação pode ser interpretado como o percentual de tempo, do período considerado, no qual o parque eólico operou em plena carga, ou o percentual da potência gerada em razão da potência instalada.

Pinto (2013, p.108) considera que, geralmente, o Fator de Capacidade de uma turbina varia na faixa de 40% a 50%. Valores maiores representam uma máxima produção de potência. Para que essa máxima produção seja alcançada, é fundamental que a turbina eólica esteja o máximo possível de tempo disponível para gerar e que o vento enteja numa faixa de velocidade aceitável, ou no mínimo, acima da velocidade de conexão do aerogerador com a rede, do contrário, não haverá êxito.

Quanto a Disponibilidade, do inglês *Availability,* segundo Kardec (2012, p.130), é a capacidade de um item estar em condições de executar uma certa função em um dado instante ou durante um certo intervalo de tempo. Este indicador é composto pelo tempo médio entre falhas e o tempo médio para reparos. O termo "disponibilidade" é usado como medida de desempenho da Disponibilidade (ABNT - NBR 5462). Considera-se a Disponibilidade como sendo de classe mundial quando maior ou igual 90%. No entanto, para aerogeradores, essa taxa pode ser a partir de 95%. A Disponibilidade, de acordo com Kardec (2012, p.130 e 131), pode ser classificada em três tipos: Disponibilidade Inerente, Disponibilidade Técnica e Disponibilidade Operacional. O que as diferem umas das outras são os tempos considerados como perdas. Todavia, a Disponibilidade Operacional representa a avaliação mais real da disponibilidade, ou seja, aquela que de fato interessa a empresa. Sua fórmula é expressa como:

$$\text{Disponibilidade} = \frac{\text{TMEF}}{\text{TMEF} \times \text{TMPR}} \times 100$$

O Tempo Médio entre Falhas (TMEF) ou inglês MTBF (*Mean Time Beetwen Failure*), é uma medida básica de confiabilidade de itens reparáveis, em geral, se refere à média de uma população. Também pode ser interpretada como o tempo médio de visita para intervenção em falhas ou quebras. Sua equação é:

$$TMEF = \frac{Horas\ programadas\ para\ produção\ (h)}{Número\ de\ paradas + 1}$$

O Tempo Médio Para Reparar (TMPR) ou inglês MTTR (*Mean Time To Repair*) é outra varável componente da Disponibilidade. O TMPR leva em conta os tempos de esperas, atrasos, deslocamentos e das manutenções, ou simplesmente o tempo médio que a equipe de O&M demanda para recuperar às condições de operação da máquina, exceto da manutenção preventiva, inclusa como assistência pós-venda. Essa taxa pode ser obtida através da seguinte fórmula:

$$TMPR = \frac{Tempo\ Total\ de\ Paradas\ (h)}{Número\ de\ Paradas + 1}$$

Considerando a matriz da curva de potência (tabela 1.0) de uma turbina eólica de 2MW instalados, a qual relaciona a energia que se gera a uma velocidade instantânea do vento, e assumindo as fórmulas de Disponibilidade e Fator de Capacidade, é possível observar os números de um aerogerador em funcionamento e como esses indicadores interagem conforme simulador (figura 1.1).

(tabela 1.0 – Matriz de curva de potência)

Velocidade (m/s)	Potência (kW)
1	0,0
2	0,0
3	0,0
4	56,0
5	152,0
6	280,0
7	457,0
8	690,0
9	978,0
10	1296,0
11	1598,0
12	1818,0
13	1935,0
14	1980,0
15	1995,0

16	1999,0
17	2000,0

(fonte: o autor)

O simulador utilizado para observação e obtenção dos resultados é composto por todos os objetos reais relativos a uma turbina em funcionamento no período de trinta dias (figura 1.0).

(figura 1.0 – simulador de uma turbina eólica em funcionamento num período de 30 dias)

Turbina 2MW	Horas Planejadas para Produção (h/mês)	730	TMEF	730,000
	Número de ocorrências - mês	0	TMPR	0,000
	Tempo de total de paradas (h)	0:00:00	Disp (%)	**100,00**
	Tempo de total de operação (h)	730	Fc (%)	**100,00**
	Potência Total / mês (kW)	1460040,000	Fe (%)	**100,00**

(fonte: o autor)

No exemplo, o aerogerador está em uma situação ideal, com zero horas de parada, velocidade média do vento igual a velocidade nominal e máximo de produção.

Entretanto, para uma operação real, alguns parâmetros são alterados. No modelo a seguir (figura 1.1) serão acrescentadas algumas variações inerentes a geração eólica, como paradas por falha e alterações na velocidade do vento.

(figura 1.1 – simulador de uma turbina eólica em funcionamento num período de 30 dias em condições próximas da real)

Turbina 2MW		Horas Planejadas para Produção		730	TMEF	121,6
		Número de ocorrências - mês		5	TMPR	2,7
		Tempo de total de paradas (h)		16:10:00	Disp (%)	**97,8**
		Tempo de total de operação (h)		714	Fc (%)	**48,8**
		Potência Total / mês (kW)		712541,670	Fe (%)	**47,7**
Dia (24h)	Parada	Marcha	Tempo de parada	horas de operação	Velocidade do vento (m/s)	Potência Gerada média (kW)
Parada 1	14:05	15:35	1:30	23	11,0	36488,7
Parada 2	07:14	11:22	4:08	20	12,0	36724,8
Parada 3	06:34	09:12	2:38	22	10,0	28124,1

Parada 4	03:56	10:11	6:15	18	6,0	5063,5
Parada 5	13:04	14:43	1:39	23	4,0	1270,3

(fonte: o autor)

Nessa situação realística é possível observar que o TMEF, TMPR, Disp. e Fc foram impactados.

$$TMEF = \frac{730}{5+1} = \mathbf{121,6}$$

$$TMPR = \frac{16{,}6}{5+1} = \mathbf{2,7}$$

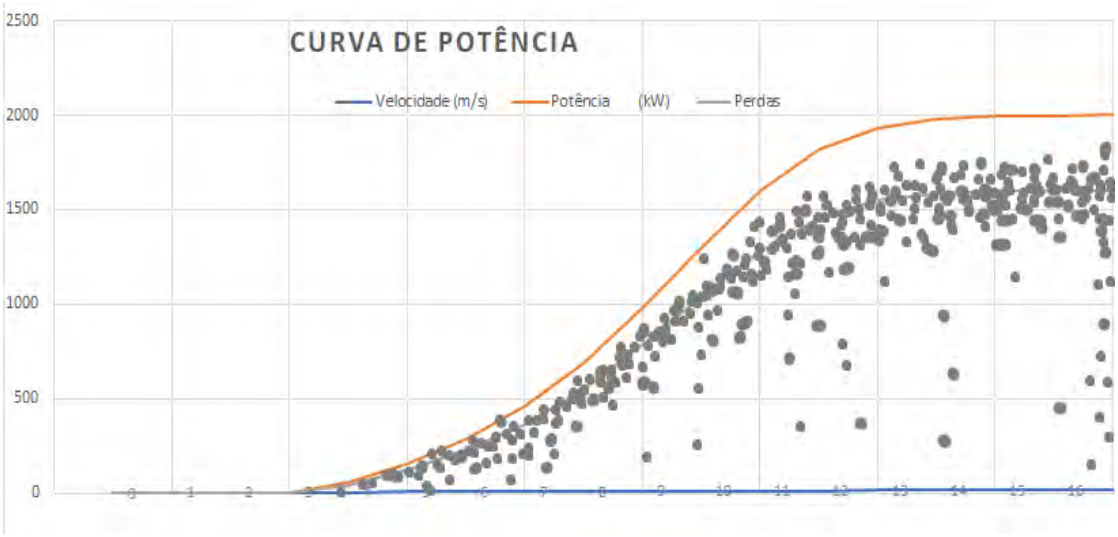
$$Disponibilidade = \frac{121{,}6}{121{,}6+2{,}7} \times 100 = \mathbf{97,8}\%$$

$$\text{Fator de Capacidade } (\%) = \frac{712{,}54\ (\text{MWh})}{2\ (\text{MW}) \times 730(\text{h/m})} = \mathbf{48,8}\%$$

Ressalte-se que TMEF, TMPR e Disponibilidade estão ligados à operação e manutenção e o Fc aos mesmos fatores, porém acrescido da característica variável do vento. Ou seja, com a velocidade média do vento de 9 m/s arbitrada nesse simulador e zero falha ao invés de cinco no período, o Fator de capacidade seria 49,84% ao invés de 48,80%.

No entanto, perdas por limitação de potência, impactam mais significativamente os resultados da produção, pois, quando a turbina pára por falha, há somente uma perda pontual, ao contrário da limitação de potência que é caracterizada pela perda contínua, ou seja, durante todo o período de geração de energia até que haja a intervenção, onde é possível observar na curva (gráfico 1.3) a característica, também progressiva da inconformidade, além da perda de aderência em 20% (perda variável estabelecida para o teste) em relação a curva nominal.

(gráfico 1.3 – Curva de Potência com limitação típica de produção)



(fonte: o autor)

Essas perdas ocorrem devido a falha na manutenção e operação do aerogerador, baixa correlação entre o vento medido e o incidente no rotor, ou seja, incertezas de medição, entre outros (Pedersen, T.F. et al, 2011). Mais especificamente, essas limitações que a máquina executa para sua autoproteção são causados pelo desalinhamento do sensor de direção do vento e por valores de temperatura em componentes eletrônicos, do óleo da caixa multiplicadora, do ambiente de nacele e cubo, etc., acima dos parametrizados como ideias e abaixo dos valores que provocam a parada do aerogerador.

Porém, o aerogerador mantém-se disponível, de modo que essa produção ineficiente não altera o Tempo Médio Entre Falhas e nem o Tempo Médio Para Reparo, conforme comparação entre a figura 1.1 e a figura 1.2 que apresentam os respectivos indicadores com taxas: MTBF → 121,6, MTTR → 2,7 e Disponibilidade → 97,83%. Mas com Fc reduzido para 38,26%. Em certos casos não se considera viável a parada da turbina para eliminar os defeitos causadores desses desvios, devido ao tempo necessário para as correções ou indisponibilidade de recursos humanos, o que implica em perdas cumulativas para a usina eólica.

(figura 1.2 – simulador de uma turbina eólica em funcionamento num período de 30 dias em condições próximas da real com limitação de potência)

	Horas Planejadas para Produção	730	TMEF	121,667
	Número de ocorrências - mês	5	TMPR	2,694

WTG 05 2MW		Tempo de total de paradas (h)		16:10:00	Disp (%)	**97,83**
		Tempo de total de operação (h)		714	Fc (%)	**38,26**
		Potência Total / mês (kW)		558659,624	Fe (%)	**37,44**
Dia (24h)	Parada	Marcha	Tempo de parada	horas de operação	Velocidade do vento (m/s)	Potência Gerada média (kW)
Dia 01	14:05	15:35	1:30	23	11,0	29191,0
Dia 02	07:14	11:22	4:08	20	12,0	29379,8
Dia 03	06:34	09:12	2:38	22	10,0	22499,3
Dia 04	03:56	10:11	6:15	18	6,0	4050,8
Dia 05	13:04	14:43	1:39	23	4,0	1016,2

(fonte: o autor)

O desenvolvimento de indicador que converge os resultados de Disponibilidade e Fator de Capacidade em uma única taxa, faz com que esses desvios na curva sejam cada vez menos frequentes e aceitos.

Segundo Viana (2016, p.89) a função manutenção complementa a função operação e as duas formam a função produção, e essa relação deve ser eficiente. A Taxa de Efetividade trate-se de um número adimensional que representa literalmente esse conceito, visto que se trata dos resultados conjuntos da manutenção e operação para o êxito da produção. O número resultante da sua equação varia de 0 a 100 e pode ser entendido como a capacidade de produção de um parque eólico, considerando as características do vento, tecnologia do aerogerador e a qualidade dos serviços de O&M.

Este novo indicador otimiza o tempo de decisão, permite uma visão global do processo e abre precedente para novas metas. A Taxa de Efetividade é calculada através da seguinte formula:

$$Taxa\ de\ Efetividade = \frac{Fator\ de\ Capacidade \times Disponibilidade}{100}$$

Considerando os cenários da figura 1.1 e da figura 1.2 respectivamente, as Taxas de Efetividades seriam:

$$Taxa\ de\ Efetividade^{1} = \frac{48{,}8 \times 97{,}8}{100} = \mathbf{47{,}7}$$

$$Taxa\ de\ Efetividade^{2} = \frac{38{,}3 \times 97{,}8}{100} = \mathbf{37{,}4}$$

Porém, considerando a Disponibilidade média aplicada em aerogeradores de 95% e Fator de Capacidade, conforme Pinto (2013, p.108), variando entre 40% a 50%, é inserido à formula os valores mínimos, no caso Fc → 40%, logo após, é feita a verificação da Taxa apontada como recomendada, consoante a equação abaixo:

$$Taxa\ de\ Efetividade = \frac{40 \times 95}{100} = 38$$

Desta forma, a Taxa de Efetividade (Te) pode ser considerada aceitável a partir do valor 38 ou reajustada conforme a previsões de velocidade de vento para o período, Disponibilidade ofertada em contrato e/ou avanço tecnológico na obtenção de energia do vento. Sendo essa taxa a ser alcançada pela operação e manutenção do parque eólico.

Atualmente, existem indicadores de O&M que envolvem unicamente a produção de um parque eólico, como por exemplo, a Disponibilidade Energética, que implica na entrega à companhia geradora da energia elétrica estimada para determinado potencial eólico. Esse é um indicador inovador e abrangente, mas deixa de analisar o desempenho especificamente da manutenção e qualidade de componentes, sendo assim, mais um KPI paralelo aos já aplicados. Desta maneira, a Taxa de Efetividade compreende indicadores que já são conhecidos pelos analistas de performance, o que facilita a absorção da filosofia do indicador na medição do processo produtivo.

CONCLUSÃO

A unificação do Fator de Capacidade com a Disponibilidade encerra os conflitos corporativos acerca das responsabilidades do resultado da geração, permite a otimização de tempo para o planejamento de novas diretrizes, bem como o tempo para tomada de decisões. O uso dos simuladores comprovou através da exposição panorâmica que as taxas interagem entre si, o que não faz sentido serem geridas por organizações distintas. O estabelecimento de uma Taxa de Efetividade aceitável de valor 38 delimita o mínimo a ser executado para que o processo produtivo seja eficaz. Sendo assim, a empresa responsável pela operação e manutenção deverá aprimorar seu plano de manutenção, seus métodos de execução e qualidade de peças sobressalentes, enquanto a empresa geradora dedicará seus esforços na gestão ambiental e social, redução de perdas e retrabalhos, melhorias em subestações e, em geral, no monitoramento das atividades em seus parques eólicos, tornando o processo produtivo excelente e sustentável para todos os envolvidos diretos e indiretos.

REFERENCIAS

ABDI - **Atualização do Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil** – Brasília, DF, 2018

Análise de Desempenho de Parque Eólico Utilizando Tecnologia LiDAR

Disponivel em < http://www2.ctee.com.br/brazilwindpower/2015/papers/Daniel

Faro.pdf > Acesso em 09 de abril de 2020

Aspectos Técnicos da Energia Eólica. Centro de Tecnologia do Gás e Energias Renováveis – CTGÁS -ER. Natal – RN, 2012

D'addario, Miguel. **ENERGIA EOLICA:** ***Funcionamiento, dimensionado y costes***. -1ª ed – *Spanish Edition*: Sefe Creative, 2016

Fadigas, Elaine A. Faria Amaral. **Energia Eólica** / Elaine A. Faria Amaral Fadigas. – Barueri, SP: Manole, 2011.

Kardec, Alan. **Manutenção – Função estratégica** / Alan Kardec, Júlio Nascif. – 4ª ed. – Rio de Janeiro: Qualitymark Editora, 2019.

NBR 5462 – ABNT Catalogo
Disponível em: < www.abntcatalogo.com.br › norma > Acesso em 31 de janeiro de 2020

OEE Classe Mundial
Disponível em: < https://www.oee.com.br/oee-classe-mundial/ > Acesso em 31 de janeiro de 2020

Pedersen, T.F. et al, **Advancements in Wind Energy Metrology**, Risoe DTU National Laboratory for Sustainable Energy, 2011

Pinto, Milton de oliveira. **Fundamentos de energia eólica** / Milton de oliveira Pinto. – Rio de Janeiro: LTC, 2013

Qualidade de energia com as mudanças na estrutura do produtor e consumidor O caso da Europa Central
Autores: Dr. Roberto Schulze, Roland Bürger, Jürgen Blum
Email: roberto.schulze@ritz-international.com; roland.buerger@ritz-international.com; juergen.blum@a-eberle.de
SECUBRASIL / A.EBERLE / RITZ Instrument Transformers GmbH
Alemanha
3.0 O&M

RESUMO

A mudança na estrutura de produtores e consumidores das redes elétricas da Europa Central está em pleno andamento. Grandes usinas de energia, que representam uma geração centralizada de energia elétrica, estão sendo gradualmente substituídas por numerosos, mas menores, produtores descentralizados, como eólica, energia ou usinas fotovoltaicas. Eles geralmente alimentam as redes de média e baixa tensão existentes com a assistência de componentes eletrônicos de potência.
Por outro lado, há um número crescente de consumidores no mercado que também usam elementos eletrônicos de potência como parte de suas melhorias de eficiência energética. Sua propriedade não linear é a principal causa dos componentes de sinal de tensão e corrente de alta frequência nas redes de energia elétrica. Esse desenvolvimento resultou em um sistema complexo com fluxos de carga voláteis e mudança de direção do fluxo de carga. Além disso, devido à separação legal de geração, transmissão e distribuição prescrita, o produto de energia elétrica está sendo cada vez mais transferido e cobrado entre os vários participantes do mercado. Isso significa que, antes de chegar ao consumidor final, a eletricidade pode ter sido produzida por vários participantes do mercado e até entregue várias vezes.
Essa estrutura requer numerosos pontos de transferência e assentamento, que são pontos nevrálgicos no que diz respeito à garantia da qualidade da tensão.

The change in the producer and consumer structure of the Central European power grids is in full swing. Large power plants, which represent a centralized generation of electrical energy, are gradually being replaced by numerous, but smaller, decentralized producers such as wind, energy or photovoltaic plants. These usually feed into the existing medium-voltage and low-voltage grids with the assistance of power electronic components.
On the other hand, there is an increasing number of consumers on the market who also use power electronic elements as part of their energy efficiency improvements. Their non-linear property is the main cause of higher-frequency voltage and currentsignal components in electrical power networks.
This development resulted in a complex system with volatile load flows and changing load flow directions. In addition, due to the legally prescribed unbundling of generation, transmission and distribution, the electrical energy product is increasingly being transferred and charged between the various market participants. This means that before it reaches the end customer, the electricity may have been produced by various market participants and even delivered several times.
This structure requires numerous transfer and settlement points, which are neuralgic points with regard to guaranteeing the quality of the voltage.

PALAVRAS CHAVE
Efeito da Geração Distribuída na Rede Elétrica; Qualidade de Energia; Fontes Renováveis; Redes Públicas; Cadeia de Medição Relevante, Harmônicos de Tensão

DESENVOLVIMENTO

Efeitos nas redes de energia elétrica

Devido ao uso maciço de eletrônica de potência em usinas de geração descentralizada e ao deslocamento de cargas ôhmicas por componentes eletrônicos de potência, a parcela de reações perturbadoras da rede, como cintilação e harmônicas, aumentou bastante nos últimos anos. Assim, as frequências do relógio da eletrônica de potência das turbinas eólicas são de aprox. 2-4 kHz, com inversores solares, dependendo da classe de potência de até 20 kHz.

A garantia da qualidade da energia no ponto de transferência é regulada com precisão em vários padrões (DIN EN 50160, VDE-AR-N 4120, IEC 61400-21 etc.) no lado do gerador e consumidor, assim como no lado da rede de distribuição e forma a base do contrato de conexão à rede. Para determinar o nível harmônico e o fator THD (fator de distorção harmônica total), são necessários os chamados dispositivos de medição da qualidade de energia (PQ). Eles determinam as características da qualidade da energia elétrica a partir dos sinais de tensão e corrente medidos. Além disso, esses dispositivos podem ser muito úteis para análise de falhas. Eles são capazes de identificar harmônicos que interferem nos componentes eletrônicos e podem reduzir significativamente sua vida útil.

Além disso, toda rede de energia elétrica possui ressonâncias paralelas e em série que se alternam com o aumento da frequência, começando com uma ressonância paralela. As oscilações harmônicas podem estimular essas ressonâncias, o que pode levar a danos consideráveis. Com base na experiência prática, pode-se estimar que os fenômenos mencionados acima ocorrerão cada vez mais no futuro.
Uma razão importante para isso é a redução das cargas ôhmicas, ou seja, os elementos de amortecimento.
A ocorrência mais frequente de componentes de sinais de tensão e corrente de alta frequência com amplitudes maiores também é a causa dos fenômenos de ressonância. Segundo a experiência, as frequências de ressonância de uma rede MV são significativamente mais baixas do que em uma rede de baixa tensão. Consequentemente, essas resistências já podem ser excitadas por harmônicos de baixa ordem. Tais interrupções podem causar custos extremamente altos, especialmente no caso de plantas industriais intensivas em termos financeiros.
Um comportamento de transmissão definido dos transformadores de corrente e tensão instalados é um requisito básico para solucionar problemas e monitorar os valores-limite. Além disso, apenas medições confiáveis para fornecedores e consumidores são a base para defender ou reivindicar reivindicações de responsabilidades

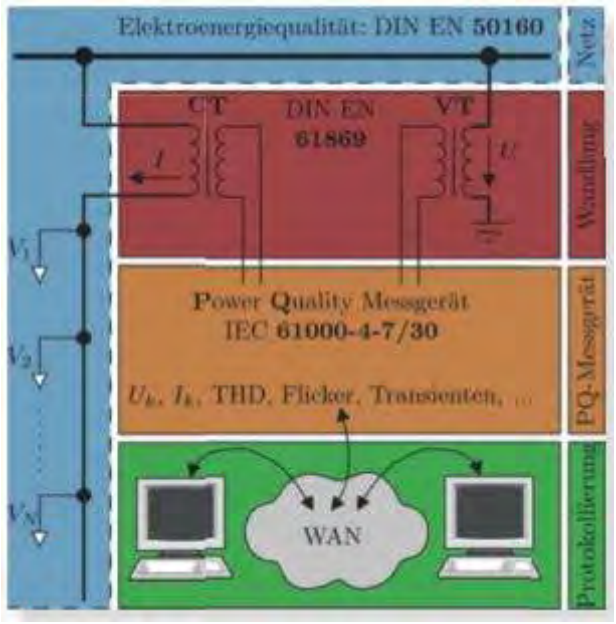


Figura 1: Cadeia de medição relevante para medições de Qualidade de Energia

Medição da qualidade da energia elétrica

A nova estrutura de produtores e consumidores traz consigo um enorme aumento na necessidade de medidas de monitoramento das condições da rede, em particular dos sistemas de monitoramento de QP. Atualmente, existem dispositivos no mercado que registram componentes de tensão e corrente de alta frequência até 20 kHz. Um objetivo das medições de QP é o monitoramento das características da tensão nas redes públicas de energia elétrica especificadas na norma EN 50160 (em particular as harmônicas). O eletrodo mostrado na Fig. 1 é relevante para essas análises.

Figura 2: Análise Espectral usando FFT (0 – 20 kHz

Cadeia de medição relevante para medições de qualidade de energia

Em princípio, os instrumentos de medição padrão devem fornecer dados que sejam legalmente compatíveis e rastreáveis. Portanto, o padrão IEC 61000-4-30 para instrumentos de medição Classe A descreve completamente a agregação e precisão dos dados de medição. O fabricante tem apenas alguns graus de liberdade e os dados de medição de diferentes fabricantes podem, portanto, ser comparados. A precisão das entradas de medição devem estar em <0,1%, enquanto a de medição harmônica deve estar em <5%. Exemplo: Se o valor real for 49 e se o desvio do instrumento de medição não for maior que +/-0,0075%, o desvio do instrumento de medição nesse caso não deve exceder +/- 0,15%.

Transformadores de medição - o elo entre a rede elétrica e o dispositivo de medição de qualidade de energia

O elo entre o medidor PQ e a rede elétrica é a conversão dos sinais de corrente e tensão de acordo com o eletrodo da Fig. 1. No entanto, os transformadores de corrente e tensão convencionais são frequentemente usados aqui sem hesitação, que são testados e aprovados apenas de acordo com o eletrodo. conforme IEC 61869, ou seja, para operação em frequência nominal. Este padrão não trata do comportamento de transferência de frequência de transdutores em harmônicos de ordem superior. Consequentemente, a dependência de frequência da taxa de transmissão ainda não foi levada em consideração.

Na prática, essa conexão é frequentemente ignorada e o testador de parede é aceito como o transformador ideal e integrado à cadeia de medição. No entanto, esse procedimento envolve grande incerteza, pois informações precisas sobre a taxa de transmissão dependente da frequência só podem ser obtidas por medições especiais.

A Figura 2 também ilustra isso. Ele mostra o resultado de uma análise espectral (0 - 20 kHz) dos sinais de tensão e corrente em uma rede de média tensão de 20 kV. Duas turbinas eólicas de diferentes fabricantes estão conectadas a essa rede.

A WEA 1 tem um clock de 2,5 kHz e gera bandas laterais correspondentes. WEA 2 mostra reações em aprox. 4 kHz.

Na avaliação, agora parece que o WEA 2 emite níveis de interferência muito mais baixos na rede elétrica. Como neste caso a medição foi realizada com conversores MS convencionais, deve ser assumida uma falsificação dos sinais secundários na faixa de frequência de 4 kHz. Não é mais possível tirar conclusões sobre a altura real dos componentes espectrais nessa faixa.

Mesmo uma correção dos valores medidos com base no comportamento de transmissão de frequência de um transdutor geralmente não é possível, uma vez que cada transdutor possui um comportamento específico de transmissão de frequência. Isso também pode ser influenciado pelos dispositivos conectados. Ninguém fará o possível para ter um transformador de tensão existente, juntamente com todos os dispositivos conectados, testados em laboratório em relação à frequência e ao comportamento de transporte. Já existem valores-limite para harmônicos de até 9 kHz para turbinas eólicas e todos os outros sistemas de alimentação na rede de baixa e média tensão

Os métodos de cálculo para harmônicos de tensão e corrente são descritos na norma IEC 61000-4-7. Na faixa de frequência 2 - 9 kHz, as bandas de 200 Hz do cálculo da FFT são combinadas. A frequência média da respectiva banda é indicada em cada caso.
No exemplo da Fig. 3, todas as linhas espectrais de 5 Hz de 2.405 Hz a 2.600 Hz são combinadas na faixa de frequência "2,5 kHz". Para cada entrada de tensão e corrente, existem 35 bandas de frequência na faixa de 2 - 9 kHz, que são monitoradas permanentemente pelos instrumentos de medição de qualidade de energia.

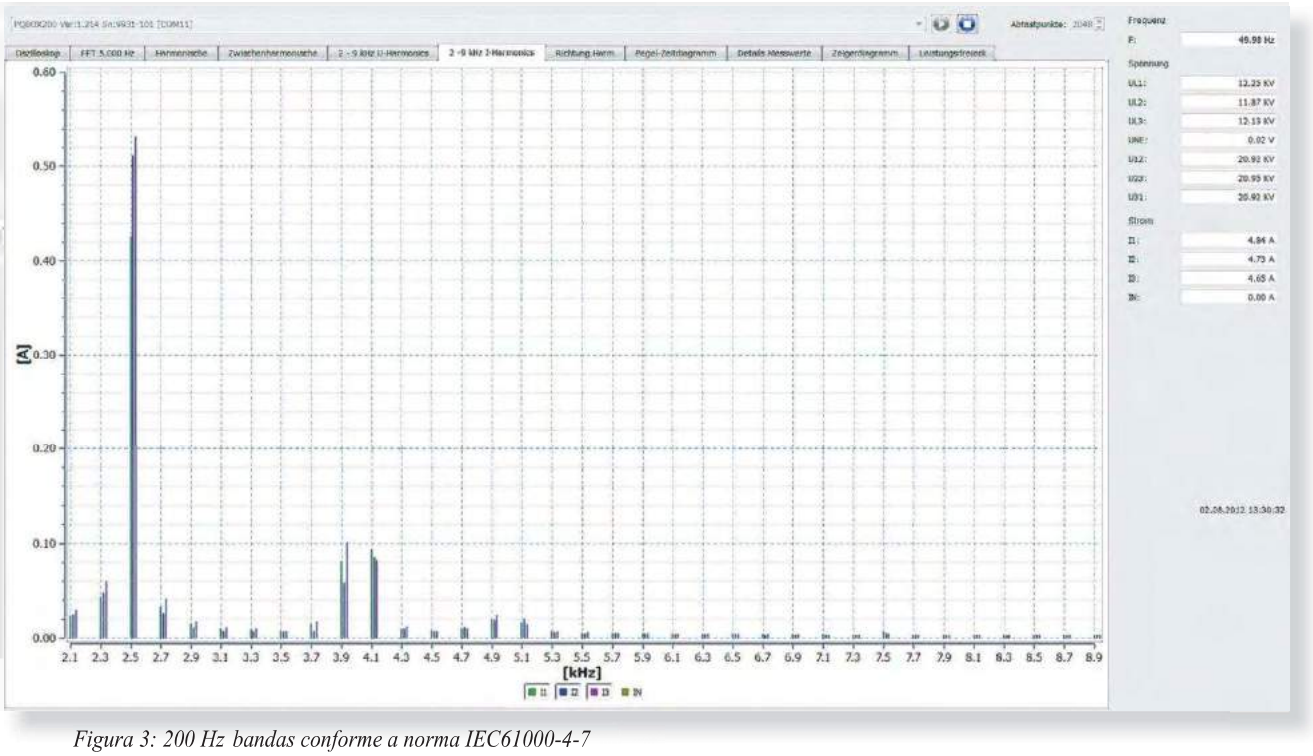


Figura 3: 200 Hz bandas conforme a norma IEC61000-4-7

Em função da frequência de clock

Além da frequência de clock, muitos outros componentes de frequência são formados na rede elétrica. Essas bandas laterais são impressionantemente reconhecíveis na figura 4.
A fórmula a seguir descreve o fenômeno:

$f_\mu = n \cdot f_T \pm 2n \cdot f_1$

f_μ = Frequência da rede n = multiplicador (1; 2; 3)

f_T = Frequência de clock da eletrônica de potência

f_1 = Frequência da rede básica de oscilação (50Hz)

A freqüência de clock do inversor, muitas outras bandas laterais e múltiplos da freqüência de clock podem ser vistas nos resultados da medição de A. Eberle na Fig. 4 na corrente elétrica e também na tensão da rede elétrica. No exemplo, as seguintes bandas laterais e múltiplos da freqüência de clock são formadas.
Frequência de clock da eletrônica de potência = 4,5 kHz
n (2; 3; 4) multiplicador = 9 kHz; 13,5 kHz; 18 kHz …
Frequência das bandas laterais = +/- 100 Hz; +/- 200 Hz …

Por exemplo, um sistema com uma frequência de clock de 4,5 kHz gera outras linhas espectrais a 9 kHz e 13,5 kHz, incluindo as respectivas bandas laterais, como um efeito de feedback na rede.

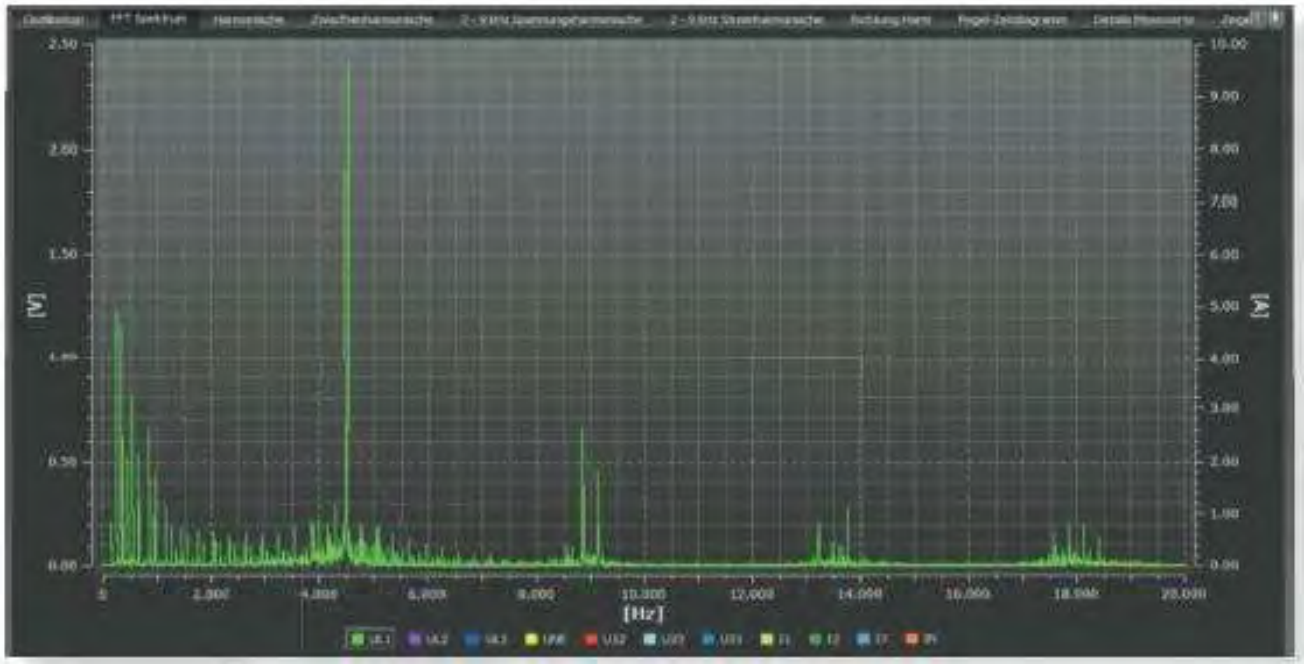


Figura 4: Espectrograma com freqüência de clock claramente reconhecível, bandas laterais e múltiplos da freqüência de clock

Por exemplo, um componente de tensão de 1,8 kHz medido com o conversor de tensão “VT 3” seria simplesmente transmitido incorretamente à entrada do dispositivo de medição PQ. Essa característica do transdutor significa que a verificação das características exigidas na EN 50160 com "VT 3" não é confiável. No comportamento de transmissão de frequência, existem áreas com forte atenuação ou alta amplificação. Como resultado, a qualidade da tensão não pode ser controlada adequadamente.
Para medições de acordo com a parte informativa da DIN EN 61000-4-7, todos os transformadores de tensão VT 1 - 3 convencionais são inadmissíveis. O conversor de banda larga VT 4 é especialmente otimizado para esses fins de medição e permite que parâmetros confiáveis de QP sejam calculados por um dispositivo de medição apropriado na faixa de frequência de até 9 kHz.
Para medições acima de 9 kHz, a RITZ oferece um divisor ôhmico de alta precisão (GSER 16), usado, por exemplo, em conjunto com analisadores de potência em bancos de teste de motores. Atualmente, o GSER 16 pode ser usado até 150 kHz. A versão atual DIN EN 61000-4-30: 2016-01 também lida em sua parte informativa com medições de frequência de até 150 kHz.

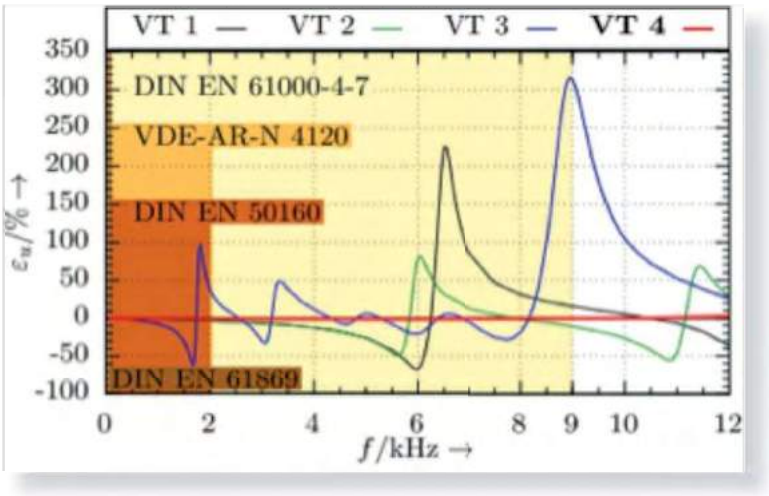


Figura 5: Erros de transmissão convencionais (VT 1-3) e um conversor de tensão otimizado (VT 4); Intervalos de frequência relevantes de alguns padrões

CONCLUSÃO

A especialidade em tecnologia de medição e controle elétrico da A. Eberle, de Nuremberg, reagiu aos requisitos para a tecnologia de medição já há vários anos. Os analisadores PQ instalados permanentemente podem medir frequências de até 20 kHz na rede elétrica, os dispositivos de medição móveis até 1 MHz. Isso é muito mais do que os padrões de qualidade de tensão exigem atualmente, mas é um pré-requisito para poder detectar todas as falhas com segurança.
A recuperação de energia com a integração de usinas de geração regenerativa e o aumento significativo do uso associado de eletrônicos de potência por parte dos produtores e consumidores descentralizados afetaram consideravelmente as redes de energia elétrica da Europa Central.
O número de perturbações perturbadoras da rede, como cintilação e harmônicas, aumentou bastante nos últimos anos. Sistemas completos que consistem em dispositivos de medição PQ e conversores de banda larga estão em demanda. Com esses sistemas, as características da qualidade da energia elétrica podem ser determinadas com segurança e as causas podem ser identificadas e localizadas dentro da estrutura da análise de perturbações.
A. Eberle e RITZ Instrument Transformers GmbH reconheceram os sinais dos tempos desde o início. O curso foi definido para o desenvolvimento de soluções de alto desempenho.

Brazil Windpower Papers

19 e 20 de Outubro de 2020

CATEGORIA 5

BENEFÍCIOS AMBIENTAIS, SOCIAIS E ECONÔMICOS DA FONTE EÓLICA

ISBN: 978-65-993279-0-2
CBL
9 786599 327902

LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE USINAS DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL: VISÃO SOB UMA NOVA PERSPECTIVA

Thiago Awad Prudente [1]

Pedro Leoni [2]

RESUMO

A energia eólica onshore é a principal fonte em expansão para geração de energia elétrica no Brasil. Ainda está em discussão a migração desta tecnologia para o mar - geração offshore, pois no Brasil ainda não existem marcos regulatórios no qual apoiem os órgãos licenciadores em seus processos ou incentive o crescimento do mercado regional. No entanto, com a experiência do licenciamento ambiental offshore para empreendimentos flutuantes de óleo e gás, e o conhecimento das experiências dos principais países no qual dominam esta fonte de geração, a inserção destas usinas a longo prazo no Brasil já estão anunciadas, com três projetos em andamento no IBAMA. Como os impactos ambientais possuem dimensão ainda desconhecida, necessita-se do apoio de diversos Órgãos para minimização, mitigação e controle dos impactos gerados. Após análise das normativas aplicáveis no país e no mundo, este trabalho sugere um direcionamento para o licenciamento ambiental a atividade em questão. Ainda, para viabilidade técnica, econômica e comercial da geração offshore, é fundamental a elaboração de diretrizes com definição de áreas potenciais e exploráveis no mar territorial e ZEE brasileira.

Palavras-chave: *Energia eólica; offshore; licenciamento ambiental; impactos ambientais.*

ABSTRACT

Onshore wind power is the main source of expansion for power generation in Brazil. It is still under discussion about the use of this technology for offshore generation, in Brazil there are still no regulatory frameworks that do not support the licensing agencies in their processes or incentive to the regional market growth. Offshore wind generation is still under discussion for the regularization of these projects, since in Brazil there are no regulatory frameworks to support the licensing agencies in their processes or to encourage the growth of the regional market. However, with the experience of offshore environmental licensing for floating oil and gas projects and the knowledge of the experiences of the main countries where this source of generation dominates, the insertion of these plants in Brazil in the long term, with three projects, is already announced ongoing at IBAMA. As environmental impacts are still unknown, support from various agencies is required to minimize, mitigate and control the impacts generated. After analyzing the applicable regulations in the country and in the world, we suggest guidance for the environmental licensing of the activity in question. Still, to optimize the invested resources, it is essential to elaborate a guideline with definition of potential and exploitable areas in the Brazilian territorial sea.

Keywords: *Windpower; offshore; environmental licensing; environmental impacts.*

[1] PRUDENTE, T. A. Engenheiro Ambiental e Sanitarista. Especialista em Energias Renováveis pela Universidade Salvador – UNIFACS. E-mail: awad.thiago@gmail.com;

[2] LEONI, P. Engenheiro Eletricista. Especialista em SEP pelo SENAI/CIMATEC. Mestrando em Energias Renováveis pela Universidade Salvador. E-mail: pedroleoni@hotmail.com;

INTRODUÇÃO

A energia elétrica tornou-se um recurso essencial no mundo contemporâneo, onde qualquer interferência em sua geração, transmissão e distribuição ocasiona consequências negativas para a sociedade e economia (PRUDENTE; ANJOS, 2019). A geração desse tipo de energia cresce em uma maior escala em relação ao seu consumo, em função da maior utilização de equipamentos elétricos, logo existe a demanda do crescimento na geração, transmissão e distribuição (BARDELIN, 2004).

Ao contrário do Brasil, a matriz elétrica do mundo é de origem predominantemente fóssil, com carvão e derivados de petróleo, segundo Calijuri e Cunha (2013). Portanto, é notório o esforço dos governos no incentivo de novas fontes para reduzir a dependência sobre os combustíveis fósseis, de maior impacto ambiental. Neste contexto, as usinas eólicas offshore já estão bem difundidas em alguns países da Europa, com ambiente regulatório consolidado.

As zonas marítimas (offshore) são as áreas com maior potencial para geração de energia eólica. Segundo Hinrichs, Kleinbach e Reis (2014), tais lugares possuem a vantagem de apresentar maiores velocidades e constância de ventos, devido a baixa rugosidade da superfície. Porém, diferente das eólicas com tecnologia onshore, posicionadas em ambiente terrestre, as instalações offshore ainda possuem elevados custos, devido a fundação, proteção contra corrosão e tecnologia de transmissão submersa e flutuante; aspectos relacionados a infraestrutura em ambiente pouco explorado no Brasil.

A superfície marítima, de baixa rugosidade, possibilita maiores uniformidades e velocidades de ventos para utilização da energia éolica como fonte de eletricidade, elevando sua capacidade de geração. Ou seja, esse atrativo permite um maior fator de capacidade nas turbinas eólicas (EPE, 2019). Ainda segundo a EPE, a tendência de mercado para 2020 será a comercialização de turbinas com potência unitária maior do que 10 MW para geração offshore, quando para geração onshore encontram-se em torno de 2 MW.

Embora os ventos sejam considerados uma fonte renovável e limpa de energia, bem como constituam alternativa mais sustentável quando comparados aos combustíveis fósseis, seu aproveitamento energético não está completamente livre de impactos ambientais. A exemplo da geração éolica offshore, a imprecisão da dimensão dos impactos na biota marinha demonstra a necessidade de marcos regulatórios para apoio ao processo de licenciamento ambiental. Neste sentido, é fundamental a regulamentação de diretrizes para a avaliação de impactos ambientais, no qual abrange o licenciamento.

No cenário global, além do ambiente regulatório consolidado, a Europa possui o maior parque de geração de eólicas offshore e domínio de uso desta tecnologia. Ou seja, segundo a GWEC (2018) e *Renewable Power Gerenation Costs in 2018* (IRENA, 2019), capacidade instalada mundial em 2001 era de 23 GW, chegando em 490 GW em 2018, um crescimento médio superior a 140% ao ano. Mesmo que ainda não existam estimativas seguras quanto ao potencial de geração offshore no Brasil, já existem projetos em andamento para geração elétrica por usinas eólicas offshore, tanto por parte do Governo quanto pelo setor privado.

Além do elevado custo de implantação para usinas eólicas offshore, o caráter estacionário do segmento no Brasil, justifica-se pelo incentivo (desde o PROINFA) e avanço das centrais eólicas onshore. A capacidade instalada de Usinas de Energia Eólica – UEEs no Brasil está em 15 GW (ABEEólica, 2019; BIG – ANEEL, 2019), mas 128 GW abaixo do mapeado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001). Logo, Guimarães (2019) cita este como a principal causa para o para a inércia da tecnologia offshore no país, ou seja, devido ao potencial de área inexplorada com tecnologia já difundida, a onshore.

Nesta perspectiva, estudos e diretrizes legais para regulamentação e licenciamento de empreendimentos offshore para geração de energia elétrica por fonte eólica avançaram pouco no país. No entanto, as experiências e estudos envolvendo o licenciamento ambiental para autorização de exploração dos recursos naturais em seu mar territorial, a exemplo do petróleo e gás natural, deverão ser usadas.

Sendo assim, esse artigo tem como objetivo principal apresentar as perspectivas de licenciamento ambiental para geração de energia elétrica por fonte eólica offshore e o avanço desta tecnologia no Brasil. Isso se verifica, seja na explanação dos principais marcos regulatórios envolvendo atividades em zona da união, seja nos processos avaliativos das criticidades dos impactos ambientais.

METODOLOGIA

A estratégia adotada para esta pesquisa resume-se em quatro etapas, são elas: (I) pesquisa bibliográfica e documental; (II) aquisição de dados; (III) pesquisas em campo – eventos ligados ao tema; (IV) discussão dos dados coletados nas fases anteriores.

Para desenvolver as etapas citadas acima, (I) foram utilizados dados secundários obtidos por meio de pesquisas em: artigos; dados quantitativos publicados e disponibilizados na internet, Estudos de Impacto Ambiental e Relatórios de Impacto Ambiental de projetos de UEEs

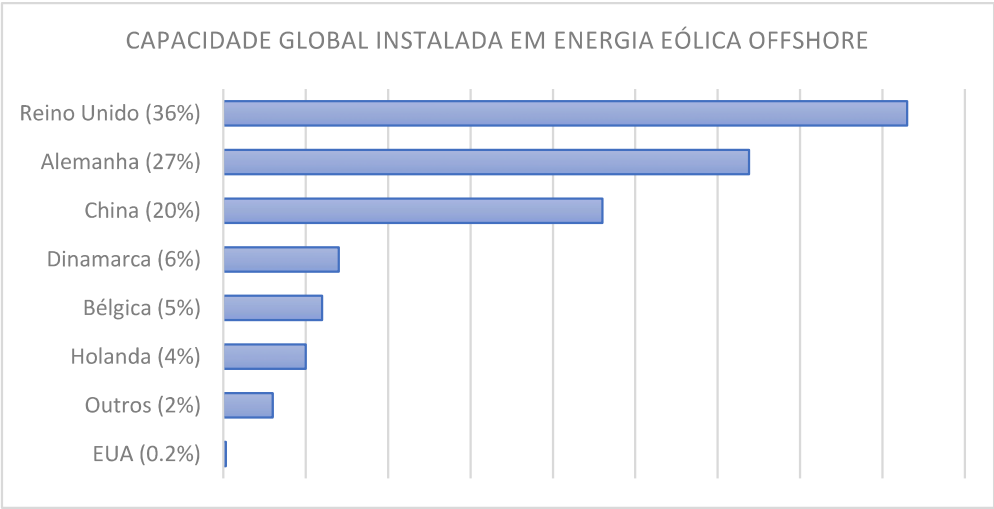
offshore consolidados na Europa; e projetos de lei em andamento para regulamentação dessa tecnologia no Brasil. Ainda, (II) coletou-se informações de sites oficiais dos órgãos: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL; Empresa de Pesquisa Energética – EPE; Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis; Ministério do Meio Ambiente – MMA; Ministério de Minas e Energia – MME; Marinha do Brasil; Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica; International Renewable Energy Agency – IRENA; e International Energy Agency (IEA).

Para um maior fundamento, com foco nas discussões atuais, (III) analisou-se artigos, resumos expandidos e apresentações publicadas em eventos científicos do ramo, a exemplo do *Brazil Wind Power (2019)*, Workshop Internacional de AIA em Complexos Eólicos Offshore (2019) e I Seminário Internacional de Licenciamento Ambiental Offshore (2018).

ENERGIA EÓLICA OFFSHORE – CENÁRIOS

O mercado eólico offshore, devido a extinção de áreas potenciais, vem crescendo significativamente desde 2010 (IRENA, 2019). Com o acréscimo de 30% de capacidade instalada em 2017, em relação a 2016, atingindo recorde de maior crescimento no segmento (Santiso et al., 2019), segundo o Renewable Power Generations Costs (IRENA, 2019), instalações globais de energia eólica offshore em 2018 totalizaram mais 4,5 GW de potência instalada, concentrando-se no Reino Unido, Alemanha e China (figura 1). Além disso, existe implantação programada para a América do Norte e a Oceania.

Figura 1. Capacidade instalada offshore para geração elétrica no mundo.



(IRENA, 2019; PIRIA, MAGOSCH, ECKARDT, 2019. Alterado pelo autor)

O Brasil possui suas particularidades bem definidas em relação à geração elétrica por fontes renováveis, seja em regulação seja em tecnologia. Porém, em busca do acompanhamento de avanços tecnológicos no cenário global, projetos pilotos para geração de energia eólica em ambiente marítimo estão sendo desenvolvidos no país. No entanto, a inserção desta nova tecnologia na matriz elétrica brasileira demanda uma regulamentação jurídica para implantação e uso do potencial de ventos marítimos (Guimarães, 2019).

Neste contexto, o regime regulatório no qual é responsável pela promoção do setor, descentralização do mercado e pela captação de recursos (Santiso et al. 2019; Ferreira; Jesus, 2016), deve ser bem dimensionado a fim de diminuir o tempo de adaptação do mercado, ampliar os impactos positivos do segmento, minimizar e compensar os impactos negativos sobre os setores envolvidos. Sendo assim, buscar experiências internacionais no tema é fundamental para garantia da eficiência desta nova fonte de geração elétrica no país.

Experiências internacionais em UEEs offshore

Os instrumentos jurídicos disponíveis no direito internacional para gerenciar os recursos naturais e proteger o ambiente das instalações de aerogeradores no mar com maior base consolidada pertence ao Reino Unido e Dinamarca, ambos possuem o pioneirismo e o maior número de usinas instaladas.

Segundo a EPE (2018), além de outras iniciativas com o objetivo de reduzir o custo da energia eólica offshore a preços competitivos com a energia convencional na Europa até 2020, empresas especializadas em operação offshore (flutuantes) de óleo e gás, investem em empreendimentos eólicos offshore.

Além disso, 40% do crescimento da potência instalada em 2018 em offshore pertence a China, sendo o país destaque no ano em avanço da tecnologia. Neste contexto, é fundamental iniciar os projetos eólicos offshore brasileiro do ponto atual no qual se encontram as potencias citadas.

i. Reino Unido

Cenário Atual

Segundo o The Crown Estate – TCE (2019), o Reino Unido possui o maior parque de geração eólica offshore, em número de aerogeradores e de maior capacidade instalada – 8 GW,

o equivalente a 36% do total (TCE, 2019; IRENA, 2019). Devido a suas metas ambiciosas, ao procedimento de consentimento relativamente mais simples e excelente potencial eólico offshore, este mercado tem sido impulsionado a cada ano (Santiso et al., 2019; apud Mani; Dhingra, 2013). Ainda, segundo o TCE, espera-se um investimento no mercado britânico de até 18 bilhões de libras em 2021, tornando a offshore responsável por 30% da matriz elétrica britânica no ano 2030.

Marco Regulatório e Licenciamento Ambiental

Segundo Santiso et al. (2019) e Guimarães (2019), a coroa britânica (TCE) é proprietária da maior parcela do mar territorial - distância máxima de 20 quilômetros (km) da costa. Ainda, o TCE possui o direito de explorar o potencial eólico das águas da zona econômica exclusiva – ZEE, concedido pelo Energy Act 2004, no qual localiza-se entre 20 e 300 km. Dessa forma, a TCE possui o direito de conceder arrendamentos ou licenças para este tipo de tecnologia (Mani; Dhingra, 2013).

O Energy Act 2004 regula a aplicação da lei penal e da lei civil às instalações eólicas offshore, bem como o procedimento licitatório, autorização de geração de eletricidade, estabelecimento de áreas de segurança ao redor das instalações e atividades nas áreas, e direitos e deveres à navegação e aviação civil.

No Reino Unido, o desenvolvedor do projeto deve realizar uma série de estudos técnicos e ambientais, de forma a obter autorizações (statutory consents) para implantação e operação da UEE (Guimarães, 2019). O licenciamento garante ao solicitante a opção de desenvolver um projeto em uma determinada área do subsolo marinho.

Neste sentido, os estudos realizados devem conter, os detalhes do projeto, o Estudo de Impacto Ambiental - EIA, documentação que comprove as consultas às partes interessadas e identificação de possíveis entraves à viabilização do projeto e quais soluções podem ser adotadas. No entanto, de acordo com a Town and Country Planning Regulation 2011, o EIA não é obrigatório para usinas eólicas offshore, somente em projetos com impactos ambientais desconhecidos e/ou alto potencial poluidor.

Ainda assim, o tempo médio dos projetos pelo Órgão regulador, submetidos ao licenciamento ambiental, está em torno de 18 meses de análise, tornando este processo complexo o mais célere possível (Salvador; Gimeno; Larruga, 2018).

ii. Alemanha

Cenário Atual

Segundo Guimarães (2019) e GWEC (2018), apoiado na decisão de encerrar suas atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica até 2022, o país definiu que até o ano 2050 aproximadamente 80% de sua matriz elétrica seria renovável. Neste contexto, a Alemanha, que passou a explorar o potencial eólico offshore em razão da indisponibilidade de áreas onshore propícias a instalações de usinas (Guimarães, 2019), atualmente possui o segundo maior parque de geração offshore do mundo, com 6,38 GW instalados (27%) – atrás somente do Reino Unido. Ainda segundo Guimarães (2019), metas intermediárias também foram definidas na Lei Alemã de Energia Eólica Offshore (WindSeeG), desejando alcançar até 2020 7,7 GW de capacidade instalada, e 15 GW até 2030.

Marco Regulatório e Licenciamento Ambiental

O país em 2016 sancionou a Lei da Energia Eólica Offshore, na qual entrou em vigor em janeiro de 2017. Além disso, a Agência reguladora Alemã e a Agência Federal de Preservação do Meio Ambiente estabeleceram um plano de desenvolvimento de áreas marítimas potenciais, com o intuito de delimitar as áreas liberadas para geração e tempo necessário para início da exploração, sem interferência em outras atividades offshore importantes (Guimarães, 2019). Neste sentido, somente os projetos enquadrados nas áreas definidas poderão participar dos leilões para implantação da usina.

Ainda, segundo o Ministério da Economia e Energia da Alemanha (2015), para submissão da solicitação de autorização (licença) de exploração eólico offshore, o requerente deve considerar a análise socioambiental e seguir as seguintes premissas: não expor o ambiente marinho a níveis de poluição irreversíveis; não interferir rotas de aves migratórias; assegurar a fluidez do transporte marítimo civil e militar; entre outras.

Referente a Avaliação de Impactos Ambientais, o país possui uma Lei do Estudo de Impacto Ambiental no qual define que para os empreendimentos com 6 a 20 aerogeradores, a elaboração do EIA depende do potencial impacto poluidor/degradador do projeto. No entanto, o EIA é obrigatório para os complexos eólicos superior a 20 aerogeradores instalados. Vale salientar que, empreendimentos com menos de 6 aerogeradores tornam-se inviáveis do ponto de vista financeiro-econômico (Nelson, 2009).

iii. Dinamarca

Cenário Atual

Pioneira na geração de energia elétrica offshore, a Dinamarca tornou-se a primeira nação a transferir turbinas eólicas para o mar em 2011 (DEA, 2017), e hoje ocupa o quarto lugar na geração global em capacidade instalada, com 1,62 GW (6%), atrás somente do Reino Unido, Alemanha e China (Guimarães, 2019; apud PWC, 2017; WindEurope, 2018). Ainda, o incentivo para o desenvolvimento da cadeia produtiva tornou o país o principal exportador de equipamentos e serviços para usinas eólicas offshore do mundo (Santiso et al., 2019; apud DEA, 2015).

Marco Regulatório e Licenciamento Ambiental

Embora algumas autoridades possuam responsabilidades, existe somente uma agência responsável pelo processo de regulatório (IRENA, 2018). Segundo Santiso et al. (2019) a solicitação de liberação do projeto para o Órgão dinamarquês pode ser realizada de duas formas: processo de licitação; ou procedimento de portas abertas. No processo de licitação, realiza-se uma competição aberta para alcançar o melhor custo-benefício, e o EIA é iniciado pelo Transmission System Operator (Operador do Sistema de Transmissão Dinamarquesa); já no portas abertas, desde que a área em questão não esteja contemplada em outros interesses, o EIA é realizado pelo requerente e apensado ao processo de solicitação de geração.

Na Dinamarca, entende-se que as usinas eólicas offshore causam relevante impacto ambiental e, portanto, a elaboração de EIA é indispensável (Guimarães, 2019). Ainda segundo Guimarães (2019), solicitou-se Estudo de Impacto Ambiental a todos os projetos eólicos offshore na costa do país, os quais seguem diretivas desenvolvidas pela própria Agência reguladora dinamarquesa (Energistyrelsen), documento similar ao Termo de Referência – TR praticado pelo Governo Brasileiro. Além disso, para áreas de conservação ambiental internacionais, definiu-se leis específicas mais rígidas para a implementação de projetos eólicos offshore, com possibilidade de proibição da implantação pelo Ministério de Energia.

ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL

A tecnologia para geração elétrica por fonte eólica onshore já está bem difundida no Brasil. No mar territorial, ou ZEE, não existem barreiras na qual prejudiquem a uniformidade

do vento, caracterizando-a de baixa rugosidade, o propicia a utilização de turbinas com maior potência unitária e consequentemente, maior geração.

Uma das principais vantagens do aproveitamento eólico offshore está relacionada com a possibilidade de instalação próximos a centros de carga, excluindo as problemáticas do transporte de pás por terra. No entanto, a instalação das estruturas e tecnologia adicional de proteção contra intempéries neste ambiente elevam significativamente os custos de instalação e manutenção (Melo et al., 2019).

Segundo a EPE (2018), embora se considere que a instalação de usinas eólicas offshore tenham menos restrições quando relacionadas às onshore, ainda existem algumas preocupações, como a dimensão dos impactos causados à vida marinha provocado pelas turbinas e campos eletromagnéticos derivados das linhas de transmissão submarinas.

Experiência brasileira em licenciamento offshore

Sendo uma das principais atividades do país, embora combustível fóssil, o segmento Petróleo e Gás possui grande relevância no cenário econômico brasileiro. Desde 1968, antes mesmo das regulações definirem o IBAMA como órgão licenciador de atividades de exploração mineral offshore, o Brasil atua neste cenário. Conforme figura 2, o fluxo atual para licenciamento ambiental em exploração offshore, após 50 anos de experiência, compreende-se em quatro etapas principais.

Figura 2. Etapas do licenciamento ambiental offshore para exploração de petróleo no Brasil.

Licença	Instrumento Legal	Finalidade
Licença Prévia - LP	Relatório de Controle Ambiental	Liberação da perfuração do poço para exploração
Licença Prévia de Operação - LPO	Estudo de Viabilidade Ambiental	Liberação da produção para estudo de viabilidade econômica da fonte
Licença de Implantação -LI	EIA/RIMA	Liberação da instalação da plataforma e equipamentos necessários
Licença de Operação - LO	Programa de Controle Ambiental; Plano de Emergência Ambiental	Liberação da Operação com fins econômicos

(CONAMA nº 237/97. Alterado pelo autor)

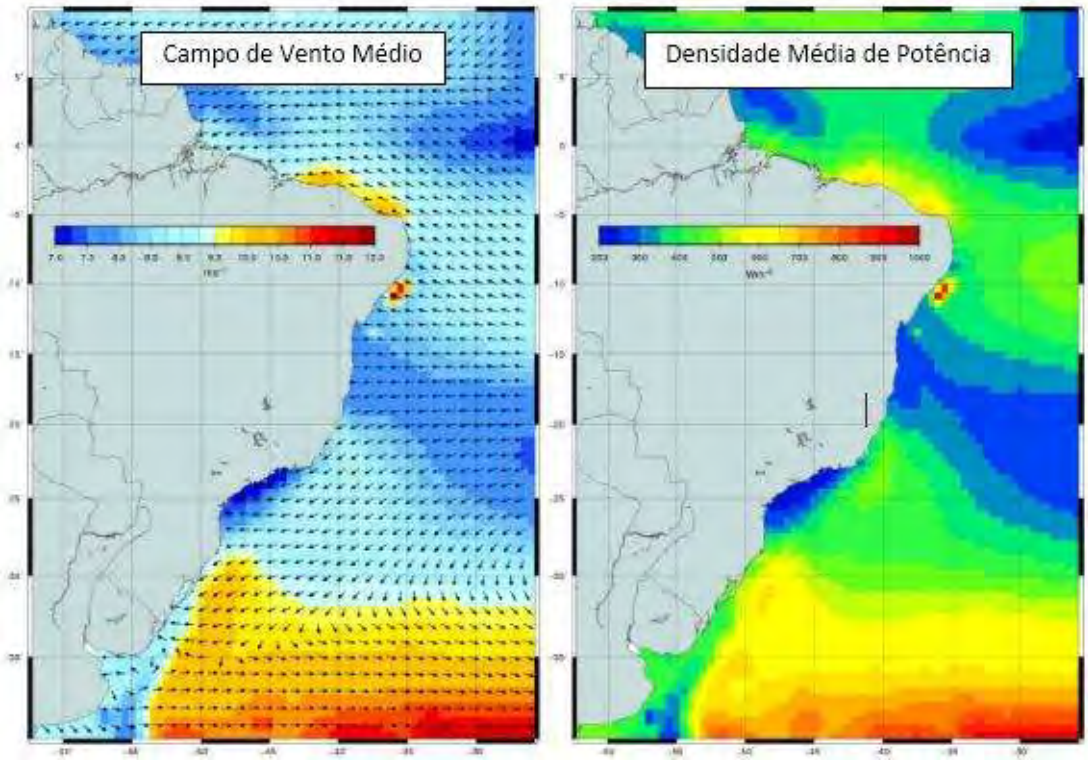
Neste cenário, o IBAMA atua também na comunicação com os demais órgãos integrantes do SISNAMA para estabelecimento de normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, com foco na atualização constante da normativas (Santiago, 2017).

Potencial em energia eólica offshore no Brasil

Em 2008, os primeiros dados de potencial eólico offshore foram estudados por Pimenta et al., no qual chegou ao resultado de 102 GW disponíveis para geração de energia elétrica no Sul e Sudeste do Brasil. Já em 2009, Ortiz e Kampel realizaram um estudo com base em dados de satélite com uma amostra de imagens de 10 anos (1999 a 2009) em toda a costa brasileira, com resolução temporal diária. Neste estudo, foi possível determinar um potencial de 1,78 TW em toda ZEE do país, superior aos 40 GW mapeado pelo DEA (Lee, 2019).

Conforme figuras 3 e 4, segundo Ortiz e Kampel (2009), a velocidade do vento offshore no Brasil apresenta variação entre 7 e 12 m/s, com valores mínimos próximos à costa de São Paulo e valores máximos próximos à costa de Sergipe e Alagoas.

Figuras 3 e 4. Dimensionamento de ventos na costa brasileira.



(Ortiz e Kampel, 2009. Alterado pelo autor)

O Atlas Eólico Brasileiro (2001), bem como os atlas eólicos estaduais (Paraíba, 2017; Rio Grande do Sul, 2014; Bahia, 2013; Rio Grande do Norte, 2003) definem a região nordeste e o extremo sul do Brasil como as principais zonas para geração elétrica por fonte eólica onshore. Pode-se perceber após análise das figuras 3 e 4, que os maiores potenciais offshore também se encontram nas costas dessas regiões, identificando a origem do vento e a perda de potencial devido a barreiras de rugosidade na superfície, como construções, relevos ou vegetação de grande porte.

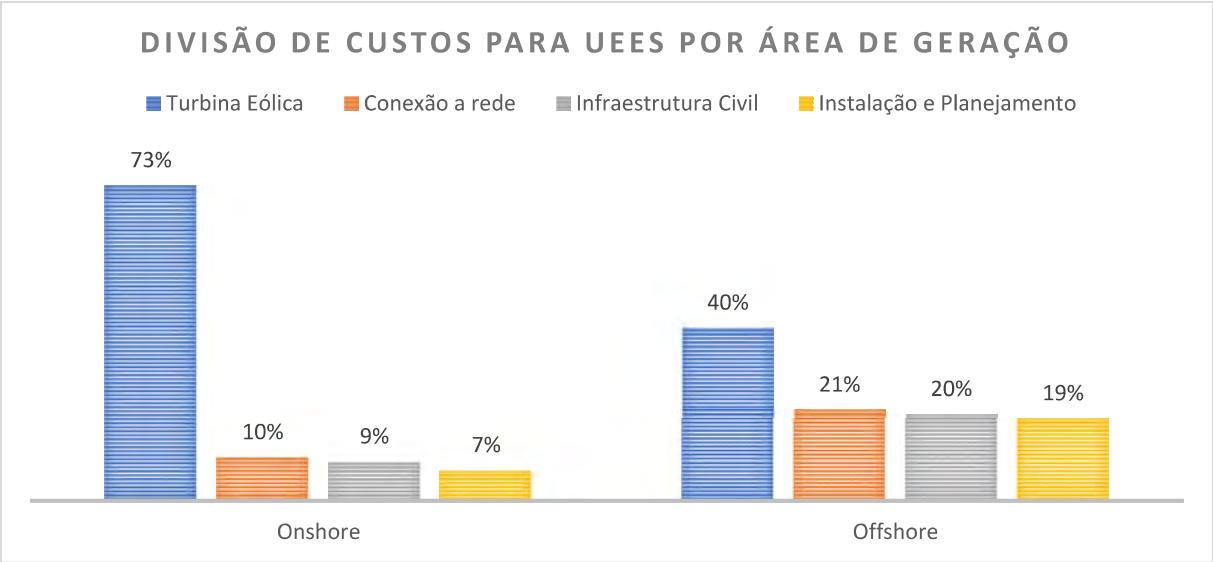
Vantagens e desvantagens de eólicas offshore no Brasil

A análise isolada de cada aspecto, particularidade da tecnologia de exploração de ventos e geração de energia elétrica, as usinas offshore apresentam algumas vantagens quando comparadas com usinas onshore, conforme tabela abaixo (figuras 5 e 6).

Figura 5. Vantagens e desvantagens das UEEs offshore, em relação a onshore.

Tipo	Vantagens	Desvantagens
Econômico	Maior potencial de geração	Custos elevados
	Facilidade no transporte de equipamentos	Tecnologia não difundida no Brasil (ausência de mercado)
Social	Ausência de sombreamento em áreas residenciais	Inexistência de mão de obra local especializada
	Menor poluição visual	Inexigibilidade de projetos sociais
Ambiental	Emissão de ruídos não interferem zonas de habitação	**Dimensão dos impactos ambientais ainda desconhecidas**
	Sem interferência em áreas terrestres prioritárias para conservação	

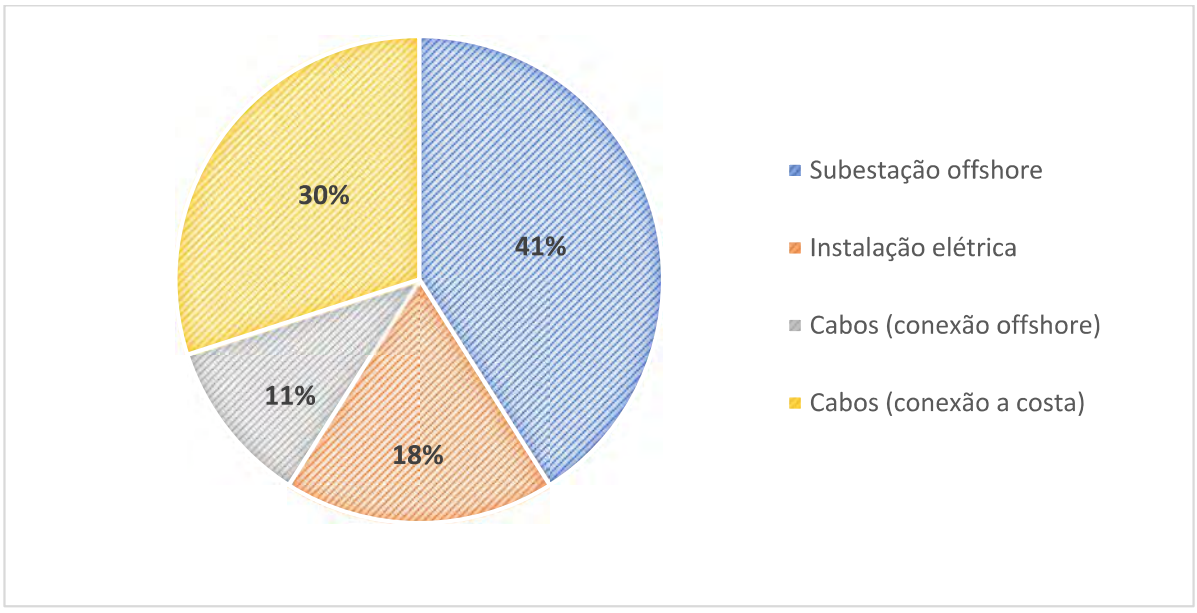
Figura 6. Comparação entre divisão de custos Projetos Eólicos



(IRENA, 2017; Melo et al., 2019. Alterado pelo autor)

Assim, abrindo o custo da transmissão (figura 7), no qual representa 21% do total do projeto, a robusta tecnologia para subestações flutuantes, além da subestação em terra, é necessária a instalação de linhas de transmissões submersas, encarecendo o custo do projeto (o dobro do valor investido para geração onshore). Ou seja, a implantação de empreendimentos eólicos offshore traz um desafio adicional relacionado ao escoamento da energia, considerando a geração longe dos centros e estruturas de transmissão terrestre (EPE, 2019).

Figura 7. Custo de infraestrutura de transmissão de eólicas offshore.



(EPE, 2019. Alterado pelo autor.)

Licenciamento Ambiental de UEEs offshore no âmbito brasileiro

Avaliação de Impactos Ambientais

O investimento em energias renováveis tem se tornado um fator estratégico chave para muitos países, com implicações não só na redução das emissões de gases de efeito estufa - GEEs, mas em outros impactos ambientais relacionados à implementação e operação do empreendimento. Neste sentido, a fim de apoiar as decisões estratégicas para o licenciamento ambiental de usinas eólicas offshore no Brasil, com base em experiências internacionais em instalação destas estruturas, e em experiências nacionais em outras atividades offshore, com interferência em ambiente marítimo, a figura 8 resume os principais impactos ocasionados nas fases de planejamento, implantação e operação, bem como a tipologia dos mesmos.

Figura 8. Principais impactos ambientais relacionados a eólicas offshore.

Impactos	Fase de Planejamento	Fase de Implantação	Fase de Operação
Impactos no meio Físico			
Emissão de gases de efeito estufa			+
Geração de resíduos sólidos		-	
Geração de Efluentes			+
Erosão do leito marinho		-	-
Abrasão e transportes de sedimentos marinhos			-
Alteração do fluxo de correntes			-
Suspensão de sedimentos		-	-
Geração de ruídos		-	-
Formação de campo eletromagnético			-
Impactos no meio Biótico			
Afugentamento de fauna		-	-
Impactos sonoros sobre mamíferos marinhos e peixes		-	-
Redução de comunidades bentônicas		-	
Proliferação de espécies exóticas			-
Redução de espécimes marinhas de invertebrados			-
Interferência em rotas migratórias de aves			-
Impactos no meio Socioeconômico			
Geração de emprego e renda	+	+	+
Descentralização da matriz elétrica			+
Maior segurança de fornecimento			+
Interferência em recursos pesqueiros e prática		-	-
Interferência em rotas de transporte		-	-
Alteração da paisagem - Impacto visual		-	-

Licenciamento Ambiental

A Constituição Federal Brasileira define que é competência da União para explorar, direta ou indiretamente, serviços e instalações de energia elétrica e competência privativa legislar sobre energia. Ainda, afirma que deve-se adotar o princípio licitatório na prestação de serviços públicos.

Segundo o art. 10 da Lei nº 6.938 de 1981, é de competência do Órgão ambiental federal a regulamentação de atividades com significativo impacto ambiental localizados no mar territorial brasileiro e ZEE. Neste sentido, devido a interferência em áreas da União e da criticidade dos impactos ambientais, o licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos offshore no Brasil compete ao IBAMA. Além disso, o Decreto nº 8.437 de 2015, que regulamenta o artigo 7º da Lei Complementar 140 de 2011, define que usinas eólicas localizadas na zona de transição terra-mar, serão licenciadas pelo órgão ambiental federal.

No entanto, além da logística de conexão à rede de transmissão, a instalação destas estruturas em ambiente marítimo gera conflitos com atividade de aviação civil, transportes marítimos, exploração de petróleo e gás offshore, pesca, áreas de proteção permanente (manguezais e arquipélagos), rotas migratórias de animais em extinção (tartarugas marinhas, baleias Jubarte e aves). Neste contexto, para evitar investimentos em áreas de relevante interesse ambiental, no qual demandará custo elevado com a mitigação e compensação dos impactos gerados direcionados via condicionantes ambientais, o IBAMA deverá dar anuência para Órgãos influenciados pelos projetos propostos. Segue abaixo, conforme figura 8, lista de entidades no qual projetos eólicos offshore podem interferir em seu fluxo de atividades.

Figura 9. Órgãos impactados pela atividade de geração fonte eólica offshore.

Órgão	Sigla
Agência Nacional de Aviação Civil	ANAC
Agência Nacional de Energia Elétrica	ANEEL
Agência Nacional de Petróleo e Gás	ANP
Agência Nacional de Transportes Aquaviários	ANTAQ
Comando da Aeronáutica	COMAER
Instituto Chico Mendes de Conservação e Biodiversidade	ICMBio
Marinha do Brasil	MB
Ministério de Minas e Energia	MME
Ministério do Meio Ambiente	MMA
Secretaria de Patrimônio da União	SPU
Secretaria Especial de Aquicultura e Pesca	SEAP
Órgãos Ambientais Estaduais	-

Devido ao elevado potencial degradador deste tipo de empreendimento, a visão inicial do país, e o desconhecimento da criticidade dos impactos ambientais gerados, as UEEs offshore deverão ainda na fase de planejamento, elaborar e apresentar (com a etapa de audiência pública) o Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental. Uma vez aprovada, além dos impactos ambientais gerados na fase de implantação, é importante destacar a necessidade da condicionante para realização de um prognostico para análise das emissões de ruídos e propagação sonora no ambiente marinho.

Com base nas experiências internacionais e experiência brasileira com o licenciamento offshore de outras atividades, e nos impactos listados na figura 8, a figura 9 sugere uma linha de regulação destes empreendimentos no cenário Brasil.

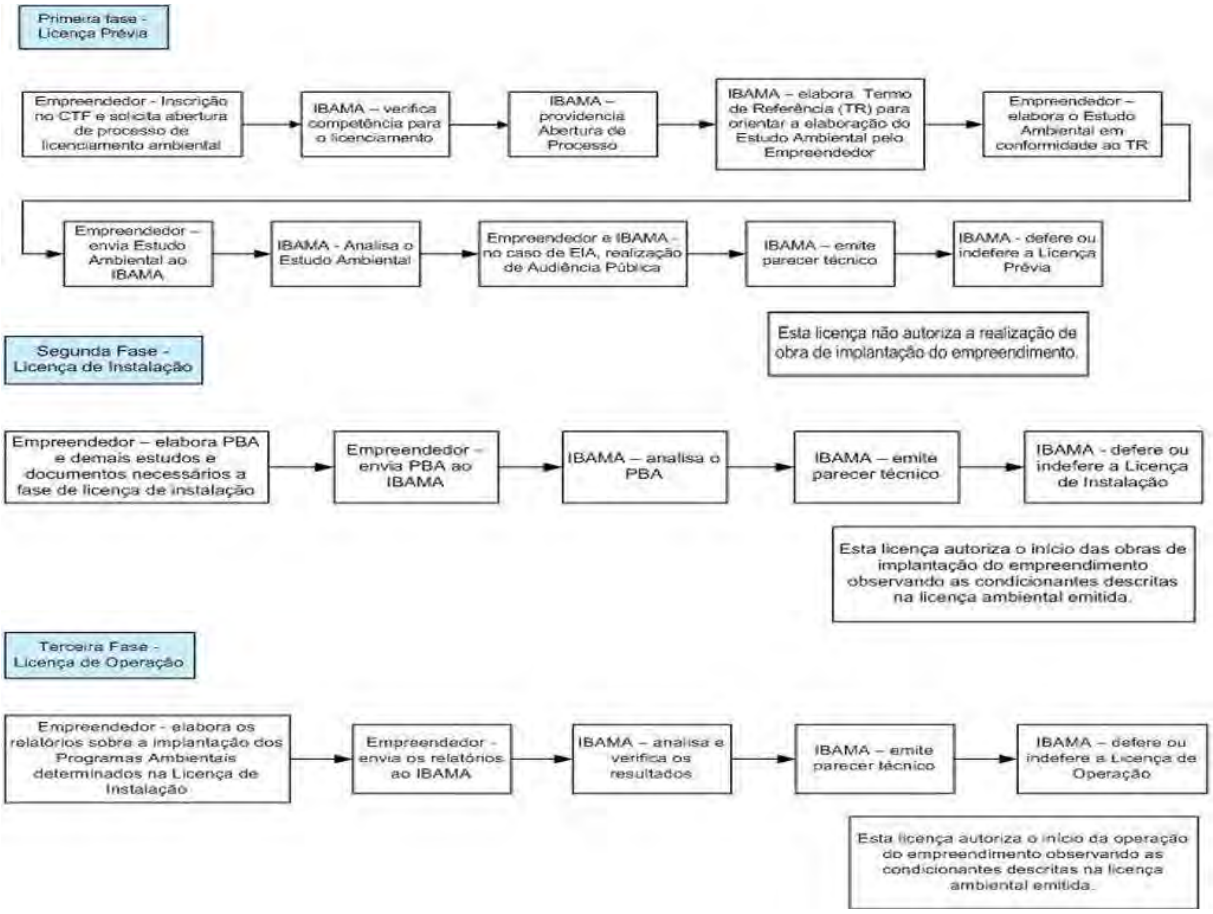
Figura 10. Quadro comparativo para licenciamento de UEEs offshore.

Etapas	Reino Unido	Alemanha	Dinamarca	Brasil
Definição de Áreas Exploráveis	Governo	Governo	-	**Governo**
Modelo da Comercialização	Leilões	Portas abertas	Leilões	**Leilões**
Órgão licenciador	TCE	Agências Federais	DEA	**IBAMA**
EIA	Requerente	Requerente	Licitação	**Requerente**
Transmissão da Energia	Gerador	Gerador	Gerador	**Gerador**
Prioridade de Transmissão	Não	Sim	Sim	**Sim**

(Santiso et al., 209; Guimarães, 2019; EPE, 2019. Alterado pelo autor)

Atualmente, devido à ausência de norteadores para o licenciamento ambiental destes novos empreendimentos no país, existem movimentos no IBAMA para que, juntamente com o Ministério do Meio Ambiente - MMA e Ministério de Minas e Energia – MME, construam um quadro normativo ambiental de excelência técnica e jurídica, integrando atores e partes interessadas (Cox; Araújo; Lemos, 2019). Neste sentido, baseando-se em experiências internacionais, a figura 11 e 12 descreve desde o pré-desenvolvimento do projeto eólico offshore até sua operação, modelo no qual deve ser moldado para as particularidades do Brasil.

Figura 11. Fluxograma de Licenciamento Ambiental via IBAMA.



(IBAMA, 2016. Alterado pelo autor)

Figura 11. Ciclo de vida de uma usina eólica offshore.

Projetos Eólicos Offshore no Brasil

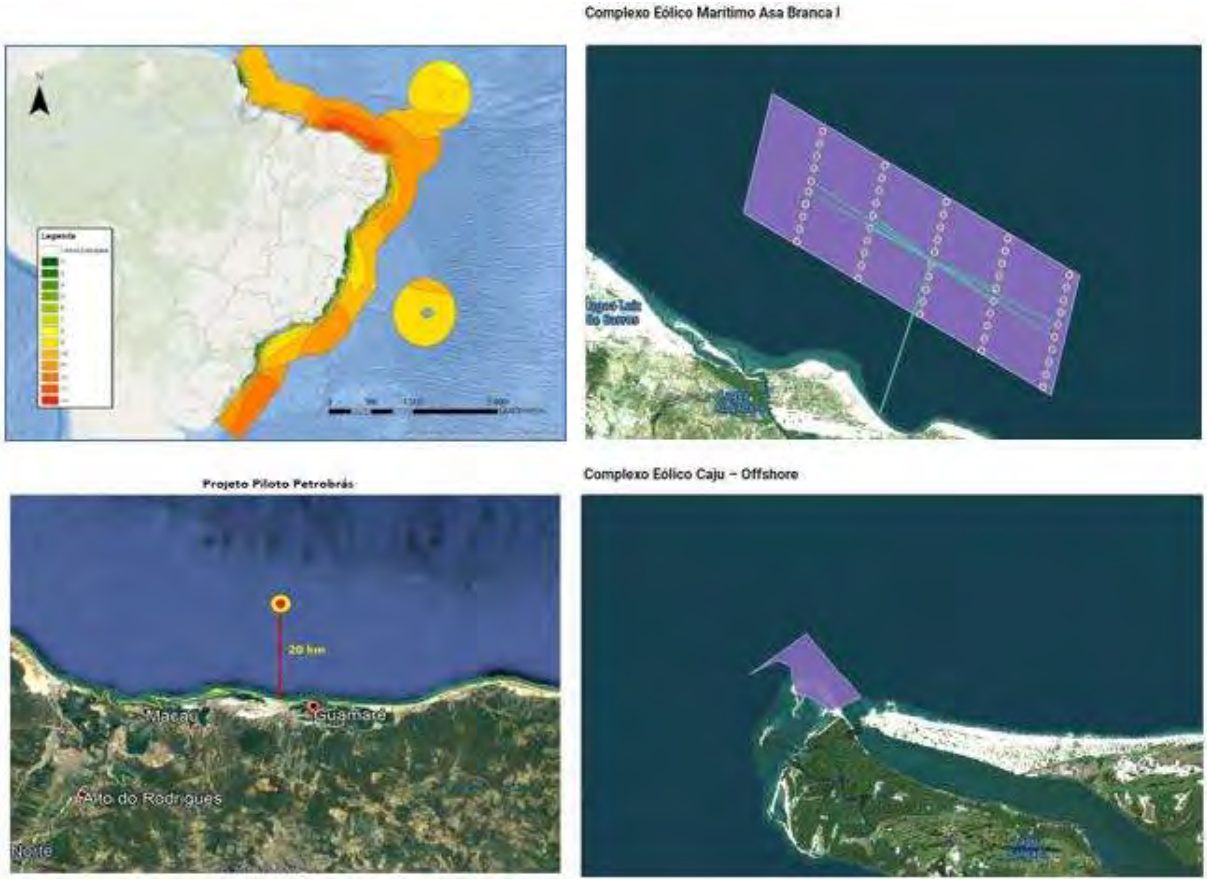
Embora o Brasil não possua nenhuma UEE offshore em operação, já existem três projetos requerendo licença ambiental junto ao IBAMA (figura 11), são eles:

I. Complexo Eólico Caju (30 MW), localizado no Maranhão e em mar territorial:
   a. Status: projeto arquivado.

II. Complexo Eólico Asa Branca I (400 MW): localizado no Ceará e em mar territorial;
   a. Status: processo arquivado no IBAMA.

III. Planta Piloto de Geração Eólica Offshore (5 MW), projeto de P&D da Petrobras com investimento de R$ 63 milhões (EPE, 2019), localiza-se em ZEE, a 20 km da costa do Rio Grande do Norte.
   a. Status: em processo de Licenciamento Prévio no IBAMA.

Figura 13. Localização solicitada para instalação das UEEs offshore (conforme itens acima).



(EPE, 2019. Alterado pelo autor)

Segundo Melo et al. (2019), o ciclo de vida de um projeto eólico offshore compreende-se em cinco principais etapas: planejamento; produção e aquisição; implantação; operação e manutenção. Destes três projetos, a planta piloto da Petrobrás possui maiores chances de licenciamento, levando em consideração o avanço da pesquisa neste segmento (EPE, 2018). Devido à ausência de regulações, incertezas de impacto e mercado local indisponível, os projetos (I) e (II) sem a vontade política, não serão instalados a curto prazo. Assim, questões como licenciamento ambiental, implementação ou modelo de concessão estão sem resposta e são fundamentais para o desenvolvimento desta fonte.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento da atividade de geração de energia elétrica por fonte eólica offshore no Brasil ainda possui diversas lacunas em aberto. A ausência de marcos regulatórios específicos para licenciamento da atividade, e consequentemente de incentivos, impende o crescimento do mercado. Além disso, levando em consideração o avanço na tecnologia eólica onshore após a publicação do Atlas Brasileiro de Energia Eólica em 2001 e publicação de atlas regionais nos anos subsequentes, para direcionamento dos projetos, torna-se essencial o mapeamento de áreas prioritárias para exploração do potencial eólico offshore.

Ainda, além do processo regulatório, outro principal desafio está relacionado ao custo da energia na implementação das primeiras usinas, especialmente em países em desenvolvimento. Em contrapartida, a experiência nacional com licenciamento de exploração de óleo e gás em mar territorial e ZEE, bem como a solicitação de licenças ambientais para projetos pilotos no país, incentiva a criação de normas técnicas e documentos de referência para regulamentação da atividade. Ou seja, como inicialmente todos os projetos possuirão alto impacto ambiental pelo desconhecimento dos mesmos, a fim de otimizar os recursos gastos, é fundamental que o IBAMA possua um Termo de Referência consolidado para a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental próprio das usinas.

Sendo assim, para a promoção da indústria de energia eólica offshore no país, é essencial a criação de marcos regulatórios no qual direcionem os órgãos licenciadores e agências reguladoras nos processos liberatórios, e oportunidades de incentivos para investidores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Banco de informações de geração**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual>. Acesso em: 20 ago. 2019.

AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. de J. L da; RIBEIRO, V. da C. M.; VIDAL, M. J. B.; MARTIN, R. S**. Estado da Bahia:** ***Atlas do Potencial Eólico***. Salvador: COELBA, 2002. 61 p.

AMARANTE, O. A. C. do; ZACK, J.; BROWER, M.; SÁ, A. L. de. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: MME/ ELETROBRÁS/ CEPEL, 2001. 44 p.

Annual Market Update 2017 Global Wind Report. Bruxelas: GWEC, 2018.

Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica. **Números ABEEólica:** ***fevereiro de 2019***. São Paulo, 2019. 9 p.

ATLAS eólico: Bahia. Curitiba: Camargo Schubert; Salvador: SECTI; SEINFRA; CIMATEC/SENAI, 2013. 96 p.

BARDELIN, C. E. A. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica.** 2004. 113 f. Dissertação (Mestrado)–Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. **Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen**. Berlim: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015.

CALIJURI, M. do C.; CUNHA, D. G. F. **Engenharia ambiental:** ***conceitos, tecnologia e gestão***. Rio de Janeiro: Elsevier; Campus, 2013. 789 p.

DANISH ENERGY AGENCY – DEA (Dinamarca). **Danish Experiences from Offshore Wind Development**. Copenhagen K: DEA, 2017. 36 p.

DANISH ENERGY AGENCY – DEA (Dinamarca). **Danish Experiences from Offshore Wind Development**. Copenhagen K: DEA, 2015. 36 p.

DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE. **UK Offshore Energy Strategic Environmental Assessment.** UK, 2016.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Roadmap – Energia eólica marítima no Brasil**. Workshop EPE, 2019. 49 p.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Nota Técnica PR 04/18:** ***Potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050.*** Serie Recursos Energéticos. Rio de Janeiro, 2018. 184 p.

FERREIRA, R. F.; JÚNIOR, G. de J. **Direito Ambiental:** ***diálogos interdisciplinares*****.** Ed. A5. Vol. 1. 194 p.

GUIMARÃES, L. N. M. R. **Usinas eólicas offshore no direito ambiental marinho**. Veredas do Direito, Belo Horizonte, v. 16, n. 34, p. 153-176, jan./abr. 2019. Disponível em: http://domhelder.edu.br/revista/index.php/veredas/article/viewFile/1214/24728. Acesso em: 12 ago. 2019.

HINRICHS, R. A.; KLEINBACH, M.; REIS, L. B. **Energia e Meio Ambiente.** Cengage Learning. Tradução da 5ª edição norte-americana. São Paulo, 2014.

International Renewable Energy Agency - IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. Abu Dhabi, 2019.

MANI, S., DHINGRA, T. **Critique of offshore wind energy policies of the UK and Germany — What are the lessons for India.** Energy Policy, [S.l.], v. 63, 2013. p. 900-909.

MELO, D. C. de; GONZÁLEZ, M. O. A.; VASCONCELOS, R. M. de; NETO, F. C. G.; MAZETTO, B. M.; NUNES, J. P. C. S. Estrutura de custo de empreendimento eólico offshore: estudo de caso comparativo de projetos da Europa e da América do Sul. **Anais do Brazil Windpower**, 2019. 19 p.

Ministry of Housing, Communities & Local Government. Guidance: Environmental Impact Assessment. **Explains requirements of the Town and Country Planning (Environmental Impact Assessment) Regulations 2017**. Disponível em: <https://www.gov.uk/guidance/environmental-impact-assessment>. Acesso em: 25 ago. 2019.

NELSON, V. **Wind Energy:** ***renewable energy and the environment***. CRC Press. Volume único. US, 2009. 308 p.

ORTIZ, G. P.; KAMPEL, M. **Potencial de Energia eólica offshore na margem do Brasil.** Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. Anais do V Simpósio Brasileiro de Oceonografia. Santos, 2011.

PIRIA, R.; MAGSCH, M.; ECKARDT, J. **Offshore Wind Deployment in Germany:** ***facts and policy lessons***. Report 2019. Adelphi consult GmbH. 24 p.

PRUDENTE, T. A.; ANJOS, J. A. S. A. **Geração de energia elétrica por fonte eólica:** ***como atua o licenciamento Ambiental no estado da Bahia***. Bahia Análise & Dados, v. 27, n. 1, 2017. 28 - 49 p.

SALVADOR, S., GIMENO, L., LARRUGA, J. S. **Streamlining the consent process for the implementation of offshore Wind farms in Spain, considering existing regulations in leading European countries**. Ocean and Coastal Management, [S.l.], v. 157, p. 68-85, 2018.

SANTIAGO, L. C. **Análise do processo de licenciamento ambiental para perfuração nas atividades de E&P offshore de petróleo e gás natural.** Trabalho Final de Graduação. Escola Politécnica UFRJ. Rio de Janeiro, 2017.

SANTISO, A; GONZALÉZ, M.; CASSIMIRO, D.; VASCOCELOS, R.; SANTOS, M. Regulação do Mercado eólico offshore no Brasil: *lições aprendidas a partir da experiência do Reino Unido e Dinamarca*. **Anais do Brazil Windpower**, 2019. 20 p.

THE CROWN ESTATE - TCE. **A Guide to an Offshore Wind Farm**. Power, n. January, p. 1– 70, 2019.

CONTRIBUIÇÃO DE PARQUES EÓLICOS PARA A EXPANSÃO DO CONHECIMENTO ARQUEOLÓGICO NA BACIA DO SÃO FRANCISCO

Mateus Rizério[1], Fabiano Melo[2], Marcel Scarton [3] , Lucas Lordelo[4], Roberval Cunha [5], Antônio Cunha[6], Lara Cancio[7]

Resumo

Este artigo analisou a contribuição dos parques e complexos eólicos para a expansão do conhecimento arqueológico e pré-histórico na bacia hidrográfica do rio São Francisco adquirido através dos processos de licenciamento arqueológico sob a Instrução Normativa IPHAN nº 01/2015. Desde o lançamento da legislação, trinta e três parques eólicos iniciaram os trâmites necessários para o correto licenciamento. Destes, nove parques eólicos permanecem em suas fases iniciais, sem as etapas de levantamento de campo; Treze dos parques eólicos passaram por levantamentos e pesquisas de campo sem que tenham sido encontrados elementos culturais arqueológicos até o momento da publicação deste artigo; Onze parques eólicos forneceram, através de prospecções, sondagens e escavações, 53 novos sítios arqueológicos e 13 ocorrências, contribuindo sobremaneira com novos dados a respeito da pré-história na bacia são-franciscana.

Palavras-chave: Arqueologia. Pré-história. Parques Eólicos. Complexos Eólicos. Rio São Francisco.

Abstract

This paper analyzed the contribution of wind farms and wind complexes to the expansion of archaeological and prehistoric knowledge in the São Francisco River basin, acquired through archaeological licensing processes under IPHAN's Normative Instruction nº 01/2015. Since the legislation was launched, thirty-three wind farms have initiated the necessary procedures for the correct licensing. Of these, nine wind farms remain in their initial stages, without the field survey stages; Thirteen of the wind farms went through surveys and field research without having found archaeological cultural elements until the time of publication of this article; Eleven wind farms supplied, through prospecting, shovel-test pit and excavation, 53 new archaeological sites and 13 occurrences, contributing a lot to new data about prehistory of São Francisco basin.

Keywords: Archaeology. Prehistory. Wind Farms. Wind Complexes. São Francisco River.

[1] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA. Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - mateus@temis-es.com.br
[2] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - fabianomelo@temis-es.com.br
[3] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - marcelscarton@temis-es.com.br
[4] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - lucaslordelo@temis-es.com.br
[5] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - robervalcunha@temis-es.com.br
[6] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - antoniocunha@temis-es.com.br
[7] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - laracancio@temis-es.com.br

1. INTRODUÇÃO

A implantação de usinas eólicas apresenta reconhecidos benefícios ambientais por se tratar de uma fonte de energia renovável e de matriz limpa. Junto a isso, o recente aumento no número de empreendimentos eólicos no Brasil ampliou o conhecimento a respeito da arqueologia e pré-história nos locais onde foram instalados. Por vezes instaladas em locais de acesso remoto, a obrigação de realizar pesquisas arqueológicas através dos processos de licenciamento permitiu que áreas de elevado potencial arqueológico fossem descobertas. Áreas essas que poderiam levar anos até serem alvo de pesquisas convencionais por parte de acadêmicos.

Realizou-se, portanto, um levantamento das pesquisas arqueológicas desenvolvidas no âmbito do licenciamento ambiental desses parques, de modo a mensurar os avanços sobre o conhecimento pré-histórico na bacia do rio São Francisco.

2. METODOLOGIA

Os empreendimentos licenciados em âmbito federal pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) fornecem um banco de dados a respeito da arqueologia, da cultura material e demais bens culturais encontrados durante seu processo de licenciamento.

Este trabalho consistiu inicialmente de revisar, no banco de dados SEI-IPHAN, todos os relatórios inscritos até o presente momento referentes a empreendimentos eólicos situados nos municípios que compõem a bacia do Rio São Francisco. A cultura material e arqueológica encontrada nesses parques foram analisadas de modo a se buscar por padrões e ocorrências arqueológicas que trouxeram incrementos ao conhecimento acerca da pré-história e da arqueologia na região. Para fins de padronização da legislação, serão avaliados somente os processos abertos sob a Instrução Normativa nº 01, emitida pelo IPHAN em 25 de março de 2015. Esta legislação ocasionou um incremento exponencial dos processos de licenciamento ambiental em obras causadoras de impacto ao patrimônio arqueológico. Isso por ter definido diretrizes e procedimentos padronizados entre o IPHAN e o órgão ambiental licenciador.

3. OBJETIVOS

Este trabalho analisou os processos de licenciamento arqueológico em parques e complexos eólicos na bacia do rio São Francisco de modo a verificar o acréscimo ao conhecimento a respeito da pré-história e arqueologia acarretado por tais empreendimentos.

4. CONTEXTUALIZAÇÃO PRÉ-HISTÓRICA DA BACIA DO SÃO FRANCISCO

A bacia hidrográfica do rio São Francisco possui 636.073,10 km², abarcando 508 municípios nos estados de Sergipe, Alagoas, Bahia, Pernambuco, Minas Gerais, Goiás e Distrito Federal. Sua população estimada é de 20.029.620 habitantes (CODEVASF, 2019).

Diversos grupos humanos habitaram ao longo da planície do São Francisco e de seus afluentes, sendo a região uma importante área arqueológica pesquisada há décadas. As pinturas rupestres existentes em canyons e paredões às suas margens já foram citadas por Theodoro Sampaio no início do século XX (SAMPAIO, 1905). Carlos Estevão, em 1938, realizou pesquisas pioneiras ao longo do São Francisco, inclusive escavando o importante sítio da Gruta do Padre, em Petrolândia (PE), possuidora de diversos fragmentos de ossos e cinzas. Esta foi novamente pesquisada na década de 1960 por Valentin Calderón, e a área conjunta recebeu novas e acuradas pesquisas entre 1982-1988 durante o salvamento arqueológico da represa de Itaparica por Gabriela Martin. Os resultados apontam o uso da caverna como acampamento desde 7580 BP[8], e posteriormente como túmulo para cremações incompletas (MARTIN, 1998). Também se destaca por ter sido descrita por Calderón a tradição[9] lítica Itaparica, reconhecida como uma das mais antigas do Brasil. Muitos sítios próximos também apontam para tais idades recuadas.

A partir de 1981, Pedro Ignácio Schmitz realizou pesquisas no sudoeste da Bahia, em afluentes do São Francisco como os rios Corrente e Formoso. Encontrando datações associadas à tradição Itaparica em 8860 anos BP, reforçou os dados, atingindo inclusive camadas mais antigas de ocupação, além de analisar as mudanças climáticas ao longo dos milênios (SCHMITZ & BARBOSA, 1994).

Desde 1982, O Projeto Central, abarcando diversos municípios no noroeste da Bahia, produz relevantes pesquisas para a área arqueológica. Maria Beltrão, responsável pelo projeto,

---

[8] Before Present – Antes do Presente. Para fins de padronização, considera-se o Presente como 1950, marco da técnica de Carbono 14 (Stuiver & Polach, 1977).

[9] Tradição é um conceito adotado para descrever as diferentes culturas arqueológicas do Brasil. Calderón (1971) define como "o conjunto de características que se refletem em diferentes sítios ou regiões, associadas de maneira similar, atribuindo cada uma delas ao complexo cultural de grupos étnicos diferentes que as transmitiam e difundiam, gradualmente modificadas, através do tempo e do espaço" (CALDERÓN, 1971). Para Meggers & Evans (1970), tradição pode ser definida como um "Grupo de elementos ou técnicas, com persistência temporal" (MEGGERS & EVANS, 1970, apud PROUS, 1991).

junto a diversos outros pesquisadores multidisciplinares, registrou vários sítios arqueológicos de arte rupestre, além de outras formas culturais de grande antiguidade.

Em Xingó (SE), o cemitério indígena do Justino, maior necrópole pré-histórica do Nordeste foi resgatado entre 1990 e 1994. Possuindo 161 esqueletos completos e muitos fragmentos de outros, com datações que alcançam os 8950 anos BP (VERGNE, 1995-1996).

Em 2001, Kestering analisou os registros rupestres em Sobradinho de modo a buscar as identidades pré-históricas dos grupos responsáveis por aqueles grafismos (KESTERING, 2007).

As formas de artefatos líticos apresentam grande variedade segundo as matérias-primas, a região de manufatura e o grupo cultural responsável por seu aproveitamento. A tradição Itaparica é uma das mais antigas e características, reconhecida por raspadores plano-convexos, frequentemente em arenito silicificado, cujas idades alcançam os 11000 anos BP (SILVA, 2000). Pontas de flecha e lascas de uso rápido e descartável se tornam mais frequentes ao longo do tempo, principalmente após 4000 anos BP (MARTIN, 2008). Artefatos polidos, como machados em cunha, pilões e machados semilunares vão ganhando mais relevância, principalmente após as migrações dos grupos tupi-guarani e jê a partir de 3000 anos BP.

As culturas cerâmicas encontradas se dividem entre as tradições Tupiguarani e Aratu. A primeira é reconhecida por suas decorações características, que vai desde a pintura geométrica monocromática simples a bicromática sobre engobo branco, até intervenções plásticas, por meio da decoração corrugada (cujo aspecto lembram escamas), ungulada (marcas deixadas por unhas), incisões com espátulas e pontas, ou roletes aparentes. Suas datações situam-se entre 500 a 1800 d.C, caracterizada pelos grupos tupi-guarani, agricultores especializados em mandioca e moradores de aldeias semi-nômades, com grande expansão (MARTIN, 2008; PROUS, 1991).

Já a tradição Aratu não usa decoração, excetuando-se incisões lineares que aparecem ocasionalmente ao longo das bordas cerâmicas, e suas urnas são conhecidas por seu caráter piriforme. Habitando grandes aldeias circulares e apresentando agricultura não-baseada em mandioca, suas datações então entre 400 a 1800 d.C. (PROUS, 1991), podendo ser associados a grupos Jê.

Para a arte rupestre, destacam-se as seguintes tradições:

A tradição Nordeste, com caráter realista e naturalista apresenta grande “variedade dos temas representados, e a riqueza de enfeites e atributos que acompanham a figura humana” (MARTIN, 2008). Com figuras antropomorfas geralmente de pequeno tamanho, além de zoomorfas, cenas de luta, dança, caça e sexo são amplamente representadas com dinamismo e

é a tradição mais antiga, alcançando de 12000 a 6000 anos BP (MARTIN, 2008). A cor que predomina é o vermelho, podendo existir amarelo, branco e preto

A tradição Agreste é posterior à Nordeste, com temática e técnica inferior. As figuras são geralmente grandes e isoladas, sem muitos detalhes ou cuidado no desenho. Antropomorfos predominam, assim como a cor vermelha. As datações indicam entre 5000 e 2000 anos BP (MARTIN, 2008).

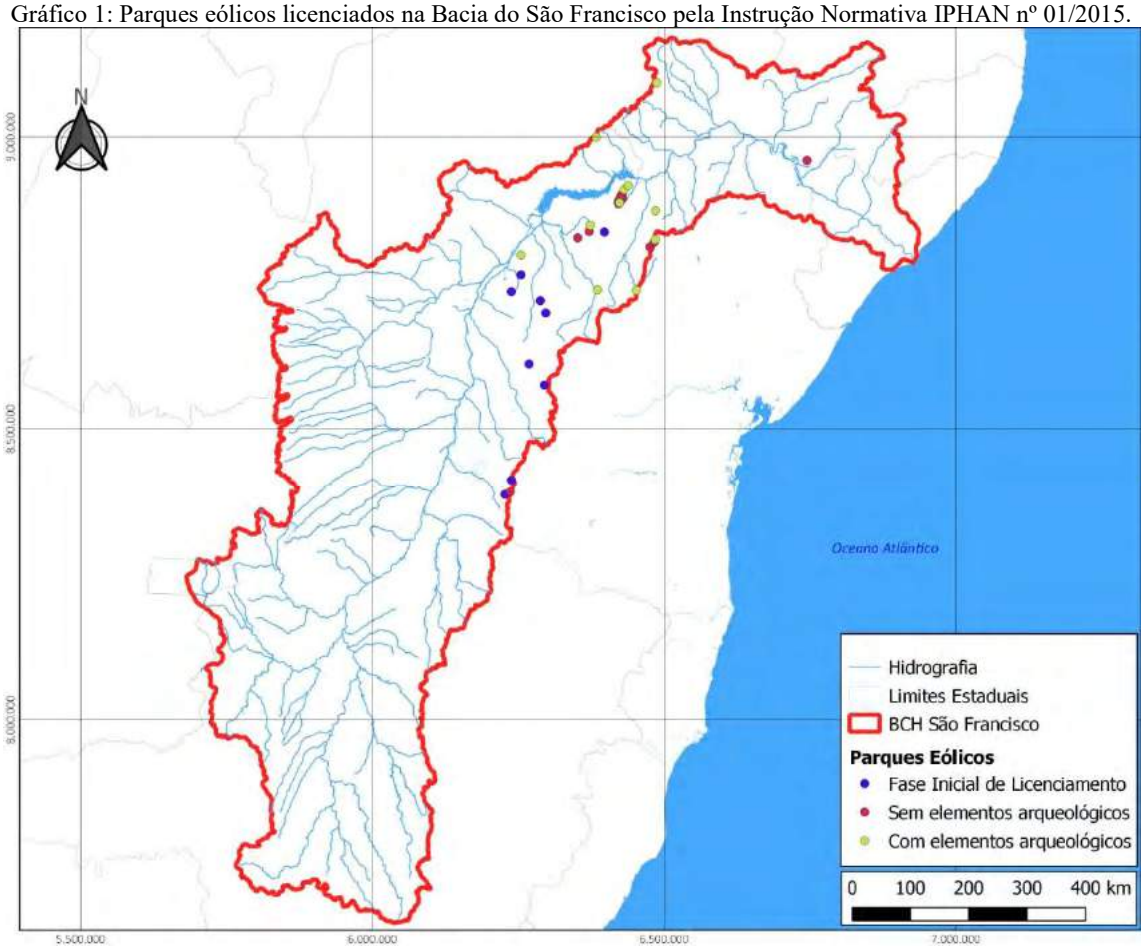
A tradição São Francisco, por vezes chamada de Geométrica, caracteriza-se por grafismos abstratos e geométricos, sem significado identificável, difundida ao longo da planície são-franciscana. Formas simples como pontos, linhas, pentes, tridígitos, ziguezagues e espirais vão se tornando cada vez mais rebuscadas em padrões de labirinto e formas que lembram tapeçarias de grande tamanho com o tempo. A cor vermelha é predominante, mas outras cores podem aparecer nos painéis. Uma de suas manifestações em Minas Gerais é o Complexo Montalvânia, caracterizado por gravuras na rocha em formas geométricas (PROUS, 1991).

A tradição Astronômica é alvo de debates, e foi descrita por Beltrão como caracterizada pela representação de formas celestes, tais como sois, luas, estrelas e cometas, encontrando-se na região de Central e Chapada Diamantina (BELTRÃO, 1994).

5. EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NA BACIA DO SÃO FRANCISCO

Esta bacia hidrográfica é uma importante área arqueológica, de grande antiguidade, e a implantação desses parques e complexos, além das contribuições ao setor elétrico de energia renovável e à mitigação dos efeitos das mudanças climáticas, contribui para se ampliar os conhecimentos a respeito dessa Área Arqueológica. Situados nos municípios de Sobradinho, Sento Sé, Xique-Xique, Juazeiro, Campo Formoso, Morro do Chapéu, Várzea Nova, Jacobina, Miguel Calmon, Casa Nova e Ouricuri, 33 parques eólicos licenciados desde a doção da Instrução Normativa IPHAN nº 01/2015 estão demonstrados a seguir:

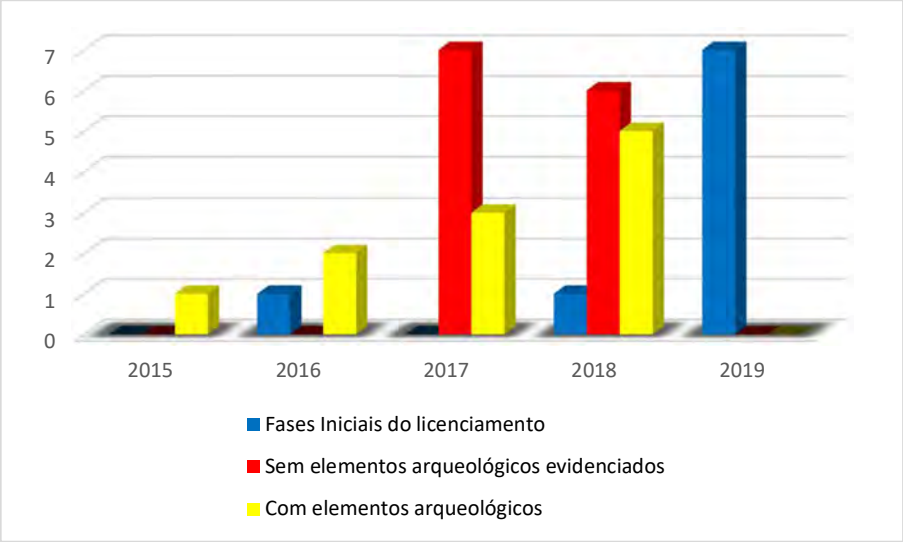
Gráfico 1: Parques eólicos licenciados na Bacia do São Francisco pela Instrução Normativa IPHAN nº 01/2015.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Nove parques eólicos tiveram seu processo de licenciamento iniciado junto ao IPHAN sob a Instrução Normativa Nº 01/2015. Por estarem em suas fases iniciais, ainda não foram produzidas informações arqueológicas devido às pesquisas de campo não terem sido realizadas até o momento da publicação deste artigo. Treze dos parques eólicos passaram por levantamentos e pesquisas de campo. Contudo, até o momento desta publicação, não foram encontrados elementos culturais arqueológicos, o que não indica que não possam ser evidenciados em fases posteriores do licenciamento. Sua quantidade ao longo dos anos pode ser visualizada no gráfico 1:

Gráfico 2:Número de Parques Eólicos licenciados sob a Instrução Normativa IPHAN Nº 01/2015.



Fonte: SEI IPHAN, 2020.

Onze parques eólicos, listados a seguir, permitiram evidenciar através do licenciamento arqueológico, uma série de ocorrências e sítios arqueológicos e pré-históricos. Todos os dados foram adquiridos através dos relatórios protocolados junto ao IPHAN e disponíveis no portal SEI referentes aos complexos eólicos licenciados sob a instrução normativa nº 01/2015.

5.1 Sobradinho, BA

Um parque eólico foi licenciado no município. Pelo licenciamento arqueológico, sete sítios foram registrados durante as fases de Avaliação do Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico e Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico.

Os sítios Areias I, Areias II e Areias V estão localizados em lajedos rochosos numa planície na AID. Todos apresentam bacias de polimento para artefatos líticos polidos.

Os sítios Areias III e Areias IV estão em lajedos rochosos localizado numa planície na AID. Apresentam bacias de polimento para artefatos líticos polidos, além de possuir artefatos líticos lascados em superfície. Areias III possui igualmente fragmentos cerâmicos.

O sítio Areias VI é um afloramento rochoso na AID. Apresenta bacias de polimento para artefatos líticos polidos e depressões do tipo quebra-coquinhos ou base de pilão na rocha

O sítio Areias VII localiza-se numa planície na ADA. É uma oficina lítica lascada com diversos artefatos e fragmentos. A amostragem e coleta das sondagens identificaram 195 artefatos líticos lascados.

5.2 Sento Sé, BA

Três parques eólicos foram instalados no município, um deles abarcando parte do município vizinho de Sobradinho. No entanto, todas as descobertas arqueológicas permaneceram em Sento Sé.

Durante a fase de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, foi encontrada uma ocorrência arqueológica na Área de Influência Direta (AID), no caso um raspador lítico estilo lesma, característico da Tradição Itaparica.

O sítio Pinturas Rupestres Grutião da Gameleira é o único situado na AID, em blocos rochosos. Apresenta desenhos geométricos na cor vermelha, caracterizados na Tradição São Francisco.

Na Área de Influência Indireta (AII), em paredes de canyons, foram registrados os seguintes sítios da Tradição São Francisco de arte rupestre: Os sítios Pinturas Rupestres Córrego Corrente e Pinturas Rupestres São Gonçalo apresentavam pinturas representando formas geométricas, além de possuir figuras antropomorfas e zoomorfas. As cores utilizadas foram o vermelho, amarelo e preto. Já o sítio Pinturas Rupestres Olho d'Água apresentava desenhos geométricos e zoomorfos exclusivamente na cor vermelha. O sítio Pinturas Rupestres São Gonçalo é o único situado em Sobradinho, enquanto os demais localizam-se em Sento Sé.

Na fase subsequente de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, foram encontrados os seguintes sítios líticos, todos no município de Sento Sé:

Em uma planície a meia encosta, os sítios Lagoinha I, Lagoinha II, Lagoinha III e Lagoinha IV estão relacionados, o primeiro sendo um acampamento associado a artefatos líticos, e os demais como oficinas líticas, exclusivamente utilizando-se de pedras lascadas. Todos se localizam na Área de Influência Direta (ADA).

Os sítios Piçarrão I, Piçarrão II, Piçarrão III e Piçarrão IV estão igualmente inter-relacionados numa planície a meia encosta na ADA. Com exceção do segundo, que é uma oficina lítica, os demais são acampamentos portadores de artefatos líticos, todos exclusivamente lascados.

O sítio Poço das Caiçaras está em uma planície a meia encosta na ADA. Trata-se de um acampamento com artefatos líticos lascados.

Os sítios Riacho I, Riacho II e Riacho III estão situados em um afloramento rochoso numa planície base de vertente na AID. São polidores e amoladores para artefatos líticos polidos desbastados nas rochas afloradas.

O sítio Saco dos Passarinhos situa-se em um afloramento rochoso numa planície de inundação na AID. Trata-se de um sítio polidor-amolador para artefatos líticos.

O sítio Serra Grande está numa planície a meia encosta na AID. É uma oficina de artefatos líticos lascados.

No setor de bota-fora de um dos parques, durante uma fase de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, uma quadrícula escavada evidenciou lentes de carvão e um artefato lítico lascado a 1 m de profundidade.

Em outro parque, foram identificados 13 sítios arqueológicos de pinturas rupestres, principalmente na ADA, com somente dois na AID.

Localizados na ADA estão os seguintes sítios de arte rupestre, todos representados na cor vermelha:

Apresentando figuras geométricas e antropomorfas/zoomorfas em diferentes proporções e localizados em abrigos rochosos, Serra Negra 1 e Serra Negra 11 possuem pinturas predominantemente zoomorfas, mas também geométricas; Serra Negra 3 apresenta figuras geométricas, além de uma representação antropomorfa/zoomorfa; Serra Negra 10 é maior sítio de pinturas rupestres do complexo eólico, distribuídas em diversos abrigos rochosos inter-relacionados, com motivos geométricos e antropomorfos, além de alguns não-identificáveis; Serra Negra 13 possui tanto figuras antropomorfas quanto geométricas.

Em blocos e afloramentos rochosos, o sítio Serra Negra 5 apresenta pinturas predominantemente zoomorfas, mas também geométricas, enquanto que o sítio Serra Negra 7 possui principalmente pinturas geométricas, além de algumas antropomorfas.

Os sítios Serra Negra 4 e Serra Negra 9 apresentam somente figuras geométricas, o primeiro localizado em um bloco, e o segundo em um abrigo rochoso.

Serra Negra 8 está em um abrigo rochoso cujas figuras estão degradadas e, portanto, não-reconhecíveis;

Na AID, o sítio Serra Negra 2 é um abrigo sob rocha com pequenas pinturas rupestres geométricas vermelhas. O sítio Serra Negra 6 localiza-se num paredão com pinturas na cor vermelha, existindo formas geométricas, zoomorfas e figuras não-identificadas devido à grande degradação do sítio. Já para o sítio em abrigo Serra Negra 12, as cores utilizadas foram o vermelho e, excepcionalmente, o lilás para motivos antropomorfos e geométricos.

5.3 Casa Nova, BA

Os trabalhos de campo em um parque eólico evidenciaram o sítio arqueológico Boqueirão. Este caracteriza-se por gravuras rupestres localizadas em um boqueirão na AID. Além disso, por comunicações com a comunidade, a equipe de campo responsável soube de uma lâmina de machado polido encontrado por um morador local.

5.4 Xique-Xique, BA

Três ocorrências arqueológicas foram localizadas nos levantamentos de campo de um parque eólico. Um núcleo de quartzito e sete lascas de quartzo hialino em diferentes acessos, além de uma lasca de quartzito entre duas torres eólicas.

Foi evidenciado o sítio histórico Esplanada I, entre duas torres eólicas. Trata-se de ruínas históricas de uma povoação de garimpeiros, com ao menos 100 anos. Apresenta três estruturas arruinadas e uma outra possível estrutura colapsada. A maior das estruturas pode ter sido um armazém ou mercado. Para a construção, foram utilizados quartzito e arenito silicificado. A argamassa é em cal, argila e areia. Dentre os artefatos, ocorre a presença de vidro, louça (faiança fina), porcelana e grés.

Uma área de interesse registrada no relatório descreve uma pintura provavelmente histórica de um antropomorfo inserido num círculo, com possibilidade de ter sido feita na década de 1980.

5.5 Juazeiro e Campo Formoso, BA

Um complexo eólico localizado em Juazeiro, abarcando uma pequena parte de Campo Formoso, ao passar pela fase de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico no processo de licenciamento, as prospecções de superfície identificaram 6 ocorrências arqueológicas em diferentes pontos da AII: 4 artefatos líticos em granito (3 lascas e 1 raspador), 1 núcleo em quartzito e 1 lasca de quartzo.

5.6 Campo Formoso, BA

O Parque Eólico instalado no município teve seu processo de licenciamento já finalizado. Os trabalhos de campo evidenciaram os seguintes sítios:

O chamado Sítio Histórico de Interesse Arqueológico – SHIA Casa Velha é caracterizado como ruínas históricas, possivelmente de meados do século XX, localizado na AID. Apresenta alicerces de pedra assentada, tijolos em adobe, revestido por barro diferenciado,

e reforço da base em cimento. Dentre os artefatos, existem fragmentos em cerâmica, vidro e metal. A estrutura apresenta um curral anexo.

O sítio arqueológico Calombi, localizado na ADA, possui caráter pré-histórico, apresentando diversos artefatos líticos dispersos em superfície. Na fase de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, 7 artefatos em silexito foram coletados em superfície e 2 em subsuperfície, um em quartzito e outro em arenito silicificado. A indústria em superfície foi caracterizada como de rápida manufatura, uso e descarte. Durante a fase de Gestão do Patrimônio Arqueológico, os procedimentos de salvamento e escavação deste sítio resgataram 22 artefatos líticos em superfície e subsuperfície.

5.7 Morro do Chapéu e Várzea Nova, BA

O complexo eólico que abarca os municípios, apresenta duas ocorrências arqueológicas em sua porção norte: 3 artefatos líticos lascados e 1 núcleo lítico, ambos localizados na ADA, assim como o Sítio Muro de Pedra, caracterizado por uma cerca de pedra e um reservatório de água, além de conter um núcleo lítico lascado.

Na porção sul, quatro ocorrências arqueológicas de artefatos líticos lascados foram registradas na ADA. Os sítios Lítico 1, 2, 3, 6 (ADA) e Lítico 4 e 5 (AID) caracterizam-se por diversos artefatos líticos lascados dispersos em superfície, predominantemente em arenito. Os sítios Lítico 7 e 9 (ADA) possuem características semelhantes, sendo caracterizados como oficinas líticas, apresentando igualmente polidores ou bases de pilão na rocha. Outra oficina lítica semelhante, mas sem polidor é o sítio Lítico 8 (AID). Destaca-se, por fim na ADA o sítio Círculo de Pedra. Este é um alinhamento de rochas com forma circular, com possibilidade de ser uma fogueira de 1,5 m de diâmetro.

5.8 Jacobina, Miguel Calmon e Várzea Nova, BA

Os trabalhos de campo de um complexo eólico que abarcou os três municípios não evidenciaram novos elementos arqueológicos. No entanto, foram citadas diversas cavas abandonadas da época da mineração, um sítio de arte rupestre (Toca do Fole) já cadastrado a 2 km da ADA, e o fato de que parte da ADA intercepta a antiga Estrada Real.

5.9 Ouricuri, PE

Duas ocorrências e um sítio arqueológico foram registradas em um parque eólico.

A Ocorrência Arqueológica 1 trata-se das ruínas de uma antiga casa de farinha, do último quartel do século XX, para processamento da mandioca. A construção, na AID, é de taipa, possuindo alpendre com forno e quarto para depósito, além de tanques de cimento para lavagem e processamento da mandioca. Os artefatos encontrados são fragmentos de cerâmica, louças e vidros.

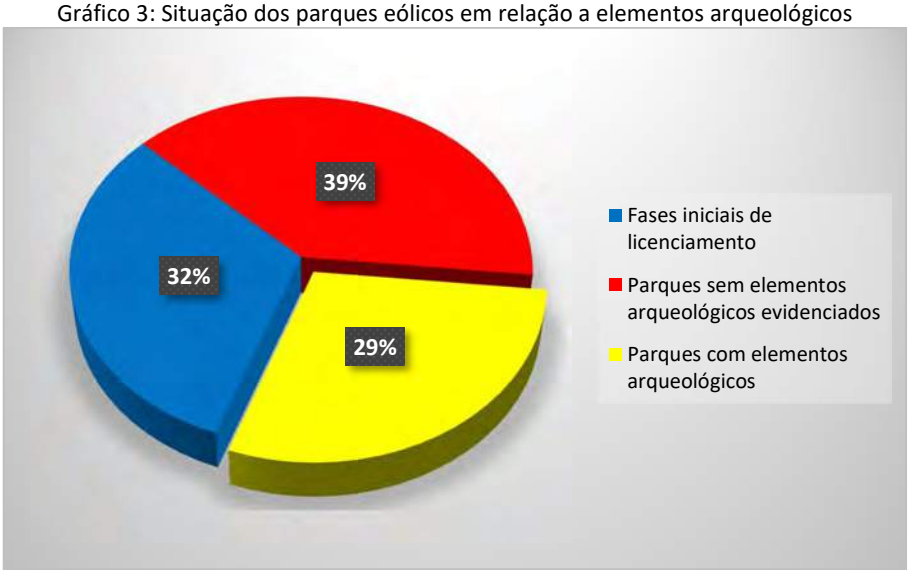
A Ocorrência Arqueológica 2 constitui-se de fragmentos de material cerâmico construtivo (telhas e tijolos) e de rocha, provavelmente utilizados no alicerce de alguma antiga construção. O material está disperso em superfície.

O Sítio Arqueológico São Bernardo possui caráter pré-histórico, onde ocorre a presença de 12 vestígios e artefatos líticos lascados em sílex, dispersos em superfície, na ADA.

6. RESULTADOS

Desde a implantação da Instrução Normativa IPHAN nº 01, de 2015, foram abertos 38 processos de licenciamento arqueológico de parques e complexos eólicos instalados nos municípios que compõem a bacia do Rio São Francisco. Destes parques, 12 ainda estão em fases iniciais do licenciamento, com elaboração e aprovação dos Projetos de Avaliação de Impacto e de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico. 15 receberam prospecções e levantamento em campo por meio de Relatórios de Avaliação de Impacto e de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, necessárias à caracterização arqueológica, e não foram encontrados elementos arqueológicos em suas áreas de influência até o momento desta publicação.

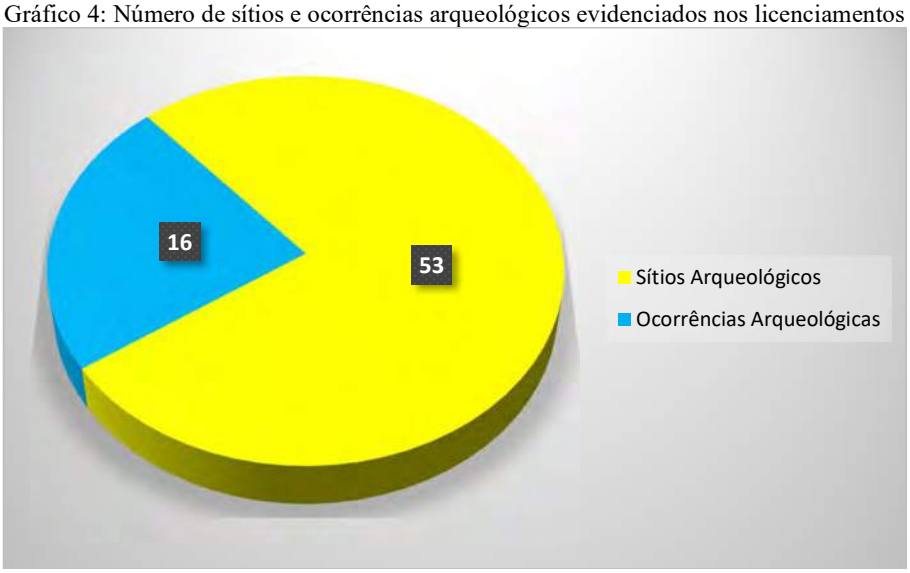
Gráfico 3: Situação dos parques eólicos em relação a elementos arqueológicos



Fonte: SEI IPHAN, 2019.

Por fim, 11 parques e complexos eólicos foram responsáveis por trazer à luz uma série de 53 sítios e 16 ocorrências arqueológicas.

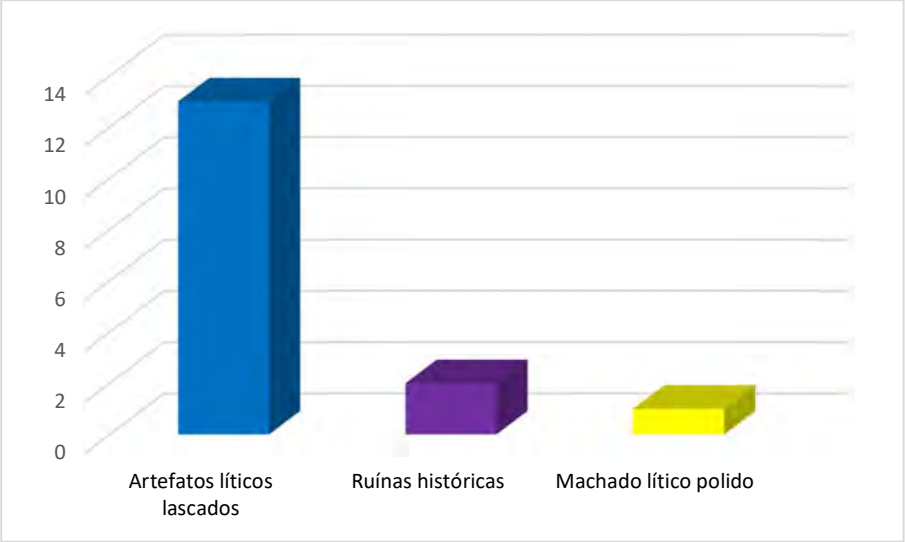
Gráfico 4: Número de sítios e ocorrências arqueológicos evidenciados nos licenciamentos



Fonte: SEI IPHAN, 2019.

As ocorrências arqueológicas são predominantemente artefatos líticos lascados, com 13 ocorrências, além de 2 ruínas de casas e 1 machado polido guardado por morador local.

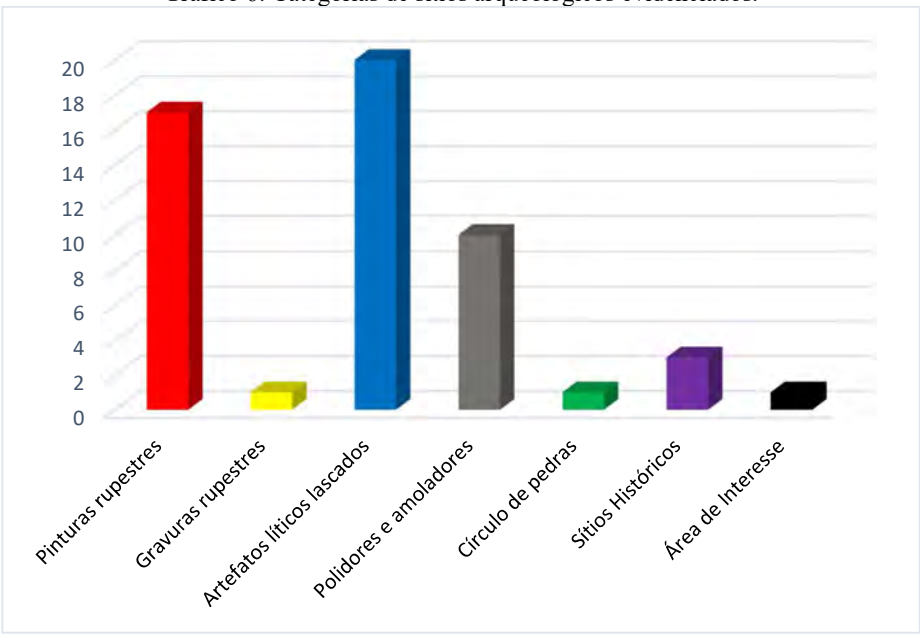
Gráfico 5: Categorias de ocorrências arqueológicas evidenciadas



Fonte: SEI IPHAN, 2019.

Os 53 sítios arqueológicos se distribuem em 17 sítios de pinturas rupestres, 1 de gravuras rupestres, 20 com artefatos líticos lascados, 10 com polidores, amoladores e bacias de polimento, 1 círculo de pedras, 3 sítios históricos, além de 1 área de interesse.

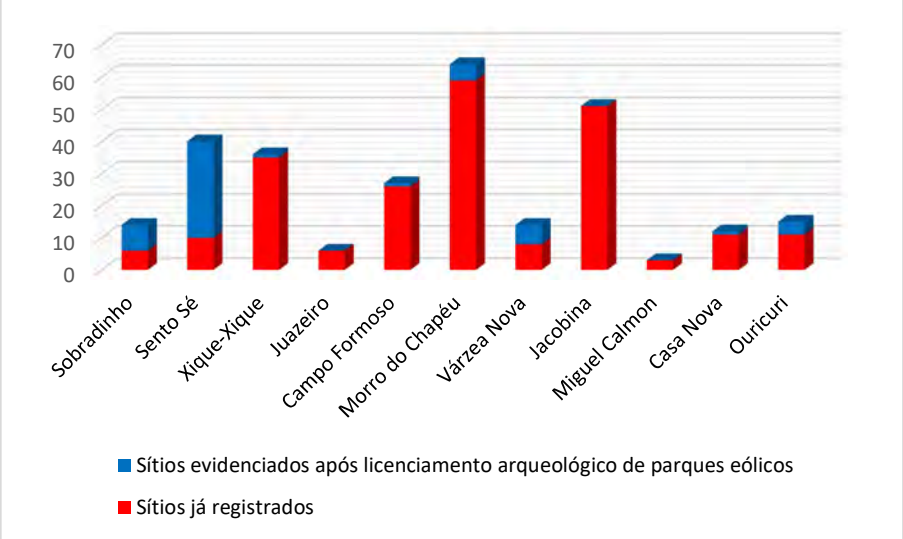
Gráfico 6: Categorias de sítios arqueológicos evidenciados.



Fonte: SEI IPHAN, 2019.

O gráfico a seguir demonstra o número de sítios arqueológicos já registrados no CNSA[10] nos municípios que receberam os empreendimentos eólicos, assim como o acréscimo de novos sítios, registrados devido ao licenciamento arqueológico sob a Instrução Normativa IPHAN nº 01/2015.

Gráfico 7: Número de sítios já registrados nos municípios que receberam empreendimentos eólicos, e o acréscimo de novos sítios evidenciados nos processos de licenciamento arqueológico.



Fonte: CNSA IPHAN, 2019.

7. CONCLUSÕES

O processo de instalação de empreendimentos eólicos na busca por fontes renováveis para suprir a matriz energética brasileira contribuiu não somente para diminuir os impactos ambientais causados pela demanda de energia elétrica, mas permitiu ampliar os conhecimentos sobre a pré-história regional. Sendo bens cultural não-renováveis, protegidos pela Constituição Federal de 1988 e pela Lei nº 3924/1961 como patrimônio da União, sítios e elementos que compõem o patrimônio arqueológico devem passar por um processo de pesquisa, além de serem protegidos contra eventuais impactos que possam acarretar sua destruição.

Como parques e complexos eólicos muitas vezes são instalados em locais de difícil acesso, eles permitem, através do licenciamento ambiental e arqueológico, que tais áreas sejam estudadas. Áreas essas que caso fossem pesquisadas unicamente por arqueólogos autônomos e ligados a instituições de pesquisa e universidades, poderiam passar anos sem que fossem descobertas novas evidências. Assim, a implantação desses parques permite que o

[10] Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos.

conhecimento a respeito da pré-história e arqueologia, patrimônio de toda a humanidade, possa ser acessado por um número cada vez maior de pesquisadores, turistas, agentes da sociedade e a população em geral. Os dados adquiridos em 53 novos sítios arqueológicos e 13 ocorrências listados neste trabalho, permitiram fornecer complementações e embasamento para a bibliografia consolidada, ao mesmo tempo em que permitem futuras pesquisas de modo a aprofundar novas fontes de análise.

Os dados aqui apresentados permitem observar que o desenvolvimento energético alcançado por fontes renováveis como os parques eólicos são perfeitamente compatíveis com a preservação do patrimônio cultural arqueológico. Novos empreendimentos eólicos devem surgir ao longo dos anos, e a tendência observada é de que sejam cada vez mais eficientes no fornecimento energético e na contribuição de conhecimentos para a arqueologia e pré-história em todos os locais onde forem instalados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANX ENGENHARIA E ARQUEOLOGIA. **Relatório Final do Programa de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico na Área de implantação do Complexo Eólico Esplanada, Município de Xique-Xique, estado da Bahia**. Recife, maio de 2017.

ARQUEÓLOGOS. **Relatório Final - Projeto de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico para o Parque Eólico Pedra do Reino V, Sobradinho - Bahia**. Salvador, setembro de 2018.

ARQUEÓLOGOS. **Relatório Final - Projeto de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico para o Complexo Eólico Santa Angélica, Morro do Chapéu – Bahia.** Salvador, outubro de 2018.

BELTRÃO, M. C. **Projeto Central: Novos dados.** Revista de Arqueologia. Vol. 8, nº 1. Anais da VII Reunião Científica da Sociedade de Arqueologia Brasileira. São Paulo, 1994.

CALDERÓN, V. **Nota prévia sobre três fases da Arte Rupestre no Estado da Bahia**. Universitas - Revista de Cultura da UFBA. Salvador, n. 5, p. 5-17, Jan./Abr. 1971.

CNSA. **Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos**. IPHAN. Disponível em http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1699, acesso em 15/01/2020.

CODEVASF. **São Francisco.** Disponível em https://www.codevasf.gov.br/area-de-atuacao/bacia-hidrografica/sao-francisco. Publicado em 09/04/2019, acesso em 13/01/2020.

CONSAN – CONSULTORIA E MEIO AMBIENTE. **Relatório final Projeto de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico Parque Eólico Ventos da Serra Azul.** Goiânia, maio de 2016.

CONSAN – CONSULTORIA E MEIO AMBIENTE. **Relatório de Avaliação de Impacto ao Património Arqueológico do Parque Eólico Ventos da Serra Azul**. Goiânia, 2018.

DIVERSA – CONSULTORIA EM SUSTENTABILIDADE. **Relatório de Avaliação de Potencial de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico - Parque Eólico Ventos de Serra Negra – VSN**. Recife, 2019.

GEO SOLUÇÕES AMBIENTAIS. **Relatório Final – Ventos de São Bernardo – Programa de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico.** Fortaleza, janeiro de 2018.

MARON CONSULTORIA; SABERES CONSULTORIA. **Relatório de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico do Complexo Eólico Lagoa do Barro IV, no município DE Casa Nova, estado da Bahia.** Belo Horizonte, agosto de 2019.

KESTERING, C. **Identidade dos grupos pré-históricos de Sobradinho – BA**. Tese de Doutorado. UFPE. Recife, 2007.

MARTIN, G. **O Povoamento Pré-histórico do Vale do São Francisco (Brasil).** Clio – Série Arqueológica. Vol. 1, Nº 13. Editora Universitária da UFPE. Recife, 1998.

MARTIN, G. **Pré-História do Nordeste do Brasil.** Editora Universitária da UFPE. Recife, 2008.

MEGGERS, B. J.; EVANS, C. **Como interpretar a linguagem da cerâmica; manual para arqueólogos.** Smithsonian Institution. Washington, 1970.

PAPYRUS CONSULTORIA AMBIENTAL. **Relatório de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico (RAPIPA) na Área Diretamente Afetada (ADA) do Complexo Eólico Massaroca: Fase I – Bahia**. Belo Horizonte, abril de 2019.

PRESERV AMBIENTAL. **Relatório Final – Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico na área de Influência do Parque Eólico Serra do Fogo, Município de Sento Sé/BA.** Salvador, maio de 2018.

SAMPAIO, T. **O Rio de S. Francisco e a Chapada Diamantina: Trechos de um diário de viagem (1879-1880).** Publicado pela primeira vez na Revista S. Cruz. Escolas Profissionais Salesianas. São Paulo, 1905.

PROUS, A. **Arqueologia Brasileira.** Editora Universidade de Brasília - UNB. Brasília, 1991.

SABERES CONSULTORIA. **Relatório de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico do Complexo Eólico Jacobina, nos municípios de Jacobina, Várzea Nova e Miguel Calmon, Estado da Bahia.** Belo Horizonte, agosto de 2019.

SCHMITZ, P. I.; BARBOSA, A. S. **Prospecções Arqueológicas no Sudoeste da Bahia. Projeto Serra Geral.** Revista de Arqueologia. Vol. 8, nº 1. Anais da VII Reunião Científica da Sociedade de Arqueologia Brasileira. São Paulo, 1994.

SILVA, J. C. **As Culturas Pré-Histórica do Vale do São Francisco (Pernambuco – Brasil).** Clio – Série Arqueológica, Nº 14. Anais da X Reunião Científica da SAB. Editora Universitária da UFPE. Recife, 2000.

STUIVER, M. & POLACH, H. **Discussion: reporting of ^{14}C data.** Radiocarbon, Vol. 19. Cambridge University Press. Cambridge, 1977.

V&S AMBIENTAL. **Relatório Final do Projeto de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico- Parque Eólico Pedra do Reino V**. Salvador, novembro de 2017.

VERGNE, C. **O Projeto Arqueológico de Xingó, em Sergipe e Alagoas.** Clio – Série Arqueológica. Vol. 1, Nº 11. Editora Universitária da UFPE. Recife, 1998.

ZANETTINI ARQUEOLOGIA**. Relatório de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico - Complexo Eólico Folha Larga Fase 1 - Município de Campo Formoso, Estado da Bahia.** São Paulo, maio de 2019.

ZANETTINI ARQUEOLOGIA. **Programa de Gestão do Patrimônio Arqueológico – Complexo Eólico Folha Larga, Fase 1. Município de Campo Formoso, Estado da Bahia. Salvamento Arqueológico – Relatório Final. Volume I**. São Paulo, outubro de 2019.

Análise da implantação de um Parque Eólico no Sudeste Brasileiro

Thiago Gomes Toledo – Pesquisador na FGV Energia[1] (thiago.toledo@fgv.br)
Marina de Abreu Azevedo – Pesquisador na FGV Energia[1], Doutorado em curso no Programa de Planejamento Energético COPPE/ UFRJ[2] (marina.azevedo@fgv.br)

[1]**FGV Energia – Fundação Getúlio Vargas** - Praia de Botafogo, 210 - Edifício Âncora - Cobertura - Botafogo, Rio de Janeiro - RJ, 22250-040

[2]**COPPE/ UFRJ – Instituto Alberto Luiz Coimbra do Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia** - Centro de Tecnologia - Rua Horácio Macedo, Bloco G, 2030 - 101 - Cidade Universitária da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 21941-450

Abstract
This article aims to investigate the expansion of the wind source outside the predominant submarkets since the onshore potential in Northeast Brazil has already been largely exploited and the implementation of wind projects close to the load center could bring benefits to the system.

In this context, this article analyzes the financial feasibility of implementing a wind farm in the SE / CO submarket. The type park was built based on an analysis of wind farms currently in operation and technical data from energy auctions. The economic model developed using the System Advisor Model (SAM) to calculate the energy generated and the capacity factor of a wind project based on a series of 10-year winds modeled for the region of Brasília de Minas and Uberlandia, Minas Gerais. From the results of the model, it was possible to estimate the financial parameters of the standard project for preparing the cash flow for the entire useful life of the park.

The results indicate that the analyzed wind farm in the southeast region would have a positive NPV if the sale price of electricity was higher than R$ 306 / MWh. This value indicates that the project is not yet competitive in the Regulated Contracting Environment (ACR), since the sale price of the wind source registered in the last auction was R $ 99 / MWh.

Keywords: Wind, Southeast, Energy Transition.

1. Introdução

As primeiras contratações de empreendimentos eólicos no Brasil ocorreram em 1998, até então existia apenas uma fábrica de aerogeradores. Já a partir de 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) estabeleceu incentivos para a instalação de fabricantes de aerogeradores no país, o que refletiu em contratações de empreendimentos eólicos de grande porte. O objetivo do PROINFA foi aumentar a participação da energia elétrica produzida por fontes renováveis, como eólica, térmica a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) (DUTRA & SZKLO, 2006).

Em 2004 houve a promulgação do novo marco regulatório do setor elétrico (Lei nº 10.848) para estabelecer a contratação de energia por meio de leilões. Em 2007 a fonte eólica participou pela primeira vez no Leilão de Fontes Alternativas. No entanto, apesar da sua participação, não houve comercialização de eletricidade. Foi apenas em 2009, no Leilão de Reserva, que a fonte eólica foi comercializada pela primeira vez.

Desde o início da sua comercialização nos leilões a participação da fonte eólica na matriz elétrica nacional foi crescente, tanto em quantidade de projetos ofertados, quanto em comercialização efetiva (EPE, 2018).

O Gráfico 1 apresenta os impactos de medidas regulatórias no crescimento da potência eólica instalada (MW) anual, e da potência acumulada (MW) no Brasil, no período entre 1998, data da primeira contratação de uma usina eólica, e 2019, data do registro mais recente. Atualmente, a energia eólica atingiu 15.375 MW de potência instalada, o que representa 9,8% de toda a matriz elétrica do país (EPE, 2019).

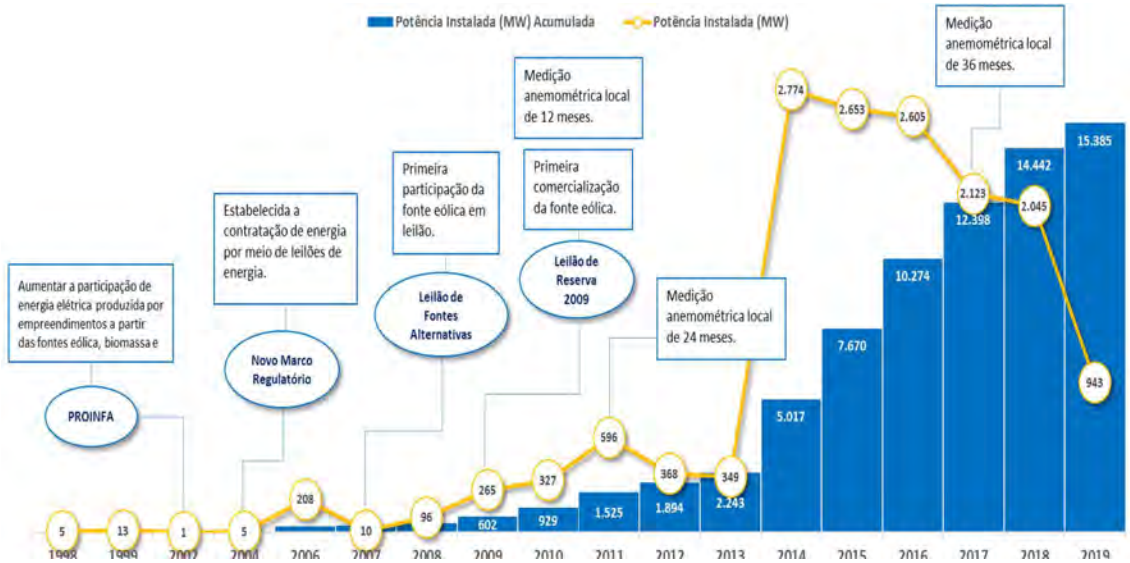


Gráfico 1: Histórico de potência instalada anual (MW) e potência acumulada (MW) de empreendimento eólicos no Brasil.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANEEL (2019).

No Gráfico 2 pode-se observar o crescimento da fonte eólica, em MW, diante do total de potência acumulada no Sistema Interligado Nacional (SIN). No período de uma década, de 2009 para 2019, a participação da fonte eólica saltou de 1,6% para 15,2%, o

que representa um aumento de 2.455% na potência instalada (MW). A tendência é que essa fonte siga crescendo nos próximos anos, visto sua competitividade frente as demais (EPE, 2019). No cenário de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, prevê-se que a expansão da fonte eólica será de aproximadamente 40 GW até 2029 (EPE 2020).

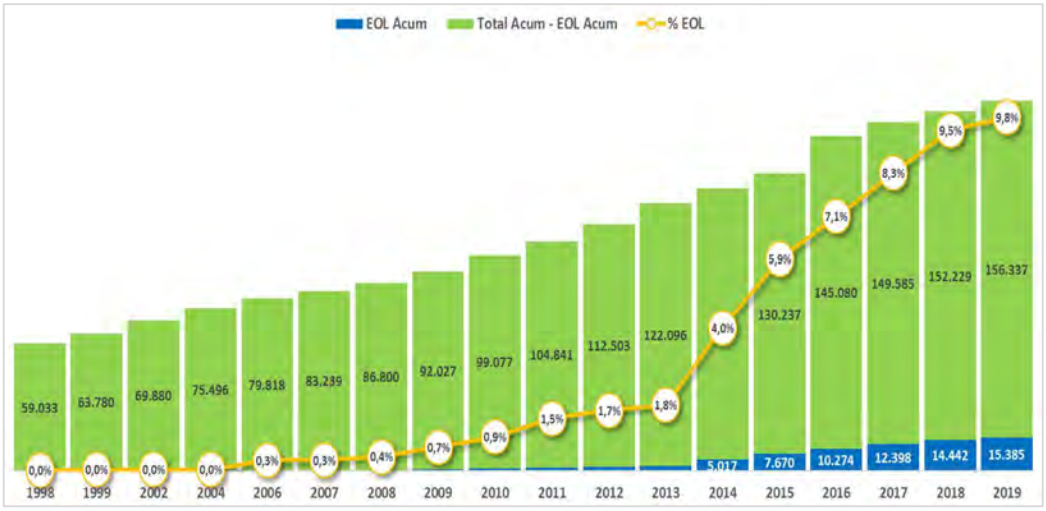


Gráfico 2: Expansão da fonte eólica e sua participação na matriz elétrica nacional, no período de 1998 a 2019.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANEEL (2019).

Atualmente existem 629 empreendimentos eólicos em operação, com uma potência instalada total de 15.397 MW. Da potência eólica instalada até 2019, 86,2% está localizada na região Nordeste, 13,6 % na região Sul e apenas 0,2% na região Sudeste (ANEEL, 2019). Essas regiões apresentam uma velocidade média dos ventos de 9 metros por segundo (m/s) e fator de capacidade entre 50% a 60%.

No Gráfico 3, observa-se a expansão segundo o PDE 2029 (EPE, 2020) no qual projeta a expansão da capacidade instalada de usinas eólicas dos atuais 15,3 GW para aproximadamente 40 GW para o final da próxima década.

Gráfico 3: Expansão da fonte eólica na próxima década.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do PDE 2029 (EPE 2020).

2. Metodologia

Para estudar a viabilidade econômica de um empreendimento eólico na região Sudeste foi elaborado um Parque Tipo com base nas referências de outras regiões, visto que não existe nenhuma operação comercial no Estado de Minas Gerais atualmente. Assim, o parque tipo se trata de um parque eólico hipotético que serve de base para as simulações preliminares desenvolvidas no modelo SAM, e seus parâmetros financeiros são base para os cálculos do fluxo de caixa no modelo econômico. Os parâmetros do parque tipo foram estabelecidos a partir de uma análise das características padrões dos empreendimentos eólicos vigentes no Brasil e das medições anemométricas da região de estudo.

A série de ventos utilizada tem como base um período de 5 meses de medição na região de Brasília de Minas (MG), que foi extrapolado para uma série de 10 anos simulada por meio de um modelo matemático de previsão de tempo e clima (MERA).

Por sua vez, o modelo econômico considera as características financeiras, determinadas no parque tipo, e técnicas, simuladas no SAM, para o cálculo do fluxo de caixa do projeto. Para analisar a viabilidade econômica do parque consideram-se o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto e preço de venda da eletricidade, calculados no modelo econômico.

2.1 Detalhamento do System Advisor Model – SAM

O *System Advisor Model*[1] (SAM) é um modelo técnico-econômico gratuito desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (*National Renewable Energy Laboratory* - NREL) (NREL, 2014).

[1] https://sam.nrel.gov/.

A ferramenta é referência na análise de fontes renováveis por ser acessível e gratuita. O modelo possibilita que produtores, contratados e entidades financeiras validem sua produção anual através dos resultados gerados pelo programa. Pela sua capacidade de integrar financiamento, incentivos, custos e desempenho de uma planta dentro de um único modelo, o SAM torna possível a realização de uma análise consistente pelos tomadores de decisão (WAGNER e GILMAN, 2011; NREL, 2009). A função primordial do modelo é permitir que o usuário analise os impactos que variações tecnológicas exercem sobre os custos e outros parâmetros financeiros de uma usina de geração elétrica (GILMAN et al., 2008; BLAIR et al., 2008).

O modelo possui em sua base de dados uma variedade de medições climatológicas em formato TMY (*Typical Metereological Year*) com informações sobre irradiação direta normal DNI (*Direct Normal Irradiance*), irradiação global GHI (*Global Horizontal Irradiance*), velocidade do vento, temperatura ambiente, entre outras. Tais dados são utilizados para modelagem e cálculo da energia elétrica gerada ao longo de um ano típico em intervalos de uma hora, em campos solares e parques eólicos. A modelagem de um empreendimento eólico requer informações sobre o recurso, especificações sobre as turbinas, *layout* do parque eólico e custos. (NREL, 2014).

2.2. Caracterização do Parque Tipo

Na análise das características gerais dos empreendimentos existentes no Brasil foram considerados os seguintes fatores: localização, pontos de acesso, infraestrutura, potência instalada dos projetos, data de entrada em operação e número de aerogeradores nos parques. Por meio do levantamento de dados foi possível definir um parque tipo padrão para o Brasil, com possibilidade de ser replicado na região sudeste do país.

Além de verificar qual configuração mais usual dos empreendimentos eólicos no Brasil, a análise também contemplou a evolução dessa fonte nas últimas décadas para investigar o impacto que o desenvolvimento tecnológico e os programas de incentivo governamentais tiveram nos projetos.

2.2.1. Tamanho dos parques

Diversos fatores influenciam o tamanho dos parques de um projeto eólico, dentre eles destacam-se a questão da logística dos materiais, as questões tributárias, a disponibilidade de terreno e de pontos de conexão, dentre outros. Sob o aspecto tributário, tipicamente algumas fontes de eletricidade no Brasil recebem subsídios que visam corrigir falhas de mercado, conferir competitividade e, consequentemente, viabilizar a expansão dessas fontes no sistema.

De acordo com essa lógica, a Nota Técnica nº 381/2016 (ANEEL, 2016) trata sobre a instauração de descontos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e transmissão (TUST) para fontes incentivadas. O desconto estabelecido refere-se a uma taxa de 50% aplicada na TUSD e TUST de empreendimentos hídricos, eólicos, solares, térmicas a biomassa e usinas com sistemas de cogeração, que operam com potência superior a 1 MW, e igual ou inferior a 30 MW. O desconto também incide sobre o consumo da energia comercializada por esses empreendimentos.

Observou-se que das usinas eólicas em operação no país predominam empreendimentos com tamanho na faixa entre 21 MW e 30 MW instalados. Esses empreendimentos somam uma potência total de 11.467 MW, que representa 66,1% do parque eólico nacional.

O Gráfico 4 apresenta oito faixas de potência para parques eólicos, e o número de empreendimentos que se enquadra em cada faixa, desde 1998 até 2019. Percebe-se que os primeiros empreendimentos eólicos instalados no Brasil entre 1998 e 2008 eram parques menores com até 10 MW de potência. A partir de 2008 já iniciam as instalações de parques maiores, de 11 MW a 30 MW.

Essa mudança é um reflexo da Lei 10.438, de 2002, que inclui as fontes eólicas no desconto mínimo de 50% da TUST e TUSD (MONTALVÃO & SILVA, 2015). No entanto, apenas após 2014 que a maioria dos parques passou a ter tamanho na faixa de 21 MW a 30 MW. De tal forma, observa-se que houve um atraso de alguns anos até que a lei surtisse efeito, e que a indústria se desenvolvesse para promover parques desse tipo.

Em 2016, o desconto de 50% na TUSD passou a vigorar também em projetos com potência instalada entre 30 MW e 300 MW. Em consequência, no lugar do tamanho do parque, o inibidor passou a ser a receita de cada Sociedade de Propósito Especifico (SPE). A tendência é que o lucro seja maior conforme a escala aumenta, no entanto, existe uma expectativa de receita definida pelas empresas que limitam o tamanho máximo dos SPEs. O faturamento da SPE tem que ficar dentro do lucro presumido, então o cálculo do seu tamanho é feito de maneira inversa, para que a receita gerada pelo parque não exceda a expectativa da empresa.

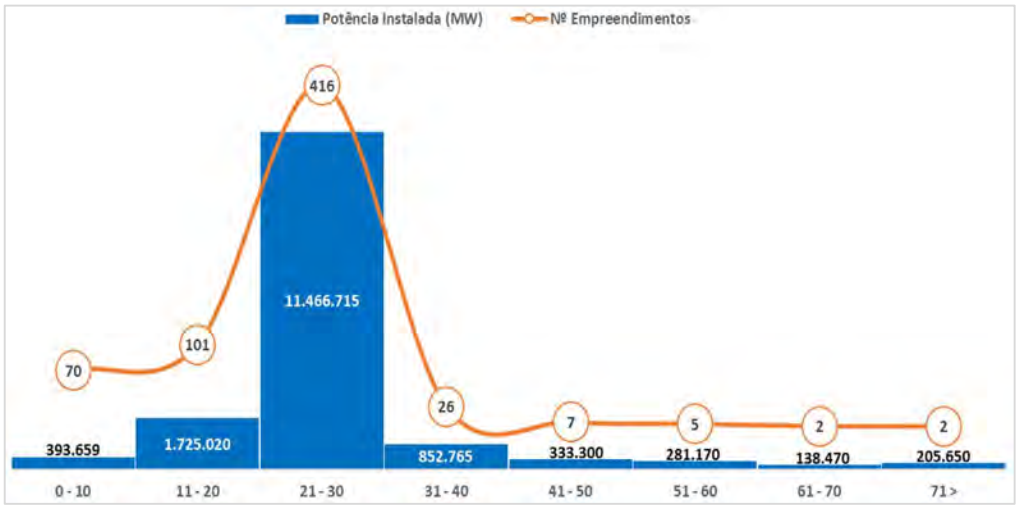


Gráfico 4: Quantidade de empreendimentos eólicos por faixas de potência instalada em cada parque.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANEEL (2019).

O tamanho do *cluster*[2] é definido considerando quatro fatores principais. O primeiro é o *equity*, ou seja, a própria capacidade de investimento da empresa. O segundo

[2] Conglomerado eólico.

é o estágio de desenvolvimento do projeto. O terceiro é o fornecimento de serviços. Atualmente, não existe uma grande quantidade de fornecedores de aerogeradores no Brasil. Portanto, a disponibilidade de fornecimento está limitada pela capacidade de produção dessas empresas. O quarto fator é a competitividade do projeto. Dado que a sistemática de um leilão é que oferta e demanda se igualem, indiretamente a concorrência de grandes projetos torna-se limitada.

A Tabela 1 traz dados sobre os principais conglomerados eólicos instalados no Brasil. Em média, as SPEs encontram-se na faixa analisada previamente, entre 20MW e 30MW, e os maiores *clusters* estão localizados no nordeste do país. O número de empreendimentos por empresa é em média de 11 SPEs por conglomerado, sendo que os maiores conglomerados possuem potência instalada total na faixa de 400MW.

Tabela 1: Principais clusters instalados no Brasil, quantidade de parques em cada cluster e potência instalada total.

Conglomerados	Estado	Região	Qtde Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Média Potência Instalada (MW) por Empreendimento
Ventos de Santa Joana	PI	NORDESTE	16	469	29,3
Delta	MA	NORDESTE	15	426	28,4
Umburanas	BA	NORDESTE	17	343	20,1
Campo	BA	NORDESTE	11	327	29,7
Verace 1	RS	SUL	10	258	25,8
Asa Branca	RN	NORDESTE	8	241	30,1
União dos Ventos	RN	NORDESTE	13	235	18,1
Serra da Babilônia	BA	NORDESTE	8	223	27,9
Ventos de São Clemente	PE	NORDESTE	8	216	27,0
Itarema	CE	NORDESTE	9	207	23,0
Ventos de São Vicente	PI	NORDESTE	7	206	29,4

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANEEL (2019).

2.2.2. Aerogeradores

Os aerogeradores representam aproximadamente 70% do investimento total, considerando os custos técnicos do projeto (EPE, 2020). Por essa razão, a escolha do equipamento demanda atenção nos estágios iniciais de cada projeto. Dentre os principais fornecedores instalados no Brasil destacam-se as empresas GE, Nordex, Siemens Gamesa, Vestas e WEG.

Dentre os projetos promulgados para os leilões, as características mais relevantes dos equipamentos são o diâmetro do rotor, a altura do cubo e a potência unitária da turbina. Esses parâmetros são determinantes na estimativa de produção da energia de um empreendimento (EPE, 2019). Pela Figura 1 percebe-se que os parâmetros dos equipamentos, média de potência nominal da turbina, média de diâmetro do rotor, e média de altura do eixo do cubo, sofreram alterações ao longo do desenvolvimento da indústria eólica nacional e aumentaram sua capacidade.

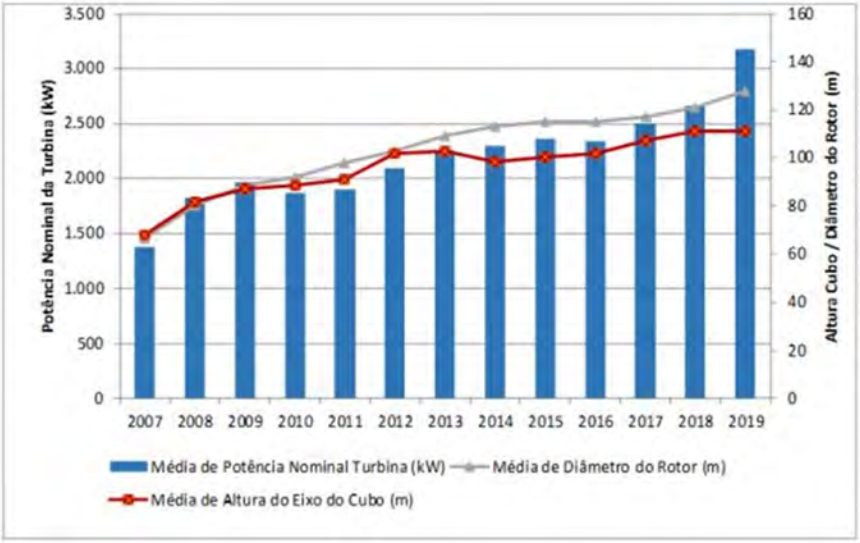


Figura 1: Médias de potência nominal das turbinas, diâmetro do rotor e altura do cubo.

Fonte: EPE (2020).

A média da potência instalada por turbina eólica foi de 3,2 MW em 2019, a média da altura do eixo do cubo foi de 110m e a média do diâmetro do rotor foi de 130m. Como parte do desenvolvimento tecnológico da indústria, esse padrão é observado porque quanto maior a altura do aerogerador e o diâmetro do rotor, atrelados a velocidade média do vento, maior será a potência unitária da turbina (EPE, 2020).

Sob uma perspectiva de longo prazo, a tendência é que, com o desenvolvimento tecnológico, os fornecedores de aerogeradores no Brasil migrem para a venda de equipamentos maiores, com turbinas entre 4 MW e 6 MW, diâmetros do rotor de até 170 metros, e alturas do eixo do cubo de até 200 metros. Em janeiro de 2020, a empresa Vestas instalou a primeira turbina de 4,2 MW no Brasil. O *cluster* projetado pela empresa está localizado na região nordeste e será composto por 24 unidades dessas turbinas, e uma potência total de 101 MW (CANAL ENERGIA, 2020). O objetivo é aumentar a produtividade das usinas e, assim, ter economia de custo, visto que o investimento em turbinas eólicas representa o maior gasto dos projetos.

O aumento da potência das turbinas também pode levar ao aumento do fator de capacidade do projeto. Ao longo da última década, a evolução tecnológica dos aerogeradores levou ao aumento do fator de capacidade, fato que contribuiu para a competitividade da fonte e sua viabilização no mercado. Parques eólicos no Nordeste apresentam os maiores fatores de capacidade registrados no país, devido ao maior potencial e constância do vento na região (EPE, 2020).

A nível mundial, valores médios anuais de fator de capacidade oscilam em torno de 28% (GWEC, 2018). No entanto, em estudos desenvolvidos pela EPE, a partir de dados sobre os projetos eólicos vencedores nos leilões, verifica-se que no litoral nordeste o fator de capacidade médio registrado é de 56%, enquanto no Rio Grande do Sul a média é de 48%. Esses valores estão acima da média mundial (EPE, 2018). A Figura 2 mostra o aumento do fator de capacidade nos parques eólicos brasileiros no período de 2007 a 2019.

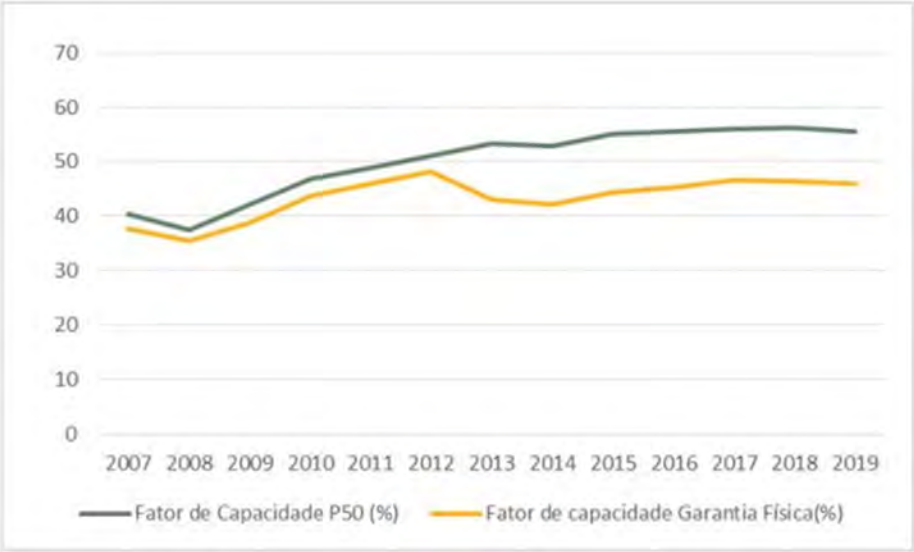


Figura 2: Fatores de capacidade médios ao longo dos anos.

Fonte: EPE (2020).

2.2.3. Custos para empreendimentos eólicos

Os custos da fabricação dos aerogeradores e os demais custos associados caíram substancialmente durante a última década. Os motivos, além do desenvolvimento tecnológico, foram os ganhos de economia de escala e aumento no número de fabricantes instalados no Brasil.

Com a nacionalização dos equipamentos, o impacto da variação cambial nos custos dos empreendimentos não foi significativo, a variação da inflação no período foi o fator que gerou maior sensibilidade. A Figura 3 mostra o comportamento do custo de investimento (*Capital Expenditure* - CAPEX), em R$/kW, para empreendimentos eólicos entre 2007 e 2019. Destaca-se que o custo médio dos investimentos eólicos, após uma leve subida entre 2008 e 2009, sofreu queda e se estabilizou próximo a R$ 5.000/kW em 2019. Esses valores sinalizam o amadurecimento da indústria eólica no Brasil.

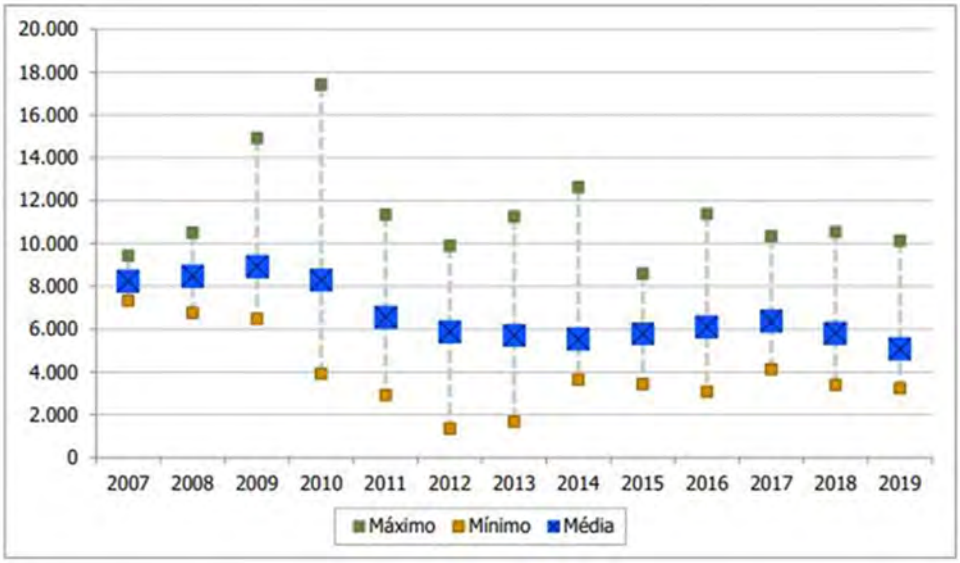


Figura 3: Custo de investimento dos empreendimentos eólicos habilitados, em R$/kW.

Fonte: EPE, 2020.

O custo de aquisição dos equipamentos ainda é o principal elemento que compõe o CAPEX. Em 2019 o custo de aquisição dos equipamentos representou 70% do custo total do investimento. A parcela restante é composta pelos custos de conexão, obras e aquisição do terreno (EPE, 2020).

2.2.4. Preços praticados pelo mercado

O Gráfico 5 apresenta os preços médios anuais de venda[3] de energia, ajustado pelo IPCA, para a fonte eólica em todos os leilões que participou. A partir de 2015 o preço dessa fonte caiu significativamente, reduzindo de R$ 226/MWh para R$ 99/MWh, em 2019. Desde então, o preço de venda oscila em torno de R$ 100/MWh, e o menor valor já registrado aconteceu em 2018, com R$ 68/MWh, no 27º Leilão de Energia Nova. Em 2019, o preço de venda da fonte eólica só não foi menor que o da fonte solar, que atingiu um preço médio de R$ 88/MWh (CCEE, 2019).

[3] Preços atualizados pelo IPCA janeiro/2020.

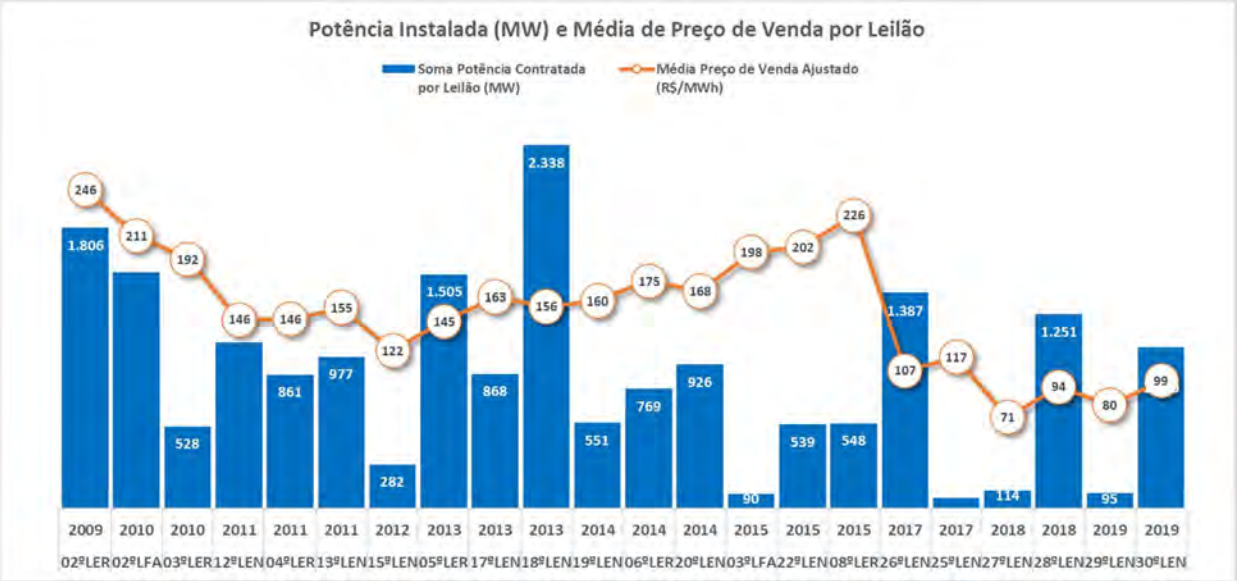


Gráfico 5: Preço Médio de Venda (R$/MWh) por leilão ajustado ao IPCA.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da CCEE (2019).

2.2.5. Premissas financeiras de capital próprio e capital de terceiros

O objetivo desta seção é apresentar os cálculos de financiamento e taxa de desconto adotados no fluxo de caixa do projeto.

O método mais utilizado para estudar a viabilidade econômica de um investimento é a partir do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Para estimá-lo é necessário calcular a taxa de desconto, também conhecida como custo de capital ou custo de oportunidade. O fluxo de caixa pode ser positivo ou negativo, de maneira que um VPL negativo indica que o rendimento do projeto é inferior ao investimento inicial. Por sua vez, um VPL positivo indica que a situação está favorável ao investimento (FONTANET, 2012).

A taxa de desconto ajustada ao risco é utilizada para trazer ao presente os fluxos de caixa estimados para o futuro. A principal metodologia para calcula-la é o Custo Médio Ponderado do Capital (WACC). O WACC é a taxa que compensa os acionistas pelo risco que sofrem ao investir em um determinado projeto. Seu cálculo está indicado na Equação 1.

Para o cálculo do custo de capital próprio foi utilizado o modelo CAPM[4], estimado a partir da soma entre a taxa livre de risco[5] (Rf) e o beta da indústria (β) multiplicado pelo prêmio de risco do mercado[6] $(Rm - Rf)$, conforme Equação 2.

Equação 1: $$Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$$

Equação 2: $$WACC = (\frac{E}{D+E}) * Ke + (\frac{D}{D+E}) * Kd*(1\text{-IR})$$

K_e: Custo do capital próprio;
R_f: Taxa livre de risco;
R_m: Retorno médio do mercado;
β: Índice beta ou risco não sistemático;
WACC: Custo de capital médio ponderado;
D: Debit;
E: Equity;
IR: Imposto de renda.

Como pode-se observar na Figura 5, o cálculo do custo de capital médio ponderado, WACC[7], resultou em uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 10 % ao ano.

	Unidade	Valor
Ke	%	10,02
Rf	%	8,02
NTN-B Principal 2045	%	3,37
IPCA	%	4,5

Tesouro IPCA+ 2045

http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro-direto-calculadora

Rm - Rf	%	4

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

β		0,5

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

Figura 5: Custo de capital próprio.
Fonte: Elaboração própria com base em FONTANET (2012).

[4] *Capital Asset Pricing Model*

[5] Para a taxa livre de risco adotou-se a taxa pré NTN-B Principal 2045 do Tesouro Direto, composta por NTN-B 2045 + IPCA.

[6] Para o índice beta do prêmio de risco considerou-se o valor *power* da tabela Damodaran (NYU Stern, 2020).

[7] *Weighted Avarege Capital Cost*

Considerou-se que o financiamento por meio de capital de terceiros foi concedido pelo BNDES Finame – Energia Renovável. Esse financiamento é concedido para aquisição e comercialização de sistemas de geração de energia solar e eólica. O capital de terceiros, ou custo de financiamento, é composto pelo custo financeiro, que pode ser atrelado a TFB[8], TLP[9] ou SELIC[10], adicionado ao custo da taxa do BNDES, que corresponde a 1,05% ao ano, e à taxa do agente financeiro, que deve ser negociada entre a instituição e o cliente, estipulada em 2% ao ano. O cálculo, indicado na Equação 3, resulta num custo de financiamento de 7,7% ao ano, conforme indicado na Figura 6.

Equação 3: $$K_d = (1 + C_{financeiro}) * (1 + T_{BNDS}) * (1 + T_{agente\ financeiro})$$

K_d: Capital de terceiros;
$C_{financeiro}$: Custo financeiro;
T_{BNDS}: Taxa do BNDS;
$T_{agente\ financeiro}$: Taxa do agente financeiro.

	Valor	Unidade
Custo Financiamento	7,71	%

	Escolha uma opção	Valor	Unidade
Custo Financeiro	Selic	4,5	%

Custo Financeiro	Descrição	Composição	Valor	Unidade
TFB	Taxa Fixa do BNDES	Pré-fixada	5,67	%
TLP	Taxa de Longo Prazo	IPCA + 1,78% a.a.	6,28	%
Selic	Taxa de Juros Básica	Pós-fixada	4,5	%

	Valor	Unidade
Taxa do BNDES	1,05	%

	Valor	Unidade
Taxa do Agente Financeiro	2	%

Figura 6: Custo de capital de terceiros, financiamento pelo BNDES.
Fonte: Elaboração própria com base em BNDES (2020).

[8] Taxa Fixa do BNDES

[9] Taxa de Longo Prazo

[10] Sistema Especial de Liquidação e Custódia

3. Resultados e Discussões

3.1. Análise dos dados anemométricos

Os dados anemométricos permitem a análise da velocidade média dos ventos nos locais. Para a modelagem financeira na plataforma do SAM foi utilizada uma série horária modelada para os ventos das regiões de Brasília de Minas e Uberlândia (MG). As medições foram realizadas durante um período de 5 meses, e os dados foram extrapolados para uma série histórica de 10 anos por meio do MERA. Essas simulações fazem parte do âmbito do Projeto P&D da chamada 09344-1703/2017 da ANEEL.

Nos Gráficos 6 **Gráfico** observa-se que na temporada seca, que ocorre entre maio e novembro, registrou-se o maior potencial eólico em ambos os locais. Além disso, no período mais recente de medição, em 2018, a média anual do vento de Uberlândia foi maior que Brasília de Minas, com 5,90 m/s e 5,86 m/s respectivamente.

Gráfico 6: Velocidade média mensal (m/s) do vento medido a 100 metros de altura.

Fonte: Elaboração Própria.

Para a modelagem no SAM, optou-se por utilizar os dados anemométricos de Brasília de Minas em 2010, que teve o menor registro simulado na série histórica. O Gráfico 7 apresenta as velocidades médias em ordem decrescente para as duas regiões analisadas, no período de 2010 a 2018.

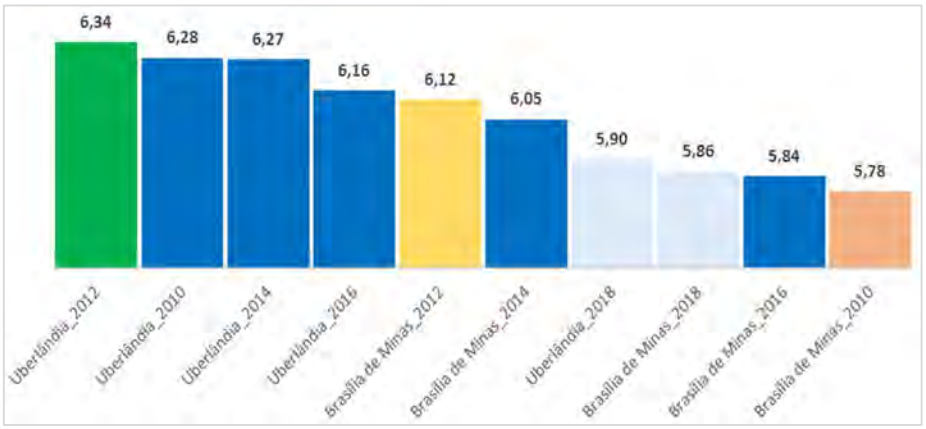


Gráfico 7: Velocidade média dos ventos em Brasília de Minas e Uberlândia.

Fonte: Elaboração Própria.

No Gráfico 8 observa-se que, apesar da velocidade média anual ser de 5,78 m/s em 2010, a velocidade média mensal no período de seca é de 7,36 m/s, enquanto no período chuvoso é de 4,40 m/s. Observa-se também que a velocidade média horária apresenta maior potencial no começo do dia, entre 00h e 9h. A partir de 19h a velocidade volta a subir.

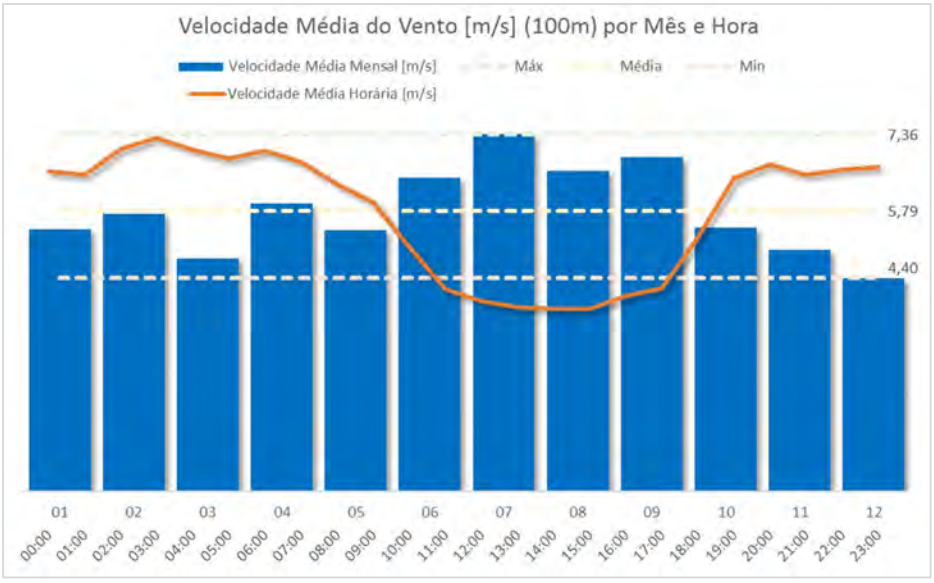


Gráfico 8: Velocidade média horária e mensal de Brasília de Minas, 2010.

Fonte: Elaboração Própria.

3.2. Parque Tipo

A partir da análise dos dados de mercado de energia eólica elaborou-se o parque tipo para implementação de um empreendimento eólico na região Sudeste, detalhado a seguir. O Parque Tipo apresenta as características técnicas de um parque eólico padrão

no Brasil, com um tamanho de 30 MW, altura média do eixo do cubo de 110m, diâmetro médio do rotor de 120m, potência média instalada por turbina de 2,5 MW, combinado com o registro de ventos em 2010 na região de Brasília de Minas. Os dados anemométricos foram escolhidos considerando o pior cenário já registrado na série histórica.

O parque tipo elaborado contém 9 turbinas [3 linhas com 3 turbinas cada] e 30 MW de potência. Além disso, aderiu-se uma perda de 5% e um coeficiente de turbulência de 0,18. Na mesma etapa tratou-se do *layout* do parque, que necessita de uma área total de 10,5 km².

As Tabelas 2, 3 e 4 contém os parâmetros técnicos e financeiros definidos como base para a modelagem.

Tabela 2: Premissas técnicas unitárias do Parque Tipo.

Premissas técnicas	Unidade	Valor
Velocidade média do vento	m/s	5,86
Altura média do eixo do cubo	m	110
Diâmetro médio do rotor	m	130

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE (2020) e CCEE (2019).

Tabela 3: Premissas técnicas do Parque Tipo.

Premissas técnicas	Unidade	Valor
Tamanho do Sistema médio	MW	30
Potência Média Instalada por turbinas	MW	3,2
Quantidade média de turbinas	unidade	9
Fator de Capacidade médio	%	55

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE (2020) e CCEE (2019).

Tabela 4: Premissas de custo do Parque Tipo[11].

Premissas Custo	R$/u	R$/kW	US$/u	US$/kW
Custo de Investimento (CAPEX)	**20.960.000**	**6.550**	**5.213.930**	**1.629**
Custo de Equipamentos e Sistemas Auxiliares	16.000.000	5.000	3.980.100	1.244
Custo de Conexão	1.760.000	550	437.811	137
Custo de Obras Civís	1.760.000	550	437.811	137
Custos Indiretos, Montagem e Testes, Transporte e Seguro	1.120.000	350	278.607	87
Custo de Aquisição do Terreno e Ações Socioambientais	320.000	100	79.602	25
Custo de Operação e Manutenção (OPEX)	**419.200**	**14**	**104.279**	**3**
Custo Unitário do Parque Tipo	**21.379.200**	**6.564**	**5.318.209**	**1.633**
Custo Total do Parque Tipo	**200.430.000**	**61.537**	**49.858.209**	**15.308**

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE (2018).

O custo unitário calculado para a turbina foi de R$ 16.000.000[12]. Na Figura 4 encontra-se sinalizada a proporção que o custo unitário da turbina representou no custo total do empreendimento [70%], e na Tabela 4 estão sinalizadas as premissas de custo

[11] O câmbio teve como base a cotação do dólar do dia 01/01/2020, cujo valor era de R$4,02/US$.

[12] Para o cálculo do custo unitário utilizou-se como base uma turbina de 3.200 kW, com um custo de R$ 5.000/kW, conforme visto na seção 4.3.

dos demais equipamentos para o parque tipo. A partir desses valores, chegou-se a um custo unitário de R$20.960.000.

Além disso, os custos envolvem a operação das usinas e a manutenção dos equipamentos, engenharia e planejamento. O custo de operação e manutenção é considerado baixo, na ordem de 2% do preço anual dos aerogeradores (CUSTÓDIO, 2010). Assim, o custo unitário de O&M resultou em R$419.200,00.

Por tanto, o custo unitário do Parque Tipo resultou em R$21.379.200,00, que multiplicado pela quantidade de turbinas do parque [9], levará a um custo total do projeto de R$200.430.000,00.

3.3. Análise sensibilidade do Parque Tipo

Os parâmetros utilizados para modular o Projeto Tipo foram formados pelos componentes técnicos dos empreendimentos eólicos em operação no Brasil. Visto isso, foi feito uma análise de sensibilidade em relação a esses parâmetros para observar o ponto de equilíbrio em que a variável gera um resultado de VPL igual a zero.

Como resultado, o resultado da análise indica que o ponto de equilíbrio do Parque Tipo em relação ao custo de investimento é R$4.610 por kW instalado.

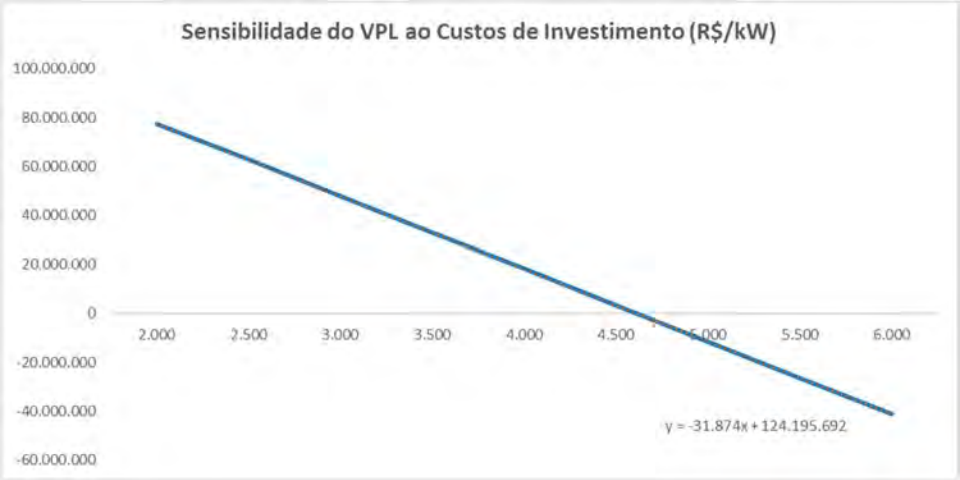


Gráfico 9: Análise de sensibilidade em relação ao custo de investimento R$/kW.

Fonte: Elaboração Própria.

3.4. Viabilidade econômica do Parque Tipo

Os parâmetros técnicos simulados no modelo SAM foram analisados por um modelo econômico que considera premissas de custo, de receita, taxas, depreciação e impostos governamentais para compor o fluxo de caixa do projeto, conforme exposto na descrição do Parque Tipo.

O custo unitário do sistema foi calculado com base nos custos dos equipamentos e sistemas auxiliares, custo de conexão, obras civis, custos indiretos e custos de aquisição do terreno. O custo total de instalação estimado foi de US$1.629 /kW.

Já para o cálculo dos parâmetros financeiros adotou-se uma Taxa de Atratividade Mínima (TMA)[13] de 10% ao ano e a inflação nominal de 2019, cujo valor foi de 4,5% ao ano, dado do IPCA acumulado de 2019. Em relação aos impostos federais, aplicou-se o IRPJ (Imposto de Renda para Pessoa Jurídica) e a CSLL (Contribuição Social do Lucro Líquido) com uma alíquota de 25% e 9%, respectivamente. Além disso, foram considerados os impostos estaduais PIS e COFINS, com alíquota de respectivamente 1,65% e 7,6%, totalizando 9,25%. O capital do projeto foi estipulado com 60% de capital de terceiros (financiado pelo BNDES[14]) e 40% de capital próprio.

Os resultados da modelagem no SAM indicam que o fator de capacidade do Parque Tipo seria de 20,8%. Esse resultado está de acordo com o esperado, visto que a velocidade média anual do vento para a região estudada [Brasília de Minas] é de 6 m/s, e esse é o fator que mais impacta o rendimento da usina. A média eólica nacional para os fatores de capacidade é de 56%, considerando uma velocidade média do vento de 9 m/s.

Com esse fator de capacidade a energia anual gerada, no primeiro ano do projeto, será de 50.098 MWh.

De acordo com os cálculos desenvolvidos no modelo econômico, para um fator de capacidade de 20,8%, o Parque Tipo só apresentaria um VPL positivo caso o preço de venda da energia fosse superior a R$ 306/MWh. Para esse valor, a viabilização do projeto torna-se complicada, visto que o preço de venda para a eólica no último leilão registrado foi de R$ 99/MWh. Por sua vez, considerando o preço de venda contratado no último leilão, o VPL só será positivo quando o fator de capacidade do projeto for maior que 60,2%.

Os resultados financeiros da modelagem do SAM para o parque tipo estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5: Resultados financeiros da modelagem do Parque Tipo.

Métrica	Unidade	Valor
Annual energy (year 1)	MWh	50.098
Capacity factor (year 1)	%	20,8

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do SAM.

[13] TMA: remuneração mínima que um investimento precisa oferecer para ser considerar atrativo.

[14] Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

4. Conclusão

Na região sudeste existem apenas três empreendimentos eólicos instalados, localizados nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. A principal razão para esse fato é a menor disponibilidade do recurso eólico na região. No entanto, com a expansão prevista da fonte eólica na próxima década, torna-se interessante avaliar o impacto sistêmico do local e seu potencial para alocação de futuros empreendimentos, objetivo deste estudo.

Para analisar a viabilidade da implementação de parques eólicos na região Sudeste foi elaborado um Parque Tipo, a partir da análise de mercado e do desenvolvimento da indústria eólica no Brasil ao longo das últimas duas décadas.

Os principais fatores que impactam financeiramente um projeto eólico são o fator de recuperação, que é a capacidade de gerar eletricidade a partir da energia cinética dos ventos, e o custo de investimento unitário (R$/kW). Assim, quando se admite um parque eólico com turbinas de mesma potência, a região que apresentar a maior velocidade de vento terá o maior fator de capacidade e, consequentemente, um rendimento melhor. Outra forma de aumentar a receita é reduzir o custo de investimento unitário, que, por sua vez, representa a maior parte [em torno de 70%] do custo total do empreendimento. A otimização desses fatores levará ao aumento do VPL do projeto.

O resultado da modelagem no SAM indicou um fator de capacidade de 20,8% para o Parque Tipo. Atualmente, os empreendimentos eólicos em operação na região nordeste apresentam um fator de capacidade médio de 55%. Isso significa que o fator de capacidade do Parque Tipo é 62% menor que o dos parques atuais, e consequentemente o preço de venda da energia calculado [R$ 306/MWh] foi bem menos competitivo que o valor registrado no último leilão [R$ 99/MWh].

É importante ressaltar que os dados anemométricos utilizados se baseiam em séries de ventos medidas a cada 10 minutos no período de 4 a 5 meses, e estendidas para séries horárias no período de 10 anos. A extrapolação das séries foi feita com base em dados horários de simulações de modelos matemáticos de previsão de tempo e clima. Visto que a coleta de dados dos ventos encontra-se na etapa inicial do estudo, considera-se que os valores encontrados ainda são preliminares e, portanto, a correlação entre os dados medidos e o modelo matemático é baixa. A expectativa é de que em um período maior de medição será viável realizar simulações com dados mais acurados e, por conseguinte, alcançar resultados mais verossímeis. Além disso, foi utilizado a medição da combinação cidade e ano com menor medição anemométrico para visualizar o pior cenário.

Para o desenvolvimento de trabalhos futuros, é interessante analisar também novos cenários, que incluam variações nos parâmetros definidos no Parque Tipo, a fim de explorar alternativas que aumentem a competitividade do projeto.

Em 2019, uma média de 120 novos consumidores por mês ingressaram no ambiente de contratação livre, ante 68 novos consumidores/mês em 2018, o que representa um crescimento de 76% (CCEE, 2019). De tal forma, é interessante analisar em estudos futuros como a expansão do mercado livre pode também impactar a viabilidade de empreendimentos eólicos instalados no Sudeste. Uma forma de se fazer essa análise é modelando cenários que apresentem variações nos parâmetros dos contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

5. Referências Bibliográficas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019. Banco de Informações de Geração. Brasília, Brasil.

CANAL ENERGIA, 2020. Vestas instala primeira turbina acima de 4MW do Brasil. Disponível em < https://www.canalenergia.com.br/noticias/53123936/>. Acesso em 22/01/2020.

DUTRA, R. M; SZKLO, A. S. A energia eólica no Brasil: Proinfa e o novo modelo do Setor Elétrico. In: **Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia-CBE**. 2006. p. 842-868.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2017. Expansão da Geração. Empreendimentos Eólicos. Brasília, Brasil. Disponível em <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em 07/01/2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil. Brasília, Brasil. Disponível em <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em 07/01/2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050. Brasília, Brasil. Disponível em <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em 13/01/2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Balanço energético nacional. Ano base 2018. Brasília, Brasil. Disponível em <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em 10/01/2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasília, Brasil. Disponível em <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em 14/01/2020.

FONTANET, F. A, 2012. Avaliação de uma opção de espera de um parque eólico pelo método de opções reais. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica.

MONTALVÃO, E. SILVA, R, 2015. Descontos na TUST e TUSD para fontes incentivadas: uma avaliação. Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa. Disponível em < https://www12.senado.leg.br/>. Acesso em 07/01/2020.

NREL – National Renewable Energy laboratory, 2014. Reference Manual for the System Advisor Model's Wind Power Performance Model. Disponível em <https://www.nrel.gov/docs/>. Acesso em 14/01/2020.

NYU Stern, 2020. **Betas**. Disponível em < http://pages.stern.nyu.edu/>. Acesso em 04/02/2020.

PUC-RIO, 2018. Avaliação Financeira de um Parque Eólico. Rio de Janeiro, Brasil.

Comparando a Sustentabilidade de Eólicas com Outras Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica

R.C. Furtado, M.F.R.G. Furtado, E. Florissi, M.G. Furtado, M. Aragão da Silva
Diversa Sustentabilidade, Recife, Brazil
e-mail: ricardofurtado@diversaconsultoria.com.br

D.S. Ramos
MRTS Consultoria e Engenharia Ltda., São Paulo, Brazil
e-mail: dorelram@gmail.com

RESUMO

O artigo proposto apresenta os resultados de uma pesquisa intitulada "Matriz energética e aprimoramento da sistemática de inserção ambiental no planejamento da expansão do sistema elétrico", com foco nos resultados obtidos para as fontes de energia eólica *onshore* e *offshore*. Um dos principais objetivos da pesquisa foi criar o Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica (ISFG), para comparar diferentes fontes de geração de energia elétrica. As dimensões do ISFG são: (i) ambiental; (ii) social; (iii) econômico (inserção regional) e (iv) político-institucional. O uso de um sistema de indicadores de sustentabilidade permite uma comparação mais justa dos custos e benefícios ambientais entre tecnologias de produção de energia elétrica. Os resultados apontam que, dentre as diferentes fontes de geração de energia disponíveis no Brasil, todas as fontes renováveis tiveram pontuação mais alta que as não renováveis. Por fim, os resultados também indicam que a fonte de geração de energia eólica *offshore* é a fonte com o maior valor de ISFG e a fonte de geração de energia eólica *onshore* se apresenta em quarto lugar no *ranking*.

PALAVRAS-CHAVE

Geração de energia elétrica; Dimensões da sustentabilidade; Sistema de indicadores; Índice de sustentabilidade; Fontes renováveis; Fontes não renováveis.

INTRODUÇÃO

O planejamento energético atual, baseado apenas em análises técnicas e econômicas, subestima os benefícios e os custos associados à dimensão socioambiental das fontes de geração de energia. Ao mesmo tempo, o setor elétrico vem enfrentando inúmeras dificuldades em termos de expansão, principalmente no que se refere ao licenciamento ambiental. Esses problemas apontam a necessidade de discussão e, sobretudo, de uma proposta de avaliações sistemáticas, conceitualmente fundamentadas e aceitas pela sociedade, com soluções sustentáveis para as questões existentes, com inovações tecnológicas e um novo modelo de matriz energética para o Brasil.

Nesse contexto, a pesquisa intitulada "Matriz energética e aprimoramento da sistemática de inserção ambiental no planejamento da expansão do sistema elétrico", em cujos resultados este artigo se baseia, considera a incorporação de níveis de sustentabilidade de diferentes

fontes de geração como um dos aspectos a serem considerados no processo de planejamento do setor elétrico brasileiro. Isso significa incluir a valorização de aspectos socioambientais, a fim de obter os custos e benefícios socioambientais das fontes de geração de energia elétrica. Para isso, buscou desenvolver novos métodos de análise que considerem os aspectos e variáveis relacionados às diferentes dimensões da sustentabilidade - econômica, social, ambiental, cultural, institucional, etc. -, com base em indicadores que possam refletir, para cada fonte de geração, a disponibilidade de recursos, seus impactos ambientais e socioeconômicos, vulnerabilidades diante das mudanças climáticas e restrições ao uso da terra.

Ao longo do processo de desenvolvimento da pesquisa, foi essencial considerar os estudos elaborados nos últimos anos, reunindo uma importante pesquisa bibliográfica, nacional e internacional, permitindo construir um arcabouço conceitual-metodológico como suporte para indicações e recomendações capazes de contribuir efetivamente para um novo modelo, com propostas para os diversos atores sociais e agentes econômicos envolvidos, utilizando um sistema de indicadores.

Os sistemas de indicadores são um dos métodos mais utilizados para esse fim. Permitem, nesse caso, relacionar para cada fonte de geração a disponibilidade de recursos a médio e longo prazo, seus impactos ambientais, os aspectos socioeconômicos envolvidos, com as vulnerabilidades diante das mudanças climáticas e restrições ao uso da terra. Nesse contexto, a pesquisa atendeu ao seu objetivo central, qual seja, desenvolver metodologia e melhorar o sistema de inserção ambiental no planejamento da expansão da geração no Brasil, com ênfase nas fontes geradoras projetadas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

O presente artigo apresenta os resultados alcançados com a pesquisa para as fontes renováveis de geração de energia elétrica, descrevendo e comparando os melhores resultados dos ISFGs das fontes eólicas com as demais fontes renováveis. Inicia-se com uma breve revisão bibliográfica quanto ao planejamento da expansão do sistema energético, seguindo-se a metodologia aplicada para o desenvolvimento do ISFG e os resultados obtidos.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Segundo Furtado e Furtado (2016), a sustentabilidade é baseada em duas disciplinas científicas: ecologia e economia. Até o final da década de 1970, no âmbito da Ecologia, o significado estava associado à resiliência, que é a capacidade de um sistema de enfrentar tensões e desordens sem

perder suas funções e estruturas. Na ciência econômica, o termo é usado para qualificar o tipo de desenvolvimento tenha essa característica. O setor elétrico cresce por meio de políticas que geralmente demonstram que os investimentos visam o crescimento econômico e a melhoria das condições de vida da população. Tanto a dimensão social quanto a ambiental levantam preocupações, porque a geração e a transmissão causam mudanças no ecossistema para atender à demanda básica da população, causando impactos ambientais (LUGOBONI, 2015)

De maneira simplificada, é possível afirmar que todas as fontes de energia, em certa medida, afetam o meio ambiente e causam impactos ambientais. O uso de combustíveis fósseis afeta tanto a saúde ambiental quanto a humana, enquanto grandes usinas hidrelétricas são responsáveis pela realocação de populações devido às áreas inundadas. O uso de biomassa em larga escala afeta a biodiversidade devido ao impacto das monoculturas. A energia eólica causa mudanças na paisagem através de torres e turbinas, além do ruído e da mortalidade de aves em determinadas localidades. A energia solar, devido à fabricação de células solares fotovoltaicas, produz resíduos perigosos e ocupa áreas, reduzindo assim o uso da terra para outra finalidade.

Assim, optar por uma fonte de geração de eletricidade requer uma avaliação apropriada, que envolve o estudo e negociação entre custos e benefícios, além de um entendimento preciso dos impactos e a adoção de medidas compensatórias apropriadas (CAMARGO; UGAYA; AGUDELO, 2014). Para avaliar os impactos de qualquer empresa em um ambiente, é necessário estar totalmente ciente dos impactos da ação e dos meios que a receberão. Devido à complexidade dos fatores e variáveis envolvidos nessas avaliações, os indicadores se mostram adequados, pois, dentre outras características, permitem comparar as diferentes opções de fontes geradoras.

O planejamento da expansão do sistema energético no Brasil se desenvolveu em três estágios de diferentes estudos: i) *estudos de longo prazo* - com horizonte de até 30 anos, que buscam analisar as estratégias de desenvolvimento dos diversos sistemas de energia em todo o país e a composição futura do suprimento de energia, tendo como produto o Plano Nacional de Energia; ii) *estudos de médio prazo* - com um horizonte de 15 anos, os quais analisam as alternativas para a expansão da geração e transmissão, a fim de atender às exigências do mercado de eletricidade; e, por fim, iii) *estudos de curto prazo* - com um horizonte de 10 anos, apresentam decisões relativas à expansão física do suprimento de energia, definindo os empreendimentos e sua alocação no tempo, bem como análises das condições de suprimento ao mercado, têm periodicidade anual e como produto o Plano Decenal de Energia (conhecido como PDE). Cabe destacar que hoje o PDE de geração é apenas indicativo, significando que a quantidade e a

composição tecnológica da expansão da capacidade de geração indicada não determinam diretamente os investimentos que serão realizados no sistema de geração (BRASIL MME, 2017).

Devido ao grande potencial hidrelétrico do Brasil e às crescentes críticas a esse tipo de expansão, que envolve a construção de grandes reservatórios com os consequentes impactos ambientais, a incorporação de questões ambientais no processo de planejamento do setor de energia elétrica afetou mais fortemente as hidrelétricas.

A EPE (2007) destacou os aspectos relevantes para monitorar e avaliar o desempenho do setor energético do ponto de vista de sua sustentabilidade, traduzido por indicadores. Isso foi resultado do trabalho realizado no contexto da matriz energética dos estudos, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, com a inclusão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), Petrobrás e o Centro de Pesquisa Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES). Este documento também indica que, no planejamento de longo prazo, os indicadores de sustentabilidade são adequados para comparar alternativas, como aspectos relacionados a mudanças no uso da terra, de acordo com a área utilizada para produção de energia elétrica e para outros fins, bem como aqueles relacionados a criação de empregos e benefícios regionais.

Uma revisão da literatura sobre a experiência brasileira em relação ao uso de indicadores de sustentabilidade de fontes de geração de eletricidade demonstrou que há diferentes níveis de abrangência e profundidade, dependendo do tipo de fonte. Como esperado, as fontes hidrelétricas têm um número maior de indicadores, embora exista uma proporção maior de aspectos negativos do que positivos. A participação substancial dessa fonte no SIN forneceu um conhecimento muito maior sobre os impactos e as variáveis ambientais relevantes para sua medição.

Com relação a outras fontes, não há uso abrangente de indicadores no setor elétrico brasileiro, principalmente quando se trata de comparar a sustentabilidade dessas opções de geração no planejamento da expansão. Consequentemente, a criação dos indicadores que dão base ao ISFG apoiou-se, também, em uma revisão da experiência internacional sobre o tema, que apresentou a abrangência e a profundidade necessárias à construção do índice. A experiência internacional demonstrou, ainda, a preocupação mundial com as mudanças climáticas. Portanto, a elevação da participação de fontes renováveis de geração de eletricidade, que não emitem gases de efeito estufa, tornou-se uma diretriz usada no planejamento da expansão do setor elétrico em praticamente todos os países. Também no Brasil, a aplicação do ISFG para as fontes renováveis de geração de energia aponta para o necessário fortalecimento do planejamento de sua expansão.

METODOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA DE INDICADORES DE FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA USO NA EXPANSÃO DO SIN

Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2008), indicadores são ferramentas que consistem em uma ou mais variáveis que, associadas de várias maneiras, capturam significados mais amplos em relação aos fenômenos a que se referem. Dentro do contexto de gestão de um determinado território, o objetivo de um indicador é indicar a existência de riscos, potencialidades e tendências em seu desenvolvimento, para que, juntamente com a comunidade, as decisões sejam tomadas de maneira mais racional (TUNSTALL, 1994). Segundo Gallopin (1996), os indicadores mais desejados são aqueles que resumem e simplificam as informações relevantes, que tornam os fenômenos reais mais aparentes, legíveis e identificáveis. O objetivo principal é agregar e quantificar informações, garantindo que seu significado seja esclarecido.

Segundo Wong (2006), uma vez esclarecidos os conceitos básicos e o contexto político, é necessário realizar um trabalho adicional de consolidação conceitual, a fim de desdobrar as ideias teóricas que devem se tornar a base para o desenvolvimento dos indicadores. Com isso, o segundo passo é a estruturação analítica do sistema de indicadores, ou seja, o plano operacional que fornece a plataforma básica de compilação e análise de dados (*Ibid.*), definindo dimensões, temas, aspectos e indicadores.

Após estabelecer os fundamentos analíticos, o próximo passo é escolher os indicadores para avaliar as dimensões do conceito estudado. Para indicadores utilizados na pesquisa ou na formulação ou avaliação de políticas públicas, algumas propriedades são de importância significativa, dentre elas: a relevância para a discussão da agenda de políticas sociais; validade em representar o conceito indicado; confiabilidade dos dados utilizados em sua construção. Além disso, o indicador deve ter as seguintes características: a) um grau de cobertura populacional adequado aos propósitos previstos; b) sensibilidade às políticas públicas implementadas; c) deve ser específico aos efeitos dos programas setoriais; d) inteligível para os agentes e públicos-alvo das políticas; e) atualização periódica, a custos viáveis; f) desagregar-se amplamente em termos geográficos, demográficos e socioeconômicos; g) e se beneficiar de uma certa historicidade para permitir comparações no tempo (JANNUZZI, 2006).

O último passo no desenvolvimento de indicadores envolve a síntese dos valores dos indicadores. A síntese ou agregação de indicadores é uma estratégia importante na construção de sistemas de avaliação. A agregação permite uma visão mais abrangente dos processos avaliados e comparações, e requer duas etapas metodológicas essenciais: (i) transformação das diferentes

unidades de medida em uma escala homogênea; (ii) atribuir pesos diferentes aos indicadores para expressar a contribuição específica e diferencial de cada um.

Com relação ao último passo, a pesquisa utilizou o método nulo, ou seja, confere a mesma importância a todas as dimensões, temas, aspectos e indicadores. Isso porque as alternativas ao método nulo apresentam diversos problemas que podem trazer vieses relevantes para os resultados: a) o método técnico - atribuição de pesos por especialistas - sofre com o alto grau de subjetividade e de dependência do perfil dos especialistas escolhidos; b) ponderar a partir da pesquisa bibliográfica não se mostrou adequado, porque o ISFG é um empreendimento pioneiro no Brasil, não havendo referência bibliográfica suficiente para tanto; e c) a atribuição de pesos por meio de pesquisas de opinião pública não seria aconselhável em um contexto complexo como a sustentabilidade de diferentes fontes de geração de eletricidade. Em suma, a experiência com outros métodos de ponderação mostra que a atribuição de pesos pode causar mais problemas do que o uso do método nulo.

A partir do referencial teórico e das experiências nacionais e internacionais, além do conhecimento da equipe de pesquisa, foi proposto um sistema de indicadores com quatro dimensões, todas derivadas da discussão sobre o conceito de "sustentabilidade": (i) ambiental; (ii) social; (iii) econômica (inserção regional); e (iv) político-institucional (FURTADO *et al*., 2020).

Em geral, os indicadores nas dimensões ambiental e social medem aspectos negativos, uma vez que se busca capturar os impactos negativos causados pelos empreendimentos, como, por exemplo, o potencial de redução de biodiversidade e o nível de dano ao patrimônio cultural, histórico e arqueológico. Já os indicadores das dimensões econômica e político-institucional medem aspectos positivos, uma vez que se propõe mensurar os impactos positivos na economia local e melhorias político-institucionais, como, por exemplo, o aumento da oferta de empregos e potencial de geração de benefícios locais. Neste último caso, quanto maior o valor, mais o indicador contribui para a sustentabilidade da fonte de geração. Alguns dos valores associados aos indicadores são de fontes de dados secundárias, coletados em extensa revisão bibliográfica (nacional e internacional). Outros indicadores foram quantificados por meio de uma escala cujos valores variaram de 1 a 5, sendo 5 o valor de maior sustentabilidade e 1 o mais baixo (*Ibid.;* DOREL *et al*., 2020).

Uma vez definidas a matriz primária e as fontes de dados, procedeu-se à validação dos indicadores e à proposição de valores, para cada indicador, em termos do nível de sustentabilidade de cada fonte de geração de energia, por meio da escala anteriormente referida.

Para tanto, utilizou-se o método Delphi, uma técnica de pesquisa muito poderosa (MARQUES; FREITAS, 2018; FURTADO *et al*., 2017), que permite agregar um conjunto de opiniões de especialistas separados geograficamente, levando a resultados consistentes em tópicos complexos e abrangentes. Segundo Furtado e Furtado (2016), a robustez da aplicação desse método foi bem demonstrada no projeto de pesquisa e desenvolvimento CEMIG GT0475 ANEEL, denominado "Desenvolvimento de uma ferramenta para monitorar e avaliar a sustentabilidade econômica, social e ambiental dos municípios na área de influência das hidrelétricas plantas". Para a aplicação do método Delphi nesta pesquisa, foram selecionados 48 participantes, sendo 37 de instituições e fóruns do setor elétrico; e 11 especialistas que atuam como consultores independentes.

O questionário foi estruturado em duas partes distintas e sequenciais, e aplicado em duas rodadas. Na primeira rodada, foram elaboradas 55 questões e na segunda, 37 questões. No Apêndice, são apresentados exemplos das questões elaboradas (FURTADO *et al*., 2020).

RESULTADOS

A matriz consolidada é composta de quatro dimensões – ambiental, social, econômica e político-institucional – e contém 40 indicadores, sendo 29 alimentados com dados primários e 11 com dados secundários, obtidos da literatura especializada. A Tabela 1 apresenta os resultados das dimensões e dos ISFGs para as fontes renováveis.

Tabela 1 – Valores das Dimensões e Índices de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica (ISFGs) - Fontes Renováveis

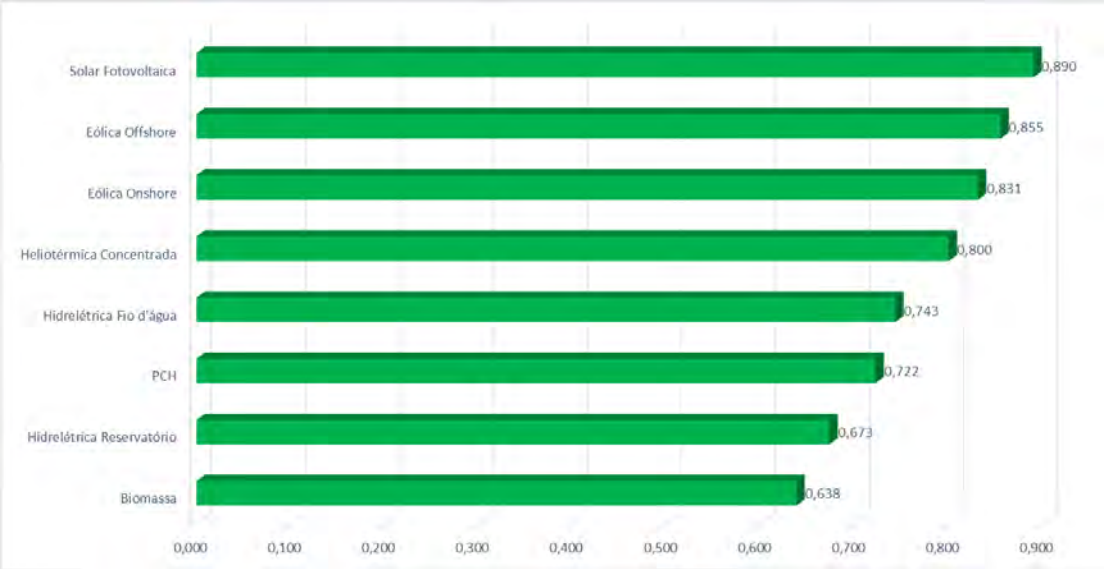
Dimensão/ Índice	Hidrelétrica com Reservatório	PCH	Hidrelétrica a Fio d'Água	Solar Fotovoltaica	Heliotérmica Concentrada	Eólica *Offshore*	Eólica *Onshore*	Biomassa
Ambiental	0.673	0.722	0.743	0.890	0.800	0.855	0.831	0.638
Social	0.334	0.604	0.470	0.578	0.588	0.840	0.670	0.513
Econômico	0.735	0.708	0.745	0.525	0.347	0.442	0.395	0.283
Político-Institucional	0.363	0.518	0.474	0.544	0.538	0.531	0.564	0.590
Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração	0.526	0.638	0.608	0.634	0.568	0.667	0.615	0.506

Fonte: Furtado *et al*., 2020.

DIMENSÃO AMBIENTAL

Os valores das notas da dimensão ambiental são compostos por quatro temas: solo, água, ar e riscos. Os três maiores valores do ISFG apresentados na dimensão ambiental foram: solar fotovoltaica (0,890), eólica *offshore* (0,855) e eólica *onshore* (0,831). A Figura 1 apresenta os valores dos ISFGs da dimensão ambiental para todas as fontes de energia elétrica renovável.

Figura 1 – Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica Renováveis – Dimensão Ambiental



Fonte: Autores.

A eólica *offshore* obteve o melhor resultado para o tema **solo** (Quadro 1), com os aspectos "área ocupada" e "perda de biodiversidade" apresentando as melhores notas entre as fontes renováveis: 1,000 0,791, respectivamente. Já os piores resultados ficaram com a biomassa e a hidrelétrica com reservatório. A biomassa perde no aspecto "área ocupada" e a hidrelétrica com reservatório no aspecto "perda de biodiversidade".

Quadro 1 – Valores do Tema Solo

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica *Offshore*	**0,896**
Solar Fotovoltaica	0,848
Heliotérmica Concentrada	0,828
Hidrelétrica a Fio D'água	0,762
PCH	0,750
Eólica *Onshore*	**0,726**
Hidrelétrica com Reservatório	0,655
Biomassa	0,329

Fonte: Autores.

No tema **água**, os aspectos considerados são: doença hídrica, perda de biodiversidade e uso de água. As fontes de geração que obtiveram os melhores resultados foram (Quadro 2): solar fotovoltaica (0,972), eólica *onshore* (0,958) e eólica *offshore* (0,935). As três primeiras fontes obtiveram o mesmo desempenho para os aspectos "uso de água" e "doenças hídricas", tendo ambos recebido nota 1,0. O aspecto que as diferenciou foi "perda de biodiversidade", no qual a solar fotovoltaica recebeu 0,916, a eólica *onshore* recebeu 0,875 e a eólica *offshore* recebeu 0,805.

Quadro 2 – Valores do Tema Água

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Solar Fotovoltaica	0,972
Eólica *Onshore*	**0,958**
Eólica *Offshore*	**0,935**
Heliotérmica Concentrada	0,767
Biomassa	0,714
PCH	0,589
Hidrelétrica a Fio D'água	0,566
Hidrelétrica Reservatório	0,542

Fonte: Autores.

Conforme esperado, as fontes de geração de energia que têm a água como principal recurso receberam as piores notas, com os aspectos "perda de biodiversidade" e "doenças hídricas" os que obtiveram menor valor.

O tema **ar** é composto por dois aspectos: mudanças climáticas e impacto na saúde. As fontes eólicas *onshore* e *offshore* obtiveram o melhor valor para o tema, ambas com 0,998 (Quadro 3). Os aspectos "mudanças climáticas" e "impacto na saúde" foram os que mais contribuíram para esse bom desempenho. Seguem-se: hidrelétrica com reservatório, PCH e hidrelétrica a fio d'água, as três com 0,994; solar fotovoltaica e heliotérmica concentrada, ambas com 0,988; e biomassa, com 0,926.

Quadro 3 – Valores do Tema Ar

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica *Onshore*	**0,998**
Eólica *Offshore*	**0,998**
Hidrelétrica com Reservatório	0,994
PCH	0,994
Hidrelétrica Fio D'água	0,994
Solar Fotovoltaica	0,988
Heliotérmica Concentrada	0,988
Biomassa	0,926

Fonte: Autores.

O tema **riscos** é composto por três aspectos: risco de origem humana, risco de origem em eventos naturais e risco de origem tecnológica. As fontes com melhor desempenho nesse tema

foram: solar fotovoltaica (0,750), hidrelétrica a fio d'água (0,648) e eólica *onshore* (0,643) (Quadro 4).

A fonte de geração eólica *onshore* obteve a segunda maior nota para os aspectos "risco de origem humana" e "risco de origem em eventos naturais". Eólica *offshore* ficou em quinto lugar, com 0,590, por sua baixa nota no indicador "potencial de riscos de perda de geração decorrentes de eventos tecnológicos".

Quadro 4 – Valores do Tema Riscos

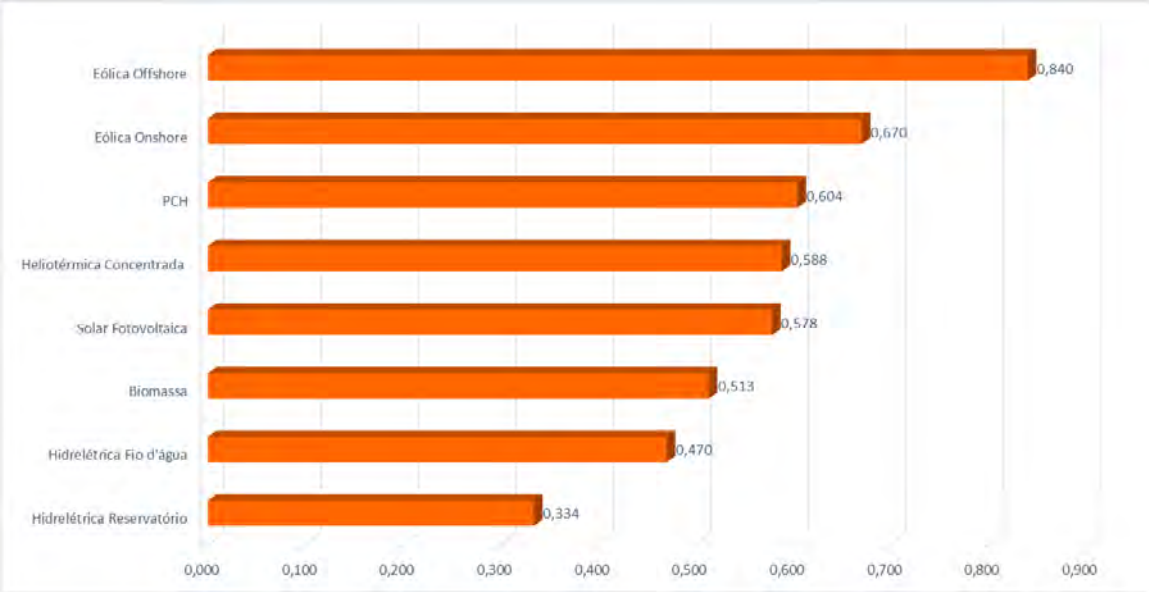
Fonte de geração de energia renovável	Valor
Solar Fotovoltaica	0,750
Hidrelétrica a Fio D'água	0,648
Eólica *Onshore*	**0,643**
Heliotérmica Concentrada	0,618
Eólica *Offshore*	**0,590**
Biomassa	0,583
PCH	0,556
Hidrelétrica com Reservatório	0,500

Fonte: Autores.

DIMENSÃO SOCIAL

A dimensão social é composta por três temas: população local e trabalhadores, terras indígenas e comunidades tradicionais e patrimônio cultural, histórico e arqueológico. Os três maiores valores do ISFG apresentados nessa dimensão foram das fontes: eólica *offshore* (0,840), eólica onshore (0,670) e PCH (0,604). A Figura 2 apresenta os valores dos ISFGs da dimensão social para todas as fontes de energia.

Figura 2 – Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica – Dimensão Social



Fonte: Autores.

O tema **população local e trabalhadores** é composto por dois aspectos: potencial de afetar populações locais e pressão sobre a segurança pública. As fontes de geração de energia que obtiveram as três melhores notas para esse tema foram (Quadro 5): PCH (0,813), eólica *onshore* (0,671) e eólica *offshore* (0,644).

A fonte eólica *onshore* obteve a segunda melhor colocação em relação ao tema, por sua excelente nota no aspecto "potencial de afetar populações locais" (0,959). Já a fonte eólica *offshore*, que vem em seguida, obteve uma das melhores notas para o aspecto "pressão sobre segurança pública" (0,671).

Quadro 5 – Valores do Tema População Local e Trabalhadores

Fonte de geração de energia renovável	Valor
PCH	0,813
Eólica *Onshore*	**0,671**
Eólica *Offshore*	**0,644**
Hidrelétrica a Fio D'água	0,451
Heliotérmica Concentrada	0,434
Solar Fotovoltaica	0,407
Hidrelétrica com Reservatório	0,378
Biomassa	0,258

Fonte: Autores.

Esse tema (população local e trabalhadores) foi aquele onde a fonte de geração eólica *offshore* apresentou seu pior desempenho**,** embora permaneça entre as três melhores colocações**.** Isso se deve à baixa nota recebida para o indicador "número de trabalhadores no pico da obra por capacidade instalada (nº de trabalhadores/MW) " (0,329). Nesse indicador há potencial de

incremento para aumentar o valor do tema e, consequentemente, o valor do índice de sustentabilidade dessa fonte.

A fonte eólica *onshore* teve seu desempenho nesse tema reduzido pelo aspecto "potencial de afetar populações locais"; para as fontes com piores resultados (biomassa, solar fotovoltaica e heliotérmica) contribuiu o baixo desempenho no aspecto "população local e trabalhadores".

O tema **terras indígenas e comunidades tradicionais** tem um único aspecto: "comprometimento de relações interétnicas", composto por dois indicadores: "possibilidade de ocorrência de povos indígenas em áreas com potencial de geração realizável" e "potencial de ocorrência de terras de comunidades tradicionais em áreas de potencial de geração realizável".

Quadro 6 – Valores do Tema Terras Indígenas e Comunidades Tradicionais

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica *Offshore*	0,875
Solar Fotovoltaica	0,750
Heliotérmica	0,750
Biomassa	0,750
Eólica *Onshore*	**0,735**
Hidroelétrica a Fio D'água	0,500
PCH	0,500
Hidrelétrica com Reservatório	0,209

Fonte: Autores.

Nesse tema, os três melhores desempenhos foram os das fontes: eólica *offshore*, solar fotovoltaica e heliotérmica (Quadro 6). Os piores desempenhos foram das fontes: hidrelétrica com reservatório, PCH e hidrelétrica a fio d'água.

O tema **patrimônio cultural, histórico e arqueológico** é composto por dois aspectos: perda de patrimônio cultural construído e comprometimento da cultura local. Observa-se que as fontes eólicas tiveram os melhores desempenhos, seguidas pelas usinas solares. A eólica *offshore* mostrou ser a melhor fonte de geração, seguida pela eólica *onshore* e pelas solares fotovoltaica e heliotérmica, estas últimas com a mesma nota (Quadro 7). O excelente desempenho da fonte eólica *offshore* nesse tema se deve à nota máxima obtida para ambos os aspectos, em que obteve a nota 1,0. A fonte eólica *onshore* teve diminuído seu desempenho pelo aspecto "perda de patrimônio histórico", ficando na segunda colocação.

Os piores desempenhos ficaram os das fontes hidrelétricas, sendo a hidrelétrica com reservatório a de pior desempenho, seguida pela hidrelétrica a fio d'água e a PCH.

Quadro 7 – Valores do Tema Patrimônio Cultural, Histórico e Arqueológico

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica *Offshore*	**1,000**
Eólica *Onshore*	**0,604**

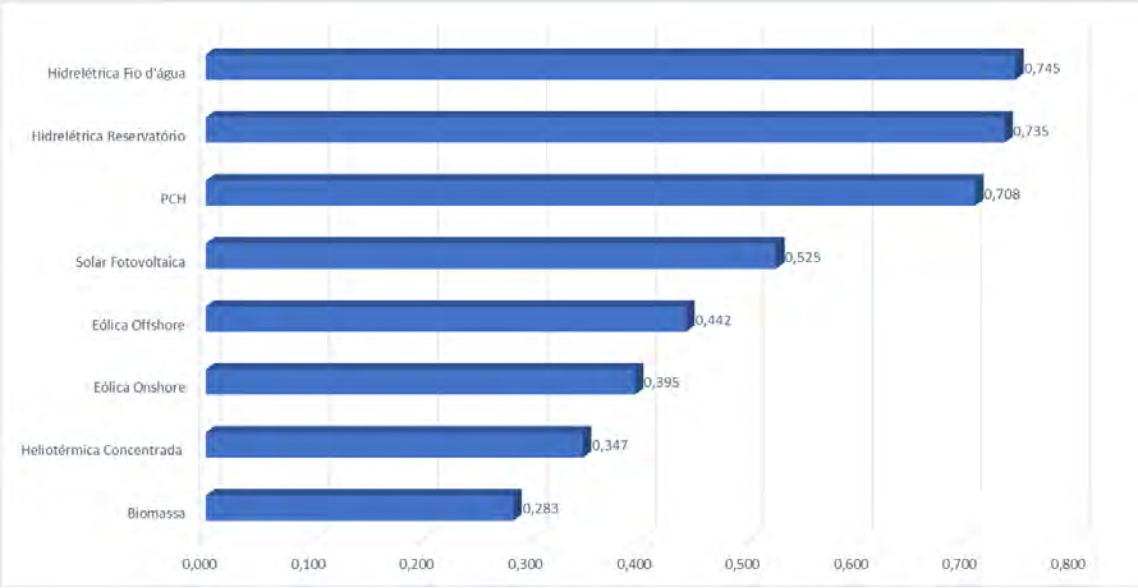
Fonte de geração de energia renovável	Valor
Solar Fotovoltaica	0,579
Heliotérmica	0,579
Biomassa	0,531
PCH	0,500
Hidrelétrica a Fio D'água	0,459
Hidrelétrica com Reservatório	0,416

Fonte: Autores.

DIMENSÃO ECONÔMICA

A dimensão econômica é composta por três temas: licenciamento ambiental, aceitação pública; e política energética e acordos internacionais. Os três maiores valores do ISFG apresentados na dimensão econômica foram para as fontes: hidrelétrica a fio d'água (0,745), hidrelétrica com reservatório (0,735) e PCH (0,708). A Figura 3 apresenta os valores dos ISFGs da dimensão econômica para todas as fontes de energia.

Figura 3 – Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica – Dimensão Econômica



Fonte: Autores.

Quando analisado o tema **geração de empregos**, podem ser observados os excelentes valores obtidos pelas fontes solar fotovoltaica (nota máxima), hidrelétrica com reservatório, PCH e hidrelétrica a fio d'água, com a mesma nota. A fonte eólica *offshore* e eólica *onshore* obtiveram respectivamente, o quinto e sexto lugares, embora a fonte eólica *offshore* tenha tido um desempenho bem superior ao da eólica onshore (0,737 e 0,395, respectivamente).

Quadro 8 – Valores do Tema Geração de Empregos

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Solar Fotovoltaica	1,000
Hidrelétrica com Reservatório	0,842
PCH	0,842
Hidrelétrica a Fio D'água	0,842
Eólica Offshore	**0,737**
Eólica *Onshore*	**0,395**
Heliotérmica Concentrada	0,384
Biomassa	0,158

Fonte: Autores.

O tema **geração de renda** é composto por cinco aspectos: atividade turística; comércio e serviço; produção agropecuária; indústria; e cessão da terra. Os três melhores valores para o tema foram para as fontes: hidrelétrica com reservatório (0,613), eólica *onshore* (0,571) e hidrelétrica a fio d'água (0,565).

A eólica *offshore* foi a fonte com o segundo pior desempenho nesse tema, com 0,386, superior apenas ao da fonte solar fotovoltaica (Quadro 9). Os aspectos que mais influenciaram a sua baixa colocação foram: "comércio e serviços"; " indústria"; "atividade turística"; e "cessão da terra".

Quadro 9 – Valores do Tema Geração de renda

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Hidrelétrica com Reservatório	0,613
Eólica *Onshore*	**0,571**
Hidrelétrica a Fio D'água	0,565
PCH	0,492
Biomassa	0,442
Heliotérmica Concentrada	0,407
Eólica *Offshore*	**0,386**
Solar Fotovoltaica	0,357

Fonte: Autores.

O tema **receita pública** é composto por um aspecto: "impostos e compensações", com dois indicadores: "compensação financeira anual paga aos estados e municípios pela energia gerada"; e "ISS anual gerado na instalação por energia anual gerada".

Observa-se (Quadro 10), que as fontes eólicas *onshore* e *offshore* obtiveram a mesma nota, a pior do grupo.

Quadro 10 – Valores do Tema Receita Pública

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Hidrelétrica a Fio D'água	0,829
PCH	0,791
Hidrelétrica com Reservatório	0,750
Heliotérmica Concentrada	0,250
Biomassa	0,250
Solar Fotovoltaica	0,219

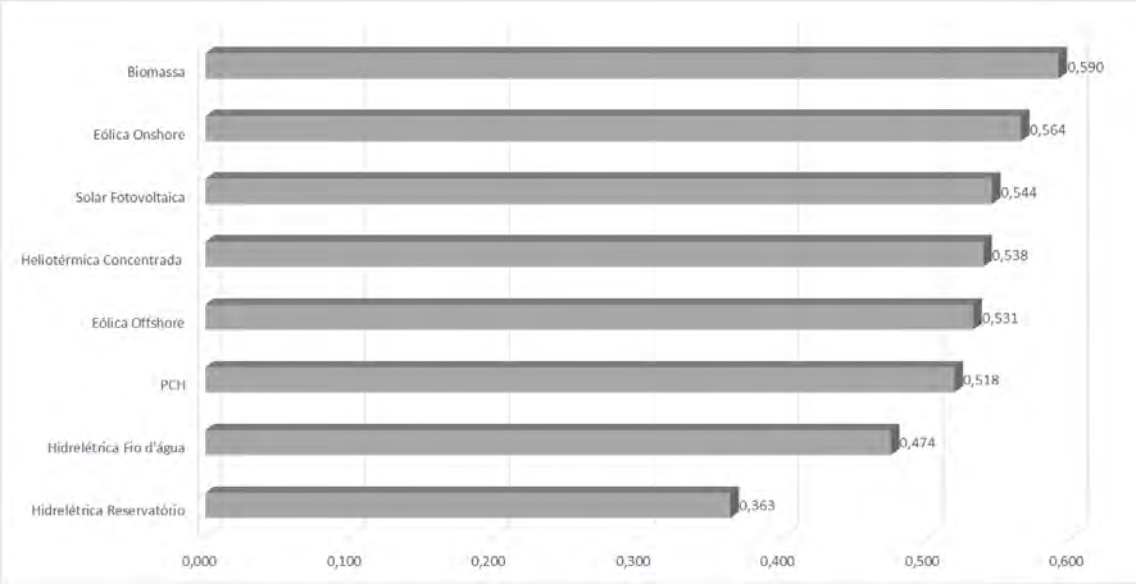
Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica *Onshore*	**0,219**
Eólica *Offshore*	**0,219**

Fonte: Autores.

DIMENSÃO POLÍTICO-INSTITUCIONAL

A dimensão político-institucional é composta por três temas: licenciamento ambiental, aceitação pública e política energética e acordos internacionais. Os três maiores valores do ISFG apresentados na dimensão político-institucional foram para as fontes biomassa (0,590), eólica *onshore* (0,564) e solar fotovoltaica (0,544). A Figura 4 apresenta os valores dos ISFGs da dimensão político-institucional para todas as fontes de energia.

Figura 4 – Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica – Dimensão Político-Institucional



Fonte: Autores.

O tema **licenciamento ambiental** é composto por dois aspectos: "simplicidade do processo de licenciamento ambiental" e "risco envolvido no processo de licenciamento ambiental". As fontes de geração de energia que obtiveram os três melhores valores foram (Quadro 11): solar fotovoltaica (0,604), heliotérmica concentrada (0,597) e eólica *onshore* (0,591). A fonte eólica *offshore* ficou na quinta colocação em relação ao tema. A fonte hidrelétrica com reservatório recebeu o pior valor no tema, quando comparada a todas as outras fontes renováveis.

Quando analisados os aspectos do tema, observa-se que a biomassa, as solares fotovoltaica e heliotérmica tiveram os melhores desempenhos para o aspecto "complexidade do processo de licenciamento". As fontes hidráulicas apresentaram os piores desempenhos e as fontes eólicas ficaram em terceiro lugar, com a mesma nota.

No aspecto "risco envolvido no processo de licenciamento ambiental" a eólica *onshore* teve a nota 0,641, a segunda colocação e a fonte eólica *offshore* obteve a nota 0,531, a quarta colocação.

Quadro 11 – Valores do Tema Licenciamento Ambiental

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Solar Fotovoltaica	0,604
Heliotérmica Concentrada	0,597
Eólica *Onshore*	**0,591**
Biomassa	0,584
Eólica *Offshore*	**0,536**
PCH	0,384
Hidrelétrica a Fio D'água	0,206
Hidrelétrica com Reservatório	0,071

Fonte: Autores.

O tema **aceitação pública** é composto por um aspecto: "interação com as comunidades locais" e dois indicadores: "nível de aceitação da fonte pela população dos municípios diretamente afetados" e "potencial de geração de benefícios locais". A fonte eólica *offshore* teve o melhor desempenho relativo ao tema, seguida da heliotérmica concentrada, a eólica *onshore* e a biomassa, todas com a mesma nota (0,579) (Quadro 12).

No aspecto "interação com as comunidades locais", a fonte eólica *onshore* ficou na primeira colocação, seguida da fonte eólica *offshore.* Para o indicador "nível de aceitação da fonte pela população dos municípios diretamente afetados", a fonte eólica *offshore* ficou com a primeira posição e a eólica *onshore* na quinta posição.

Para o indicador "potencial de geração de benefícios locais", o melhor desempenho foi da fonte hidrelétrica com reservatório, enquanto a fonte eólica *onshore* ficou na terceira melhor posição e a eólica *offshore* recebeu uma das piores notas (0,333), ficando superior apenas a solar fotovoltaica.

Quadro 12 – Valores do Tema Aceitação pública

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica Offshore	**0,589**
Heliotérmica Concentrada	0,579
Eólica Onshore	**0,579**
Biomassa	0,579
Hidrelétrica a Fio D'água	0,548

Fonte de geração de energia renovável	Valor
PCH	0,500
Solar Fotovoltaica	0,485
Hidrelétrica com Reservatório	0,360

Fonte: Autores.

O tema **políticas energéticas e acordos internacionais** é composto pelo aspecto "compatibilidade da fonte com políticas energéticas e acordos internacionais", com indicadores: "fonte renovável ou não renovável", "disponibilidade nacional do recurso energético realizável" e "grau de domínio nacional da tecnologia".

As fontes hidráulicas de geração de energia (hidrelétrica com reservatório, PCH e hidrelétrica a fio d'água) apresentaram o melhor desempenho no tema, com a mesma nota (0,669) (Quadro 13). Já as fontes eólicas ficaram entre as de piores desempenhos, sendo a eólica *onshore* superior à eólica *offshore*. Ambas são superiores apenas à fonte heliotérmica concentrada, em relação ao tema.

Quadro 13 – Valores do Tema Política Energética e Acordos Internacionais

Fonte de geração de energia renovável	Valor
PCH	0,669
Hidrelétrica a Fio d'água	0,669
Hidrelétrica com Reservatório	0,659
Biomassa	0,607
Solar Fotovoltaica	0,542
Eólica *Onshore*	**0,521**
Eólica *Offshore*	**0,469**
Heliotérmica Concentrada	0,439

Fonte: Autores.

CONCLUSÕES

A criação do Índice de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica (ISFG) é um dos resultados mais importantes do Projeto SINAPSE. Além de ser um resultado original, permite que as variáveis ambientais sejam um fator tão importante para o planejamento da expansão da geração de eletricidade quanto os fatores técnicos e econômicos, deixando para trás a análise qualitativa da dimensão ambiental no planejamento da expansão do SIN.

Entre as fontes renováveis, as três com maiores ISFGs foram: eólica *offshore*, PCH e a solar fotovoltaica. A fonte eólica *onshore* se manteve entre as melhores, apresentando o quarto melhor valor de ISFG.

As dimensões que mais contribuíram para o ISFG elevado das fontes eólicas *offshore* e *onshore* foram a ambiental e a social. Por outro lado, a dimensão com o menor valor para essas fontes foi a econômica.

Quando analisados os temas que compõem a *dimensão ambiental*, observa-se que a fonte eólica *offshore* esteve entre as três fontes com melhor desempenho para os temas **solo**, **água** e **ar**. Em relação ao tema **riscos**, seu desempenho ficou na quinta posição. A fonte eólica *onshore* ficou entre as três fontes com os melhores desempenhos nos temas **água**, **ar** e **riscos**. Porém, seu desempenho em relação ao tema **solo** ficou na sexta posição.

Já na análise feita para os temas que compõem a *dimensão social*, observa-se que o desempenho da fonte eólica *offshore* está entre os três melhores para os temas **população local e trabalhadores** e **patrimônio cultural, histórico e arqueológico**. Contudo, no tema **terras indígenas e comunidades tradicionais** ficou na quinta posição. O desempenho da fonte eólica *onshore* está entre os três melhores em relação aos temas **população local e trabalhadores** e **terras indígenas e comunidades tradicionais**. Com relação ao tema **patrimônio cultural, histórico e arqueológico**, a fonte apresentou um valor elevado, mas ficou na quinta posição entre as oito fontes renováveis avaliadas.

Por fim, os bons desempenhos apresentados pelas fontes eólicas *onshore* e *offshore*, dentre as fontes renováveis, comprovam a solidez e consistência do sistema de avaliação desenvolvido com base no ISFG. As quatro dimensões que compõem o ISFG mostraram abranger os principais aspectos do conceito de sustentabilidade e o sistema composto por 40 indicadores mostrou-se um bom instrumento para o aprimoramento do planejamento da matriz energética nacional.

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer à ANEEL, à Agência Reguladora Brasileira de Eletricidade e às empresas de energia elétrica Companhia Energética Candeias SA, Companhia Energética Potiguar, Companhia Energética Manauara, Cemig Geração e Transmissão SA, Companhia Energética Rio das Antas, Itiquira Energética SA, Foz do Chapecó Energia SA e Enercan - Campos Novos Energia SA pelo financiamento do projeto de pesquisa e desenvolvimento SINAPSE.

REFERÊNCIAS

BRASIL MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2017.

EPE. **Balanço Energético Nacional. Ministério de Minas e Energia**. Brasília. 2007

EVANS, A.; STREZOV, V.; EVANS, T. J. Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Sydney, v. 13, p. 1082-1088, março 2009.

CAMARGO, A. S. G.; UGAYA, C. M. L.; AGUDELO, L. P. P. Proposta de definição de indicadores de sustentabilidade para geração de energia elétrica. **Revista Educação & Tecnologia**, n. 8, 2014.

FURTADO, F. R. D. G.; FURTADO, R. C. **Inserção Regional Sustentável de Usinas Hidrelétricas.** 1. ed. Belo Horizonte: Copyright, 2016.

FURTADO, F. R. G.; FURTADO, R. C.; SOARES, F. G.; HIDAKA, L.; RODRIGUES, D.; CIRINO, T. **Usando o método DELPHI e a análise fatorial para construir e validar um Índice Regional Sustentável - IIRS.** In: ERIAC – ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRÉ, 17., 2017, Cidade do Leste – Paraguai. Anais [...].

FURTADO, R. C. *et al.* **Sustainability Index of Electric Energy Generation Sources**. In: Latin American Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 2nd, 2020, Buenos Aires.

GALLOPIN, G. C. **Environmental and sustainability indicators and the concept of situational indicators.** A system approach. Environmental modeling & assessment, v. 1, p. 101-117, 1996. ISSN 3.

IBGE. **Indicadores de Desenvolvimento Sustentável**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2008.

JANNUZZI, P. M. **Indicadores Sociais no Brasil**. Campinas: Alínea, 2006.

LUGOBONI, L. F. Importância da sustentabilidade para as empresas do setor de energia elétrica: utilização de relatório de sustentabilidade com base no global reporting initiative. **RMS- Revista Metropolitana de Sustentabilidade**, v. 5, 2015. ISSN 3.

MARQUES, J. B. V.; FREITAS, D. **Método Delphi: caracterização e potencialidades na pesquisa em Educação**. Pro-Posições, Campinas, v. 29, mai/ago 2018. ISSN 2.

RAMOS, D. S. *et al*. **Planejamento Energético: Inserção da Variável Ambiental na Expansão da Oferta de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia, 2020.

SANTOYO-CASTELAZO, E.; AZAPAGIC, A. **Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects**. School of Chemical Engineering and Analytical Science. Manchester. 2014.

TUNSTALL, D. Developing and using indicators of sustainable development in Africa: An overview. **Network for Environment and Sustainable Development in Africa (NESDA)**. Banjul, The Gambia. 1994.

UNDESA. **Departamento de Assuntos Econômicos e Sociais das Nações Unidas**, 2001.

IAEA. Brazil: **A Country Profile on Sustainable Energy Development**. International Atomic Energy Agency. Viena. 2006.

WONG, C. **Indicators for urban and regional planning: the interplay of policy and methods.** London: Routledge: [s.n.], 2006.

APÊNDICE

As perguntas do questionário da Parte I foram formuladas, conforme o exemplo abaixo, para todos os aspectos propostos.

1. Aspecto Área Ocupada
O(a) senhor(a) concorda que o indicador a seguir deve ser considerado para representar o Aspecto 1?
INDICADOR: **Área ocupada por capacidade instalada (km2/MW)**
Não concordo
Inclinado a não concordar
Inclinado a concordar
Concordo
Não sei
Caso o(a) senhor(a) deseje sugerir outro(s) indicador(es) para representar o Aspecto 1, escreva aqui:

QUESTIONÁRIO PARTE II – ATRIBUIÇÃO DE VALOR AO INDICADOR

As perguntas do questionário da Parte II foram formuladas conforme o exemplo abaixo para todos os indicadores que não tiveram seus dados obtidos por fontes secundárias.

1. Em uma escala de 1 a 5, qual o valor que o Sr.(a) atribui para cada fonte de geração de energia quanto ao seu:
INDICADOR 1: Potencial de redução de biodiversidade de espécies originais da fauna e flora
*Observe que, nesse indicador, quanto maior for o potencial, menor será o nível de sustentabilidade.

Tabela 1 - Modelo para atribuição dos valores do nível de sustentabilidade de cada fonte renovável da Parte II

Hidrelétrica com Reservatório	PCH (até 30 MW)	Hidrelétrica a fio d'água solar	Solar fotovoltaica	Heliotérmica concentrada	Eólica *offshore*	Eólica *onshore*	Biomassa

Tabela 2 - Modelo para atribuição dos valores do nível de sustentabilidade de cada fonte não renovável da Parte II

Térmica a carvão com ciclo combinado	Térmica a carvão	Térmica a óleo diesel	Térmica a óleo combustível	Térmica a gás natural	Térmica a gás natural com ciclo combinado	Nuclear

ARTIGO: OS IMPACTOS DA ENERGIA EÓLICA ATRAVÉS DA ANALISE DE INDICADORES SOCIOAMBIENTAIS DE INFRAESTRUTURA SOCIAL E DE INVESTIMENTOS DIRETOS DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NO MUNICÍPIO DE SIMÕES/PI.

AUTORES: Oliveira, Kalleb De Sousa[1] Rabelo, Felipe Rodrigo de Carvalho[2]

RESUMO – O presente trabalho tem como objetivo analisar os Impactos da Energia Eólica através da análise de indicadores socioambientais de infraestrutura social e de investimentos diretos de empreendimentos eólicos. O estudo apresenta o acompanhamento das condições socioeconômicas do município de Simões, localizados no estado do Piauí, durante a fase de instalação e operação de diversos empreendimentos eólicos que demonstram mudanças socioambientais e de crescimento populacional, nos quais, podem ser norteadores para a administração pública através do incremento econômico advindo da indústria eólica. Bem como os investimentos socioambientais com uso ou não de subcrédito social do BNDES realizados pelas empresas eólicas que fomentam a melhoria de indicadores socioambientais locais. Nesse sentido, segundo o IBGE, Simões/PI teve o terceiro maior aumento do Produto Interno Bruto (PIB) entre todos os municípios brasileiros em 2017.

Palavras Chave: Impacto Socioambiental; Projetos Sociais; Desenvolvimento Sustentável.

ABSTRACT – The present work aims to analyze the Impacts of Wind Energy through the analysis of social and environmental indicators of social infrastructure and direct investments of wind projects. The study presents the monitoring of the socioeconomic conditions of the municipality of Simões, located in the state of Piauí, during the installation and operation phase of several wind projects that demonstrate socio-environmental changes and population growth, in which, they can be guiding for public administration through economic growth from the wind industry. As well as socio-environmental investments with or without the use of BNDES social sub-credit made by wind companies that promote the improvement of local socio-environmental indicators. Accordingly, according to IBGE, Simões / PI had the third largest increase in Gross Domestic Product (GDP) among all Brazilian municipalities in 2017.

Keywords: Social and Environmental Impact. Social projects. Sustainable development.

[1] Graduado em Gestão Ambiental. Pós-graduado em Gestão e Educação Ambiental, e em Arqueologia Social Inclusiva. Analista Socioambiental do CECP (ContourGlobal/CHESF) E-mail: kalleb.oliveira@contourglobal.com | Fone: (087) 99161-4322.

[2] Graduado em Engenharia Florestal. Mestre em Ciências Florestais. Profissional da Empresa Baraúna: Consultoria e Planejamento ambiental. E-mail: felipe.rabelo@baraunacpa.com | Fone: (081) 99967-8057

Information Classification: General

1. INTRODUÇÃO

A energia é fundamental para o bem-estar socioeconômico. Proporciona conforto pessoal e mobilidade e é essencial para a produção da maior parte da riqueza industrial e comercial. No entanto, a produção e o consumo de energia submetem o ambiente a pressões consideráveis (AEA, 2002).

Com base no Estudo/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) dos Complexos Eólicos Chapada do Piauí I, II e III, em sua Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais, a instalação e operação causa profundas mudanças na condição de vida das pessoas da região, tanto de forma negativa, devidos aos incômodos causados pelas obras e os impactos socioambientais decorrentes da instalação e operação, quanto positivos, nesse caso, destaque-se melhoria sócio econômica dos moradores, por meio da geração de empregos e por conseguinte renda, incluindo incremento na área tributária, e do capital circulante pelo recebimento dos "royalties".

Destacasse ainda que a fonte eólica tem um importante impacto positivo nas comunidades onde chega devido à realização de projetos sociais, culturais, de saúde e ambientais para desenvolvimento da população local. O financiamento adquirido pelos investidores do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), um percentual do investimento deve ser voltado para projetos sociais. No entanto, a maioria dos casos vai além dessa obrigação e desenvolve projetos de altíssima relevância para a comunidade. (ABEEÓLICA, 2018).

Desta forma, o presente artigo apresenta o acompanhamento das condições socioeconômicas do município de Simões, localizados no estado do Piauí, durante a fase de instalação e operação de diversos empreendimentos eólicos que demonstram mudanças socioambientais e de crescimento populacional, nos quais, podem ser norteadores para a administração pública através do incremento econômico advindo da indústria eólica. Nesse sentido, segundo o IBGE, Simões/PI teve o terceiro maior aumento do Produto Interno Bruto (PIB) entre todos os municípios brasileiros em 2017.

2. METODOLOGIA

A análise tem como base o diagnóstico socioeconômico do EIA/RIMA do Complexo Eólico Chapada do Piauí I, II e III, os dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) relativo aos Censos Demográficos, do Anuário Estatístico do Piauí da Fundação Centro de Pesquisas Econômicas e Sociais do Piauí (CEPRO) e das Secretarias Municipais, relatórios e informações disponíveis que possibilitem o acompanhamento do crescimento

Information Classification: General

populacional e da melhoria dos indicadores sociais nos municípios de Simões/PI, bem como as ações através de projetos desenvolvidos pelas empresas de fonte eólica no município que visa melhoria nos indicadores e busca por um desenvolvimento sustentável com base na melhoria do Incide de Desenvolvimento Humano (IDH).

O quadro comparativo da dinâmica populacional do município de Simões/PI abordará a evolução dos seguintes aspectos: demografia, infraestrutura física e social e economia. Cabe ressaltar que as estimativas populacionais coligidas a partir do IBGE não são ajustadas pelo contexto local. A metodologia utilizada é a comparação entre, pelo menos, dois censos populacionais.

A contextualização dessas dinâmicas locais sempre levará em consideração o cenário nacional e regional. Cabe ressaltar que as bases de dados disponibilizadas pelos órgãos oficiais, assim como a pesquisa de campo, têm como data de base o ano de 2014, ano do início da instalação dos primeiros parques eólicos do município.

3. RESULTADOS

3.1 Demografia

O estado do Piauí compõe com os estados Alagoas, Bahia, Ceará, Maranhão, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Sergipe a Região Nordeste, área de 1.561.177,8 km², equivalente a 18,3% do território nacional. Em 2010, a população total da região era de 53.081.950 habitantes, cerca de 27,82% da população brasileira.[3] Em 2019, a estimativa para região foi de 57.071.654 pessoas, ou 27,15%.

Nesse período, portanto, observa-se que enquanto o total da população brasileira aumentou, a porcentagem da população da referida região não apresentou a mesma dinâmica, aspecto que se verifica em relação ao estado do Piauí. Em 2010 e 2019, respectivamente, observa-se as seguintes porcentagens relativamente ao total da população brasileira: aproximadamente 1,63% (2010) e 1,55% (2019). Já em termos de Região Nordeste, as proporções são as seguintes: aproximadamente 5,87% (2010) e 5,73% (2019).

Na perspectiva comparativa entre as estimativas do Produto Interno Bruto (PIB) no período 2010-2016 (BANCO DO NORDESTE, 2019), a Região Nordeste apresentou crescimento acima da média brasileira, destacando-se o Piauí (+4,0%), Maranhão (+ 3,7%), Paraíba (+ 3,5%), Ceará (+ 3,0%), Pernambuco e Alagoas, (ambos, + 2,6%). A partir dos dados disponibilizados pelo IBGE (IDEM), sabe-se que:

[3] Conforme dados atualizados de 2020, a população brasileira é de 211.205.033, em 04/03/2020. Ver: <www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>. Acesso em: 04/03/2020.

Information Classification: General

> No Maranhão (+3,7%), o crescimento foi impulsionado pelos setores da Agropecuária e da Indústria, acompanhando o desenvolvimento do cultivo de soja no Estado e da indústria de transformação do alumínio, respectivamente. Na Paraíba (+3,5%), o crescimento na Indústria, em especial a Indústria extrativa, e em Serviços contribuíram determinantemente para o desempenho positivo em sua economia. No Ceará (+3,0%), entre 2002 e 2016, foi em resposta aos setores da Indústria, em grande medida, derivado pelo subsetor Produção de eletricidade e gás, água e esgoto, atividades de gestão de resíduos e contaminação; e, Serviços, explicado, em maior intensidade, pelos subsetores Atividades financeiras, de seguros e serviços relacionados; Informação e comunicação e Comércio e reparação de veículos automotores e motocicletas. Pernambuco e Alagoas, com crescimento de +2,6% cada, situam-se na quinta e sexta posição relativo à variação em volume do PIB, respectivamente, na série 2002-2016. Em Pernambuco, o crescimento da indústria foi reflexo do Refino de petróleo e coque e da Fabricação de automóveis, camionetas e utilitários. Em Alagoas, o crescimento em volume foi compensado pelos desempenhos da Agropecuária, influenciada em grande medida pelo cultivo de laranja, e da Indústria de Transformação, movida principalmente pelo segmento sucroenergético

Relativamente aos resultados obtidos pelo estado do Piauí, a atividade de Serviços se destaca na constituição do PIB estadual (50,7% do valor adicional bruto total). A Indústria de Produção de eletricidade e gás, água e esgoto, atividades de gestão de resíduos e contaminação, assim como a Indústria de transformação, também são atividades de destaque nessa economia.

Em 2017, a Região Nordeste representou 14,47% do PIB brasileiro, ficando o estado do Piauí responsável por aproximadamente 4,70% de participação nesse total regional.

Em termos de ocupação urbana e rural, tem-se em perspectiva o Censo de 2010, que registrou a população urbana brasileira total de 160.925.792 habitantes, sendo a rural de 29.830.007 habitantes. Na Região Nordeste, o contingente urbano, no mesmo período, era de 38.821.246 pessoas, havendo 14.260.704 em áreas rurais. Neste caso, a proporção de pessoas vivendo em meio rural no Nordeste (26,84%), era mais expressiva do que no território brasileiro (15,64%).

O município de Simões – PI (Figura) apresenta extensão territorial de 1.103,70 km^2 e uma população e de 14.633 pessoas. Além disso, integra a Área de Proteção Ambiental (APA) da Chapada do Araripe, que foi criada pelo Decreto nº 04 de agosto de 1997. Sendo inserida no bioma Caatinga e possui uma área de 972.590,45 hectares. É formada por 36 municípios (18 no Estado do Ceará, oito em Pernambuco e dez no Piauí).

Information Classification: General

Figura 1. Região Sudeste Piauiense.

Figura 2. Município de Simões/PI.

Os dados comparativos referente à população, no período 2010-2019 (IBGE), mostram um crescimento gradual para Simões/PI (Figura 3). Já a taxa de crescimento geométrico entre 2010 e 2018, de Simões, teve crescimento de 0,63%, conforme Figura .

Figura 3. População Residente em 2010 e 2019.

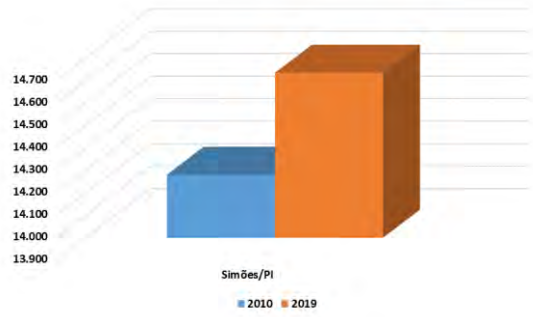


Figura 4. Crescimento Demográfico do Município em Estudo.

Destaque-se que as estimativas populacionais divulgadas pelo IBGE não são ajustadas pelo contexto local. A metodologia utilizada é a comparação entre, pelo menos, dois censos populacionais, indicando, assim, um crescimento da população que não reflete a tendência de crescimento anual gerada por mudanças socioeconômicas (como a instalação de complexos eólicos no município em estudo).

3.2 Infraestrutura Social

3.2.1 Educação

No Brasil, a taxa de analfabetismo vem diminuindo de maneira considerável, apresentando, em 2010, taxa de 11,82%. No estado do Piauí e no município de Simões/PI, as taxas são superiores à média nacional, conforme descrito na Tabela 1. Conforme dados do Censo de 2010 (IBGE), essa UF apresentou taxa de analfabetismo de 29,16% entre pessoas de 25 anos ou mais, representando uma queda de 19,98 pontos percentuais em relação a 1991 e 8,81 pontos em relação a 2000. Em Simões/PI, as taxas indicaram 39,02%, em 2010, 48,96% em 2000 e 70,46% em 1991.

Information Classification: General

Tabela 1. Taxas de Analfabetismo (%).

Local	Taxa de Analfabetismo - 25 anos ou mais		
	1991	2000	2010
Brasil	23,45	16,75	11,82
Piauí	49,14	37,97	29,16
Simões	70,46%	48,96%	39,02%

Fonte: PNUD e Ipea – Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil, 2016.

O indicador Expectativa de Anos de Estudo[4], entre 2000 e 2010, no estado do Piauí passou de 6,68 anos para 9,23 anos. Entre 2000 e 2010, ela passou de 5,50 anos para 7,84 anos, no município. Em 1991, a expectativa de anos de estudo era de 6,96 anos (Tabela 2.12).

Tabela 2.1 Expectativa de Anos de Estudo.

Local	Expectativa de anos de estudo		
	1991	2000	2010
Brasil	8,16	8,76	9,54
Piauí	5,89	6,68	9,23
Simões	6,96	5,50	7,84

Fonte: PNUD e Ipea – Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil, 2015.

Os dados obtidos com Censo Escolar correspondente a 2019, o cenário escolar na Educação Infantil, no Ensino Fundamental e Médio se configura conforme a Tabela 3 e 4.

Tabela 3. Matrículas Educação Infantil

Simões	Educação Infantil			
	Creche		Pré-Escola	
	Parcial	Integral	Parcial	Integral
Municipal Urbana	113	60	41	189
Municipal Rural	93	19	214	17
TOTAL	206	79	255	206

Fonte: INEP, 2020 (portal.inep.gov.br/web/guest/resultados-e-resumos).

Tabela 42. Matrículas Ensino Fundamental e Médio

Simões	Ensino Fundamental				Médio	
	Anos Iniciais		Anos Finais			
	Parcial	Integral	Parcial	Integral	Parcial	Integral
Estadual Urbana	0	0	150	0	552	31
Municipal Urbana	189	295	59	264	0	0
Municipal Rural	369	281	226	329	0	0
TOTAL	558	576	435	593	552	31

Fonte: INEP, 2020 (portal.inep.gov.br/web/guest/resultados-e-resumos).

No ano de 2019, Simões/PI mantêm a média de alunos por sala abaixo do número recomendado, com exceção da fase da creche. Conforme dados de 2017, a infraestrutura escola no município em estudo se configura como na

[4] Esse indicador sintetiza a frequência escolar da população em idade escolar e indica o número de anos de estudo que uma criança que inicia a vida escolar no ano de referência deverá completar ao atingir a idade de 18 anos.

Information Classification: General

Tabela .

Tabela 5. Unidades Escolares Públicas nos Municípios em Estudo.

Município	2018	
	Urbana	Rural
Simões	9	10

Fonte: Censo Escolar, 2017.

Registre-se ainda, relativamente ao Ensino de Jovens e Adultos (EJA Presencial) um maior número de alunos na área urbana. Num comparativo histórico, tem-se que entre 2017 e 2018, em Simões/PI aumentaram 3,18% e 6,85%, respectivamente. Ao comparar-se os anos de 2014 e 2018, houve um aumento considerável de matrículas no município em 18,95%. A

Figura 5 apresentam dados relativos ao número de matrículas, entre os anos de 2014 e 2018.

Figura 5. Total de Matrículas, entre os anos de 2014 e 2018, no município em estudo.

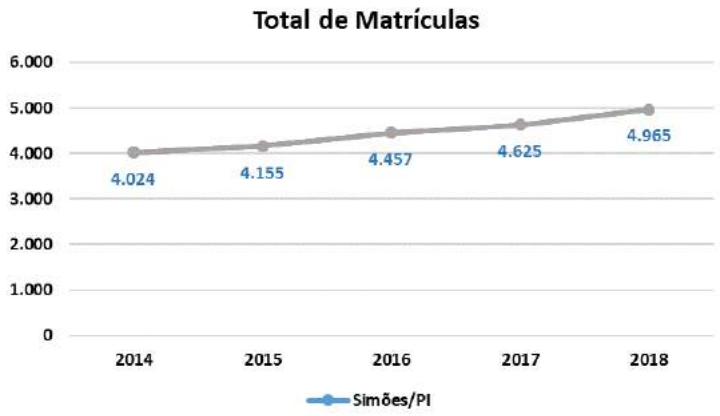


Tabela 6. Resultado das matrículas entre os anos de 2014 e 2018.

Simões/PI	Ensino Regular										EJA		Total
	Educação Infantil				Ensino Fundamental				Ensino Médio		EJA Presencial		
	Creche		Pré-Escola		Anos Iniciais		Anos Finais						
	Parcial	Integral	Parcial	Integral	Parcial	Integral	Parcial	Integral	Parcial	Integral	Fundamental	Médio	
2014	130	0	484	0	852	590	651	575	568	1	173	0	**4.024**
2015	260	0	452	0	754	600	586	658	563	35	154	93	**4.155**
2016	212	0	476	0	771	546	601	625	555	49	486	136	**4.457**
2017	268	0	392	0	664	625	522	646	524	38	810	136	**4.625**
2018	281	0	485	0	1.363	0	1.139	0	617		960	120	**4.965**

Fonte: Inep, 2018.

Information Classification: General

Relativamente ao Índice de Educação Básica (IDEB), não há atualização para o ano de 2018, de modo que seguem índices e metas com os dados disponíveis no INEP. Assim, no ano de 2017 foi de 5,0 em Simões, conforme

Tabela . A meta projetada foi alcançada no referido ano.

OS dados do IDEB para o ensino fundamental-II. Onde o município de Simões/PI não conseguiu alcançar a meta de 4,7, apresentando o resultado de 4,2 (Tabela 7 e 8).

Tabela 7. IDEB Observado

Município Simões	**Ideb Observado**						
	2005	**2007**	**2009**	**2011**	**2013**	**2015**	**2017**
4.ª série/5.º ano	2.7	3.7	3.9	4.4	4.0	4.5	5,0
8.ª série/9.º ano.	3.2	3.3	3.5	4.0	4.0	4.4	4,2

Fonte: INEP, 2020.

Tabela 8. Metas Projetadas 8.ª série/9.º ano.

Município	**Metas Projetadas**							
	2007	**2009**	**2011**	**2013**	**2015**	**2017**	**2019**	**2021**
Simões	3.2	3.4	3.7	4.1	4.5	4.7	5.0	5.2

Fonte: INEP, 2020.

Entre os itens utilizados pelo INEP para avaliação da qualidade da educação básica, estão a taxa de distorção Idade-Série, taxa de aprovação, taxa de reprovação e taxa de abandono. Para fins deste estudo, os dados utilizados são apenas das escolas públicas.

A taxa de distorção idade/série é a proporção de alunos com mais de 2 anos de atraso escolar. Desta maneira, alunos matriculados nas séries acima da idade adequada do município ficaram acima da média do estado, em quase todos os anos, tanto para o ensino fundamental, quanto para o ensino médio, conforme pode ser avaliado entre a **Error! Reference source not found.**6 e 7. Existe uma gradativa redução da taxa de distorção idade-série, mas ainda são altos, principalmente, no que diz respeito ao ensino médio. Esse, registra que mais de 30% dos alunos, no ano de 2018, têm idade superior à série adequada.

Figura 6. Taxa de Distoção Idade-Série de Simões.

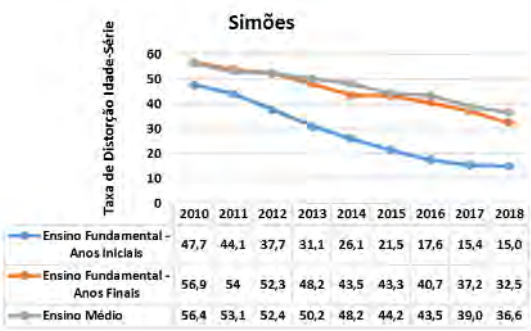
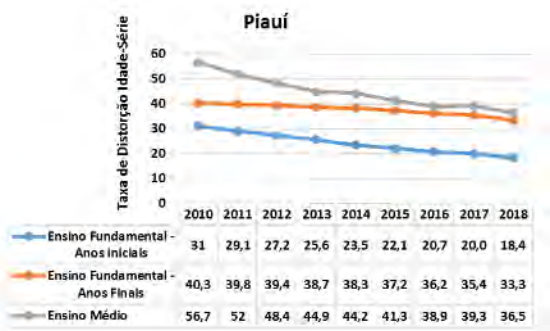


Figura 7. Taxa de Distoção Idade-Série do Piauí.

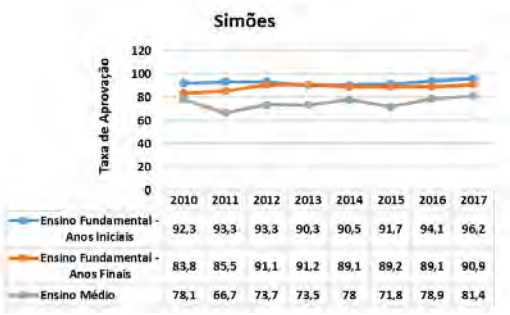


A taxa de aprovação é indicada pela porcentagem de alunos que alcançaram os critérios mínimos para a conclusão compatível com a etapa de ensino na qual se encontravam

Information Classification: General

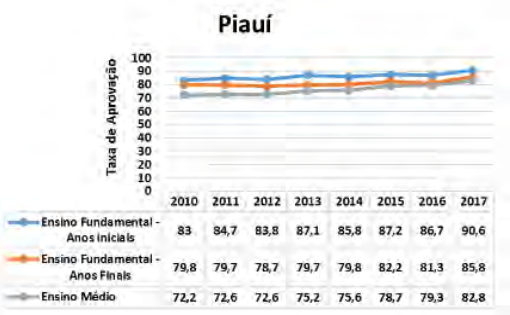
no término do ano letivo. Desde 2010, as taxas de aprovação nos ensinos fundamental e médio têm aumentado. No entanto, o ensino médio, ainda apresenta taxas menores que as estaduais, conforme Figura .

Figura 8. Taxa de Aprovação de Simões.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ensino Fundamental - Anos Iniciais	92,3	93,3	93,3	90,3	90,5	91,7	94,1	96,2
Ensino Fundamental - Anos Finais	83,8	85,5	91,1	91,2	89,1	89,2	89,1	90,9
Ensino Médio	78,1	66,7	73,7	73,5	78	71,8	78,9	81,4

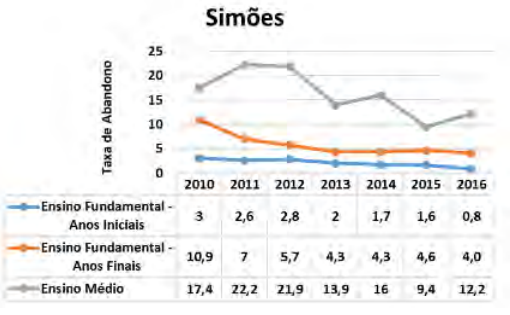
Figura 9. Taxa de Aprovação do Piauí.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ensino Fundamental - Anos Iniciais	83	84,7	83,8	87,1	85,8	87,2	86,7	90,6
Ensino Fundamental - Anos Finais	79,8	79,7	78,7	79,7	79,8	82,2	81,3	85,8
Ensino Médio	72,2	72,6	72,6	75,2	75,6	78,7	79,3	82,8

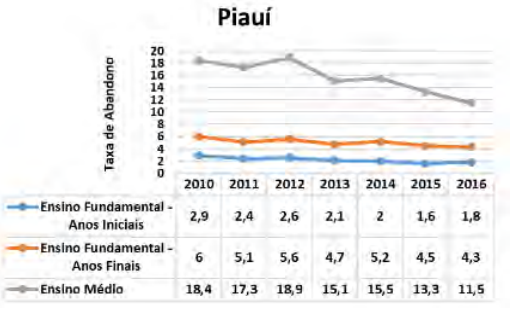
A taxa de abandono aponta a porcentagem de alunos que pararam de frequentar a escola após a data de referência do Censo Escolar. As Figuras 10 e 11 mostram que as maiores taxas de abandono são no ensino médio.

Figura 1. Taxa de Abandono de Simões.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ensino Fundamental - Anos Iniciais	3	2,6	2,8	2	1,7	1,6	0,8
Ensino Fundamental - Anos Finais	10,9	7	5,7	4,3	4,3	4,6	4,0
Ensino Médio	17,4	22,2	21,9	13,9	16	9,4	12,2

Figura 21. Taxa de Abandono do Piauí.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ensino Fundamental - Anos Iniciais	2,9	2,4	2,6	2,1	2	1,6	1,8
Ensino Fundamental - Anos Finais	6	5,1	5,6	4,7	5,2	4,5	4,3
Ensino Médio	18,4	17,3	18,9	15,1	15,5	13,3	11,5

Como visto, Simões/PI ainda enfrenta desafios na oferta de uma rede pública de educação com qualidade. No combate a essa defasagem, a ContourGlobal, em parceria com a secretaria estadual de educação do estado do Piauí e o município de Simões/PI, com uso do subcrédito Social do BNDES está investindo R$ 3.206.541,34 na construção e mobília da nova sede do Polo da Universidade Aberta do Brasil (Figura 12). Com foco ainda na melhoria da qualidade, a Parceria Pela Valorização da Educação é uma iniciativa do Instituto Votorantim, comprometida com a melhoria da educação pública a partir da qualificação de práticas de gestão e de mobilização social de escolas de Simões/PI (Figura 13).

Figura 12. UAB em construção Simões/PI. Melhoria em estrutura desenvolvida pela ContourGlobal.

Figura 13. Desde 2019, Simões/PI firmou pacto com o PVE para melhorar a qualidado do ensino.

Information Classification: General

Introduzindo melhorias na aprendizagem, a ContourGlobal, desenvolveu o projeto intitulado Inclusão Digital. Em Simões são cerca de 650 estudantes diretamente beneficiados através de duas escolas: Centro de inclusão Digital Escola CEM (Figura 14) e Centro de inclusão Digital Escola São Benedito (Figura 15). O projeto reformou salas, e realizou a montagem de computadores, ares-condicionados, *smar*t TV, projetor e tela de projeção, *home theater*, impressora multifuncional e toda mobília. Bem como capacitou os professores como multiplicadores do conhecimento.

Figura 14. Centro de inclusão Digital Escola CEM.

Fonte: Acervo CECP.

Figura 15. Centro de inclusão Digital São Benedito.

Fonte: Acervo CECP.

3.2.2 Saúde

A política de Saúde, no estado do Piauí, foi balizada pelo Plano Estadual de Saúde (PES) 2016-2019, estruturado em diretrizes e estratégias para esse setor. Para análise da saúde foram utilizados indicadores e dados relacionados a mortalidade, morbidade e recursos e cobertura assistencial, entre os anos de 2013 e 2015.

Conforme o número de famílias que tem um acompanhamento sistemático do agente de saúde, em Simões, ao longo dos três anos em análise, diminuiu de 2013 para 2014, mas aumentou de 2014 para 2015. Caba destacar, que o município vem em parceria com os governos federal e estadual apresentando ações de melhoria, como as realizadas em 2018 e que podem ser vistas nas imagens a seguir (Figura 7).

Information Classification: General

Figura 16. Entrega de nova ambulancia ao Hospital Municipal Zuca Batista, Simões/PI.

Fonte: Simões Online.

Figura 17. Entrega de nova ambulância para o SAMU de Simões/PI.

Fonte: Simões Online.

3.2.3 Economia

O Município de Simões/PI situa-se numa região denominada Vale do Itaim (Antigo Rio Guaribas). Que tem a estratégia de territorialização iniciada em 2012 visou à articulação de diferentes políticas públicas, como a econômica, mas também a de Saúde, a partir da identificação de características ambientais, sociais, econômicas entre outras, que agregam localidades entre si. Em termos gerais, o Território tem prevalência da atividade agropecuária, com forte potencial para investimentos em obras de irrigação, estudos e projetos para acumulação de água em superfície e energia (reforço das potências em subestações e linhas de transmissão) (SEPLAN, 2020). No município de Simões/PI, existem atualmente empreendimento eólicos da ContourGlobal, Cúbico e Votorantim Energia.

Dentro do contexto nacional de participação dos municípios no PIB brasileiro, a economia obtida pelos investimentos em energia, em Simões, obteve reconhecimento junto a organizações de investidores, como a Confederação Nacional das Instituições Financeiras (CNF, 2019). Curral Novo do Piauí (PI), Bodó (RN) e Simões (PI) reconfiguraram o panorama de municípios, haja vista terem avançado em até 3.400 posições em um ano, notadamente, pelos investimentos em parques eólicos.

3.2.3.1 PIB

O Produto Interno Bruto de uma região é a soma de todos os serviços e bens produzidos em um período, permitindo estimar a riqueza produzida em uma determinada unidade territorial. A Tabela apresenta o PIB do município em estudo, a partir de 2010. No ano de 2017 (atualização em 2019), o PIB de Simões/PI foi de R$ 463.907, crescimento de quase três vezes mais que o resultado apresentado em 2016.

A comparação dos PIBs no período de oito anos (2010 – 2017) indica ter havido um aumento da riqueza interna. Há indicativos de que o aumento do PIB se relaciona com a

Information Classification: General

implantação dos parques eólicos na região, embora se saiba que grande parte dos impostos pagos por eles são repassados para o governo do estado.

Tabela 9. Produto Interno Bruto (PIB) a Preços Correntes (2010 a 2017)

Município/ Período	Simões	Município/ Período	Simões
	PIB (Mil Reais)		PIB (Mil Reais)
2010	51.091	**2014**	81.736
2011	60.333	**2015**	98.121
2012	67.184	**2016**	114.365
2013	70.714	**2017**	463.907

Fonte: IBGE Cidades, 2020

Obs: Dados IBGE/Órgãos Estaduais de Estatística/Secretarias Estaduais de Governo/SUFRAMA.

3.2.3.2 PIB *per capita*

O PIB *per capita* não corresponde à renda pessoal, mas é um dado que oferece uma dimensão da riqueza disponível no território, visto que indica a renda média da população, nesse caso, de todo o município de Simões/PI. A Tabela apresenta o PIB per capita entre 2010 e 2017 (dados disponíveis).

Tabela 10. Produto Interno Bruto (PIB) Per Capita, em R$ (2010 a 2017)

Município	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	% Crescnto. 2010/ 2017
Simões	3.601,79	4.241,38	4.709,09	4.920,26	5.678,87	6.808,74	7.950,83	32.220,27	794,56%

Fonte: IBGE Cidades, 2020

3.2.3.3 Atividades Produtivas

Cadastro Municipal de Empresas

A Tabela 111 informa sobre as empresas cadastradas em Simões/PI entre os anos de 2010 a 2017 (atualizado em 2019) e a dinâmica econômico social a partir disso (ocupação, salários etc). O município se destaca em todo o período. Em 2017, a quantidade de salários e remunerações pagas e pessoal ocupado apresenta aumento significativo, indicando ser esse um período com bons investimentos na economia local, como já indicado anteriormente (relativamente ao PIB e PIB per capta).

Por outro lado, a quantidade de empresas por seção de atividades, apresentou uma diminuição no número de empresas e outras organizações. Existe a possibilidade desses estabelecimentos terem diminuído quantitativamente por estarem em municípios de pequeno porte, o que favorece a abertura de negócios sem regularização. No entanto, diante dos investimentos aportados para a implantação no campo da Indústria de energia (campos eólicos), é possível que as empresas existentes em Simões, apresentem maior solidez e também sejam mais atraentes, haja vista o número de pessoas ocupadas e salários/remunerações pagas.

Information Classification: General

Tabela 11. Cadastro Central de Empresas em Simões/PI (2010 a 2017).

Variáveis	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Unid.
Número de unidades locais	99	104	119	76	92	122	87	105	Unidades
Pessoal ocupado total	608	630	708	695	719	765	751	1055	Pessoas
Pessoal ocupado assalariado	517	540	609	637	651	679	671	973	Pessoas
Salários e outras remunerações	4.823	7.373	9.243	10.779	12.328	15.773	18.518	27.162	Mil Reais
Salário médio mensal	1,4	2	1,9	2	2	2,2	2,3	2,5	Salários mínimos

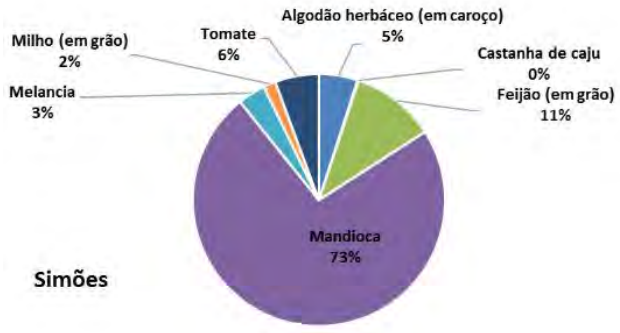
Fonte: IBGE. Cadastro Central de Empresas, 2020.

Produção Agrícola

Para os dados de produção agrícola municipal, consideram-se que as terras podem ser divididas segundo sua utilização como lavoura permanente ou lavoura temporária, entendendo que a lavoura permanente compreende áreas plantadas ou em preparo para o plantio de culturas de longa duração e a lavoura temporária abrange culturas de curta duração (menos de um ano).

Considerando que não há atualização para anos recentes, relativamente aos dados da Produção Agrícola Municipal, do IBGE, entre as lavouras temporárias e permanentes, são utilizados os resultados e análises para a produção do ano de 2017 e comparativos com anos anteriores. A mandioca foi a mais expressiva no município Simões/PI, conforme Figura 8.

Figura 18. Participação da Produção Agrícola de Simões.



Fonte: IBGE.

Relativamente à atividade Pecuária, o presente artigo apresenta atualização das análises por meio de dados referentes a 2018. Assim, é possível afirmar que em 2018 ocorreu o incremento nos rebanhos, havendo diminuição de indivíduos em algumas categorias de modo irrisório. Em 2018, o município não manteve a quantidade na produção melífera, mas apresentaram aumento na produção de leite. Não houve dados disponíveis para a produção de

Information Classification: General

ovos. O município de Simões produziu tambaqui e tilápia, com uma produção de 3.100 e 1.200 quilogramas, respectivamente. Em 2018, a produção apresentou decrescimento.

Nesse sentido, destacasse as contribuições dos empreendimentos eólicos através do uso de subrecrédito social do BNDES para financiamento de projetos junto aos agricultores familiares das áreas diretamente impactada. Destacando-se as ações em parceria com a ONG Chapada que vem desenvolvendo há 25 anos projetos que fortalecem o desenvolvimento socioeconômico, político e cultural da agricultura familiar no Semiárido brasileiro.

A ContourGlobal desenvolve o projeto Energia Sustentável: Agricultura Familiar e Inclusão Social no Piauí, onde promove para 270 famílias práticas de desenvolvimento sustentável nas comunidades e propriedades rurais das áreas de influência, através de práticas de cultivo agroecológico de mandioca e introdução de outras culturas, que melhoram a segurança alimentar, diminui a necessidade de insumo e desenvolve a geração de renda e organização comunitária. Onde a fabricação de derivados de mandioca e uso diversificado de mandioca na cozinha doméstica, possibilitando, inclusive, a venda dos excedentes na feira da agricultura familiar criada pelo Projeto. (Figura 19 e 20).

Figura 19. Produção de alimentos agroecologicos através do projeto da ContourGlobal, Piauí.

Fonte: Samuel Macedo – Acervo CECP.

Figura 20. Comercialização de alimentos agroecologicos, Piauí.

Fonte: Samuel Macedo – Acervo CECP.

A Votorantim Energia, assim como a ContourGlobal, desenvolveu seu projeto em parceria com a ONG Chapada. O projeto tem como objetivo diminuir a vulnerabilidade das comunidades rurais da região de Simões. Concentrando-se na melhoria do acesso ao saneamento e da segurança hídrica e alimentar, por meio da implementação de infraestrutura básica nas propriedades familiares que podem ser vistos nas Figura 21 e Figura 22.

Information Classification: General

Figura 21. Segurança hidrica e alimentar – projeto da Votorantim Energia, Simões/PI.

Fonte: ONG CHAPADA.

Figura 22. Melhoria do saneamento - projeto da Votorantim Energia, Simões/PI.|

Fonte: ONG CHAPADA.

A Cúbico desenvolveu a melhoria de estruturas coletivas, onde realizou reforma e construção de áreas de produção. O prédio da APIS (associação dos pequenos apicultores de Simões), ganhou reforma completa e recebeu ainda todos os equipamentos necessário para seu funcionamento (Figura 23), bem como um veículo Ford modelo F-4000. A Cúbico construiu ainda uma casa de farinha para a APEPRUSPAS (associação de pequenos produtores rurais da Serra da Palma-Simões), bem como fez a doação de todo material necessário para seu funcionamento (Figura 24).

Figura 23. Reforma da APIS - projeto da Cúbico, Simões/PI.

Fonte: Simões Online.

Figura 24. Contrução de casa de farinha - projeto da Cúbico, Piauí.

Fonte: Simões Online.

3.2.3.4 Nível de Emprego Formal

A construção civil contribuiu para o emprego formal de trabalhadores, chegando a empregar mais que o comércio. Contudo, também apresenta um quadro de demissões no período estudado (pós-obra). No município de Simões, o dado é mais significativo, pois no mesmo houve a implantação de mais de um Complexo Eólico. Nos anos em que o número de empregos é alto, pode ter culminado com o pico das obras dos empreendimentos. Cabe ressaltar que os Parques Eólicos possuem inscrição municipal (CNPJ), por isso, todos os funcionários da obra serão cadastrados no município, mesmo que os mesmos residam em municípios próximos ou estão ali somente temporariamente.

Information Classification: General

3.2.3.5 Setor Primário

O Censo de 2010 totalizou em 3.560 trabalhadores ocupados nos três municípios em monitoramento, os quais desenvolveram trabalhos no cultivo da terra e criação de animais, bem como na venda dos produtos de origem animal. Contudo, a região enfrentou um severo período de estiagem, cerca de três anos com chuvas escassas. A mandioca e farinha são o que mais movimentam esse setor. Outro fator importante, principalmente para os donos das propriedades rurais, os quais passaram a ter uma renda complementar devido ao arrendamento de áreas para a implantação de parques eólicos, esse ganho deu condições de investimentos em outras atividades produtivas na propriedade.

3.2.3.6 Setor Secundário

O município de Simões esta adotando uma política de desenvolvimento econômico voltada para energia, de forma que contribuirá para o desenvolvimento industrial, para o aumento do empreendedorismo, e incentivos a inovação tecnológica contribuindo para o aumento do nível de emprego e capacitação. Ainda, um dos segmentos dinamizados é o da construção civil, devido a circulação de produtos por meio de aquisição de bens e insumos, bem como as indústrias de equipamentos do setor energético. Nesse caso, ganha destaque o município de Simões, possivelmente, em função dos investimentos em Infraestrutura de energia.

3.2.3.7 Setor Terciário

O setor de serviços apresentou resultados relevantes para a economia dos municípios devido as atividades econômicas desenvolvidas, bem como outros elementos a elas relacionadas, principalmente o emprego formal. Com o aumento populacional no período de instalação houve um aumento da demanda por bens e serviços devido a quantidade crescente de pessoas envolvidas na obra, como por exemplo, hospedagem e alimentação.

A cadeia produtiva do comércio e serviços está sendo dinamizada, devido a demanda pelos fornecedores de bens e serviços dos municípios, os quais foram incentivados a construírem novos estabelecimentos como restaurantes, lanchonetes, pousadas, dentre outros, criando oportunidades de empregos formais ou informais.

Cabe mencionar que os estabelecimentos de materiais de construção civil foram os que mais cresceram, tendo em vista as inúmeras construções e reformas que são evidentes na cidade.

3.2.3.8 Geração de Renda

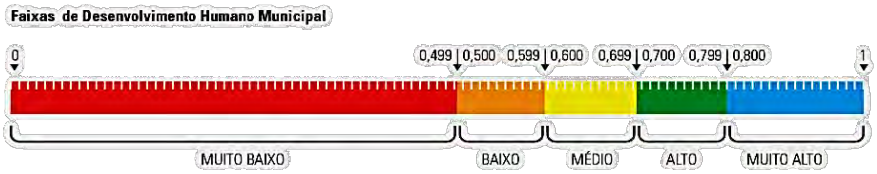
Information Classification: General

Os impostos, principalmente o Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISS), de competência dos Municípios terá um aumento que contribuirá para alavancar os investimentos públicos principalmente na saúde, educação e infraestrutura, de forma que esses municípios passem a ser atrativos para outros investimentos de grande porte, contribuindo para o aumento da qualidade de vida.

3.2.3.9 Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM)

O Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) foi criado em 2012 pelo PNUD Brasil, o Ipea e a Fundação João Pinheiro com o intuito de adaptar a metodologia do IDH Global para a complexa realidade brasileira e viabilizar a comparação entre os 5.565 municípios brasileiros ao longo do tempo. Seu cálculo foi realizado a partir das informações dos três últimos Censos Demográficos do IBGE – 1991, 2000 e 2010. O IDHM brasileiro considera as três dimensões do IDH Global – longevidade, educação e renda e as classifica de acordo com segundo os valores, apresentados na
Figura 25.

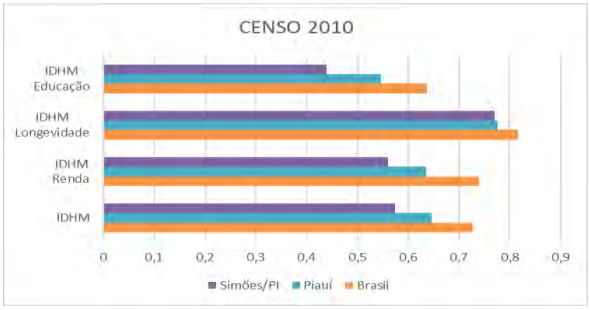
Figura 25. Classificação do Desenvolvimento Humano.



Fonte: PNUD e Ipea.

Utilizando como referência a classificação para o Desenvolvimento Humano, pode ser observado, que o IDHM do estado do Piauí no ano 2010 passou para médio. E embora tenha ocorrido esta tendência ao aumento do IDHM no estado, Simões/PI ainda apresentam o IDHM abaixo da média do Brasil e do próprio estado do Piauí (Figura 26).

Figura 26.3 IDHM do Brasil, Piauí e Simões/PI.



Fonte: IBGE.

Quanto a questões de longevidade, além das já apresentadas anteriormente, demonstrasse ações das empresas no fomento da esperança de vida ao nascer através de outros projetos que melhoram as condições sociais. Lembrando que para longevidade, todas

Information Classification: General

as causas de morte são contempladas para se chegar ao indicador, tanto doenças quanto causas externas, tais como violência e acidentes. Assim, o fomento a prática de esportes e atividades físicas possibilitam maior longevidade. Nesse sentido, o Centro Esportivo (Figura 27) construído pela Cúbico na serra dos Claudios, e o Ponto de Encontro Comunitário do município de Simões/PI (Figura 28) projeto da ContourGlobal contribuem com esse objetivo.

Figura 27. Centro Esportivo - projeto da Cúbico, Simões/PI.

Fonte: Cidades na Net.

Figura 28. Ponto de Encontro Comunitário - projeto da ContourGlobal, Piauí.

Fonte: Simões Online.

Visando ainda a melhoria dos indicadores e para promover o desenvolvimento local dos territórios do Piauí por meio de políticas públicas que fomentem o crescimento econômico, a inclusão social e a sustentabilidade ambiental. Com esse enfoque, o "Projeto ODS Piauí", surgiu através de uma parceria entre o Governo do Estado, ContourGlobal, Chesf, BNDES e PNUD. Por meio da parceria, estão sendo fortalecidas as capacidades de promoção de iniciativas que dialoguem com as necessidades locais com base na implementação dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (Figura 29).

Figura 29. Divulgação do ODS Piauí.

Fonte:PNUD.

4. CONCLUSÃO

Através da análise de indicadores socioambientais de infraestrutura social e de investimentos diretos de empreendimentos eólicos no município de Simões/PI, é possível afirmas que houve melhora nos indicadores no período referente a chegada dos projetos. Com

Information Classification: General

destaque para o crescimento do PIB municipal devido aos investimentos de infraestrutura energética realizados em Simões/PI, mas também em outras áreas, como a agrícola.

Com o crescimento do PIB e o desenvolvimento de as ações pontuais que impactam o IDH, percebesse que a fonte de energia eólica e seus stakeholders agrega e ao mesmo tempo promove o desenvolvimento local com base sustentáveis e com respeito a cultura local. Nesse sentido, destaca-se o fomento à agricultura familiar, atividade econômica predominante do município através de práticas tecnológicas e de convivência com o semiárido.

É tendência que os indicadores continuem melhorando no médio/longo prazo, devido as capacitações e melhorias de estruturas educacionais, de lazer/esporte e do fomento dos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável para a sociedade civil e administração pública. Bem como, pela maior economia circulante, o que proporciona o empreendedorismo e o desenvolvimento do comercio local.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA - **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA.** Boletim Anual de geração eólica de 2018. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/05/Boletim-Anual_2018.pdf>. Acesso em: 26 Fev. 2019.

AEA - Energia e ambiente na União Europeia: Resumo, Copenhaga, Agência Europeia do Ambiente, 2002,04p. <https://www.eea.europa.eu/pt/publications/environmental_issue_report_2002_31-sum>. Acesso em: 09 Mar. 2020.

ATLAS DO DESENVOLVIMENTO HUMANO NO BRASIL, 2013. Disponível em: <http://www.atlasbrasil.org.br/2013/>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

BANCO NORDESTE. DEE – Diário Econômico ETENE (Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste). Ano II – nº. 19 – 27/03/2019. Disponível em: <www.bnb.gov.br/documents/1342439/4543398/19_27_03_2019.pdf/93fb57be-74f1-0a28-aa16-9273e2c1fab8>. Acesso em: 03/03/2020.

BRASIL. Ministério do Desenvolvimento Regional. Secretaria Nacional de Saneamento (SNIS). Sistema Nacional de Informação sobre Saneamento: 24º Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgoto – 2018. Brasília: SNS/MDR, 2019. Disponível em: <www.snis.gov.br/diagnostico-anual-residuos-solidos/diagnostico-do-manejo-de-residuos-solidos-urbanos-2018>. Acesso em: 04/03/2020.

CADASTRO NACIONAL DE ESTABELECIMENTOS DE SAÚDE. Disponível em: <http://cnes.datasus.gov.br/>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

Information Classification: General

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL E RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL EIA-RIMA dos parques que compõem os Complexos Eólicos Chapada do Piauí I, II e IIII, Geoconsult, Piauí, 2014.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATISTICA (IBGE). Perfil dos Municípios Brasileiros. Disponível em: <www.ibge.gov.br/munic2009/index.php>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

_____. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA. Disponível em: <sidra.ibge.gov.br/>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

_____. Censo Demográfico -2010. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <www.ibge.gov.br>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

_____. Infraestrutura social e urbana no Brasil: subsídios para uma agenda de pesquisa e formulação de políticas públicas. Brasília: Ipea, 2010b. v. 2 (912 p.). (Série Eixos Estratégicos do Desenvolvimento Brasileiro; Infraestrutura Econômica, Social e Urbana; Livro 6).

Instituto Nacional de Estudos e Pesquisas Educacionais Anísio Teixeira – INEP. Censo Escolar 2015. Disponível em: <portal.inep.gov.br/basica-censo>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

PEREIRA, MG. Mortalidade. In: Epidemiologia: Teoria e Prática. Capítulo 6, pág. 126. Guanabara Koogan, Rio de Janeiro, 1995.

SEPLAN (SECRETARIA DE PLANEJAMENTO). Territórios de Desenvolvimento Piauí. Mapa de Potencialidades. Disponível em: <www.seplan.pi.gov.br/mapa_abril19.pdf>. Acesso em: 03/03/2020.

SIAB (SISTEMA DE INFORMAÇÃO DE ATENÇÃO BÁSICA). Disponível em: <www2.datasus.gov.br/SIAB/index.php>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

Informações Noticiadas em Mídias Digitais:

https://cnf.org.br/rio-e-sao-paulo-perdem-participacao-no-pib-nacional/. Acesso em: 04/03/2020.

Information Classification: General

Desenvolvimento de Empreendedorismo Jovem como RSC de Empreendimentos Eólicos: Desenvolvimento de capacidades, liberdades, iniciativa e resiliência.

Clara Suzana Cardoso Braga, PPAC/UFC, clarabraga930@hotmail.com
José Carlos Lazaro, PPAC/UFC, lazaro@ufc.br
Gláucio Gomes, Adel , glaucio@adel.org.br

RESUMO

Trata-se de um estudo com o objetivo de relatar, por meio de um estudo de caso qualitativo, a Experiência de um Programa de Responsabilidade Social Corporativa (RSC) na utilização de indicadores de Liberdade, Resiliência e Iniciativa como ferramenta para mensuração de seus *outcomes* sociais. O estudo é realizado entre os beneficiários da atuação das ações de Responsabilidade Social da Qair Brasil (Quadran, 2019, Qair 2020), na região de Trairi, através da parceria com a Adel, e através dos resultados da aplicação da ferramenta de pesquisa, em fase denominada Marco Zero, que os jovens tem menor indicadores em habilidades relacionadas ao planejamento do futuro, que impacta em suas capacidades de Iniciativa para o Crescimento Pessoal e Resiliência diante de situações difíceis. Outra habilidade que precisa ser desenvolvida é a de organização do próprio tempo, estabelecimento de objetivos e prazos e orientação pessoal para a manutenção de regras e rotinas na vida diária. Quanto ao seu nível de bem estar, verifica-se que os melhores índices estão relacionados às liberdades essenciais: *Saúde Corporal* e *Outras Espécimes* (preocupação com o meio ambiente) e pior índices: *Divertir-se*, *Razão Prática* e *Afiliação*.
Palavras Chaves: Responsabilidade Social Corporativa, Iniciativa de Crescimento Pessoal, Resiliência, Liberdade, Capacidades, Energia Eólica

ABSTRACT

The objective of this study is to report, through a qualitative case study, the Experience of a Corporate Social Responsibility Program in the use of Freedom, Resilience and Initiative indicators as a tool for measuring their social outcomes. The study is carried out among the beneficiaries of the actions of Qair Brasil's Social Responsibility actions, in the region of Trairi, through the partnership with Adel, and through the results of the application of the research tool, in a phase called Marco Zero, that young people it has lower indicators on skills related to planning the future, which impacts on its Initiative for Personal Growth and Resilience capabilities in the face of difficult situations. Another skill that needs to be developed is that of organizing one's own time, setting goals and deadlines, and providing personal guidance for maintaining rules and routines in daily life. As for their level of well-being, it appears that the best rates are related to essential freedoms: Body Health and Other Specimens (concern for the environment) and worse indexes: Having Fun, Practical Reason and Affiliation.
Keywords: Corporate Social Responsibility, Personal Growth Initiative, Resilience, Freedom, Capabilities, Wind Energy

1. Introdução

Se por um lado a matriz energética global baseada em combustíveis fósseis já chegou no seu limite quando efetuamos um balanço considerando as externalidades à sociedade

como um todo, por outro o desenvolvimento tecnológico das últimas décadas tem apresentado fontes renováveis de produção de energia, onde além da hídrica (com suas vantagens e limitações) se destacando as opções solar e eólica. Focando especificamente na energia eólica, comparativamente a minas de carvão ou plataformas de petróleo, parques eólicos geram muito menos externalidades, no entanto faz-se necessário que ainda assim haja preocupação, não só ambiental, mas social, com o contexto de desafios e oportunidades nas comunidades nos entornos de suas áreas de operação(IRENA, 2017). Desta forma todas as dimensões da sustentabilidade são incorporadas, não apenas por sua perspectiva de impacto global, mas também local – em territórios e comunidades nas áreas de influência de seus empreendimentos.

Observando-se geograficamente a localização das áreas no Brasil com maior potencial de geração de energia eólica (ABEOLICA, 2018) e cruzando essas informações com o mapa de vulnerabilidade socioeconômica e de incidência de situações de extrema pobreza, percebe-se claramente a sobreposição recorrente entre essas duas características, especialmente na Região Nordeste do país. Isso significa que em muitos territórios oportunos à implantação de empreendimentos produtivos e, portanto, rentáveis de geração de energia eólica, o contexto é caracterizado pelos muitos desafios que as famílias locais precisam lidar para sua subsistência, com entraves graves ao desenvolvimento social e econômico e, mais alarmante, à própria garantia de seus direitos humanos.

O caso aqui estudado é de um projeto desenvolvido no âmbito da estratégia de Responsabilidade Social Empresarial da Qair Brasil (Quadran 2019), empresa de produção de energia renováveis que representa a *Qair International* no Brasil (Qair, 2020), para o território compreendido por comunidades na Área de Influência Direta (AID) do Complexo Eólico de Serrote, em Trairi, no Ceará, Região Nordeste do Brasil.

O projeto foi elaborado a partir de um Diagnóstico Socioeconômico Participativo na qual uma das estratégias indicadas foi a aplicação da tecnologia social desenvolvida por uma organização da sociedade civil (OSC) com sede na própria região: a Agência de Desenvolvimento Econômico Local (Adel). A Adel vem desenvolvendo nos últimos dez anos o Programa Jovem Empreendedor Rural (PJER) – uma tecnologia social, reconhecida e certificada nacional e internacionalmente, para formação e apoio a jovens empreendedores e protagonistas rurais e para fomento ao desenvolvimento de seus pequenos negócios e suas iniciativas de impacto socioambiental em suas comunidades (Abreu & Gomes, 2018; *Jovem Empreendedor Rural*, 2016).

Na aplicação da tecnologia social no projeto específico em foco, busca-se ir além de aspectos quantitativos, apenas sobre o número de pessoas beneficiadas, e alcançar uma análise qualitativa dos impactos positivos nos jovens locais, entendendo-se tal ação em seus resultados no sentido da ampliação das “liberdades” e “capacidades” de moradores das comunidades do entorno do Parque Eólico em questão, bem como traçar um perfil de “resiliência” e “iniciativa” dos envolvidos no projeto.

1.1.Objetivo do Trabalho

Assim esta pesquisa tem o objetivo de relatar, por meio de um estudo de caso qualitativo, os resultados dos indicadores de Liberdade, Resiliência e Iniciativa dos beneficiários da atuação das ações de Responsabilidade Social da Qair Brasil, na região de Trairi, através da parceria com a Adel.

Este trabalho está dividido em seis seções, sendo esta primeira a introdução seguida pela apresentação o marco teórico sob o qual o trabalho está sedimentado, uma terceira

seção para o enfoque da contextualizar a intervenção social; em seguida, na quarta a metodologia é explicada. Na quinta seção são apresentados os principais resultados da aplicação da ferramenta de pesquisa e por fim são apresentadas as conclusões.

2. Fundamentação Teórica

Em 2020, a Responsabilidade Social Corporativa é uma abordagem amplamente difundida, discutida e adotada por empresas de todos os ramos, entre eles o de energias renováveis. Uma das questões chaves no avanço da discussão sobre RSC é a emergência da diversidade das partes interessadas (*stakeholders*) em uma empresa (Silva-Filho, 2007). Além das partes interessadas usuais de uma abordagem puramente financeira, os clientes, os fornecedores, os acionistas e os colaboradores, as comunidades ao redor dos empreendimentos também passaram a ser consideradas como partes interessadas (Ashley, 2006; Donaldson & Preston, 1995).

Ações de intervenções de RSC, na perspectiva empresarial, não podem ser vistas como simplesmente filantrópicas, sendo que para tais ações espera-se resultados efetivos, tangíveis e mensuráveis, não financeiros, mas de caráter social.(Carroll, 1999)

Devido à complexidade de ações em comunidades de entorno de empreendimentos, usualmente se utiliza indicadores de "*output*" (livremente traduzido por "produtos"), isto é, de medidas do que foi processado ou realizado, como, por exemplo "pessoas beneficiadas". Uma medida de RSC mais aprofundada e significativa, contudo, seria trabalhar com a investigação e mensuração "*outcomes*" (livremente traduzido por "efeitos"), isto é com indicadores que medem a influência, ou consequências, da ação sobre a comunidade, tentando medir o que a intervenção de RSC na comunidade do entorno mudou no contexto socioeconômico, seus impactos em curto e médio prazo(Jones, 2014). Com esta abordagem clara busca-se sair do jargão do mundo prático das organizações sociais de propor o seu "impacto".

Numa miríade de indicadores complexos em uma ação de RSC, pode-se propor indicadores buscando entender os efeitos da ação sobre as pessoas participantes do projeto. Essa abordagem de atenção aos resultados relativos à eficácia e efetividade de uma estratégia ou intervenção confere às ações e iniciativas de Responsabilidade Social Corporativa um caráter estratégico, especialmente têm como principal objetivo a promoção do desenvolvimento local dos territórios nos entornos de empreendimentos econômicos.

2.2. Abordagem das Capacidades de Amartya Sen

A Teoria das Capacidades de proposta pelo Nobel de Economia Amartya Sen (1993), baseia-se na avaliação da mudança social em termos do enriquecimento da vida humana dela resultante. Sem desconsiderar que a qualidade da vida humana é uma questão muito complexa. A teoria concebe a vida humana como um conjunto de "atividades" e de "modos de ser" pelo autor denominado de *functionings* (funcionalidades) e relaciona o julgamento sobre a qualidade da vida à avaliação da capacidade de funcionar ou de desempenhar funções. (SEN, 1993).

Segundo os autores Kuklys e Robeyns (2004) a abordagem de capacidade opera em dois níveis: no nível de bem-estar realizado, que é medido pelas funcionalidades e o nível do potencial ou possível bem-estar, que é medido pelas "*capabilities"*, isto é capacidades. A abordagem de capacidades difere de outras abordagens porque não se

concentra na quantidade de insumos ou recursos que um indivíduo possui, mas considera a capacidade do indivíduo de converter recursos em resultados algo considerado valioso para o indivíduo (KATO; ASHLEY; WEAVER, 2017).

Sen (1993) destaca que a avaliação da qualidade de vida não pode ser levada em conta apenas como a acumulação de mercadorias e rendimentos, entendendo que estas apenas auxilias as pessoas no desempenho das atividades e das capacidades necessárias para as funcionalidades (*functionings*).

Autores que vem trabalhando nesta abordagem, como Nussbaum (2003), defendem uma lista de "capacidades centrais", que são essenciais para qualquer ser humano viver uma vida digna. As capacidades identificadas por Nussbaum (2003) como essenciais para uma vida plena incluem o seguinte: 1) Vida - viver até o fim de uma vida humana de comprimento normal; não morrer prematuramente; 2) Saúde Corporal - Ter boa saúde, incluindo saúde reprodutiva; ser adequadamente nutrido; ter abrigo adequado; 3) Integridade Corporal - Mover se livremente de um lugar para outro; estar seguro contra ataques violentos, incluindo agressão sexual e violência doméstica; 4) Sentidos, Imaginação e Pensamento - usar os sentidos, imaginar, pensar e raciocinar ser informado e ter uma educação adequada; 5) Emoções - Ser capaz de ter apegos a coisas e pessoas. Não ter o desenvolvimento emocional arruinado pelo medo e pela ansiedade; 6) Razão Prática – Ser capaz de formar uma concepção do bem e engajar-se na reflexão crítica sobre o planejamento da vida; 7) Afiliação - engajar-se em várias formas de interação social; ser capaz de imaginar a situação do outro; 8) Outras Espécimes - viver com preocupação e em relação aos animais, plantas e ao mundo da natureza; 9) Divertir-se - rir, brincar, desfrutar de atividades recreativas e 10) Controle sobre o Ambiente - Capacidade de participar efetivamente de escolhas políticas que governam a vida de uma pessoa; proteções de liberdade de expressão e associação. E ter direitos de propriedade em igualdade de condições com os outros.

Uma das maneiras de operacionalizar a teoria de Amartya Sen é proposta por Paul Anand, economista que desde 2003 - em parceria com diversos outros pesquisadores - vem desenvolvendo uma ferramenta de mensuração das capacidades. Dentre elas, destaca-se a ferramenta proposta por Anand, Krishnakumar e Tran (2011). Os autores desenvolvem uma medida resumida de Capacidade (Q), fazendo às pessoas uma sequência de perguntas sobre suas oportunidades, habilidades e restrições em uma ampla variedade de domínios da vida (dimensões).

2.3. Psicologia Positiva e os estudos sobre Resiliência e Iniciativa

A Psicologia Positiva define que as boas qualidades são as características humanas que favorecem as emoções positivas e o comportamento de interação, de forma que as más qualidades seriam o oposto, ou seja, as características humanas que favorecem as emoções negativas, bem como o comportamento que prejudica a interação. (SCORSOLINI-COMIN; SANTOS, 2010)

A partir dos trabalhos de Seligman (2004) é possível afirmar que a Psicologia Positiva fundamenta-se sobre três pilares: a) o estudo da emoção positiva; b) o estudo dos traços ou qualidades positivas - forças e virtudes, habilidades como inteligência e capacidade atlética; e, c) o estudo das instituições positivas - democracia, família e liberdade.

Os estudos científicos que analisam o comportamento empreendedor procuram dimensionar comportamentos, ações e atitudes que o diferenciem do ser humano

"normal" estruturando características pessoais de sucesso que norteiam aqueles que desejam trabalhar por conta própria. (ALLEMAND, 2011)

Para McClelland (1961), obter sucesso como empreendedor, não é bastante desenvolver habilidades específicas: finanças, marketing, produção, etc., nem obter incentivos ou investimento financeiro ou fiscal, mas é imprescindível desenvolver habilidades atitudinais empreendedoras, através do aperfeiçoamento de tais características. Segundo o autor McClelland, uma das características principais do empreendedor é sua forte necessidade de realização, relacionado a um desejo de crescimento pessoal intenso, por meio de superação de desafios.

Além de identificar as oportunidades do mercado, o empreendedor deve ter iniciativa, que consiste em antecipar-se às situações, agindo de maneira oportuna e adequada sobre a realidade, apresentando soluções e influenciando os acontecimentos futuros. (ALLEMAND, 2011)

No contexto do empreendedorismo, Saggab *et al.* (2010) destaca que não basta o domínio de técnicas de gestão para enfrentar desafios e crises; as atitudes e comportamentos de indivíduos podem representar um diferencial na conquista de sucesso nessas condições. Assim, características pessoais como iniciativa e resiliência são relevantes neste diferencial e o estudo destas características de suma importância.

As habilidades de modificar crenças e comportamentos a fim de se adaptar a novos contextos são identificadas como **Iniciativa ao Crescimento Pessoal** (FREITAS *et al*. , 2018). Os estudos relacionados esta iniciativa de Crescimento Pessoal (e sua escala, versão II - *PGIS-II*) de Robitschek (1998) vem ganhando espaço não somente nos EUA, mas vê-se um movimento de ampliação de pesquisas que visam validação da escala diversos contextos nacionais, como colocado no estudo de Freitas e outros (2018).

Ainda no trabalho de Freitas e outros (2018) merece destaque é o de Araújo *et al.* (2014) que indicam relação entre a **Satisfação com a Vida (***SWLS***)** e **Iniciativa ao Crescimento Pessoal (**PGIS-II**)**, a relação positiva pode estar relacionada com o potencial de pessoas com alto escore neste fator em reconhecerem recursos e colocarem em prática estratégias de mudanças pessoais em sua vida. Assim, a partir desta iniciativa, o sujeito teria mais facilidade em alcançar seus objetivos, proporcionando maiores níveis de satisfação com a vida.

Quanto aos estudos de resiliência é importante registrar que termo provém de outra área de estudos, a física e neste contexto refere-se à capacidade de um corpo físico de absorver energia quando elasticamente deformado e, em seguida, devolver essa energia quando descarregado. Ou seja, a qualidade de um material ao choque, à tensão, à pressão, que lhe permite voltar a sua forma ou posição inicial. (CARVALHO; TEODORO; BORGES, 2014)

Sousa e Araújo (2015) trazendo este conceito para as ciências sociais destaca que a resiliência está vinculada à compreensão de fatores de risco e de proteção. Ressaltando que os fatores de risco, em regra, restringem a probabilidade de superação frente às carências impostas, mas seu impacto é reduzido pelos fatores de proteção.

Resiliência abrange mecanismos emocionais, cognitivos e socioculturais que são construídos no decorrer da existência humana, a partir de desafios graduais que reforçam atributos pessoais, estratégias de enfrentamento e habilidades. Pode estar presente apenas em algumas esferas da vida do indivíduo. Ou seja, uma pessoa pode ser resiliente em determinadas situações e vulnerável em outras (SOUSA; ARAUJO, 2015).

Assim, resiliência se refere também à capacidade dos indivíduos de utilizar sistemas de suporte familiar e social para lidar com situações adversas e/ou estressoras,

visando uma adaptação bem sucedida. Refere-se também a habilidades psicológicas e disposicionais dos indivíduos (CARVALHO; TEODORO; BORGES, 2014).

O estudo de Scherer e Minello (2013) registra que sucesso empresarial, de qualquer atividades empreendedora, está associado à capacidade dos empreendedores, exigindo o desenvolvimento de habilidades capazes de facilitar seu processo de adaptação.

Na perspectiva dos autores Cruz e Moraes (2013) destaca-se que a resiliência se mostra como característica essencial para os empreendedores vençam os obstáculos e tenham sucesso na manutenção dos seus empreendimentos, bem como permite que aprendam com os erros e equívocos da gestão, profissionalizando-se cada vez mais.

Diante deste referencial, destaca-se a Abordagem das Capacidades de Amartya Sen (1993) como uma base teórica relevante para avaliação dos *outcomes* sociais das Ações de Responsabilidade Social Corporativa e os Indicadores de Resiliência e Iniciativa de Crescimento Pessoal, como características relevantes a serem desenvolvidas para aqueles que desejam ter sucesso ao empreender.

3. Enfoque: Contexto e Intervenção

A Qair Brasil (anteriormente nominada de Quadran Brasil)é a subsidiária brasileira da *Qair International*, empresa com sede na França produtora independente de eletricidade (*Independent Power Producer, IPP*), que desenvolve, implanta e opera soluções baseadas em fontes renováveis de energia, contribuindo, assim, para a construção de um futuro sustentável. As ações da empresa são fundamentadas na prática contínua de sustentabilidade socioambiental e na promoção de sinergia entre as pessoas.

O Programa Qair(Quadran) de Responsabilidade Socioambiental tem como objetivo promover melhoria na qualidade de vida das comunidades do entorno parques eólicos da Qair Brasil. O Programa busca priorizar ainda a geração de oportunidades para jovens em desvantagem social e fortalecer o papel das mulheres no processo de desenvolvimento sustentável, além de contribuir para minimizar os impactos adversos sobre o meio ambiente através de ações conjuntas com as comunidades.

Partindo-se da definição de implementação de um parque eólico no distrito do Serrote, município do Trairi, Ceará, a Qair buscou a elaboração do Programa de Responsabilidade Socioambiental da Quadran/Qair Brasil na Área de Influência Direta (AID) do Complexo Eólico de Serrote.

O gatilho para tal programa foi a realização de um Diagnóstico Socioeconômico Participativo na Área de Influência Direta (AID). Conforme apresentado por Holanda e Said (2019), este diagnóstico, como ferramenta, busca balizar o planejamento das ações e auxiliar a direção geral da empresa a traçar metas e áreas prioritárias para a implementação do programa nas comunidades selecionadas.

Dentre as proposições do diagnóstico Holanda e Said (2019) identificam lacunas a serem trabalhadas e propõe eixos de atuação. No âmbito do EIXO II - Fomento ao empreendedorismo e à formação de uma rede de economia solidária local – do Diagnóstico, consta a reaplicação do Programa Jovem Empreendedor Rural (PJER), realizado há dez anos pela Agência de Desenvolvimento Econômico Local (Adel) no Território do Vale do Curu e nos municípios de São Gonçalo do Amarante e Caucaia (ambos na Região Metropolitana de Fortaleza), regiões vizinhas à Área de Influência Direta (AID) do Complexo Eólico de Serrote.

O Programa Jovem Empreendedor Rural (PJER), proposto no Diagnóstico Socioeconômico Participativo é uma tecnologia social certificada pela Fundação Banco do Brasil, desenvolvida pela Agência de Desenvolvimento Econômico Local (Adel). O PJER é um processo de ampliação de capacidades viável para os jovens das comunidades no entorno do Complexo Eólico de Serrote, que oferece ferramentas para que possam, além de estrategicamente sair do ciclo de pobreza no qual estão inseridos, orientar seus próprios pais e familiares a respeito do que é um empreendimento capaz de gerar e complementar a renda de suas famílias.

A Adel é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP), entidade não governamental, sem fins lucrativos e de direito privado, que tem como missão promover o desenvolvimento local de comunidades rurais através do empreendedorismo e do protagonismo de jovens e agricultores. Atua através de programas de impacto social e oferece serviços a empresas, governos e outras organizações da sociedade civil para realização de estudos, elaboração, implementação e gestão de estratégias de desenvolvimento local e geradores de impactos sociais e econômicos positivos para os territórios atendidos. Em treze anos de atuação, a Adel já beneficiou a mais de 15 mil agricultores(as) e a cerca de 3 mil jovens através de projetos espalhados pela Região Nordeste do Brasil.

O Programa Jovem Empreendedor Rural (PJER) foi desenvolvido pela Adel em 2009 e visa criar oportunidades para o desenvolvimento de empreendimentos por jovens de comunidades rurais. Ao longo desses dez anos de atuação, o PJER já beneficiou mais de mil jovens de nove municípios do estado do Ceará: Apuiarés, Caucaia, General Sampaio, Paracuru, Pentecoste, São Gonçalo do Amarante, São Luís do Curu, Tejuçuoca e Umirim.

Atuando por meio de uma abordagem integrada, o programa busca trabalhar as habilidades empreendedoras da juventude, possibilitando **acesso a conhecimento**, **crédito orientado**, **redes de suporte** e **tecnologias**. O acesso a estes é possibilitado aos jovens, respectivamente, por meio do (1) Curso Empreendedorismo e Protagonismo Rural, em que os jovens participantes elaboram seus projetos de negócios; (2) do acesso a crédito para colocar em prática seus projetos de negócios; (3) da formação de Arranjos Produtivos Locais (APLs) com os empreendimentos criados pelos jovens e (4) do acesso às tecnologias de informação e comunicação via Centros Integrados de Tecnologias e Informação (CITs).

O primeiro componente, **acesso a conhecimento**, inclui um conjunto de atividades formativas importantes para os jovens serem empreendedores e protagonistas em suas comunidades e em seus territórios que dura até quatro meses. Essas atividades consistem em cursos, oficinas, sessões de tutoria, mentoria e assessoria para que os jovens entendam o contexto em que estão inseridos, as oportunidades e desafios e elaborem seus projetos de negócios e de empreendimentos sociais, culturais e ambientais. A estratégia pedagógica adotada pela Adel consiste em criar e oferecer ambientes para o aprendizado de duas maneiras complementares: por meio dos próprios processos e dos instrumentos relacionados às atividades pedagógicas e por meio das interações com os colegas, instrutores, tutores e mentores. O processo formativo tem um ponto tangível de culminância para os participantes: a elaboração de um Projeto de Negócio.

Ao fim da primeira etapa, formativa, a Adel inicia a assessoria aos jovens beneficiados para prospecção e **captação de crédito** e de investimentos para que possam colocar seus projetos de negócios em prática em suas comunidades. A Adel conta com um fundo privado, próprio, de crédito chamado *Fundo Veredas*. Esse fundo foi estabelecido para

atender exclusivamente a jovens empreendedores de comunidades rurais. Já foram investidos, através do Fundo Veredas, cerca de R$ 650 mil em pequenos créditos para jovens empreendedores rurais. Ressalta-se que os empreendimentos criados pelos jovens são rurais, mas não necessariamente relacionados a atividade agrícola. Os jovens que participam do Programa mapeiam e avaliam as oportunidades e demandas de mercado que existem em seus territórios e podem criar projetos de negócios rurais agrícolas (que consistem em atividades produtivas da agropecuária) e não-agrícolas (que consistem em atividades comerciais, de prestação de serviços ou mesmo em produção de artesanato e outros produtos que não estão relacionados a agropecuária). Os jovens participantes do Programa apresentam seus projetos de negócios ao Comitê Gestor do Fundo Veredas, solicitando empréstimos para coloca-los em prática. O Comitê avalia as propostas e aprova as solicitações após coleta de dados sobre os solicitantes e sobre a viabilidade econômica, técnica e operacional dos empreendimentos apresentados.

O terceiro componente do Programa, acesso a **redes de suporte**, se materializa através de sessões de assessoria da equipe técnica da Adel aos jovens beneficiados, enquanto estão implementando seus projetos de negócios. A equipe segue orientando os jovens em campo, disponível para tirar suas dúvidas e ajudá-los a interagir entre si, trocando conhecimentos e cooperando uns com os outros na resolução de ameaças em comum, assim como no aproveitamento de oportunidades existentes nos territórios. Os jovens são estimulados a trabalhar juntos e também a se engajarem em redes de proteção e apoio já existentes localmente: tais como cooperativas, associações de produtores, redes de comercialização e fóruns setoriais. Além disso, a equipe da Adel mapeia oportunidades de cooperação e colaboração que gerem oportunidades para os jovens – desde o acesso a insumos, passando pelo compartilhamento de equipamentos e estruturas e chegando à comercialização coletiva (ou em grupo). Acredita-se que apenas através da cooperação em nível local esses jovens, em contexto de vulnerabilidade, têm maior chances de sucesso no desenvolvimento de seus empreendimentos. Mais ainda quando os empreendimentos fazem parte das mesmas cadeias produtivas e há oportunidades de especialização em diferentes capítulos dessas cadeias, complementando uns aos outros e, assim, contribuindo para agregar valor aos produtos. Assim inicia-se a formação de Arranjos Produtivos Locais (APLs) entre eles, com compartilhamento e gestão cooperativa e participativa de processos, criando laços de complementação entre eles nas mesmas cadeias produtivas em seus territórios.

O último componente do Programa, referente ao acesso a **tecnologias**, é desenvolvido a partir da ampliação da conectividade nas comunidades mais remotas, onde os jovens empreendedores locais, usualmente, não têm acesso a facilidades modernas de tecnologia de informação e comunicação consideradas básicas, tais como telefonia celular e Internet. Centros Integrados de Tecnologia (CIT) são pequenos escritórios coletivos, em que são instalados computadores, telefones celulares, impressoras e outros equipamentos de informática ligados a uma antena 30/900 que lhes conferem conexão com Internet e sinal de telefonia.

Em 2017, o Programa Jovem Empreendedor Rural (PJER) passou por diversos momentos de avaliação, revisão e adequação metodológica, consequência do investimento da Adel em pesquisa e desenvolvimento. O modelo atual valorizar a imersão, mas com ênfase em flexibilidade e atendimento específico e personalizado aos jovens participantes. Na nova versão o foco se amplia para empreendedorismo de negócios, empreendedorismo social e protagonismo nas comunidades, introduzindo os conteúdos relacionados ao desenvolvimento local e à sustentabilidade na relação entre os jovens e as comunidades, os territórios e o meio ambiente, numa abordagem ecológica (a

relação dos jovens com todos os recursos tangíveis e intangíveis disponíveis no meio em que vivem).

O Programa Jovem Empreendedor Rural teve sua reaplicação iniciada no município de Trairi, no Ceará, em agosto de 2019. Depois de realizado um estudo preliminar breve sobre o ambiente de negócios e de empreendedorismo no território e sobre o cenário da juventude local, teve início o processo para selecionar os 30 beneficiários. Primeiramente foi realizada uma ampla mobilização na região, divulgando a abertura de inscrições para jovens locais. Em seguida, foi realizada uma triagem daqueles que atendiam aos critérios estabelecidos: ter concluído o Ensino Médio ou estar cursando seu último ano e ter interesse em iniciar um empreendimento de negócios ou de impacto socioambiental em sua comunidade, conferindo maior prioridade aos jovens inscritos em situação de vulnerabilidade socioeconômica e com histórico de participação e engajamento social. Os jovens pré-selecionados foram, então, entrevistados, assim como suas famílias, e, com base na análise das informações coletadas.

A primeira etapa do Programa teve início de novembro de 2019. Aplicou-se como abordagem pedagógica a *Aprendizagem Cooperativa*, modelo em que os participantes do processo pedagógico são organizados em pequenos grupos e aprendem a partir das interações positivas com seus colegas, realizando exercícios e resolvendo desafios juntos, em equipes em que devem se apoiar mutuamente, em relações de interdependência social. A estratégia pedagógica aplicada no Programa Jovem Empreendedor Rural enfatiza a interação como elemento essencial à aprendizagem: os jovens aprendem mais e melhor quando interagem entre si, quando trocam conhecimentos e experiências de vida.

Ao longo do processo formativo, os jovens foram orientados e assessorados para coletarem e estudarem informações sobre suas comunidades, sobre oportunidades, desafios, potencialidades e vulnerabilidades para criação e desenvolvimento de negócios e outros tipos de empreendimentos de impacto social e ambiental – para entenderem o que as pessoas e famílias que vivem no território precisam, quais são seus desejos, quais são os problemas existentes em suas comunidades e quais recursos já estão disponíveis e poderiam ser usados por eles no ato de empreender. Com essas informações sobre o contexto em mãos, os jovens passaram à elaboração de seus projetos de negócios. Participaram, então, de sessões de mentoria em grupo (com jovens interessados em empreender em ramos parecidos) e de tutoria individuais. Ao fim dessa etapa, em fevereiro de 2020, 28 dos 30 jovens que iniciaram o Programa apresentaram seus projetos de negócios para uma banca de examinadores. O projeto de negócio pode ser entendido, assim, como *Trabalho de Conclusão de Curso*.

A próxima etapa consiste na análise de solicitações de crédito apresentadas pelos jovens interessados para tomar um empréstimo do *Fundo Veredas*, o fundo próprio de crédito da Adel para jovens empreendedores rurais. Alguns desses jovens vão optar, no entanto, por não iniciar seus empreendimentos agora. Essa é uma possibilidade. Alguns deles optam por dar seguimento em seus estudos formais – ingressando em uma escola técnica ou começando a se preparar para o ingresso em um curso universitário. Poderão usar os conhecimentos adquiridos mais tarde em suas vidas, para começar um negócio, um empreendimento socioambiental ou para serem intraempreendedores em um emprego formal. Para aqueles que forem dar o próximo passo nesse momento, o que se espera que seja cerca de 20 dos 30 jovens que iniciaram o Programa, serão assessorados pela equipe da Adel ao longo desse processo de desenvolvimento de seus pequenos negócios e empreendimentos socioambientais no território.

4. Metodologia de Avaliação de Resultados através da Mensuração de Indicadores de Desenvolvimento de Capacidades

Trata-se de um Estudo de Caso, utilizando a pesquisa descritiva, pois o pesquisador, visa conseguir resultados, que permitam o entendimento do fenômeno estudado (FACHIN, 2003).

A abordagem da pesquisa é qualitativa, pois se propõe a estudar o objeto, e entender as inter-relações do mesmo com o meio em que está inserido, no sentido de buscar o entendimento da ação de responsabilidade social da Qair Brasil, através da Adel e como esta ação altera a situação de bem-estar social dos beneficiários. A pesquisa qualitativa possibilita a exploração, a descrição da complexidade do tema e problema de pesquisa de forma que possa permitir ao pesquisador a análise, compreensão, classificação para a geração de contribuições aos indivíduos envolvidos e ao objeto de pesquisa.

O processo descritivo da pesquisa é realizada aqui por um Relato da Experiência da Adel na proposição de indicadores de resultados para o Programa Jovem Empreendedor Rural (PJER), utilizando-se de escalas da literatura acadêmica internacional. Vistas a estratégia da Adel com grupos de empreendedores no Semiárido do Nordeste brasileiro e a proposição de pesquisa do Grupo de Pesquisa de Inovação Social da Universidade Federal do Ceará - InoS, foram definidos três grupos de indicadores, para mensurar Valor Social, Iniciativa e Resiliência.

Criação de Valor Social – Através da aplicação de ferramenta de pesquisa internacionalmente validada de Anand et al (2011), baseada na teoria de Amartya Sen (*Desenvolvimento como Liberdade*), ferramenta essa que possibilita medir a criação de valor, no sentido de melhoria do bem estar social dos beneficiários a partir da participação no Programa Jovem Empreendedor Rural.

Indicador de Iniciativa – A *Escala Iniciativa de Crescimento Pessoal* é ferramenta nacional e internacionalmente validada através dos trabalhos dos autores: Robitschek (1998) e Freitas et al. (2018), visando mapear o perfil de entrada dos participantes e avaliar se jovens com perfil de iniciativa elevados tem maior propensão em ser bem sucedidos no planejamento, execução e manutenção de seus planos de empreendedorismo. É constituída de 4 construtor: i) Prontidão para a Mudança, que representa a capacidade de identificar maneiras específicas de crescer ou mudar; ii) Planejar, entendida como a capacidade da pessoa de organizar estratégias que possibilitem seu auto aperfeiçoamento; iii) Comportamento Intencional, que corresponde a adoção de ações deliberadas tomadas para promulgar planos de auto aperfeiçoamento e iv) Uso de Recursos, como Acesso a recursos externos (por exemplo, pedindo ajuda de outras pessoas), a serem usados para promover o crescimento pessoal

Indicador de Resiliência – A ferramenta nacional e internacionalmente validada através dos trabalhos dos autores: Friborg et al. (2006) e Carvalho, Teodoro e Borges (2014), visando mapear o perfil de entrada dos participantes e avaliar se jovens com perfil de resiliência elevados tem maior propensão em ser bem sucedidos no planejamento, execução e manutenção de seus projetos. Esta escala é composta por seis elementos: i) Percepção de Si Mesmo (confiança nas próprias capacidades, auto eficácia e visão positiva e realista acerca de si mesmo); ii) Futuro Planejado (Visão otimista do próprio futuro, certeza de que pode ser bem-sucedido e habilidade de planejamento e estabelecimento de metas claras e alcançáveis); iii) Competência Social (habilidade em iniciar contatos verbais e ser flexível em interações sociais, criar novas amizades e sentir-se à vontade em ambientes sociais, bem como à presença ou ausência de um estilo de

interação social); iv) Estilo Estruturado (Capacidade de organização do próprio tempo, estabelecimento de objetivos e prazos e orientação pessoal para a manutenção de regras e rotinas na vida diária); v) Coesão Familiar (Qualidade da relação em família, em termos de comunhão de valores e visão de futuro, de união, lealdade e simpatia mútua) e vi) Recursos Sociais (Suporte social oferecido por pessoas que não fazem parte do núcleo familiar (amigos ou colegas de trabalho, por exemplo), e que propicia o sentimento de coesão, a simpatia, o encorajamento e a ajuda em situações difíceis).

Este relatório se propõe a apresentar os resultados obtidos através da aplicação da ferramenta de pesquisa no "momento zero" (*Marco Zero*), início do Curso, no dia 04/11/2020, em um grupo de 28 participantes do Programa.

O grupo de 28 beneficiários participou do Curso de Empreendedorismo e Protagonismo Rural, etapa formativa do Programa Jovem Empreendedor Rural. O encontro foi realizado em Trairi, em uma Pousada, locada especialmente para a realização de uma semana de imersão pelos jovens, ao longo da qual seriam realizadas oficinas e sessões de mentoria e tutoria.
No primeiro dia do curso foi aplicada a ferramenta de pesquisa constituída da Questionário de Mensuração das Capacidades de Anand *et al* (2011), Escala de Iniciativa para o Crescimento Pessoal de Robitschek (1998) e Escala de Resiliência para Adultos Friborg et al. (2006) e Carvalho, Teodoro e Borges (2014). Doze jovens preencheram a ferramenta em sua forma online e 16 jovens preencheram a ferramenta em meio físico (impresso).

Percebeu-se que os jovens utilizaram o momento para uma reflexão sobre si mesmos, especialmente, pois estavam iniciando um novo projeto de vida como empreendedores.

5. Resultados

Nesta seção, pretende-se, de maneira introdutória, apresentar o perfil dos beneficiários do programa, participantes do Curso realizado em Trairi, Ceará.

Caracterizamos o grupo da seguinte forma: tem idade média de 25 anos, sendo o mais velho participante com 32 anos e o mais jovem com 18 anos; a maioria dos participantes tem são do sexo feminino (57%), declararam-se pardos (82,1%) e casados (64%), sem dependentes (69,2%), de religião de matriz cristã (96,4%), está desempregada no momento do início da formação (53,6%), com renda bruta entre R$499 a R$998 (39,3%), residindo em casa própria (92,9%) e com formação concluída até o Ensino Médio (75%).

O primeiro indicador analisado é aquele que avalia o perfil comportamental dos jovens quanto a sua capacidade de ter uma ação proativa para a promoção de seu autodesenvolvimento, apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Indicador de Iniciativa para o Crescimento

INDICADOR	N	MIN.	MÁX.	MÉDIA	DESVIO PADRÃO
Iniciativa para o Crescimento Pessoal	28	2,875	5,000	4,04229	,613823

Fonte: dados da pesquisa

Identifica-se que os jovens participantes do projeto Qair/Adel apresentaram em um resultado médio 4,04, de uma escala máxima de 5. Registra-se ainda que pelo menos um dos participantes teve indicador geral de iniciativa de 2,875.

Visando identificar, qual variável do construto impactou mais fortemente na construção do indicador, apresenta-se na Figura 1.

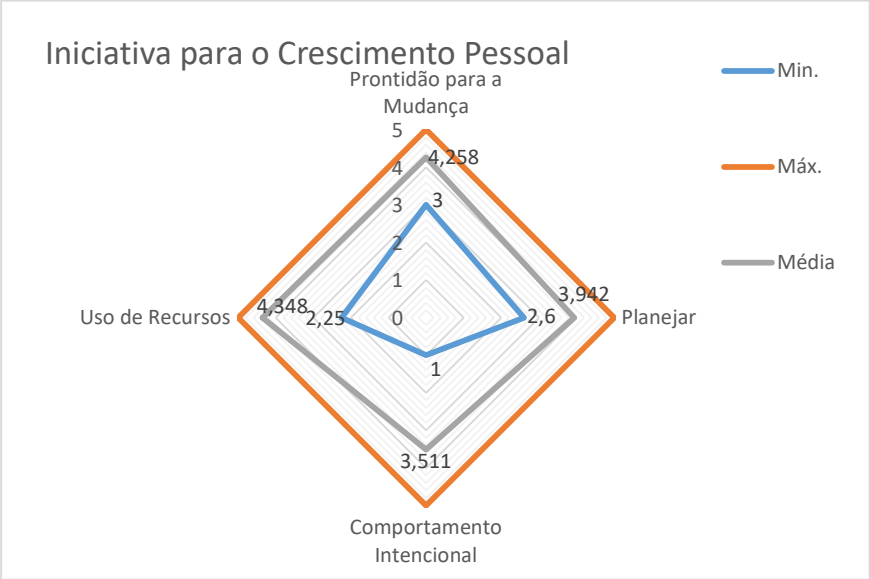


Figura 1 – Análise da Iniciativa para o Crescimento por construto

Fonte: dados da pesquisa

Os jovens do programa têm melhores resultados no que se refere a capacidade de identificar maneiras especificas de crescer ou mudar – *Prontidão Para Mudança*. Os resultados, inclusive, podem ser reforçados pela iniciativa dos jovens a participar do Programa Jovem Empreendedor Rural, que pode ser considerado uma inovação social na região.

A partir dos resultados, percebe-se que as capacidades e habilidades que melhor precisam ser desenvolvidas pelos jovens participantes da pesquisa para que tenham melhor habilidade de crescimento pessoal são: a) planejamento, entendida como a capacidade de organizar estratégias eu possibilitem o auto aperfeiçoamento, e b) comportamento intencional, que significa a adoção efetiva de ações para promulgar planos de auto aperfeiçoamento.

Visando aprofundar esta análise, relacionando a fatores restritivos como gênero e situação de trabalho, apresenta-se os resultados das Tabelas 2 e 3

Tabela 2 – Indicador de Iniciativa para o crescimento por fator de gênero

VARIÁVEL	GÊNERO	N	MÉDIA	DESVIO PADRÃO	ERRO MÉDIO PADRÃO
Indicador de Iniciativa para o Crescimento Pessoal	masculino	12	4,17700	,546683	,157814
	feminino	16	3,94125	,658505	,164626

Fonte: dados da pesquisa

Identifica-se que os participantes do sexo feminino, em média possuem menor indicador de Iniciativa para o Crescimento Pessoal. Inclusive em todas as variáveis do construto, em média, as mulheres tem indicadores menores que os participantes do sexo masculino.

Buscou-se, ainda, identificar se o indicador de Iniciativa para o Crescimento Pessoal tem valores diferenciados, dependendo da situação de trabalho dos participantes, agrupando-se essencialmente os participantes que estão realizando alguma forma de trabalho remunerado versus aqueles que declararam que não exercem nenhum tipo de atividade laboral remunerada.

Tabela 3 – Indicador de Iniciativa para o crescimento pessoal por Situação de Trabalho

VARIÁVEL	SITUAÇÃO DE TRABALHO	N	MÉDIA	DESVIO PADRÃO	STD. ERROR MEAN
Indicador de Iniciativa para o Crescimento Pessoal	Desempregado	17	4,04771	,655382	,158953
	Trabalhando	11	4,03391	,574400	,173188

Fonte: dados da pesquisa

Analisado a Tabela 3 identifica-se que, em média, as pessoas que se encontram desempregadas tem maior indicador de Iniciativa para o crescimento pessoal, o que pode estar relacionado à sua necessidade urgente de geração de renda para manutenção de sua vida e família.

Verifica-se o mesmo comportamento nos construtos *Prontidão para Mudança* e *Planejar*. Ou seja, são, em média, maior entre as pessoas que estão desempregadas em relação àquelas que estão realizando qualquer atividade de geração de renda, seja em tempo integral ou parcial.

Já os construtos *Comportamento Intencional,* que significa a tomada de ações intencionais para realizar o outo aperfeiçoamento, e *Uso de Recursos*, que está relacionado a utilização de todos os recursos "a mão" para a busca do auto aperfeiçoamento - tem média maior entre as pessoas que estão exercendo alguma atividade laboral. Este resultado pode estar relacionado à geração de renda que se dá a partir do trabalho realizado que possibilita maior autonomia para a tomada de decisão e utilização de recursos para o auto aperfeiçoamento.

Quanto aos indicadores de resiliência, apresenta-se os resultados da pesquisa na Tabela 4.

Tabela 4 – Indicador de Resiliência para Adultos

INDICADOR	N	MÍN.	MAX.	MÉDIA	DESVIO PADRÃO
Indicador Geral de Resiliência	28	3,090	5,969	4,427	,8658767

Fonte: dados da pesquisa

Os resultados apresentados na Tabela indicam que os participantes tem, em média 4,427 de Resiliência, em uma escala de valor máximo 6. Pode-se verificar que em comparação ao Indicador de Iniciativa para o Crescimento Pessoal, os participantes do projeto tiveram menor desempenho nesta habilidade.

Visando identificar qual variável teve maior impacto na construção do indicador, apresentamos os resultados na Figura 2.

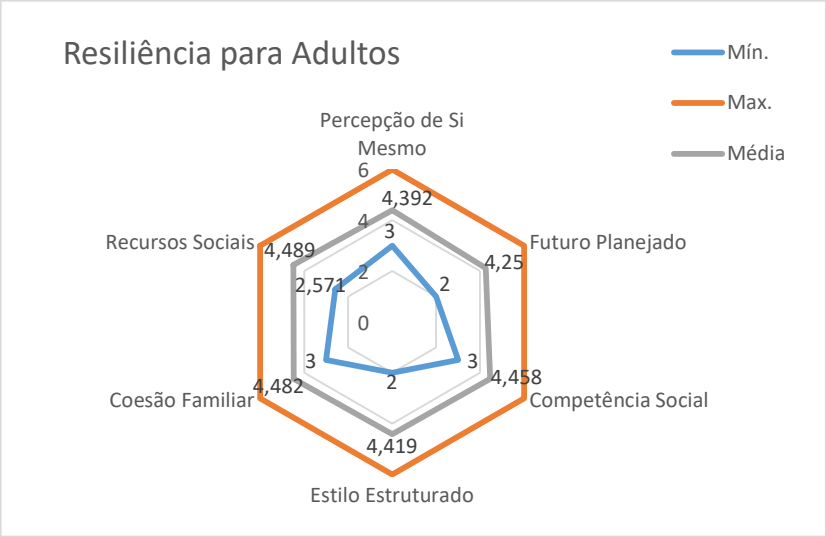


Figura 2 - Análise da Resiliência por construto

Fonte: dados da pesquisa

Considerando os dados da Figura 2 registra-se que os participantes do projeto, tem maior desenvolvimento nas variáveis do construto relacionadas às capacidades: *Coesão familiar* - compreendida como qualidade da relação em família, em termos de comunhão de valores e visão de futuro, de união, lealdade e simpatia mútua e *Recursos Sociais* que significa suporte social oferecido por pessoas que não fazem parte do núcleo familiar (amigos ou colegas de trabalho, por exemplo), e que propicia o sentimento de coesão, a simpatia, o encorajamento e a ajuda em situações difíceis.

A partir da análise dos resultados, permite-se indicar que os comportamentos e habilidades que precisam ser desenvolvidos para que os respondentes aumentem sua habilidade de resiliência são: a) Futuro Planejado, ou seja visão otimista do próprio futuro habilidade de planejamento e de metas claras e alcançáveis e b) Percepção de si mesmo, que trata-se da capacidade Confiança nas próprias capacidades, auto eficácia e visão positiva e realista acerca de si mesmo.
Visando aprofundar esta análise, relacionando a fatores restritivos como gênero e situação de trabalho, apresenta-se os resultados das Tabelas 5 e 6.

Tabela 5 – Indicador de Resiliência por Gênero

CONSTRUTO	GÊNERO	N	MÉDIA	DESVIO PADRÃO	ERRO MÉDIO PADRÃO
Indicador de Resiliência para Adultos	Masculino	12	4,464646	,8117113	,2343209
	Feminino	16	4,399621	,9297464	,2324366

Fonte: dados da pesquisa

Através dos dados apresentados na Tabela 5, verifica-se que, neste grupo pesquisado, o indicador de resiliência e os construtos, em sua maioria, tem maior média entre os participantes do sexo masculino, exceto os construtos a) *Estilo Estruturado,* que representa a capacidade de organização do próprio tempo, estabelecimento de objetivos e prazos e orientação pessoal para a manutenção de regras e rotinas na vida diária, e b) *Recursos Sociais*, que significa suporte social oferecido por pessoas que não fazem parte do núcleo familiar (amigos ou colegas de trabalho, por exemplo) e que propicia o sentimento de coesão, a simpatia, o encorajamento e a ajuda em situações difíceis.

Tabela 6 – Indicador de Resiliência por Situação de Trabalho

CONSTRUTO	SITUAÇÃO DE TRABALHO	N	MEDIA	DESVIO PADRÃO	ERRO PADRÃO MÉDIO
Indicador de Resiliência para Adultos	Desempregado	17	4,32620	,9058357	,2196974
	Trabalhando	11	4,58402	,8167317	,2462539

Fonte: dados da pesquisa

Identifica-se que os participantes que se encontram em situação de trabalho, realizando alguma atividade laboral remunerada, possuem em média, valores maiores relacionados às variáveis que formam o construto *Resiliência*.

Quanto às capacidades, também compreendidas como bem-estar dos indivíduos, a partir da Abordagem das Capacidades de Amartya Sen (2010), registram-se os resultados na Tabela 7.

Tabela 7 – Indicador de Capacidades/ Liberdades/Bem-estar

CONSTRUTO	MIN.	MAX.	MÉDIA	DESVIO PADRÃO	VARIÂNCIA
Liberdade/ Capacidades/bem-estar	,5595	,8311	**,6878**	,0787	,006
Saúde Corporal	,5000	1,0000	**,8846**	,2192	,048
Integridade Física	,5000	,8750	**,6778**	,1297	,017
Sentimento, Imaginação e Pensamento	,1667	,8333	**,7179**	,1752	,031
Emoções	,4375	1,0000	**,6971**	,1370	,019
Razão Prática	,4500	,8660	**,7369**	,1251	,016
Afiliação	,3888	,6944	**,5747**	,1004	,010
Outras Espécimes	,5000	1,000	**,9230**	,1576	,025
Divertir-se	,4545	1,000	**,4807**	,2594	,067
Controle Sobre o Ambiente	,5833	,9583	**,7076**	,1149	,013

Fonte: dados da pesquisa

Os resultados variam entre 0 e 1 e aqueles que os jovens participantes do programa identificam como capacidades ou liberdades mais desenvolvidas, em média, são: a) *Outras Espécimes*, que refere-se a capacidade de se preocupar genuinamente com a natureza e o meio ambiente e b) *Saúde Corporal*, que refere-se a ter boa saúde, ser adequadamente nutrido e ter abrigo adequado.

Contudo, duas capacidades ainda estão pouco desenvolvidas entre os jovens participantes: a) *Afiliação*, que está relacionada a reconhecer e demonstrar preocupação com outros serem humanos e engajar-se em várias formas de interação social e, em especial, b) *Divertir-se*, que refere-se a capacidade de rir, brincar, desfrutar de atividades recreativas.

Novamente, subsidiada pela necessidade de compreender a dinâmica dos indicadores entre participantes do sexo masculino e aqueles do sexo feminino, apresenta-se a Tabela 8, na qual, as variáveis relacionadas ao construto de Liberdade/Capacidade/Bem-Estar são relacionadas através de comparações de gênero.

Tabela 8 – Indicador de Liberdade/ Capacidade/ Bem-estar por designação de gênero

	GÊNERO	MÉDIA	DESVIO PADRÃO	ERRO PADRÃO MÉDIO
Liberdade/Capacidade/ Bem-estar	Masculino	,6900	,0962	,0430
	Feminino	,6864	,0729	,0257

Fonte: dados da pesquisa

Os participantes do programa do sexo masculino, possuem, em média, indicador de Liberdade/Capacidade/Bem-Estar maior que as participantes do sexo feminino, incluindo os resultados referentes às variáveis que compõem o construto. Excetuam-se as variáveis: a) *Emoções* – ser capaz de ter apego às pessoas, cuidar daqueles que amam e cuidam de nós; b) *Afiliação* – reconhecer e demonstrar preocupação por outros serem humanos e engajar-se em várias formas de interação social; c) *Outras Espécimes* – que refere-se à preocupação em relação ao meio ambiente e d) *Divertir-se* – que refere-se à capacidade de desfrutar de atividades recreativas.

6. Conclusões

A partir dos dados coletados, percebe-se que os respondentes tem como capacidades melhor avaliadas: *Saúde Corporal* e *Outras Espécimes* (preocupação com o meio ambiente) e pior avaliadas: *Divertir-se*, *Razão Prática* e *Afiliação*.

A partir dos resultados, percebe-se que as capacidades e habilidades que melhor precisam ser desenvolvidas pelos jovens participantes da pesquisa para que tenham melhor habilidade de crescimento pessoal são: a) *Planejamento*, entendida como a capacidade de organizar estratégias eu possibilitem o auto aperfeiçoamento e b) *Comportamento Intencional*, que significa a adoção efetiva de ações para promulgar planos de auto aperfeiçoamento.

Permite-se ainda indicar que os comportamentos e habilidades que precisam ser desenvolvidos para que os respondentes aumentem sua habilidade de resiliência são: a) *Futuro Planejado*, ou seja visão otimista do próprio futuro habilidade de planejamento e de metas claras e alcançáveis) e b) *Estilo Estruturado*, que trata-se da capacidade de organização do próprio tempo, estabelecimento de objetivos e prazos e orientação pessoal para a manutenção de regras e rotinas na vida diária.

Destaca-se especialmente que, em geral, os indicadores tem média menor entre os participantes que estão desempregados e aqueles que são sexo feminino, o que leva afirmar que há necessidade de abordagens locais para estimular o desenvolvimento de habilidades positivas entre as mulheres da região, especialmente aquelas que não possuem nenhuma atividade laboral remunerada.

Registra-se ainda que os resultados sugerem oportunidades de ação social, especialmente no que sugere a dar oportunidades do desenvolvimento de atividades que estimulem a afiliação entre os membros locais e oportunidades de exercer liberdades de realização de atividades recreativas.

Sugere-se no processo de captação de participantes, atentar à busca de oportunidades considerando conceitos de diversidade (orientação sexual, étnicas e matriz religiosa), que podem ser interessantes na troca de paradigmas sociais para a criticidade das propostas, identificação de nichos de mercado e atendimento a princípios de inclusão social.

Propõe-se, ainda como possibilidade de pesquisa futura, avaliar se há relação entre o sucesso no processo de empreender está relacionado a indicadores de iniciativa pessoal, resiliência e capacidades prévias dos empreendedores.

Referencias Bibliográficas

ABEOLICA. (2018). *Boletim Anual De Geração Eólica*.

Abreu, E., & Gomes, G. (2018). *Relatório Anual de 2017* : Agência De Desenvolvimento Econômico Local.

Adel. *Jovem Empreendedor Rural*. (2016). Disponível em http://Www.Adel.Org.Br/Que-Fazemos/#Empreendedor-Rural Acesso em Março de 2020

Allemand, R. N. (2007). *Apostila Sobre Teoria Comportamental Empreendedora*. Pelotas: Ifsul.

Anand, P., Hunter, G., Carter, I., Dowding, K., Guala, F., & Van Hees, M. (2009). The Development Of Capability Indicators. *Journal Of Human Development And Capabilities*, 10(1), 125-152.

Ashley, P. A. (2006). A Mudança Histórica Do Conceito De Responsabilidade Social Empresarial. In Patricia A Ashley (Ed.), *Ética E Responsabilidade Social Nos Negócios* (2a Ed., Pp. 44–65). Saraiva.

Carroll, A. B. (1999). Corporate Social Responsibility: Evolution Of A Definitial Construct. *Business & Society Horizon*, 38(3), 268–295.

Carvalho, V. D., Teodoro, M. L. M., & De Oliveira Borges, L. (2014). Escala De Resiliência Para Adultos: Aplicação Entre Servidores Públicos. *Avaliação Psicológica*, 13(2), 287-295.

Donaldson, T., & Preston, L. E. (1995). The Stakeholder Theory Of The Corporation: Concepts, Evidence, And Implications. *The Academy Of Management Review*, 20(1), 65. Https://Doi.Org/10.2307/258887

Fachin, O. *Fundamentos De Metodologia*. 4.Ed. São Paulo: Saraiva, 2003.

Freitas, C. P. P., Damásio, B. F., Kamei, H. H., Tobo, P. R., Koller, S. H., & Robitschek, C. (2018). Personal Growth Initiative Scale-II: Adaptation And Psychometric Properties Of The Brazilian Version. ***Paidéia*** (Ribeirão Preto), vol.28.Epub July 02, 2018

Holanda, S., & Said, P. de A. (2019). *Diagnóstico Participativo: AID do Complexo Eólico Serrote*. Quadran: Fortaleza

IRENA. (2017). *Planning For The Renewable Future:* Long-Term Modelling And Tools To Expand Variable Renewable Power In Emerging Economies.

Jones, S. C. (2014). *Outputs Vs. Outcomes And Why It Matters*. Measurement Resources Company. Https://Measurementresourcesco.Com/2014/02/02/Outputs-Vs-Outcomes-Matters/

Kuklys, W.; Robeyns, I. (2004). Sen's Capability Approach To Welfare Economics. *Cambridge Working Paper In Economics*.

Mclelland, David C. The Achieving Society. Princeton, D. Vannostrand, 1961.>

Quadran Brasil (2019) Nossos Projetos, Diponivel em http://quadranbrasil.com/projetos Acesso em 16.4.2020

Qair (2020). Brazil; Disponível em https://www.qair.energy/en/geographical-presence/#country235 acesso 16.4.2020

Robitschek, C. (1998). Personal growth initiative: The construct and its measure. *Measurement and Evaluation in Counseling and Development*, 30(4), 183-198

Sabbag, Paulo Yazigi Et Al. (2010) Validação De Escala Para Mensurar Resiliência Por Meio Da Teoria De Resposta Ao Item (Tri). XXIV Enanpad, *Anais Do Enanapd* P. 1-15, 2010.

Scherer, I. B., & Minello, I. F. (2013). Resiliência Diante Do Insucesso Empresarial: Uma Perspectiva Possível. Semead 2013 *Anais Do Semead*. São Paulo,

Scorsolini-Comin, Fabio; Santos, Manoel Antonio Dos.(2010) Psicologia Positiva E Os Instrumentos De Avaliação No Contexto Brasileiro Psicologia: *Reflexão E Crítica,* Vol. 23, Núm. 3, 2010, Pp. 440-448 UFRGS Porto Alegre, Brasil.

Seligman, M. E. (2004). *Felicidade Autêntica*: Usando A Nova Psicologia Positiva Para A Realização Permanente. Rio De Janeiro, Rj: Objetiva.

Sen, Amartya (2010). *Desenvolvimento Como Liberdade*. Editora Companhia Das Letras,

Sen, Amartya. (1993) O Desenvolvimento Como Expansão De Capacidades. *Lua Nova: Revista De Cultura E Política,* N. 28-29, P. 313-334,.

Silva-Filho, J. C. L. Da. (2007). Socioambiental: O Perigo Da Diluição De Dois Conceitos. *Gestão.Org,* 5(2), 198–209.

Sousa, Viviane F. Da S.; Araujo, Tereza C. C. F. De. (2015).Estresse Ocupacional E Resiliência Entre Profissionais De Saúde. *Psicologia: Ciência E Profissão*, V. 35, N. 3, P. 900-915,

Souza Cruz, M. T. De, & De Moraes, I. M. M. (2013). Empreendedorismo E Resiliência: Mapeamento Das Competências Técnicas E Comportamentais Exigidas Na Atualidade. *Pensamento & Realidade*, 28(2).

A APLICAÇÃO DE MODELOS PREDITIVOS EM ARQUEOLOGIA NA IMPLANTAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

THE APPLICATION OF PREDICTIVE MODELS IN ARCHEOLOGY TO WIND FARM IMPLEMENTATION

Almir do Carmo Bezerra[1]

arqueologia@anxengearq.com.br

RESUMO

A pesquisa apresenta a aplicação de um modelo preditivo como alternativa para minimização de custos e aceleração do processo de licenciamento arqueológico em parque eólico no estado da Bahia, na medida que se estuda os locais indicados para implantação dos aerogeradores e demais estruturas buscando identificar locais com alto potencial arqueológico. Esse levantamento teve como base as fichas do cadastro nacional de sítios arqueológicos e informações geoambientais de diversos órgão envolvidos nos estudos ambientais.

Palavra-chave: Modelos preditivos. Arqueologia preventiva. Licenciamento de parque eólico.

ABSTRACT

The research presents the application of a predictive model as an alternative for minimizing costs and accelerating the archaeological licensing process in a wind farm in the state of Bahia, as we study the locations indicated for the implementation of wind turbines and other structures to identify locations with high archaeological potential. This survey was based on the records of the national register of archaeological sites and geoenvironmental information from many institutes involved in environmental studies.

Keywords: Predictive models. Preventive Archaeology. Wind farm licensing

1. INTRODUÇÃO

A pesquisa arqueológica no Brasil tem sido orientada por um arcabouço teórico e legislativo (Portaria SPHAN nº 07/1988; Lei Federal 3.924/1961; Instrução Normativa IPHAN 001/2015) que em conjunto, normatizam a atividade de pesquisa arqueológica e asseguram a necessidade de estudos arqueológicos antecedendo a implantação de grandes empreendimentos, bem como a conciliação das fases de obtenção de licenças ambientais com as da pesquisa arqueológica.

[1] Arqueólogo e diretor presidente da ANX Engenharia e Arqueologia.

O estudo ambiental tem-se antecipado e fornecido um panorama que contribui com a aquisição das licenças ambientais. Caso que não tem acontecido com a arqueologia preventiva. Porém, antes mesmo de se estabelecer definitivamente os locais que receberão os aerogeradores a definição da prospecção arqueológica de superfície poderá orientar os *stakeholders* quanto aos locais de maior potencial arqueológico a partir de modelos preditivos, buscando reduzir custos e otimizar as etapas construtivas dos projetos. Já que observa-se que a distribuição das ocupações pretéritas não tem caráter aleatório no espaço, ela é padronizada segundo vários fatores, dentre os quais, o comportamento das populações; processos naturais e ação humana direta na paisagem. De um modo geral, este é resultado da interação entre sociedades humanas e meio-ambiente.

O desenvolvimento de modelos preditivos baseia-se nestes pressupostos e têm por objetivo prever a ocorrência de um determinado fenômeno arqueológico a partir do conhecimento prévio das variáveis envolvidas na formação dos padrões arqueológicos, segundo uma perspectiva sistêmica.

A pesquisa tem por objetivo apresentar estratégias de elaboração de modelos preditivos e estruturar os estudos de avaliação dos impactos culturais para mitigar os possíveis impactos negativos. O modelo exposto foi aplicado em um parque eólico no interior da Bahia, onde o empreendedor teve a oportunidade de definir a locação de alguns aerogeradores a partir dos dados que fora apresentado e posteriormente comprovados através de uma rápida prospecção de superfície. Dessa maneira, a utilização dos modelos facilita o planejamento e antecipa os eventos geradores de atrasos aos projetos, já que muitas vezes os estudos de arqueologia preventiva são realizados na fase de implantação dos empreendimentos.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

A modelação preditiva em Arqueologia, no que concerne aos últimos avanços a nível tecnológico, que permitiram a integração de ferramentas de geoprocessamento e algoritmos complexos e sofisticados, viabilizando assim a criação de mapas preditivos mais eficientes, tem vindo a despertar um maior interesse por parte dos pesquisadores na arqueologia de contrato.

Utilizando-se de variadas técnicas de análise, é objetivo da previsão arqueológica, partindo de uma amostra de arqueossítios conhecidos e de fatores ambientais que se julga terem

sido importantes na escolha de implantação destes locais arqueológicos, criar um mapa de áreas prováveis de ocorrência de sítios desconhecidos.

O desenvolvimento de modelos preditivos[2] teve início entre os fins dos anos1970 e o início dos anos 1980, tendo sido originado a partir de projetos governamentais de gestão e terras nos Estados Unidos da América. Uma de suas primeiras definições é dada por Kohler e Parker, trazida aqui através do trabalho do arqueólogo Hans Kamermans, onde os autores caracterizam o termo como "uma tentativa de prever, no mínimo, a localização de sítios ou materiais arqueológicos em uma região, baseando-se numa amostra da região ou em noções fundamentais a respeito do comportamento humano"[3].

A sua tardia chegada à Europa, apenas nos anos 1990, deveu-se sobretudo à aplicação da Convenção de Malta (1992), que enfatizava a necessidade de preservação do património cultural no espaço europeu. Ao contrário dos E.U.A., onde a previsão arqueológica foi utilizada essencialmente com um pressuposto prático, na Europa os estudos realizados visavam essencialmente uma vertente académica, procurando entender os padrões de povoamento e os fatores ambientais e culturais subjacentes à escolha da localização dos sítios arqueológicos.

Outra definição encontrada na literatura especializada é a de Renato Kipnis, que conceitua o modelo preditivo como uma "regra de decisão que determina uma parcela territorial a uma das classes do evento arqueológico definido, baseando-se em outras condições e características do local, na maioria dos casos variáveis não arqueológicas" [4].

No mesmo trabalho, Kipnis apresenta diferentes enfoques que, por consequência, geram estratégias distintas para aplicação de modelos preditivos em escala regional, são eles:

- 1) modelos baseados em padrões ambientais observados empiricamente em amostras arqueológicas de uma região;

---

[2] *Predictive Modelling*, no termo original em inglês.

3 Tradução livre de KOHLER e PARKER (1986, p. 400) apud KAMERMANS, H. The Application of Predictive Modelling in Archaeology: Problems and Possibilities, in: Nicolucci, F. e S. Hermon (Org.) **Beyond the Artifact. Digital Interpretation of the Past. Proceedings of CAA2004**. Archaeolingua, Budapest, 2004., p. 273

[4] KIPNIS, R. O Uso de Modelos Preditivos para Diagnosticar Recursos Arqueológicos em Áreas a Serem Afetadas por Empreendimentos de Impacto Ambiental, In: CALDARELLI, S. B (Org.) **Atas do Simpósio sobre Política Nacional do Meio Ambiente e Patrimônio Cultural: Repercussões dos Dez Anos da Resolução CONAMA nº 001/86 sobre a Pesquisa e a Gestão dos Recursos Naturais no Brasil**. Goiânia, Fórum Interdisciplinar para o Avanço da Arqueologia/IGPA-UCG, 1997., p. 10

- 2) modelos que se utilizam da posição espacial de sítios conhecidos para desenvolver modelos quantitativos geográficos;
- 3) modelos que partem de regularidades nas decisões de localização de assentamento observadas em estudos etnográficos comparativos; e
- 4) modelos dedutivos baseados em suposições sobre o comportamento humano, estrutura do meio ambiente e da relação entre os dois.[5]

É no último modelo apresentado que os moldes desta pesquisa se baseiam, porém, a sua utilização demanda a clara exposição das suposições adotadas, bem como das variáveis responsáveis pela criação do banco de dados que irá possibilitar a leitura das áreas de alta probabilidade de existência de sítios arqueológicos.

As suposições acima mencionadas estão há muito entremeadas no *modus* interpretativo da maioria dos arqueólogos, sobretudo naqueles que trabalham com períodos de tempo mais recuados. Para este trabalho assume-se que "dentre as várias relações econômicas realizadas por indivíduos e sociedades, uma das mais importantes é com o meio ambiente"[6], assume-se também que "os seres humanos tendem a minimizar o tempo ou esforço gasto em suas transações econômicas com o meio ambiente"[7] e, por fim, pressupõe-se que "o comportamento humano e suas mudanças ao longo do tempo produzem padrões"[8].

Havendo-se clarificadas as suposições assumidas metodologicamente, é de suma importância a exposição das variáveis utilizadas para geração do modelo. As variáveis aqui utilizadas foram fruto da sobreposição de duas fontes diferentes, a elaboração de um modelo preditivo para a detecção de *villae* rural, levado a cabo pela arqueóloga portuguesa Helena Rua (2007); e o trabalho discursivo de Renato Kipnis, já citado neste documento.

Das variáveis citadas por Rua, aquelas que se mostraram relevantes para o contexto do nordeste brasileiro foram a localização de sítios arqueológicos conhecidos, hidrografia, altimetria, constituição dos solos e a litologia[9]. Já Kipnis afirma que a maioria dos estudos que

[5] KIPNIS, 1997.
[6] JOCHIM, 1981 *apud* KIPNIS, 1997, p. 5.
[7] Ibidem, p. 5.
[8] KIPNIS, 1997, p. 5.
[9] RUA, H. Os sistemas de informação geográfica na pesquisa arqueológica: um modelo preditivo na detecção de *villae* em meio rural. **Revista Portuguesa de Arqueologia**, v. 10, n. 1, p. 259-274, 2007.

seguem a perspectiva aqui almejada tem como variáveis o relevo, tipo de solo, declividade e elevação[10].

É imperativo que seja aqui destacado o fato de que a cobertura vegetal do terreno não foi utilizada como variável devido à impossibilidade de se predizer que os dados atuais também se aplicariam em tempos mais recuados. Caso houvessem dados paleoambientais sistematizados para a área de estudo estes certamente seriam utilizados.

Sendo assim, somando-se as sugestões das duas fontes supracitadas e as informações encontradas nos bancos de dados geoambientais mantidos por entidades governamentais, a lista de variáveis utilizadas no modelo aqui apresentado é a seguinte: topografia, hidrografia, litologia, tipos de solo, hidrogeologia, declividade, recursos minerais, presença de pequenos povoados e proximidade de sítios arqueológicos constantes no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos – CNSA do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional - IPHAN.

3. A APLICAÇÃO DE *PREDICTIVE MODELLING* AO PARQUE EÓLICO

Ao tratar da avaliação prévia de informações durante o planejamento de uma prospecção arqueológica, Sanjuán afirma que "o estudo de determinados elementos do território refletidos na cartografia pode contribuir poderosamente para definir prioridades e um direcionamento melhor informado do trabalho de campo"[11].

Caso juntemos a afirmação de Sanjuán com outras duas posições de pesquisadores que tratam de modelos preditivos ficará claro o imenso auxílio que este método pode proporcionar à pesquisa arqueológica voltado para implantação de parques eólicos.

Kamermans apresenta uma sólida posição no que diz respeito ao uso e aplicação dos modelos preditivos. O pesquisador afirma que tal método não deve ser aplicado para a gestão governamental de terras, mas que "seu único papel deve ser numa fase inicial, para ajudar arqueólogos a estratificar uma área de maneira a planejar variadas formas de prospecção arqueológica baseadas em uma boa amostragem"[12].

[10] KIPNIS, 1997.
[11] Tradução livre de SANJUÁN, 2005, p. 67.
[12] Tradução livre de KAMERMANS, 2004, p. 275.

Por fim, Kipnis defende o uso de modelos preditivos em estudos de impacto ambiental, afirmando que sua aplicação é de grande utilidade uma vez que "se utilizam do conhecimento de dados arqueológicos e não-arqueológicos para caracterizar o potencial de uma região"[13]

Parece possível obter a probabilidade de ocorrência de um evento de interesse (presença de um arqueossítio) em função de uma série de fatores ambientais e culturais (variáveis preditoras independentes) que se pensa terem sido importantes na escolha dos seus locais de implantação. A partir da base de dados do empreendedor, consulta nos arquivos do Instituto do Patrimonio Histórico e Artístico Nacional – IPHAN, do Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM e da bibliografia existente para a região em estudo, foi selecionada uma amostra georreferenciada com os povoados históricos já conhecidos e dos sítios já cadastrados na região.

Em seguida separou-se a área do empreendimento em duas partes (leste/oeste). Para representar as características do meio criaram-se computacionalmente (programas Arcgis e AutoCad) alguns pontos de pseudo-ausências aleatórias, distribuídos por toda a Área Diretamente Afetada pelo parque eólico. Estes pontos constituíram a amostra de ausências, contra a qual a de presenças foi contrastada, após a prospecção de superfície.

A primeira etapa da análise passou pela seleção dos preditores independentes que apresentavam um comportamento diferenciado entre o conjunto de características comuns aos sítios encontrados na região entorno. Grandes áreas abrigadas em média vertente e com presença de água permanente. Além de sítios líticos com ferramentas diversas (núcleos, lascas, oficinas, percutores, etc).

De acordo com a quantidade de variáveis identificadas nos estudos teórico, sobre os mapas e aspectos ambientais observáveis, obtida nesse teste, incluímos alguns preditores por apresentarem diferenças estatisticamente significativas entre as áreas leste e oeste do parque.

Este foi o caso da declividade, que foi incluída na fase seguinte, pois apresentava um padrão diferencial entre as ausências, os povoados e sítios já conhecidos. Vale ressaltar que a declividade é uma variável recorrentemente utilizada nos modelos preditivos e o conhecimento empírico alerta-nos sobre a sua importância para os grupos humanos pré-históricos, principalmente. Este exemplo é demonstrativo das dificuldades que o arqueólogo enfrenta na

[13] KINPINS, 1997, p. 3.

escolha e adequação dos preditores que irão integrar na análise e na tradução computacional do conhecimento arqueológico.

Vale ressaltar que ao utilizar os modelos preditivos não implicaria em considerar que antigos grupos humanos compartilhavam das mesmas formas e escolhas de se ocupar o espaço. Apenas apresenta locais de alto potencial arqueológico e que poderá ser apresentado aos empreendedores.

Tendo em vista a fundamentação metodológica apresentada, a aplicação destes conceitos, bem como do método preditivo, se torna relativamente simples para o caso do empreendimento eólico estudado, seguindo abaixo a análise de cada um dos fatores geoambientais que levaram a indicação das áreas que poderiam ser evitadas para receber os aerogeradores e demais estruturas associadas.

A primeira variável levada em consideração na aplicação do método em questão foi a litologia. Conforme observado existem três litotipos predominantes na ADA do empreendimento, um que domina a área central do complexo e uma pequena área ao norte do parque, sendo caracterizado como uma formação ferrífera bandada; outro litotipo encontrado é composto pelo aparecimento de arcóseo, siltito e outras rochas sedimentares, cuja localização se restringe ao extremo oeste do empreendimento; o terceiro e último litotipo é caracterizado pela presença de aglomerado, areia, argila e laterita, abrangendo a maior parte das áreas à oeste e leste do empreendimento. Cabe destacar que a formação ferrífera bandada foi o único litotipo que não apresentou vestígios arqueológicos.

No que diz respeito aos diferentes tipos de solo, pôde-se notar uma clara divisão no empreendimento. Sua parte leste é inteiramente dominada pelo latossolo vermelho-amarelo distrófico, enquanto sua metade oeste se divide entre o neossolo litólico distrófico e o argissolo vermelho-amarelo eutrófico, sendo este último o de maior dispersão. A área coberta pelo latossolo vermelho-amarelo distrófico foi a única onde não foram encontrados nenhum tipo de evidência humana pretérita na região com condições semelhantes, conforme previsto.

Já ao tratar da topografia e hidrografia da região, podemos atentar que a área destinada ao parque eólico possui relevo diferenciado, consistindo num morro de topo relativamente aplainado e vertentes íngremes, contrastando bastante com as áreas planas de cotas baixas em

sua circunvizinhança. A imagem abaixo é uma representação tridimensional do supracitado mapa, permitindo assim a visualização mais clara das características aqui ressaltadas.

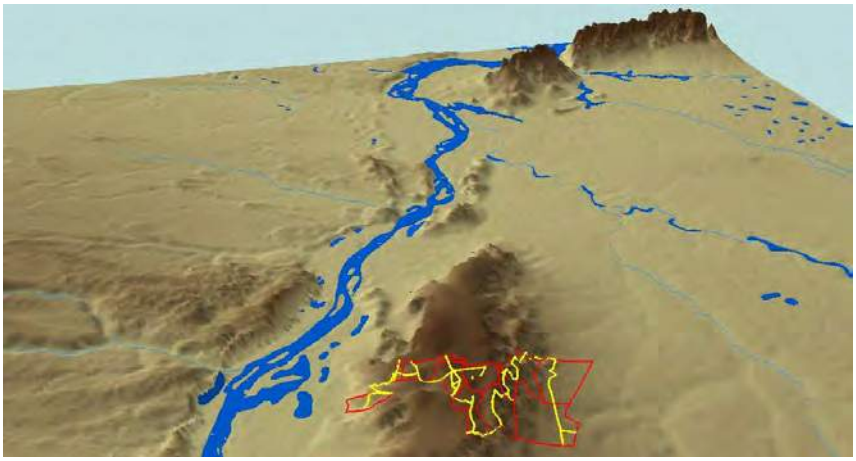


Figura 01: Mapa tridimensional do relevo na área do Complexo Eólico com a poligonal do empreendimento (linhas vermelhas) e acessos internos (linhas amarelas).
Fonte: ANX Engenharia e Arqueologia, 2018.

É importante também destacar outra informação presente na representação 3D, que é a distância entre porções do empreendimento e as áreas fluviais mais próximas. Nos arquivos pesquisados é possível notar a proximidade entre a área oeste do empreendimento e o Rio São Francisco, enquanto a porção leste se encontra a quilômetros de outra passagem de água.

Seguindo a mesma vertente também é possível inferir a declividade das diferentes porções do terreno como fator fundamental para a presença de vestígios arqueológicos, porém sua visualização é muito mais fácil e precisa em um mapa temático próprio para tal propósito. No levantamento é de fundamental importância perceber a diferença existente entre as metades leste e oeste do empreendimento. Enquanto a metade oeste segue uma diminuição gradativa de cotas em direção ao Rio São Francisco – com declividade variando entre 0º e 16,81º –, a metade leste é cortada por uma mudança abrupta de cotas, tendo sua declividade variando de 0º a 90º.

Outra variável importante de se levar em consideração é a disponibilidade de recursos minerais. Através dos dados obtidos na Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM), vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi possível constatar a abundante presença de quartzo hialino próximo da porção mais a noroeste do empreendimento. Esse dado condiz com a informação levantada oralmente de que ao menos parte do parque está dentro de uma antiga

área de garimpo de quartzo hialino, provavelmente do final do século XIX, portanto, algo que não foi constatado na porção leste do parque eólico.

Por fim, há ainda um dado que não traz informações acerca de características geoambientais mas nos permite traçar um interessante paralelo entre as comunidades atuais e possíveis grupos pretéritos, especialmente oriundos do período histórico. Em um dos mapas elaborado é possível visualizar todos os pequenos povoados que existem atualmente num raio de aproximadamente 60 km do empreendimento. Assim como os grupos do passado, tais comunidades estão muito mais suscetíveis às influências dos fatores geoambientais no momento de escolha de seu local de implantação, nos permitindo traçar um paralelo entre as características do padrão de assentamento destas comunidades com o dos grupos pretéritos.

Após o levantamento nos arquivos e da prospecção não interventiva em campo, o principal produto confeccionado foi um relatório com *shapes* informando as características de cada porção do parque eólico. Portanto, um mapa contendo as projeções espaciais de áreas com alta, média e baixa probabilidade de locais favoráveis à ocorrência de sítios arqueológicos, tendo como parâmetro as variáveis ambientais, extraídas pela amostra de pontos de sítios informados já cadastrados no banco de dados do IPHAN.

Neste caso específico, o método foi aplicado em apenas um empreendimento e ficou demonstrado que ele pode ser disposto sem a necessidade de prospecção em campo antes de tramitação no IPHAN pelo grau de informações confiabilidade e detalhes que a caracterização arqueológica prévia da área pode fornecer.

Após o levantamento da equipe de geoprocessamento e de arqueólogos, os pesquisadores fizeram incursão a campo para avaliar o potencial de impacto ao patrimônio arqueológico. Como resultado pode-se corroborar com o levantamento previamente apresentado ao empreendedor apontando os locais de maior potencial arqueológico.

Ressalta-se que apesar da possibilidade de utilização de forma generalizada de modelos arqueológicos preditivos, abrangendo, por exemplo, todo o semiárido nordestino, acredita-se que, devido às especificidades dos sítios arqueológicos da região e à heterogeneidade das paisagens que compõem, o uso da máxima entropia e a construção de modelos devem ser implementados a partir de parâmetros locais bem específicos.

4. RESULTADOS

Levando em consideração a aplicação do método neste projeto específico, constatou-se que a área mais a oeste do parque eólico apresenta maior probabilidade de conter vestígios de ocupação humana na perspectiva arqueológica. Tal afirmação se sustenta no cruzamento dos dados arqueológicos com os dados litológicos, pedológicos, topográficos, hidrográficos, de declividade das vertentes, da disponibilidade de recursos minerais e do padrão de assentamento dos povoados mais recentes.

Em resumo, após a prospecção de superfície evidenciou-se que as áreas central e leste do complexo não apresentaram artefatos, demonstrando uma predileção dos grupos pretéritos, seja em períodos históricos ou pré-históricos (dada a multiplicidade de períodos das evidências identificadas), por áreas que apresentam duas configurações diferentes da combinação entre litotipo e classe de solo, ambas situando-se a oeste da formação ferrífera bandada, conforme apresentado.

A primeira área resulta da combinação entre o litotipo "Arcóseo, Calcarenito, Calcilutito, Calcissiltito e Siltito" com a classe de solo denominada "Argissolo Vermelho-Amarelo Eutrófico", enquanto a segunda área é representada pela combinação do litotipo "Aglomerado, Areia, Argila e Laterita" com a classe "Neossolo Litólico Distrófico".

Foi constatado em campo que o "Latossolo Vermelho-Amarelo Distrófico", encontrado na porção leste do empreendimento tem seu quarto nível classificado como Cambissólico, ou seja, com fragmentos de rochas e minerais primários pouco alterados em sua superfície.

Commented [AC1]: Colocar foto do solo do parque III ou IV.

Foto 01: Superfície do Latossolo Vermelho-Amarelo Distrófico com característica cambissílica.
Fonte: ANX Engenharia e Arqueologia, 2018.

Tudo indica que, muito mais do que o litotipo encontrado, este tenha sido um fator limitante para escolha do local por populações passadas, uma vez que a grande quantidade de rochas em superfície, como pode ser visto na foto acima, impossibilitaria a construção de abrigos e a abertura de áreas de convivência social sem que se despendesse um enorme esforço de limpeza do local.

A característica cambissílica do solo junta-se a outros fatores para limitar o interesse das populações pretéritas pela área leste do complexo, tornando a área oeste muito mais atrativa em tempos passados, especialmente os pré-históricos.

Dentre estes fatores limitantes estão a combinação da dificuldade do acesso à água e as características do relevo, especialmente a declividade. Foi possível visualizar que a área de serra na qual grande parte dos aerogeradores será instalada atua como uma barreira natural entre a área leste do parque eólico e a principal fonte de água da região, o Rio São Francisco, restando um riacho conhecido como Vereda do Lajeado como fonte de melhor acesso, mais ainda assim muito distante da região do empreendimento.

Se levássemos em conta somente a maior disponibilidade de água na porção oeste do empreendimento, já seria suficiente para indicar uma predileção pela instalação de núcleos habitacionais nesta área, porém ao contabilizarmos os índices de declividade das vertentes, a porção leste apresenta-se ainda mais limitada, uma vez que grande parte da ADA apresenta declividade superior a 29º, chegando a 90º em alguns locais. O fator impeditivo consiste no fato de que a instalação de habitações a céu aberto (já que não foram encontrados abrigos rochosos na ADA) é pouco usual em área com declividade maior que 20º, devido fluxos de drenagem hídrica no terreno e os processos de erosão de vertentes. A deposição de vestígios arqueológicos em áreas com tal declividade também é dificultosa, pois os mesmos seriam facilmente carreados serra à baixo, especialmente levando-se em consideração o solo cambissílico. Isso pode indicar também uma preferência geoambiental desses assentamentos pela proximidade de fontes de água representada pelos tanques naturais que inexistem nos espaços percorridos.

No tocante à oferta de recursos minerais, os já citados dados obtidos junto a CPRM corroboram a hipótese de que o sítio arqueológico encontrado é de fato a vila de um garimpo

de quartzo hialino. Não obstante a importância histórica desta informação, a existência deste mineral na região por si só também seria um atrativo para populações de período pré-histórico, tendo em vista a grande oferta de matéria prima para a confecção de instrumentos líticos.

Por fim, os locais de implantação dos atuais pequenos povoados indicam para a existência de um padrão de assentamento, havendo a preferência por locais de relevo mais plano e às margens de cursos d'água, padrão este possível de se aplicar também a pequenas comunidades históricas passíveis de estudo pela arqueologia, tornando as áreas mais a oeste muito mais atrativas do que aquelas situadas a leste do empreendimento.

Tendo em vista todos os fatores acima apresentados, parece evidente que estes coadunam-se para representar a área mais a oeste do parque eólico como uma área muito mais atrativa para o estabelecimento de grupos pretéritos, sejam eles do período histórico ou pré-histórico.

Inclusive, se compararmos a quantidade e componencialidade dos achados arqueológicos da ADA do empreendimento podemos identificar essa área como aquela de maior probabilidade de se encontrarem vestígios arqueológicos, o que indica que as três ocorrências encontradas em outras áreas têm grande probabilidade de terem sido produzidas por indivíduos ou grupos que estavam transladando de áreas próximas ao Rio São Francisco e a Vereda do Lajeado.

Mesmo em se tratando de artefatos isolados ou peças que não apresentam claramente a sua utilização pelos grupos pré-históricos, a maior concentração desses materiais nessa porção do empreendimento pode sugerir a priorização em atividades de lascamentos, possivelmente experimentação de qualidade da matéria-prima antes de serem levadas para elaboração no interior dos abrigos ou para os acampamentos nas proximidades do Rio São Francisco.

Neste artigo, tomou-se como premissa a ideia de que determinados lugares na paisagem tiveram importante papel para antigos grupos humanos, sendo estes espaços especificamente selecionados em razão das relações sociais e econômicas, como a possibilidade de manejo de espécies vegetais e elaboração de ferramentas em pedra, a busca por caça ou por matérias-primas, aspectos estes imbuídos de significados.

Portanto, esses fatores geoambientais influenciaram de forma decisiva nos critérios de apresentação de sugestões das áreas de maior potencial arqueológico e deverão passar por prospecções durante o licenciamento ambiental.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

KOHLER e PARKER (1986, p. 400) apud KAMERMANS, H. The Application of Predictive Modelling in Archaeology: Problems and Possibilities, in: Nicolucci, F. e S. Hermon (Org.) **Beyond the Artifact. Digital Interpretation of the Past. Proceedings of CAA2004**. Archaeolingua, Budapest, 2004., p. 273

KIPNIS, R. O Uso de Modelos Preditivos para Diagnosticar Recursos Arqueológicos em Áreas a Serem Afetadas por Empreendimentos de Impacto Ambiental, In: CALDARELLI, S. B (Org.) **Atas do Simpósio sobre Política Nacional do Meio Ambiente e Patrimônio Cultural: Repercussões dos Dez Anos da Resolução CONAMA nº 001/86 sobre a Pesquisa e a Gestão dos Recursos Naturais no Brasil**. Goiânia, Fórum Interdisciplinar para o Avanço da Arqueologia/IGPA-UCG, 1997., p. 10

RUA, H. Os sistemas de informação geográfica na pesquisa arqueológica: um modelo preditivo na detecção de *villae* em meio rural. **Revista Portuguesa de Arqueologia**, v. 10, n. 1, p. 259-274, 2007.

CONTRIBUIÇÃO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL PARA A REDUÇÃO DOS GASES DE EFEITO ESTUFA

Fabiano Melo[1], Lara Câncio Souza[2], Antônio Cunha[3], Lucas Lordelo[4], Marcel Scarton[5], Mateus Giffoni[6], Mateus Rizério[7], Pedro Bettencourt[8], Rendel Porto[9], Roberval Cunha[10]

RESUMO

As mudanças climáticas vêm sendo alvo de preocupação mundial ao longo das últimas décadas, muito em função do desenvolvimento econômico pautado na utilização de combustíveis fósseis como principal fonte de energia que, por sua vez, contribui significativamente na emissão de gases de efeito estufa (GEE). A matriz energética brasileira gradativamente se tornou mais diversificada, e nela se destaca a energia eólica, que apesar de ser empregada no país há pouco tempo, já apresenta um crescimento considerável. Além de ser uma matriz limpa e renovável, essa fonte possui um baixo fator de emissão de gases de efeito estufa quando comparada com outras fontes de energia, ocasionando menores emissões destes gases. Diante desse contexto, o objetivo desse estudo foi discutir e evidenciar de que forma a energia eólica no Brasil vem contribuindo para a mitigação dos impactos ambientais gerados pelas mudanças climáticas, através da análise entre as emissões de gases de efeito estufa das fontes de energia eólica, hidráulica, termoelétrica a óleo diesel e termoelétrica a gás natural.

Palavras-chave: Energia Eólica, Mudanças climáticas, Efeito Estufa, Energia Elétrica.

---

[1] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - fabianomelo@temis-es.com.br
[2] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - laracancio@temis-es.com.br
[3] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - antoniocunha@temis-es.com.br
[4] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - lucaslordelo@temis-es.com.br
[5] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - marcelscarton@temis-es.com.br
[6] Nemus Gestão e Requalificação Ambiental LDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - mateus.giffoni@nemus.pt
[7] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - mateus@temis-es.com.br
[8] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - pedrobettencourt@nemus.pt
[9] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - rendelporto@temis-es.com.br
[10] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - robervalcunha@temis-es.com.br

ABSTRACT

Climate change has been a target of worldwide concern over the last few decades, largely due to the economic development based on the use of fossil fuels as the main source of energy, which, in turn, contributes significantly to the emission of greenhouse gases (GHG). The Brazilian energy matrix gradually became more diversified, and in it wind power stands out, which despite being used in the country for a short time, already shows considerable growth. In addition to being a clean and renewable matrix, this source has a low greenhouse gas emission factor when compared to other energy sources, causing lower emissions of these gases. In this context, the objective of this study was to discuss and show how wind energy in Brazil has been contributing to the mitigation of environmental impacts generated by climate change, through the analysis of greenhouse gas emissions from wind energy sources, hydraulic, thermoelectric to diesel oil and thermoelectric to natural gas.

Keywords: Wind Energy, Climate Change, Greenhouse Effect, Electricity

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica tem papel de destaque na vida humana, sendo fundamental para o desenvolvimento econômico, sobretudo, para melhorias nos sistemas de transporte, telecomunicação, saneamento, agronegócio, mineração, indústria dentre outros. Neste sentido, o setor energético é um agente que permite o delineamento do cenário atual sendo também um fator de extrema relevância para projeções futuras de desenvolvimento econômico.

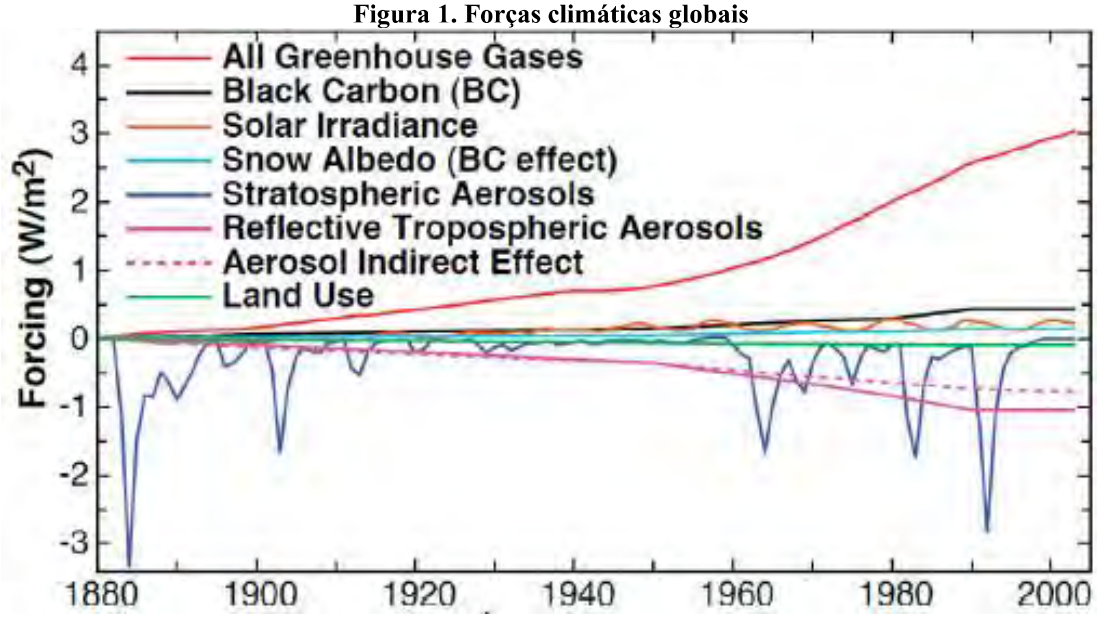
Conceitualmente, as fontes utilizadas para a produção de energia elétrica podem ser classificadas como renováveis ou não renováveis. As fontes renováveis são aquelas consideradas inesgotáveis, a exemplo da hídrica, solar, eólica, biomassa e oceânica. Já as fontes não renováveis são consideradas finitas e sua reposição é muito lenta como por exemplo petróleo, carvão mineral, gás natural e nuclear (REIS, 2011).

Os padrões vigentes de produção e de consumo energético apresentam como base o uso de combustíveis fósseis, os quais emitem poluentes e gases de efeito estufa (GEE) (GOLDEMBERG, LUCON, 2007). De acordo com a ONU (2019), os GEE são a causa do efeito estufa, sendo este um fenômeno essencial para a viabilização e manutenção da vida na Terra, e vem se agravando em consequência das atividades humanas que emitem elevada quantidade de GEE.

O Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC), avaliou as diversas variáveis (forçantes radioativas) que promovem o aumento médio da temperatura global e

mudanças climáticas. Força radioativa, por conceito, é a influência que um fator tem para alterar o equilíbrio e o balanço de energia do sistema atmosférico. Caso a força radioativa seja positiva tende a aquecer, já a força negativa tende ao esfriamento (IPCC, 2007). As forçantes radioativas avaliadas foram: gases estufa, carbono negro (fuligem), irradiação solar, albedo da neve, aerossóis estratosféricos, refletância dos aerossóis estratosféricos e uso do solo. A figura seguinte traz uma modelagem entre os anos de 1880 e 2003 com cada uma das forçantes radiativas com representação em maior ou menor escala a eficiência em alteração da temperatura média global.

Figura 1. Forças climáticas globais

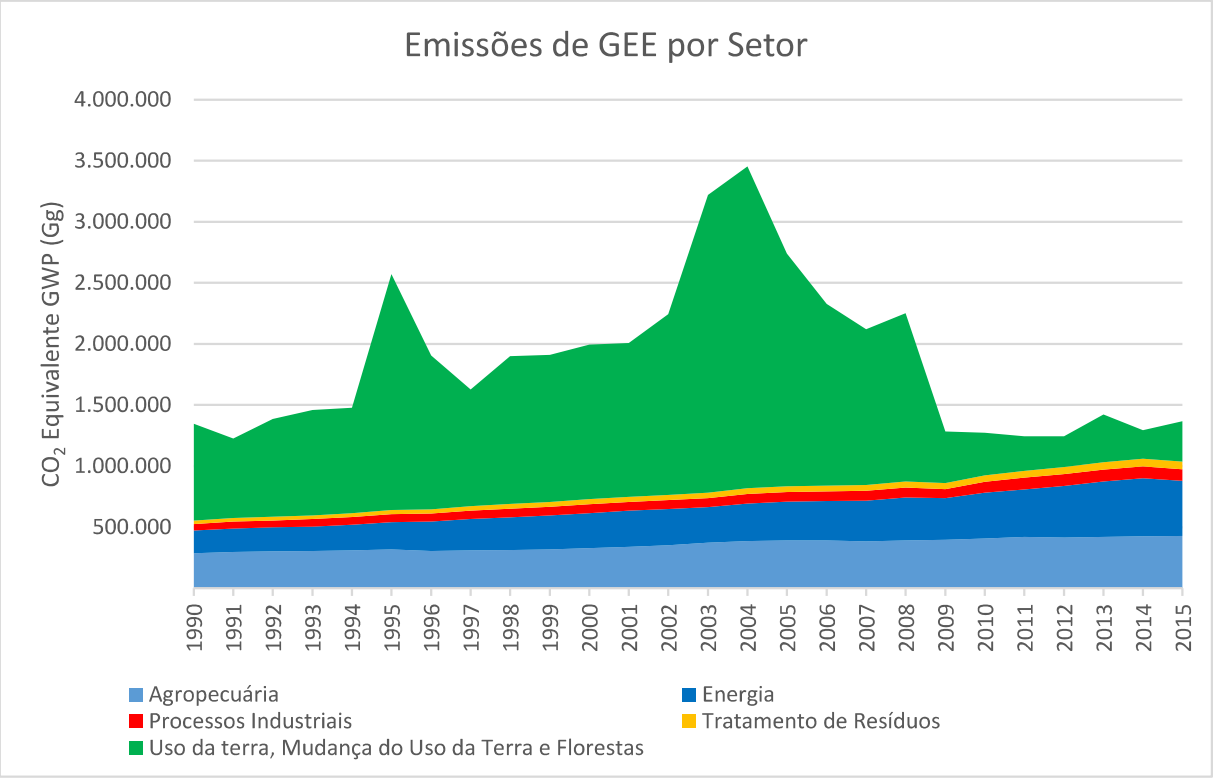


Fonte: Nobre, Reide e Veiga (2012)

Nesta perspectiva, as mudanças climáticas possuem estrita relação com o aumento da emissão de gases do efeito estufa, causado por fatores naturais (relacionados a variáveis como atividade solar, composição físico-química atmosférica, tectonismo e vulcanismo) ou fatores não-naturais (antropogênicos). Todavia, apesar do efeito estufa ser um fenômeno preponderantemente natural, durante os últimos 50 anos tem sido possível observar uma ocorrência mais acentuada dos efeitos resultantes das mudanças climáticas, devido ao aumento na concentração dos gases de efeito estufa de origem antropogênica (SILVA, PAULA, 2009).

O Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) no ano de 2017 elaborou o 4º Relatório de estimativas anuais de emissões de gases do efeito estufa no Brasil, onde além de apresentar uma série histórica das emissões de GEE do Brasil, classificou a origem dos gases por setor da economia ou atividade impactante, conforme **Figura 2**.

Figura 2. Emissões de Gases de Efeito Estufa por Setor



Fonte: Sistema de Registro Nacional de Emissões (SIRENE), 2020

A **Figura 2** mostra que houve grande variação nas emissões de gases estufas entre os anos de 1990 e 2015. Esta variabilidade está associada a alteração do uso da terra e desmatamento, com pico de emissão entre os anos de 2003 e 2005. Apesar da queda brusca na quantidade de carbono equivalente nos últimos 10 anos da série histórica, houve um crescimento constante das outras fontes de emissão, sobretudo do setor de energia que em 2015 era a principal fonte de emissão de GEE, responsável por 32,8% do total. Para o mesmo ano a agropecuária foi responsável pela emissão de 31,3% do total seguida pelo Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas (24,3%); Processos Industriais (7%); e Tratamento de Resíduos (4,6%).

Como resposta ao aumento das emissões nas últimas décadas, em 1997 foi estabelecido o Protocolo de Kyoto, que consiste em um amplo acordo internacional com metas para redução de emissões de GEE em 37 países. As regras detalhadas para implementação do Protocolo de Kyoto foram constituídas no ano de 2011 na 7ª Conferência das Partes (COP7), conhecido como "Acordos de Marrakesh". Por fim, o Protocolo de Kyoto entrou em vigor no dia 16 de fevereiro de 2005 com o Brasil aprovando internamente os termos por meio do Decreto Legislativo nº 144 de 2002 (MMA, 2019). O Protocolo de Kyoto estabeleceu três mecanismos para atingir suas metas:

- Mercado de Emissões;
- Implementação Conjunta (IC);
- Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Dentre os mecanismos impostos pelo Protocolo de Kyoto, o fomento à implantação de empreendimentos que oferecem alternativas de fontes renováveis de energia como os parques eólicos é principalmente determinada pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que é visto como instrumento pioneiro e considerado o primeiro investimento ambiental em regime de créditos de caráter global. A construção de empreendimentos eólicos rende os Certificados de Emissão Reduzida (CER) ou créditos de carbono, que podem ser comercializadas no Mercado de Emissões e adquiridas por outros países que tenham alcançado o limite de emissão através do mecanismo de Implementação Conjunta (ADISSI, PINHEIRO e CARDOSO, 2013).

Em evento posterior aos Acordos de Marrakesh, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), em 2015, lançou o relatório de atividades onde descreve que 16,5% das atividades de projeto de MDL no Brasil registradas na *United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)* para o ano de 2016 são de usinas eólicas, correspondendo a 56 projetos em números absolutos. A estimativa é que houvesse uma redução de 42.670.329 tCO_2eq, representando 6,6% do total.

Em 2015 foi realizada a 21ª Conferência das Partes (COP21), onde foi solicitado para o Órgão Subsidiário de Assessoramento Científico e Tecnológico (SBSTA) o desenvolvimento de regras, modalidades e procedimentos que implementaram o Acordo de Paris em 12 de setembro de 2016. Neste acordo, que foi ratificado pelo Brasil, foi adotado como objetivo central o fortalecimento da resposta global à ameaça da mudança do clima e o reforço da capacidade dos países para lidar com os impactos decorrentes dessas mudanças. Este compromisso visa manter o aumento da temperatura média global em bem menos de 2°C acima dos níveis pré-industriais e de envidar esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais.

Segundo o documento NDC (Contribuições Nacionalmente Determinadas) enviada à ONU, o Brasil comprometeu-se a reduzir, até 2025, a emissão de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, e 43% em 2030. Para isso, o país se comprometeu também a:

- Aumentar a participação de bioenergia sustentável na sua matriz energética para aproximadamente 18% até 2030;

- Restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas;
- Alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030;

Neste cenário, o Brasil tem a necessidade de tentar manter a sua matriz energética com intensidade de carbono reduzida, de forma que a emissão de gases do efeito estufa não atinjam patamares extremos. Assim, os empreendimentos eólicos tornam-se fundamentais no âmbito das alterações climáticas mundiais, manutenção dos setores produtivos e conforto da população.

2. OBJETIVO

O objetivo desse estudo foi discutir e evidenciar de que forma a energia eólica no Brasil vem contribuindo para a mitigação dos impactos ambientais gerados pelas mudanças climáticas, através da análise entre as emissões de gases de efeito estufa das fontes de energia eólica, hidráulica, termoelétrica a óleo diesel e termoelétrica a gás natural.

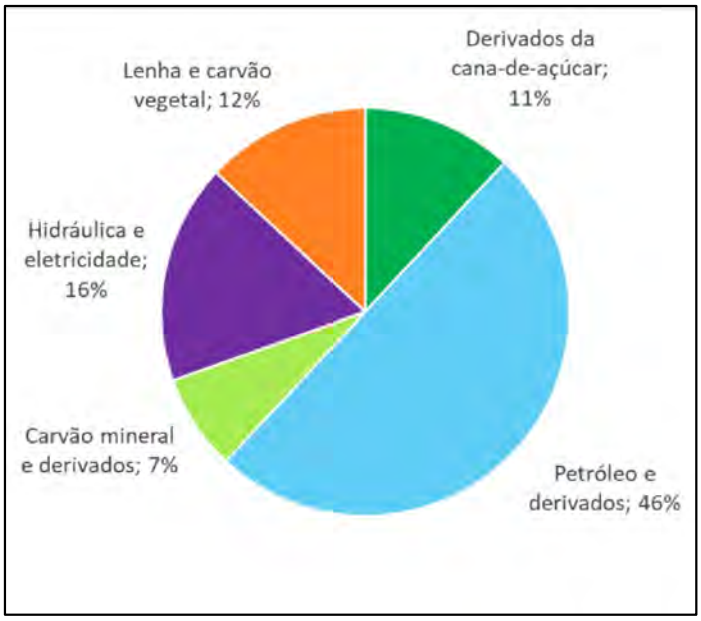
3. MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E AVANÇO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

A energia elétrica tem papel fundamental e estratégico para a inclusão social e o crescimento econômico, bem como para a melhoria da qualidade de vida da população.

A matriz energética de um país é diretamente interligada com os recursos energéticos disponíveis no território em questão e o seu potencial energético se relaciona com os recursos naturais existentes e com o conhecimento sobre o aproveitamento e recuperação desses (RAMPINELLI, JUNIOR, 2012).

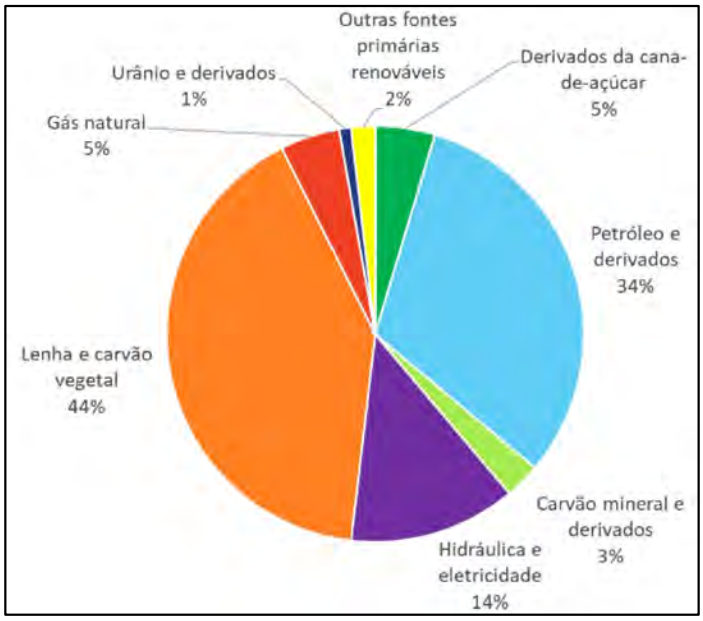
No Brasil, a matriz energética, ao longo dos últimos 50 anos, vem se tornando cada vez mais diversificada. Em 1970, somente o petróleo e a lenha representavam 78% da oferta de energia no Brasil (Figura 3). No ano 2000 esta situação era bem diferente e outras fontes primárias de energia foram incorporadas à matriz energética brasileira, como o gás natural e fontes de energia renováveis (Figura 4).

Figura 3. Matriz energética brasileira no ano de 1970



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética *apud* Tolmasquim *et al* (2007)

Figura 4. Matriz energética brasileira no ano de 2000



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética *apud* Tolmasquim *et al.* (2007)

Dados recentes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) revelam que o Brasil possui atualmente oferta de energia igual a 170.241.239 kW ou 170 GW de potência que são gerados a partir de: Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGE); Centrais Geradoras Eólicas (EOL); Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH); Usina Fotovoltaica (UFV); Usina Hidrelétrica de Energia (UHE); Usina Termelétrica de Energia (UTE) e Usina Termonuclear (UTN). As Usinas Eólicas representam 9,06 % (15.571.857 kW) da potência total outorgada.

A Tabela 1 apresenta a contribuição de cada uma das fontes de geração de energia no Brasil onde destaca-se as hidrelétricas que representam 60,5% da energia gerada.

Tabela 1. Relação entre fonte de energia e seu respectivo percentual na matriz elétrica brasileira

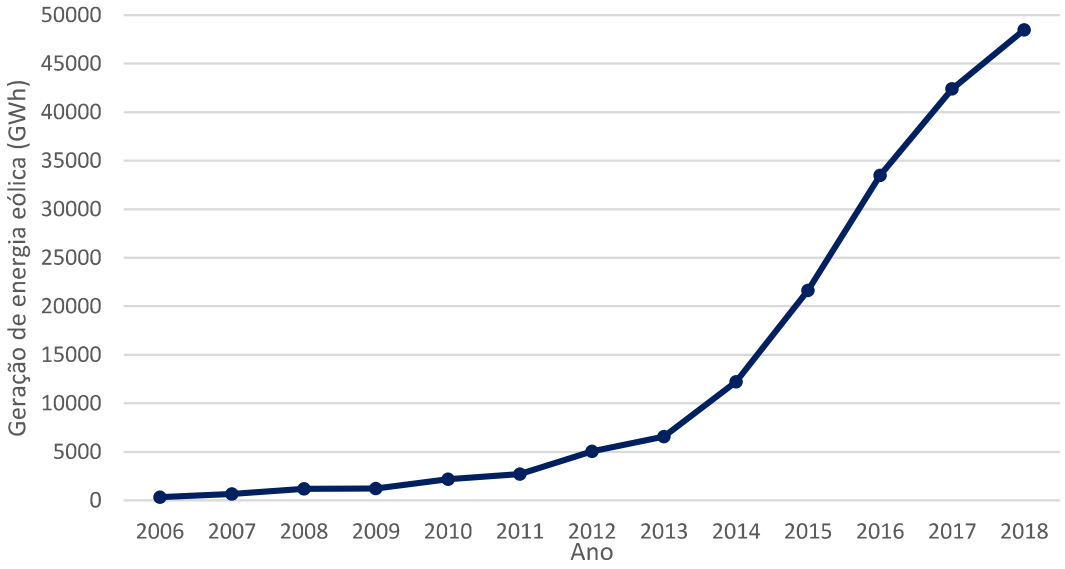
Fonte de energia	Percentual na matriz elétrica brasileira
Hidrelétrica	60,5
Eólica	9,06
Solar	1,46
Termelétrica	24,23
Termonuclear	1,17
PCH	3,11
CGH	0,47

Fonte: ANEEL (2020).

A produção de energia elétrica por fonte eólica em larga escala é empregada no Brasil há poucos anos, porém, a sua presença na matriz energética nacional já alcança valores consideráveis e crescimento acentuado (RAMPINELLI, JUNIOR, 2012). De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN - 2018), a produção de energia elétrica proveniente de fontes eólicas passou de 42.373 GWh para 48.475 GWh entre 2017 e 2018, evidenciando um aumento de 14,4%.

Assim, a energia eólica vem ganhando cada vez mais importância na matriz elétrica brasileira com o passar dos anos quando se leva em conta a geração ao longo de 13 anos (2006 a 2018), conforme pode ser visualizado na Figura 5.

Figura 5. Geração de Energia eólica por ano no Brasil em GWh



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019)

4. METODOLOGIA

De maneira geral, quando provenientes de fontes renováveis de geração de energia elétrica, as emissões de GEE são menores que as originárias das tecnologias de geração de eletricidade que se baseiam na utilização de combustíveis fósseis.

A partir deste pressuposto, a metodologia de análise consistiu em comparar a quantidade de CO_2eq que seria emitida ao longo da série 2006-2018 caso a mesma energia gerada por fonte eólica fosse emitida por hidrelétricas, termoelétrica a óleo diesel e termoelétrica a gás natural, fontes estas que correspondem a mais de 84% da matriz elétrica brasileira.

Para tanto, foi utilizada a equação desenvolvida por Lourenço (2016) que associa as emissões de dióxido de carbono (CO_2) a um fator de emissão e a produção de energia elétrica

(equação abaixo). Os resultados desse cálculo foram expressos em função da unidade de CO_2eq (dióxido de carbono equivalente), considerando-se que nas emissões de GEE leva-se em conta não somente as emissões de CO_2, mas também de metano (CH_4), de compostos voláteis orgânicos à exclusão do metano (NMVOC's), de monóxido de carbono (CO) e de óxido nitroso (N_2O). Então, todas essas emissões foram transformadas em CO_2 equivalente.

Equação:

$$Emissões\ de\ CO_2eq = Fator\ de\ Emissão * Produção\ de\ Energia\ Elétrica$$

O fator de emissão é um valor representativo que estima a quantidade de determinado poluente que é liberado em consequência de alguma atividade que seja associada à liberação desse poluente (LOURENÇO *apud* MEDEIROS, 2010). A Tabela 2 apresenta os fatores de emissão de CO_2eq para cada uma das fontes de geração de energia elétrica.

Tabela 2. Fator de emissão de CO_2eq por fonte de geração de energia

Fonte de Geração de Energia	Fator de Emissão (gCO_2eq/KWh)
Eólica	16,15
Hidroelétrica	86,21
Termoelétrica a óleo diesel	828,96
Termoelétrica a gás natural	518,11

Fonte: LOURENÇO *apud* MIRANDA, 2012.

Levando em consideração os fatores de emissão de CO_2eq e a energia gerada em 2018 por hidrelétricas (388.971 GWh), termelétricas a óleo diesel (9.293 GWh) e termelétricas a gás natural (54.622 GWh), estas fontes emitiram respectivamente: 42,833 Mt CO_2eq, 9,84 Mt CO_2eq e 36,15 Mt CO_2eq. Por outro lado, neste mesmo ano a energia eólica emitiu apenas 0,782 Mt CO_2eq a partir da geração de 48.475 GWh (EPE, 2019; LOURENÇO apud MIRANDA, 2012).

5. RESULTADOS

Inicialmente foi calcula a quantidade de CO_2eq emitida pela fonte eólica em cada ano da série 2006-2018, observando o fator de emissão da equação, ou seja, 16,15 gCO_2eq/KWh (Tabela 3). É importante salientar que para estimar o fator de emissão da fonte eólica, levou-se em consideração a análise de ciclo de vida que inclui as seguintes atividades: extração de matéria-prima, manufatura e transporte de materiais, construção, operação, manutenção, descomissionamento e disposição de resíduos.

Tabela 3. Quantidade de CO_{2q} emitida pela fonte eólica

Ano	Geração total de energia eólica no Brasil (KWh)	Fator de emissão (gCO2eq/KWh)	Quantidade de CO2eq emitida (Mt)
2006	3,42E+08	16,15	0,0055
2007	6,68E+08		0,0108
2008	1,18E+09		0,0191
2009	1,24E+09		0,0200
2010	2,18E+09		0,0352
2011	2,71E+09		0,0437
2012	5,05E+09		0,0816
2013	6,58E+09		0,1062
2014	1,22E+10		0,1972
2015	2,16E+10		0,3493
2016	3,35E+10		0,5408
2017	4,24E+10		0,4863
2018	4,85E+10		0,7829

Fonte: Elaborado pelos autores com base em MIRANDA (2016) e EPE (2019)

Na sequência, também a partir dos dados da Tabela 2 e da aplicação da Equação 1, foi calculada a quantidade de CO_2eq emitida pelas fontes de energia hidroelétrica e termoelétrica, considerando a energia eólica gerada anualmente na série em análise (Tabela 4, Tabela 5 e Tabela 6).

Tabela 4. Expectativa de Geração de CO_2eq emitida por fonte hidroelétrica

Ano	Geração total de energia considerada (KWh)	Fator de emissão (gCO_2eq/KWh)	Quantidade de CO_2eq emitida (Mt)
2006	3,42E+08	86,21	0,0295
2007	6,68E+08		0,0576
2008	1,18E+09		0,1020
2009	1,24E+09		0,1067
2010	2,18E+09		0,1877
2011	2,71E+09		0,2332
2012	5,05E+09		0,4354
2013	6,58E+09		0,5671
2014	1,22E+10		1,0526
2015	2,16E+10		1,8644
2016	3,35E+10		2,8871
2017	4,24E+10		3,6530
2018	4,85E+10		4,1790

Fonte: Elaborado pelos autores com base em MIRANDA (2016) e EPE (2019)

Tabela 5: Expectativa de Geração de CO_2e emitida por fonte termoelétrica a gás natural

Ano	Geração total de energia considerada (KWh)	Fator de emissão (gCO_2eq/KWh)	Quantidade de CO_2eq emitida (Mt)
2006	3,42E+08	518,11	0,1772
2007	6,68E+08		0,3461
2008	1,18E+09		0,6129
2009	1,24E+09		0,6414
2010	2,18E+09		1,1279
2011	2,71E+09		1,4015
2012	5,05E+09		2,6165
2013	6,58E+09		3,4081
2014	1,22E+10		6,3261
2015	2,16E+10		11,2046
2016	3,35E+10		17,3510
2017	4,24E+10		21,9539
2018	4,85E+10		25,1154

Fonte: Elaborado pelos autores com base em MIRANDA (2016) e EPE (2019)

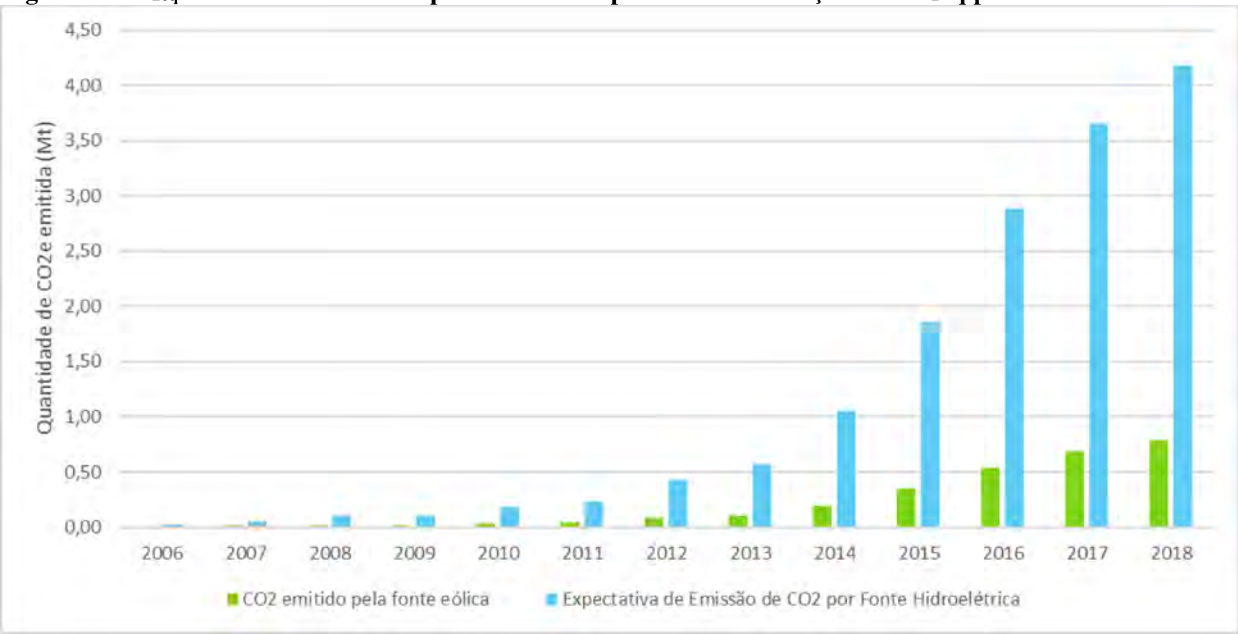
Tabela 6. Expectativa de Geração de CO_2eq emitida por fonte termoelétrica a óleo diesel

Ano	Geração total de energia considerada (KWh)	Fator de emissão (gCO_2eq/KWh)	Quantidade de CO2eq emitida (Mt)
2006	3,42E+08	828,96	0,2835
2007	6,68E+08		0,5537
2008	1,18E+09		0,9807
2009	1,24E+09		1,0263
2010	2,18E+09		1,8046
2011	2,71E+09		2,2423
2012	5,05E+09		4,1862
2013	6,58E+09		5,4529
2014	1,22E+10		10,1216
2015	2,16E+10		17,9271
2016	3,35E+10		27,7610
2017	4,24E+10		35,1255
2018	4,85E+10		40,1838

Fonte: Elaborado pelos autores com base em MIRANDA (2016) e EPE (2019)

A geração de energia eólica no Brasil ao longo da série 2006-2018 emitiu 2,87 Mt de CO_{2eq}. Por outro lado, caso a mesma quantidade de energia gerada fosse a partir de hidroelétricas, seriam emitidas 15,35 Mt, o que corresponde a 5,3 vezes mais CO_{2eq} na atmosfera (Figura 4).

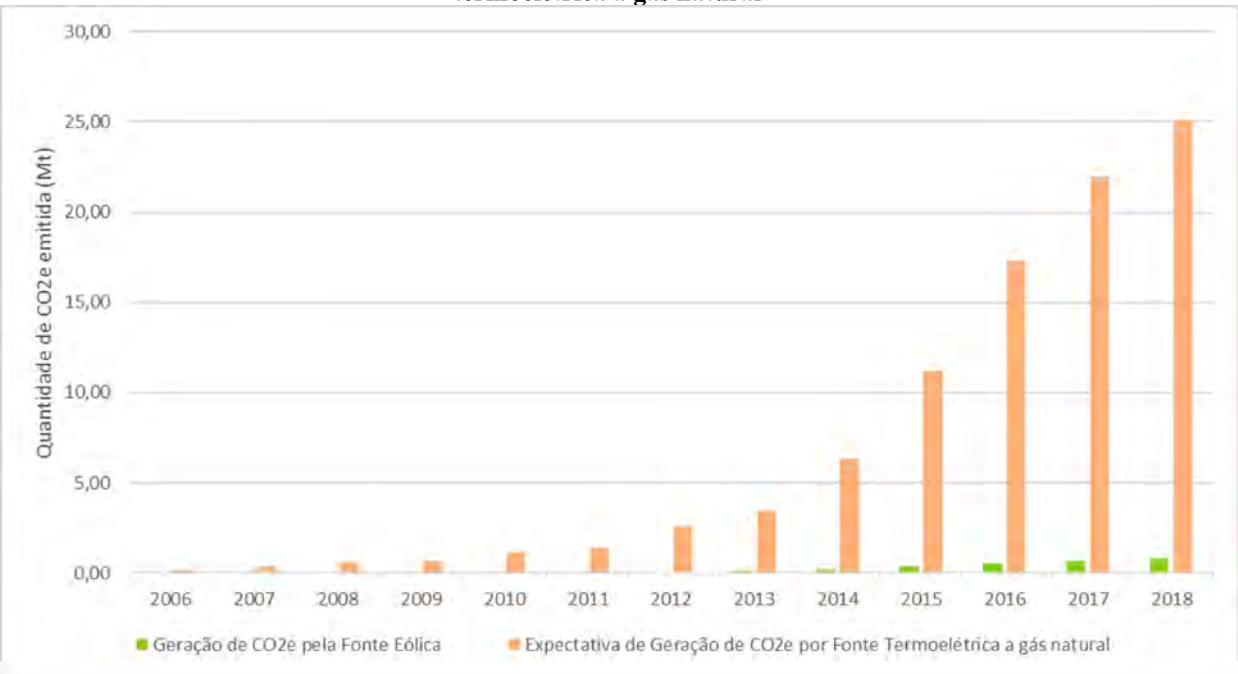
Figura 4. CO_{2eq} efetivamente emitido por eólicas x Expectativa de Geração de CO_2eq por fonte hidroelétrica



Fonte: Elaborado pelos autores com base em MIRANDA (2016) e EPE (2019)

Tratando-se da fonte termoelétrica a gás natural, nota-se que há uma discrepância maior entre a geração de gases de efeito estufa por essa fonte e a fonte eólica, quando comparado ao caso anterior. Evidencia-se que se essa fonte produzisse a quantidade de energia que foi gerada pela fonte eólica no período em questão, as emissões de CO_2eq seriam cerca de 32 vezes maiores.

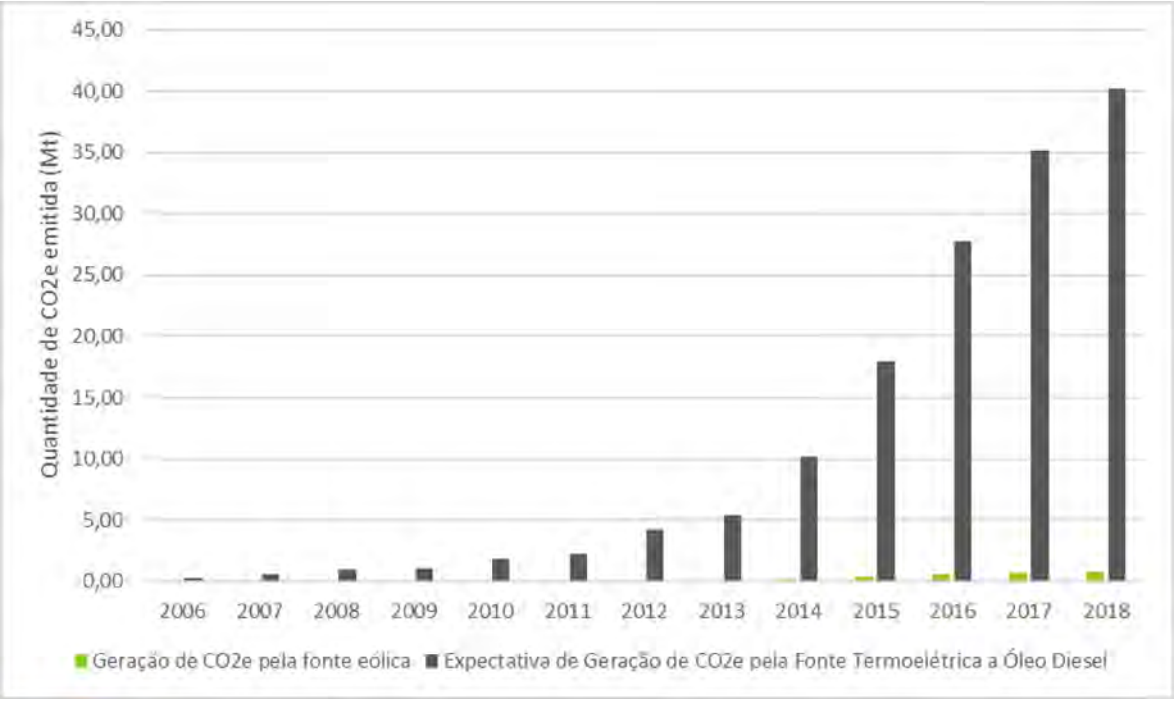
Figura 5. CO_{2eq} efetivamente emitido por eólicas x Expectativa de Geração de CO_2eq por fonte termoelétrica a gás natural



Fonte: Elaborado pelos autores com base em MIRANDA (2016) e EPE (2019)

Por fim, comparando a fonte eólica com a fonte termoelétrica a óleo diesel, é possível evidenciar que essa é a que mais geraria gases de efeito estufa dentre as fontes de energia citadas anteriormente, com cerca de 51,32 vezes mais emissões do que a fonte eólica (Figura 6).

Figura 6. CO_{2eq} efetivamente emitido por eólicas x expectativa de Geração de CO_2eq por fonte termoelétrica a óleo diesel



Fonte: Elaborado pelos autores com base em MIRANDA (2016) e EPE (2019)

6. CONCLUSÃO

A busca pela utilização de energias alternativas vem se intensificando ao longo dos últimos anos motivada pelas preocupações ambientais, sobretudo em relação às Mudanças Climáticas e a redução de Gases do Efeito Estufa (GEE).

A substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis, como o vento, é uma das medidas necessárias para desacelerar os efeitos das mudanças climáticas mundiais, visto que, as taxas de emissão de gases do efeito estufa são sensivelmente menores quando comparadas a outras fontes de energia elétrica, inclusive renováveis como a hidroelétrica.

Em um cenário de crescente emissão de GEE pelo setor de produção de energia, as usinas eólicas se apresentam como excelente alternativa tecnológica para contribuir na diminuição das emissões atmosféricas brasileiras, auxiliando o Brasil no cumprimento do Acordo de Paris cuja a meta é reduzir em 43% as emissões de gases de efeito estufa e possuir 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030.

Portanto, a energia eólica apresenta-se como de fundamental importância no combate aos impactos causados pelas mudanças climáticas, uma vez que trata-se de uma matriz renovável e baixo potencial poluidor, contribuindo para o desenvolvimento sustentável mundial, mantendo em níveis mais baixos os níveis de emissão de GEE por sistema de geração de energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADISSI, Paulo José; PINHEIRO, Francisco Alves; CARDOSO, Rosangela da Silva. **Gestão Ambiental de Unidades Produtivas.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

CONTI, José Bueno. CONSIDERAÇÕES SOBRE AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS GLOBAIS. **Revista do Departamento de Geografia**, São Paulo, v. 16, p.70-75, out. 2005.

GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. Energia e meio ambiente no Brasil. **Estudos Avançados**, São Paulo, p.7-20, nov. 2007.

LOURENÇO, Thuany Marra de Figueiredo. **EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA GERADA POR USINAS HIDROELÉTRICAS, EÓLICAS E TERMOELÉTRICAS NO BRASIL.** 2016. 90 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Ambiental e Sanitária, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016.

MEDEIROS, F.P. Avaliação das emissões de poluentes e de gases efeito estufa associados ao transporte marítimo na exploração e produção de petróleo na Bacia de Campos. 2010. 89 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Centro Técnico Científico da PUC-RIO, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010. Cap. 4.

MENDONÇA, Mario Jorge Cardoso; GUTIEREZ, Maria Bernadete Sarmiento. **O Efeito Estufa e o Setor Energético Brasileiro.** IPEA. Rio de Janeiro, abr. 2000.

MIRANDA, M. M. **Fator de emissão de gases efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil:** implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. 2012. 162 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências da Engenharia Ambiental, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

RAMPINELLI, Giuliano Arns; ROSA JUNIOR, Celso Generoso da. Análise da Geração Eólica na Matriz Brasileira de Energia Elétrica. **Revista Ciências Exatas e Naturais**, Criciúma, v. 14, n. 2, p.273-302, dez. 2012.

REIS, Lineu Belico dos. **Geração de Energia Elétrica.** 2. ed. São Paulo: Manole Ltda, 2011.

REIS, Lineu Belico dos; SANTOS, Eldis Camargo. **Energia Elétrica e Sustentabilidade:** Aspectos tecnológicos, socioambientais e legais. São Paulo: Manole Ltda, 2014.

The science of climate change: Questions and answers, Australian Academy of Science, Canberra, 2015.

TOLMASQUIM, Mauricio T.; GUERREIRO, Amilcar; GORINI, Ricardo. Matriz Energética Brasileira: Uma Prospectiva. **Novos Estudos**, São Paulo, v. 79, p.47-69, nov. 2007.

U.S. NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL) (Org.). **Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation.** Disponível em: <https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html>. Acesso em: 10 fev. 2020.

Silva R. W. C., Paula B. L. 2009. Causa do aquecimento global: antropogênica versus natural. Terræ Didática, 5(1):42-49<http://www.ige.unicamp.br/terraedidatica/>. Acesso em: 19 fev. 2020.

ARTIGO: PRIMEIRO ESTUDO DA DIVERSIDADE E RIQUEZA DAS ESPÉCIES ARBÓREAS DAS ÁREAS DE REPOSIÇÃO FLORESTAL NO COMPLEXO EÓLICO CHAPADA DO PIAUÍ I.

AUTORES: Oliveira, Kalleb De Sousa[1] Rabelo, Felipe Rodrigo de Carvalho[2] Oliveira, Marcus Vinicius Costa[3]

RESUMO – O presente trabalho foi desenvolvido dentro áreas de Reposição Florestal em Área de Preservação Permanente (APP) no Complexo Eólico Chapada do Piauí I. Essas áreas pertencem a proprietários rurais com cessão de uso para produção de energia eólica, onde as áreas de reposição foram exploradas ao longo dos anos para plantio de mandioca antes da instalação do complexo eólico. O monitoramento da vegetação vem sendo realizado objetivando maior conhecimento no processo de recuperação. Neste sentido, o presente estudo visa apresentar uma análise da fitossociologia, da diversidade e da riqueza das espécies presentes nas áreas de reposição florestal, onde foi realizado amostragem nas áreas de reposição e mensurar as árvores conformes protocolos. Feito isto, os dados foram computados e através dos resultados obtidos chegou-se à conclusão de uma maior riqueza e diversidade na regeneração natural quando comparada com as árvores adultas, mostrando que as ações tomadas estão fortalecendo o processo de recuperação da reposição florestal.

Palavras Chave: Energia Eólica, Reposição Florestal, Área de Preservação Permanente (APP). Monitoramento Ambiental, Complexo Eólico Chapada do Piauí I

ABSTRACT – The present work was developed within Forest Replacement Areas in the Permanent Preservation Area (APP) in the Chapada do Piauí Wind Complex. These areas belong m to rural landowners with cession of use for the production of wind energy, where replacement areas have been explored over the years for planting cassava before the installation of the wind complex. The monitoring of vegetation has been carried out aiming at greater knowledge in the recovery process. In this sense, the present study aims to present an analysis of phytosociology, diversity and richness of the species present in the forest replacement areas, where sampling was carried out in the replacement areas and to measure the trees according to protocols. This done, the data were computed and through the results obtained it was concluded that greater wealth and diversity in natural regeneration when compared to adult trees, showing that the actions taken are strengthening the recovery process of forest replacement.

Keywords: Wind Energy. Reforestation. Area of Permanent Preservation. Environmental monitoring. Chapada do Piauí Wind Complex I

[1] Gestor Ambiental. Especialista em Gestão e Educação Ambiental. Analista Socioambiental do CECP (ContourGlobal/CHESF) E-mail: kalleb.oliveira@contourglobal.com | (087) 99161-4322.
[2] Engenheiro Florestal. Mestre em Ciências Florestais. Profissional da Empresa Baraúna: Consultoria e Planejamento ambiental. E-mail: felipe.rabelo@baraunacpa.com | Fone: (081) 99967-8057
[3] Graduado em Engenharia Elétrica. Site Leader do CECP. E-mail: marcus.oliveira@contourglobal.com

1. INTRODUÇÃO

Além de ser uma fonte com reduzido impacto ao longo de sua implantação, a produção de energia eólica não emite CO2 em sua operação, substituindo, portanto, outras fontes de geração de energia elétrica com emissão. Desta forma, contribui para que o Brasil cumpra seus objetivos no Acordo do Clima. (ABEEÓLICA, 2018).

Somado a isso, os projetos recuperam/compensam as áreas degradadas, conforme licenciamento. Nesse sentido, as informações presentes neste estudo são relacionadas ao monitoramento da vegetação existente no complexo, principalmente nas áreas de reposição florestal que estão localizadas em Área de Preservação Permanente (APP).

Destaca-se ainda que ao longo dos anos foram suprimidas áreas de vegetação para exploração agrícola, sendo a mandioca a principal cultura implementada nessa conversão.

Dessa forma, a fragmentação da paisagem produz uma série de manchas de remanescentes de florestas rodeada por uma matriz distinta em razão do uso diferenciado da terra (SAUNDERS et al., 1991). A esse respeito, Fahrig (2003) conclui que a fragmentação se trata de um processo na escala da paisagem que envolve tanto perda de habitat como rompimento do habitat. Como consequência, a fragmentação tem sido relacionada à perda da biodiversidade (MYERS, 1997; BENÍTEZ-MALVIDO; ARROYO-RODRÍGUEZ, 2008), causando importantes mudanças nas assembleias florestais (FAHRIG, 2003; HARPER et al., 2005; BENÍTEZ-MALVIDO; ARROYO-RODRÍGUEZ, 2008).

Essa fragmentação pode provocar diversas modificações estruturais e funcionais como o empobrecimento da vegetação e consequente perda de habitat nos fragmentos florestais quando comparados com uma área de floresta contínua (BERNACCI et al., 2006). Na maioria das vezes, a fragmentação ocorre devido à substituição de parte da floresta por pastagens e atividades agrícolas (CARVALHO et al., 2005), assim poucos desses fragmentos representam porções intactas ou pelo menos pouco modificadas (MACIEL, 2007).

O processo continuado de redução da cobertura florestal e o uso inadequado dos solos causaram, historicamente, um aumento dos processos erosivos, com a consequente redução da fertilidade dos solos, além da poluição e assoreamento dos cursos d’água (RODRIGUES; NAVE, 2004).

A degradação que ocorre de forma acelerada e que se dá principalmente em decorrência das atividades antrópicas, gera a necessidade de se desenvolver programas de conservação e recuperação ambiental. Para tanto, deve ser bem conhecida a dinâmica das interações solo-vegetação nesses ecossistemas (BORÉM; RAMOS, 2002).

Os efeitos de área referem-se às mudanças ecológicas que ocorrem em função do isolamento de populações, anteriormente contínuas e são inversamente proporcionais à área do fragmento (NASCIMENTO; LAURANCE, 2006; LAURANCE; VASCONCELOS 2009). A literatura relata que em pequenos fragmentos não é possível manter populações viáveis, uma vez tende a ocorrer perda da diversidade genética, através de deriva genética e endogamia (TURNER; CORLETT, 1996), a menos que haja entrada de propágulos provenientes das áreas fonte (BEGON et al. 2007).

De acordo com Guariguata; Ostertag (2001) dos parâmetros da vegetação, a densidade é o primeiro a recuperar-se na situação pós-distúrbio. Corroborando essa ideia, o trabalho de Chadzon et al. (2010) mostrou que a densidade tende a declinar nas fases mais tardias do pós-distúrbio. A literatura relata ainda que após a estabilização da densidade há aumento da área basal (FINEGAN; CAMACHO, 1999; LEWIS et al., 2004).

Segundo Letcher; Chadzon (2009) após a recuperação da área basal ocorre a recuperação da riqueza de espécies, todavia não da composição de espécies, última característica da vegetação a se recompor (FINEGAN, 1996; GUARIGUATA; OSTERTAG, 2001). Sendo esta gradualmente recomposta em longos períodos de tempo (LIEBSCH et al., 2008).

Segundo Swaine et al. (1987) a ausência da interferência antrópica e dos distúrbios de grande intensidade refletem uma baixa mudança da composição de espécies na floresta tropical. A regeneração de um ecossistema considera as alterações estruturais, os padrões de substituição das espécies e como ocorre os eventos relacionados à manutenção da comunidade (GUARIGUATA; OSTERTAG, 2001; GAMA et al., 2002).

Neste sentido a degradação que ocorre de forma acelerada no Bioma Caatinga e que se dá principalmente em decorrência das atividades antrópicas, como: pecuária e agricultura, gera a necessidade de se desenvolver programas de conservação e recuperação do ecossistema. Para tanto, deve ser bem conhecida a dinâmica dos ecossistemas para o processo de recuperação.

Dessa forma, o Complexo Eólico Chapada do Piauí I comprometeu-se em realizar ações na área diretamente impactada, por ter conhecimento do histórico e uso da terra no qual está presente a reposição florestal. Assim, após as ações do projeto, a vegetação tem sido monitorada afim de ter maior conhecimento no processo de recuperação. Sendo assim o presente estudo tem como objetivo analisar a fitossociologia, diversidade e riqueza de espécies presente nas áreas de reposição florestal do Complexo Chapada do Piauí I.

3. METODOLOGIA

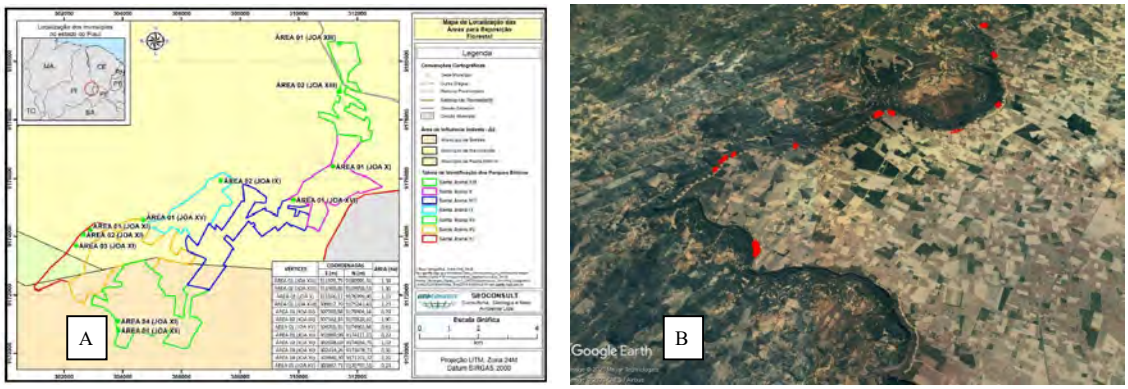
3.1. ÁREA DO ESTUDO

O trabalho foi desenvolvido em propriedades rurais com cessão de uso para produção de energia eólica localizadas na zona rural dos municípios de Marcolândia, Simões e Padre Marcos, no Estado do Piauí. Efetivamente dentro do Complexo Eólico Chapada do Piauí I. Sendo o mesmo constituído por sete parques eólicos (Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A. e Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A).

Dentro dos parques eólicos supracitados estão presentes projetos de reposição no qual visa cumprir as determinações da Secretaria de Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Piauí (SEMAR) quanto a reposição florestal (Figura 01 e 02) em uma área de 13,60 ha distribuídas em todo Complexo Eólico Chapada do Piauí I (Tabela 01).

Cabe destacar que o clima da região é caracterizado conforme classificação de Köppen como BSwh como Zona de Clima Quente e Úmido e temperatura média anual entre 24 e 25 °C.

Figura 01. Complexo Eólico Chapada do Piauí I. Mapa do Complexo (A), Imagem das Áreas de Reposição Florestal (B).

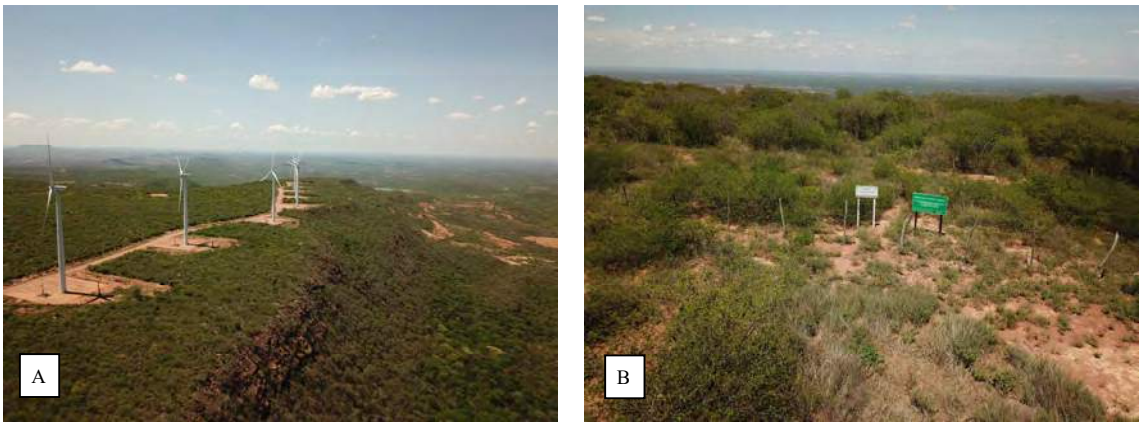


Fonte (Geoconsult e Google Earth Pro)

Tabela 01. Área de reposição florestal do Complexo Eólico Chapada do Piauí I.

Parque	Área (Ha)
Ventos de Santa Joana IX	0,79
Ventos de Santa Joana IX	1,90
Ventos de Santa Joana X	1,19
Ventos de Santa Joana XI	0,22
Ventos de Santa Joana XI	1,02
Ventos de Santa Joana XI	0,50
Ventos de Santa Joana XI	2,20
Ventos de Santa Joana XII	0,24
Ventos de Santa Joana XIII	1,38
Ventos de Santa Joana XIII	1,30
Ventos de Santa Joana XV	0,63
Ventos de Santa Joana XVI	2,23
Total	**13,60**

Figura 02. Reposição Florestal no Complexo Eólico Chapada do Piauí I. Área de Preservação Permanente em Borda de Chapada (A), Cercamento e Sinalização da Reposição Florestal (B).



3.2. COLETA DOS DADOS

Os dados foram em parcelas, nos quais para as árvores adultas utilizaram-se a forma quadrado com tamanho de 20 x 20 m (área de 400 m^2) (Figura 03), baseado em experiências anteriores e experiências de inventários florestais realizados pelo Projeto PNUD/FAO/IBAMA que apontam este tamanho e forma como tecnicamente recomendado para este tipo de vegetação. Para a regeneração foi utilizada parcelas em forma quadrada com tamanho 5 x 5 m (área de 25 m²) (Figura 03).

Todas as áreas de reposição foram contempladas com uma parcela e as mesmas foram georrefereciandas com receptor GPS Garmin Map 64s e estão presentes na tabela 02.

Figura 03. Esquema das parcelas de árvores adultas e regeneração.

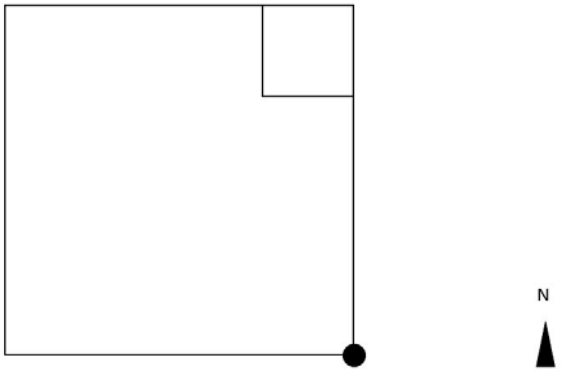


Tabela 02. Coordenadas das parcelas mensuradas nas áreas de reposição florestal do Complexo Eólico Chapada do Piauí I.

Parque	Zona	Easting	Northing
JOA IX	24M	307596,825	9175979,912
JOA IX	24M	307133,250	9175854,935
JOA X	24M	311121,011	9176331,953
JOA XI	24M	302818,614	9174151,849
JOA XI	24M	302538,181	9173937,854
JOA XI	24M	302369,934	9173578,857
JOA XI	24M	303859,164	9170923,873
JOA XII	24M	303854,119	9170713,844
JOA XIII	24M	311396,762	9178859,982
JOA XIII	24M	311296,543	9180605,885
JOA XV	24M	304667,492	9174517,883
JOA XVI	24M	309581,842	9175146,855

Nas unidades amostrais (Parcelas) foram medidas as variáveis Circunferência na Altura do Peito – CAP (mensurada a 1,30 m da superfície do solo, utilizando-se a fita métrica com aproximação de 0,5 cm), Circunferência na Altura do Solo – CNB mensurada a 0,30m da superfície do solo, utilizando-se a fita métrica, com aproximação de 0,5 cm) e altura (mensurada com régua graduada com aproximação de 0,10 m) (Figura 03). Como critério de inclusão foram medidas árvores com CAP ≥ 6,0 cm e Circunferência ao nível do solo entre ≥ 3,0 cm e CAP < 6,0 cm critérios estes definidos no Protocolo da Rede de Manejo Florestal da Caatinga (2005). O fator de forma utilizado para cálculo de volume 0,9 a partir do volume cilíndrico do peito (PNUD/FAO/IBAMA).

Figura 04. Reposição Florestal no Complexo Eólico Chapada do Piauí I. Mensuração de indivíduo (A), Uso da fita métrica para mensuração da base do indivíduo (B).

3.3. COMPUTAÇÃO DOS DADOS

A classificação das famílias seguiu o sistema APG IV (2016). A grafia dos nomes científicos e autoria das espécies seguiram a base de dados do Reflora (FLORA DO BRASIL 2020).

Por meio dos dados foram estimadas a diversidade pelo índice de diversidade de Shannon-Wiener (H') (MAGURRAN, 1989) e bem como os cálculos de volume (m^3) e fitossociologicos.

Os cálculos dos parâmetros foram realizados utilizando o programa ® MS Excel.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 FISIONOMIA

De modo geral, a família Fabaceae apresentou mais indivíduos tanto para amostragem de árvores adultas quanto para regeneração (Tabela 03). Para as árvores adultas, foram amostrados 100 indivíduos em número absolutos de *Mimosa tenuiflora* Benth. (Jurema Preta) pertencente à família Fabaceae totalizando um volume amostral de 0,2397 m³/há (Tabela 04). No que se refere as parcelas de regeneração pode-se perceber que *Mimosa tenuiflora* Benth. (Jurema Preta) apresentou um maior número de indivíduos com o maior volume amostrado (Tabela 05).

Tabela 03. Lista de espécies amostradas no Complexo Eólico Chapada do Piauí I.

Família	Nome Científico	Nome Vulgar
Fabaceae	*Mimosa arenosa (Willd.) Poir. var. arenosa*	Jequiri
Fabaceae	*Mimosa tenuiflora* Benth.	Jurema Preta
Fabaceae	*Senna spectabilis var. excelsa* (Schrad.) H.S.Irwin & Barneby	Canafistula
Fabaceae	Fabaceae A	Não identificado
Euphorbiaceae	*Croton blanchetianus* Baill.	Marmeleiro

Tabela 04. Fitossociologia das espécies adultas amostradas nas parcelas instaladas nas áreas de reposição florestal do Complexo Eólico Chapada do Piauí I.

Espécie	**N.I**	**D.A (ni/ha)**	**D.R (%)**	**Do.A (m²/ha)**	**Do.R (%)**	**F.A**
Jurema Preta	100	208	100	0,1416	100	92
Total geral	**100**	**208**	**100**	**0,1416**	**100**	**92**
Espécie	**IVI**	**IVI.R(%)**	**VC**	**VC.R (%)**	**Vol (m³.a)**	**Vol (m³/ha)**
Jurema Preta	300	100	200	100	0,1150	0,2397
Total geral	**300**	**100**	**200**	**100**	**0,1150**	**0,2397**

Número de Indivíduos (N.I), Densidade Absoluto (D.A), Densidade Relativa (D.R), Dominância Absoluta (Do.A), Dominância Relativa (DoR), Frequência Absoluta (F.A), Índice de Valor de Importância Absoluto (IVI) Índice de Valor de Importância Relativo (IVI.R), Valor de Cobertura Absoluto (VC), Valor de Cobertura Relativo (VC.R), Volume Amostral (Vol m³.a) e Volume por Hectare (Vol m³/ha).

Tabela 05. Fitossociologia das espécies regenerantes amostradas nas parcelas instaladas nas áreas de reposição florestal do Complexo Eólico Chapada do Piauí I.

Espécie	N.I	D.A (ni/ha)	D.R (%)	Do.A (m²/ha)	Do.R (%)	F.A
Canafistula	2	67	2	0,0109	3	17
Jequiri	3	100	3	0,0143	4	100
Jurema Preta	69	2300	76	0,2645	77	50
Marmeleiro	7	233	8	0,0247	7	33
Fabaceae A	10	333	11	0,0294	9	217
Total geral	**91**	**3033**	**100**	**9,7686**	**100**	**417**
Espécie	**IVI**	**IVI.R (%)**	**VC**	**VC.R (%)**	**Vol (m³.a)**	**Vol (m³/ha)**
Canafistula	13	3	5	3	0,0001	0,0050
Jequiri	54	14	7	4	0,0002	0,0067
Jurema Preta	176	45	153	76	0,0034	0,1128
Marmeleiro	30	8	15	7	0,0003	0,0102
Fabaceae A	120	30	20	10	0,0004	0,0132
Total geral	**392**	**100**	**200**	**100**	**0,0044**	**0,1478**

Número de Indivíduos (N.I), Densidade Absoluto (D.A), Densidade Relativa (D.R), Dominância Absoluta (Do.A), Dominância Relativa (DoR), Frequência Absoluta (F.A), Índice de Valor de Importância Absoluto (IVI) Índice de Valor de Importância Relativo (IVI.R), Valor de Cobertura Absoluto (VC), Valor de Cobertura Relativo (VC.R), Volume Amostral (Vol m³.a) e Volume por Hectare (Vol m³/ha).

4.2 RIQUEZA E DIVERSIDADE DE ESPÉCIE

O número de espécie mostra baixos valores de riqueza tanto com árvores adultas como para regeneração (Tabela 04 e 05) e isso também pode ser observado com os baixos valores da diversidade (Tabela 06). Todavia o fato da regeneração apresentar maior riqueza e diversidade pode ser relatado por Metzger et al. (1997) que descreve que as plantas do sub-bosque (Plantas Jovens) são mais sensíveis a perturbações do que as plantas adultas. Sendo também esses parâmetros os primeiros a recompor durante o processo de recuperação florestal (LETCHER; CHADZON, 2009).

Tabela 06. Índice de diversidade das espécies presentes nas áreas de reposição florestal do Complexo Eólico Chapada do Piauí I.

Índice de Diversidade	Adultas	Regeneração
Coeficiente de Mistura de Jentsch (QM)	0,0100	0,0549
Índice de Diversidade de Shannon-Weaver (H')	0,0000	0,8462
Índice de uniformidade de Pielou (*E*)	-	0,5258
Índice de dominância de Simpson (C)	0,0000	0,4055

5. CONSLUSÃO

Os resultados nos revelaram que as ações aplicadas na reposição florestal estão sendo sentidas na regeneração. Em termos de fisionomia, riqueza e diversidade de espécies sugere que ainda não houve a recuperação da biomassa. Todavia, o Projeto de Reposição Florestal segue em monitoramento e intervenções necessárias.

6. REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA - **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA.** Boletim Anual de geração eólica de 2018. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/05/Boletim-Anual_2018.pdf>. Acesso em: 26 Fev. 2019.

APG IV. An update of the Angiosperm Phylogeny Group classification for the orders and families of flowering plants: APG II. **Botanical Journal of the Linnean Society**, v. 181, p.1-20. 2016.

BEGON, M.; TOWNSEND, C.R.; HARPER, J.L. **Ecologia de indivíduos a ecossistemas**. 4 ed. Porto Alegre: Artmed Editora S/A. 2007. 740 p.

BENÍTEZ-MALVIDO, J.; ARROYO-RODRÍGUEZ, V. Habitat fragmentation, edge effects and biological corridors in tropical ecosystems. In: DEL CLARO, K. et al. (eds.). **Encyclopedia of life support systems (EOLSS)**, Oxford: Eolss Publishers, 2008. p. 1-11.

BERNACCI, L. C. et al. O efeito da fragmentação florestal na composição e riqueza de árvores na região da Reserva Morro Grande (Planalto de Ibiúna). Revista do Instituto Florestal, São Paulo, SP, v.18, p. 121-166, 2006.

BORÉM, R.A.T.; RAMOS, D.P. Variação Estacional e topográfica de nutrientes na serapilheira de um fragmento de Mata Atlântica. **Cerne**, V. 8, N.2, p.042-059, 2002.

CARVALHO, D. A. et al. Distribuição de espécies arbóreo-arbustivas ao longo de um gradiente de solos e topografia em um trecho de floresta ripária do Rio São Francisco em Três Marias, MG, Brasil. Revista Brasileira de Botânica, São Paulo, SP, v.28, n.2, p.329-345, abr.-jun, 2005.

CHAZDON, R. L. et al. Composition and dynamics of functional groups of trees during tropical forest succession in Northeastern Costa Rica. **Biological Conservation**, v. 42, p. 31-40. 2010.

FAHRIG, L. Effects of habitat fragmentation on biodiversity. **Review of Ecology, Evolution, and Systematics**, v. 34, p. 487-515. 2003.

FINEGAN, B.; CAMACHO, M. Stand dynamics in a logged and silviculturally treated Costa Rican rain forest, 1988-1996. **Forest Ecology and Management**, v. 121, p.177-189. 1999.

Flora do Brasil 2020 em construção. **Jardim Botânico do Rio de Janeiro.** Flora do Brasil 2020 em construção. **Jardim Botânico do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://floradobrasil.jbrj.gov.br/ >. Acesso em: 20 Mai. 2019**

GAMA, J. R. V.; BOTELHO, S. A.; BENTES-GAMA, M. M. Composição florística e estrutura da regeneração natural de floresta secundária de várzea baixa no estuário Amazônico. Revista Árvore, Viçosa, MG, v.26, n.5, p.559-566, 2002

GUARIGUATA, M. R; OSTERTAG, R. Neotropical secondary forest succession: changes in structural and functional characteristics. Forest Ecology and Management, v. 148, p. 185–206, 2001.

HARPER, K.A. et al. Edge influence on forest structure and composition in fragmented landscapes. **Conservation Biology**, v. 19, p. 768-782. 2005.

LETCHER, S.G.; CHAZDON, R.L. Rapid recovery of biomass, species richness, and species composition in a forest chronosequence in Northeastern Costa Rica. **Biotropica**, v. 41, p. 608-617. 2009.

LEWIS, S.L. et al. Tropical forest tree mortality, recruitment and turnover rates: calculation, interpretation and comparison when census intervals vary. **Journal of Ecology**, v. 92, p. 929-944. 2004.

LIEBSCH, D.; MARQUES, M.C.M.; GOLDENBERG, R. How long does the atlantic rain forest take to recover after a disturbance? Changes in species composition and ecological features during secondary succession. **Biological Conservation**, v. 141, p. 1717-1725. 2008.

MACIEL, B. A. Mosaicos de unidades de conservação: uma estratégia de conservação para a Mata Atlântica. 2007. 182 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Sustentável), Universidade de Brasília (UNB).

MAGURRAN, A.E. **Diversidad Ecológica y su Medición**. Barcelona: Vedra, Barcelona, 1989. 200 p.

METZGER, J.P. Relationships between landscape structure and tree species diversity in tropical forests of South-East Brazil. Landscape and Urban Planning, v. 37. p. 29-35. 1997.

MYERS, N. Florestas tropicais e suas espécies: Sumindo, sumindo...? In: WILSON, E. O. (Ed.). **Biodiversidade**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997. p. 36-45.

NASCIMENTO, H.E.M.; LAURANCE, W.F. Efeitos de área e de borda sobre a estrutura florestal em fragmentos de floresta de terra-firme após 13-17 anos de isolamento. **Acta Amazonica**, v. 36, p. 183-192. 2006.

Rede de Manejo Florestal da Caatinga: protocolo de medições de parcelas permanentes/Comitê Técnico Científico. Recife: Associação Plantas do Nordeste, 2005. 21p.

RODRIGUES, R.R.; NAVE, A.G. Heterogeneidade florística das matas ciliares. In: R.R. Rodrigues; H.F. Leitão-Filho (Eds.). **Matas ciliares: conservação e recuperação.** EDUSP/FAPESP 3 ed. 2004 p. 45-71.

SAUNDERS, D.A.; HOBBS, R.J.; MARGULES, C.R. Biological consequences of ecosystem fragmentation: a review. **Conservetion Biology**, v. 5, p. 18-32. 1991.

SWAINE, M.D.; LIEBERMAN, D. PUTZ, F.E. The dynamics of tree populations in tropical forest: a review. Journal of Tropical Ecology, n. 3, p. 359-366, 1987.

TURNER, I.M.; CORLETT, R.T. The conservation value of small, isolated fragments of lowland tropical rain forest. **Trends in Ecology and Evolution**, v. 11, p. 330-334. 1996.

Sustainability Transition in Taiwan - The case of offshore renewable energy

Yu Ju Lin

Chulalongkorn University, Bangkok 10330, Thailand

Abstract

Development is a long process which aims to create good change, but there's also side effect emerge in between, and environmental crisis, being one of the downsides, has become the main obstacle in our path toward better future. Dealing with the challenge to achieve sustainable development requires social, political, environmental, and economic transformation whilst the importance of sustainable transition became apparent. The study focuses on renewable energy and takes Taiwan offshore wind farm plan as an example while the field research being conducted in Miaoli Nanlong where's coastal fishing area is the site of the country's first wind farm. The concept will be framed by the idea of sustainability to explore the question that "Can offshore wind farms in Taiwan be sustainable?" with dimensions of environment, society, and economy. The research will start with the discussion of fishing livelihood changing before and after the wind farm project, from the perspective of income and daily life. Then take a closer look at the process of negotiation to investigate the role of participation and power relations play in. Finally, review the outcome of the implementation to reflect on the possibility of sustainability.

Keywords: Renewable Energy, Offshore Wind, Sustainable, Taiwan

1. Content

The research focuses on the social and environmental aspects of wind power, particularly in the relative innovative construction, offshore wind farm. The practical data is collecting from the Asian's first offshore wind power project, making the study found more valuable, especially while the onshore wind farm is reaching its peak and offshore one is just in the beginning of its surging, and a wider application is expected.

1.1. Introduction

Environment issues have been one of the main topics of international institutions and national government, over half of the SDGs are environmentally relevant and 8 of the 17 goals are closely related. After realizing the global mission that all of us are shouldering, more and more governments and individuals join together to fight for our better future, no matter it's the restriction of single-use plastics, the construction of mass transportation, the research of advanced technology, or the education of public awareness…. Environmental protection relies on the government's overall plan, but it also needs local knowledge and participation to support, only if people reach the consensus can we move forward together.

Within many ways toward our common goal, the research chooses to focus on the process of electricity transformation toward sustainability in the context of climate change awareness, and take Taiwan's offshore wind power as a case study to further explore the idea. Renewable energy is an international trend and is seen as a possible solution to contemporary resource depletion and mitigation of climate disasters, and Taiwan has been looking for a more effective and sustainable way on this path. After several policy redirections over the years and a significant referendum at the end of 2018, the importance of environmental issues goes without saying and it regained public attention. While the first offshore wind farm being launched in November 2019, the considerable public debate behind is still

ongoing, however, energy is one of the key issues which merit investment in both national-level construction and in-depth research as well.

1.2. Purpose

Sustainable electricity transition is a long process that requires long-term planning and continuous effort, and if we can build a better understanding among civil society, government, and the private sector in the early stages of development, the subsequent expansion might be much smoother. Taiwan's first offshore wind farm, Formosa 1, went through a few years ups and downs, finally ushered its launch ceremony a few months ago. After passing EIA in 2013, the construction started in 2015, however, the disputes never stop. Nanlong Fisheries Association organized a self-help group to fight for their right, mainly for the consensus of compensation, the possibility of fishery transformation, and the opportunity of the local job with both investors and government. Now the wind farm units have begun operation anyway, through many obstacles, with the assumption that most of the controversy has met its better solution.

The conceptual framework is around sustainability, and from its perspective to research the livelihood change, public participation, and overall outcome in the context of sustainable development. The paper tries to analyze the very first "successful" model to find out the specific problem that can be avoided, the crucial point that can be used as a reference, and the role that each stakeholder played in between, and aims to use the knowledge and experience to apply for other cases and hence shorten the transition time.

1.3. Method

In order to understand the socio-ecological dimension under the transition theory, the research use mainly qualitative analytical techniques with the data collected through a field survey in Taiwan. A more specific area will be selected to carry out semi-structured interviews and discussions within stakeholders, thus uncovering the issue of renewable and offshore wind energy from the perspective of the community and focus group. Besides the field notes, background information will gather through literature review to understand the influence of past and current policy, and further analyze the interaction among aspects of social, political, and market.

The field research will last about a month, focusing on affected coastal villages and fisheries association, including Miaoli Nanlong where Taiwan's first offshore wind farm, Formosa 1, has installed a few kilometers off the coast; and other communities from Changhua County where has the most potential offshore wind farm to be developed but still has many issues in the fierce debate. By looking back on the disputes and communication during the five years of construction, the former will be studied as a model that passed the initial transformation and being used to review the current obstacles of the latter, looking ahead through comparing the two at different stages of transition.

1.4. Timeline

The research will be the master's thesis of International Development Studies at Chulalongkorn University which is a one-year program. During the year, the preparation started from August 2019 with courses such as Development Theory and Practice, Research Method, Globalization and Development, and Politics of Public Policy to build basic knowledge for further study. The thesis itself will commence shortly with field trip be scheduled in March and April, with most of the time spending in Miaoli County Nanlong Fisheries Association, who has the fishing right to the planned turbine area of the first offshore wind farm, to summarize the narratives and framings, then the rest of the time will reach Changhua County to investigate more data to support the academic found. The thesis is estimated to accomplish around June. Even though time is limited, the research will be thorough.

1.5. Importance

This study will conduct half domestically and half abroad, being both international and practical, providing a more objective agreement from the bystander's perspective and apter description from the local's observation. The research will be produced under the advising of Dr. Carl Middleton, who has years of experience in development research and is one of the prestigious experts in the field, and with the insightful arguments from different perspectives based on international experience, the breadth of the result will be greatly increased. Moreover, as one of the program requirements, the thesis will be published on an international conference that adds weight and importance to the paper, and at the same time, a wider range of people and experts will be reached.

Energy transformation is imperative, and since Europe is far ahead, we need to accelerate. The importance of the study can also offer references for more regional development whilst Southeast Asia is going through its infancy of renewable energy and countries like Korea and Japan are trying hard to improve the possibility of new technology. As long as people's issues are involved, there will never be too few problems.

2. Contribution

Sustainability transition is an issue that both developed and developing countries will experience or is experiencing, even in different forms or encounter different handicaps. The research would like to explore this general challenge during development by taking renewable energy or specifically offshore wind as an example. Even though the paper conducts in the specific area and field, the universal question can be adjusted and further reference to broader environmental, political, social, or other global issues. In a domestic aspect, Taiwan, where has several world's top sites for offshore wind turbines located in the Taiwan Strait, has strong potential to promote its renewable energy, and the research will be one of many powerful studies to help speeding up the undergoing transformation. On the other hand, internationally, the result can be a useful practical data of the region for further sustainable development.

3. Bibliographic References

[1] Bruns, A. & Gee, K. (2009). From State-Centered Decision-Making to Participatory Governance. *GAIA*, 18(2), 150-157.

[2] Goldthau, A. (2014). Rethinking the governance of energy infrastructure: Scale, decentralization and polycentrism. *Energy Research & Social Science*, 134–140

[3] Gross, C. (2007). Community perspectives of wind energy in Australia: The application of a justice and community fairness framework to increase social acceptance. *Energy Policy, 35*(5), 2727-2736.

[4] Haggett, C. (2008). Over the Sea and Far Away? A Consideration of the Planning, Politics and Public Perception of Offshore Wind Farms. *Journal of Environmental Policy & Planning, 10*(3), 289-306.

[5] Keivanpour, S., Ramudhin, A. & Kadi, D. A. (2017). The sustainable worldwide offshore wind energy potential: A systematic review. *Journal of Renewable and Sustainable Energy 9*, 1-18.

[6] Leary, D. & Esteban, M. (2011). Recent Developments in Offshore Renewable Energy in the Asia-Pacific Region. *Ocean Development & International Law, 42*(1), 94-119.

[7] Meadowcroft, J. (2009). What about the politics? Sustainable development, transition management, and long term energy transitions. *Policy Science, 42*, 323-340.

[8] Middleton, C. (2016). Sustainable Electricity Transition in Thailand and the Role of Civil Society. In H. G. Brauch, U. O. Spring, J. Grin & J. Scheffran (Ed.), *Handbook on Sustainability Transition and Sustainable Peace* (pp. 831-851). Switzerland: Springer.

[9] Normann, H. E. (2015). The role of politics in sustainable transitions: The rise and decline of offshore wind in Norway. *Environmental Innovation and Societal Transitions, 15,* 180–193.

[10] Schoor, T. & Scholtens, B. (2014). Power to the people: Local community initiatives and the transition to sustainable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 43*, 666-675.

[11] Shiau, T.-A. & Chuen, Y. J.-K. (2016). Developing an Indicator System for Measuring the Social Sustainability of OffshoreWind Power Farms. *Sustainability, 8*(470).1-14.

[12] Westerberg, V, Jacobsen, J. B., & Lifran, R. (2013). The case for offshore wind farms, artificial reefs and sustainable tourism in the French mediterranean. *Tourism Management, 34,* 172-183.

[13] Wustenhagen, R., Wolsinkb, M. & Burer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy, 35*(5), 2683–2691.

[14] Zhou, G.-T. & Zhang, G.-H. (2017). *How Energy Turns.* Taipei, Taiwan: Chuliu.

[15] Zou, Z.-C. (2011). *A Study on the Legislation Process and Execution of the Renewable Energy Development Act in Taiwan (ROC)* (Master's thesis). National Taiwan University, Taipei, Taiwan.

LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE USINAS EÓLICAS OFFSHORE NO BRASIL: DIRETRIZES E BOAS PRÁTICAS A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DO REINO UNIDO E DINAMARCA

Lara Cirilo[1], Mario González[2], Andressa Santiso[3], Rafael Vasconcelos[4], Mariana Almeida[5], Paula Ferreira[6]

1, 2, 3, 4, 5, 6 CriAção – Grupo de pesquisa em Inovação de Produtos e Processos para Energias Renováveis/ Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção/ UFRN

laracirilo@gmail.com; mario@ct.ufrn.br; andressamsantiso@gmail.com; rafaelmonteirov@yahoo.com.br; almeidamariana@yahoo.com; paulaproducao@hotmail.com

RESUMO

O desenvolvimento da energia eólica como fonte energética sustentável tem sido impulsionado, historicamente, por iniciativas políticas, incluindo soluções regulamentadoras capazes de criar e acelerar a implantação de tecnologias de energia renovável, onde a escolha de um quadro de políticas é específica para cada país, existindo elementos comuns entre os diferentes mercados, que podem ser replicados por outros países para desenvolver esta fonte de energia. Deste modo, o estudo tem como objetivo propor diretrizes e boas práticas de Licenciamento Ambiental de projetos de usinas eólicas offshore no Brasil para gestores públicos, autoridades públicas e proprietários de parques eólicos e outras fontes renováveis de energia com base no estudo de caso dos processos de Licenciamento Ambiental de países experientes em usinas eólicas offshore - Reino Unido e Dinamarca. As principais diretrizes propostas são: (i) Estabelecimento de metas ambiciosas de produção energia eólica offshore; (ii) Mapeamento de Zonas Marinhas (iii) Adoção do sistema "One-stop-shop" ou simplesmente minimização das instituições envolvidas no processo; (iv) Definição de um Órgão Operador de Rede Eólica Offshore; (v) Elaboração de Estudos Ambientais Estratégicos; (vi) Adoção dos regimes de concessão de terras marítimas de Portas Abertas e Licitação; (vii) Consulta aos Stakeholders; (viii) Elaboração de um Guia de Procedimentos de Licenciamento Ambiental para instalação de usinas eólicas offshore; (ix) Estudos de Impactos Ambientais conforme grau de poluição e impacto e (x) destinação de porcentagem dos lucros da usina para a população local. Essas diretrizes, resultados da pesquisa, são úteis para os gestores públicos tenham um direcionamento na elaboração de um modelo de licenciamento ambiental para empreendimentos eólicos offshore.

Palavras-chave: Licenciamento Ambiental; Usina Eólica Offshore; Boas práticas.

ABSTRACT

The development of the wind energy as a sustainable energy has historically been driven by policy initiatives, including regulatory solutions capable of creating and accelerating the deployment of renewable energy technologies, where the choice of a policy framework is country-specific and there are common elements those between different markets, which can be replicated by other countries to develop their respective wind resources. Thus, the present work aims to propose guidelines and good practices of Environmental Licensing of offshore wind farms projects in Brazil for public managers, public authorities and owners of wind farms and other renewable energy sources based on the case study of the processes of Environmental Licensing from countries experienced in offshore wind farms - the United Kingdom and Denmark. The main lessons found were: (i) Establishment of ambitious offshore wind energy production targets; (ii) Mapping of Marine Zones (iii) Adoption of the "One-stop-shop" system or simply minimizing the institutions involved in the process; (iv) Definition of an Offshore Wind Network Operator; (v) Elaboration of Strategic Environmental Studies; (vi) Adoption of the Open Door and Bidding maritime land concession regimes; (vii) Stakeholder Consultation; (viii) Preparation of an Environmental Licensing Procedures Guide for the installation of offshore wind farms; (ix) Environmental Impact Studies according to the degree of pollution and impact and (x) allocation of a percentage of the plant's profits to the local population. These guidelines, results of the research, are useful for public managers to have a direction in the elaboration of an environmental licensing model for offshore wind projects.

Keywords: Environmental licensing; Offshore wind farm; Best practices.

1 INTRODUÇÃO

Em 2018, a energia eólica obteve crescimento em seus principais mercados, liderados pela China tanto em ambiente terrestre (onshore) quanto marítimo (offshore). Os últimos dados divulgados pelo Global Wind Energy Council (GWEC) mostram que a indústria de energia eólica instalou 51,3GW de nova capacidade em 2018 no mundo. De acordo com dados da IRENA (2019), em 2050, a energia eólica terá 6000 GW e, junto da energia solar, representarão três quintos da produção global de eletricidade.

O Brasil vem ampliando significativamente a participação da geração eólica na sua matriz elétrica como consequência de políticas específicas para o setor (SANTOS;

GONZÁLEZ, 2019). A contribuição da energia eólica cresceu de participação inexpressiva para uma posição de destaque na matriz elétrica nacional ao longo da última década, com 15 GW de capacidade instalada em 2019 (ABEEólica, 2019), por ser uma fonte com grande potencial no território brasileiro e não emissora de poluentes e GEE após início da operação (PINTO; MARTINS; PEREIRA, 2017).

O GWEC (2019) prevê que a energia eólica *offshore* se tornará um mercado cada vez mais global, se os governos permanecem comprometidos e os projetos e investimentos continuarem. As novas instalações podem chegar a 55 GW ou mais a cada ano até 2023. O Brasil possui usinas próximas a sua costa e possuem os maiores fatores de capacidade mundial, o que se infere a que no mar brasileiro o fator de capacidade deva ser ainda maior (GWEC, 2018). Além disso, o Litoral brasileiro possui um grande potencial a ser explorado devido a sua extensão, com cerca de 9.650 km de litoral e uma área de 3,6 milhões de km² na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) (SILVA, 2015).

Historicamente, o desenvolvimento de tecnologias em energia renovável foi fortemente impulsionado por iniciativas políticas e o papel dos governos tem sido fundamental no desenvolvimento quadros políticos adequados para atrair grandes investimentos para este setor. Isso inclui soluções políticas e regulamentares capazes de criar novas oportunidades de mercado e acelerando a implantação de tecnologias de energia renovável (IRENA, 2013).

Sendo assim, a escolha de um quadro de políticas regulamentadoras é específica para cada país. No entanto, existem elementos comuns a quase todos os diferentes mercados, que podem ser replicados por outros países para desenvolver seus respectivos recursos eólicos (IRENA, 2013).

Diante do cenário exposto, surgiu o seguinte questionamento que deu origem a pesquisa: Quais diretrizes e boas práticas de Licenciamento Ambiental o Brasil deve considerar para os empreendimentos de energia eólica *offshore* considerando a experiência dos países que implementaram esta fonte de energia?. Frente ao exposto, foram identificadas nesse estudo as diretrizes e boas práticas de licenciamento ambiental para instalação de usinas eólicas offshore advindas das lições aprendidas pelos países Reino Unido e Dinamarca.

O artigo está organizado em seis seções. A primeira seção foi a introdução. A segunda seção apresenta a fundamentação teórica. A terceira seção descreve o método da pesquisa. Na quarta seção são apresentados os estudos de caso. Na quinta seção os resultados. Na sexta seção as considerações finais, conclusões e recomendações.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O setor de energia no Brasil passou por significativo ciclo de expansão após a crise energética de 2001 que estimulou grandes investimentos que alavancaram a capacidade de fornecimento no sistema elétrico brasileiro. A energia eólica foi uma das energias que mais se desenvolveu, sendo responsável, entre os anos de 2012 a 2016 por mais de um quinto da expansão de capacidade da matriz elétrica brasileira (WWF, 2015; ARAUJO; WILCOX, 2018).

Com relação ao mercado eólico offshore, em 2017, houve um acréscimo de 30% relativo a 2016, atingindo um recorde histórico de capacidade instalada. A rápida expansão deste mercado ocorre tanto em países tradicionais que utilizam energia eólica da Europa como Dinamarca, Inglaterra, Escócia, Alemanha, Holanda e países que iniciaram recentemente o investimento, como a EUA, Canadá, Índia, Austrália, Japão, Taiwan, China e Turquia (GWEC, 2018).

A partir de 1981, o Licenciamento Ambiental tornou-se obrigatório em todo o território brasileiro e as atividades efetiva ou potencialmente poluidoras não podem funcionar sem o devido licenciamento. A Política Nacional do Meio Ambiente deu origem, em 1985, à criação do Ministério do Desenvolvimento Urbano e do Meio Ambiente, que veio a se tornar, em 1999, o Ministério do Meio Ambiente (MMA).

Os principais instrumentos legais que regem o Licenciamento Ambiental no Brasil são a Lei Federal nº 6.938/81, a Resolução Conama nº 001/86, a Resolução Conama nº 237/97 e a Lei Complementar Federal nº 140/11 (BRASIL, 2016). Dentro desse contexto, o Licenciamento Ambiental surgiu como um instrumento da PNMA, objetivando agir preventivamente sobre a proteção do Meio Ambiente e compatibilizar sua preservação com o desenvolvimento econômico-social.

O Licenciamento Ambiental é regulado pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), órgão normativo e deliberativo do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), pela sua Resolução n° 237/87. O Licenciamento Ambiental para usinas eólicas passou a ser tratado de forma expressa no Brasil a partir de 2001, com a crise energética brasileira. Nesse cenário, foi editada a Resolução CONAMA nº 279/01, que estabelece procedimentos de licenciamento ambiental simplificado para empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental. Foi o primeiro instrumento a alavancar o processo de licenciamento de usinas eólicas, possibilitando rapidez ao processo. Antes dessa resolução,

o licenciamento eólico era baseado nas normas aplicáveis aos demais empreendimentos de energia (GIL, 2014).

3 MÉTODO DA PESQUISA

O presente artigo se caracteriza, quanto ao seu gênero, como pesquisa teórica (DEMO, 2000, p. 20), quanto à natureza, classifica-se como aplicada, e considerando o fator objetivo, a pesquisa caracteriza-se como exploratória, visto que tem como objetivo proporcionar maior familiaridade com o problema, com vistas a torná-lo mais explícito ou a construir hipóteses. Além disso, a pesquisa envolve um levantamento bibliográfico (GIL, 2002). Além disso, classifica-se também como estudo de casos através da análise do licenciamento do Reino Unido e Dinamarca (FONSECA, 2002, p. 33).

O procedimento da pesquisa seguiu três etapas: (i) revisão bibliográfica a respeito dos temas: Sustentabilidade, Desenvolvimento Sustentável, Energia Eólica e Licenciamento Ambiental; (ii) identificação dos processos de Licenciamento Ambiental de usinas eólicas *onshore* no Brasil; (iii) estudos de casos dos países experientes; (iv) análise e identificação de melhores práticas. Para o estudo de caso, foram considerados países da Europa que têm esse mercado desenvolvido – Reino Unido e Dinamarca. Por fim, a partir das informações coletadas e da análise de inter-casos, foi possível estruturar um conjunto de diretrizes e boas práticas para o Licenciamento Ambiental de projetos de usinas eólicas *offshore* do Brasil, por meio da técnica *focus group*.

4 ESTUDOS DE CASOS

4. 1 REINO UNIDO

O Reino Unido é o líder mundial em capacidade de energia eólica offshore instaladas, com 8,1 GW e 39 empreendimentos eólicos, até o final de 2018, representando 44% de todas as instalações em MW. O país possui a capacidade prevista para atingir cerca de 30 GW até 2030 (WINDEUROPE, 2017; WINDEUROPE, 2019b).

No Reino Unido, a Coroa Britânica (The Crown Estate) gerencia o leito do mar em torno da Inglaterra, País de Gales e Irlanda do Norte. Na Escócia, o órgão gerenciador é o The Scottish Crown Estate (TSCE). Como o fundo do mar sob as águas costeiras e offshore do Reino Unido é de propriedade da Coroa, o governo central tem espaço para orientar como isso é explorado, inclusive pela energia eólica offshore. Para a energia eólica offshore, o governo

do Reino Unido identificou áreas do leito marinho que seriam abertas para construção de energia eólica offshore para o processo de arrendamento. Esse processo envolveu a negociação e obtenção de aprovação de partes interessadas importantes (stakeholders) com interesses conflitantes, como pesca, rotas marítimas e militares, agilizando as permissões para desenvolvedores (WWEA, 2018a).

Dessa forma, em 2001, o governo do Reino Unido anunciou a primeira rodada de licitação de energia eólica offshore. Com a rodada 1, o governo emitiu diretrizes sobre o potencial desenvolvimento offshore e os desenvolvedores escolheram as zonas. Alguns estavam localizados relativamente perto da costa e encontravam dificuldades para conseguir o consentimento do planejamento. A rodada 1 foi considerada uma fase de aprendizado. Desde então, foram realizadas mais duas novas rodadas de licitação em 2003 e 2008. Até o final de 2018, trinta e nove parques eólicos offshore foram construídos pelo setor, com a ambição de capacidade operacional do parque eólico offshore de 6,9 GW no final de 2017, para 30 GW na década de 2030 (WWEA, 2018; TCS, 2019).

Para as Rodadas 2 e 3 maiores, o processo de identificação de áreas adequadas foi submetido a uma Avaliação Ambiental Estratégica (SEA) mais detalhada dos possíveis impactos. Na seleção de áreas adequadas, foi feito um trade-off entre o provável custo nivelado de energia (reduzido pela oferta de áreas maiores nas quais se desenvolver) e os impactos ambientais (potencialmente aumentados pela oferta de áreas maiores). No final, concordou-se que algumas restrições mais brandas poderiam ser flexibilizadas na identificação de potenciais áreas de desenvolvimento, a fim de disponibilizar áreas maiores, o que significa que alguns impactos-chave foram adiados para serem avaliados e abordados à medida que projetos específicos surgissem (WWEA, 2018a).

4.1.1 PROCESSO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL

No Reino Unido, os desenvolvedores de projetos eólicos têm a liberdade para escolher onde colocar seu projeto de energia eólica, apesar de haver a criação de políticas que identificam zonas onde os projetos de energia eólica devem ser aceitáveis ou não aceitáveis. Entretanto, é importante notar que os desenvolvedores mantêm a liberdade de decidir se vão ou não situar os parques eólicos dentro dessas zonas. Na maioria dos casos, estar localizado dentro (ou fora) de uma área designada como preferida para o desenvolvimento de energia

eólica não é o suficiente, por si só, para determinar se um pedido deve receber o consentimento (WWEA, 2018a).

O Reino Unido possui dois principais órgãos licenciadores para produção de energia eólica *offshore*: a Coroa Britânica (The Crown Estate) e a Coroa Escocesa (The Crown Estate Scotland). A The Crown Estate gerencia o leito do mar em torno da Inglaterra, País de Gales e Irlanda do Norte. A Lei da Energia de 2004 concede direitos ao TCE de licenciar a geração de energia renovável na plataforma continental dentro da ZEE para 200 milhas. Em 2017, um novo órgão, The Crown Estate Scotland, foi formado para possuir e administrar o fundo do mar em águas territoriais escocesas e áreas adjacentes da ZEE do Reino Unido (TCE, 2019).

Parques eólicos offshore precisam obter a Permissão/Consentimento de Planejamento. O processo de obtenção de consentimento de planejamento para projetos de parques eólicos em zonas específicas continua sendo de responsabilidade do desenvolvedor. Diferentes processos são seguidos em diferentes partes do Reino Unido. Nas águas territoriais da Inglaterra e do País de Gales, qualquer projeto de energia offshore entre 1MW e 100MW é consentido pela Agência Pública especial, a Organização de Gestão Marinha, Marine Management Organisation (MMO) (WWEA, 2018a).

Projetos eólicos offshore de mais de 100MW de capacidade instalada em Inglaterra e no País de Gales são definidos como projetos de infra-estrutura significativos a nível nacional (NSIP) e são examinados pela Inspeção de Planejamento, Planning Inspectorate. A Secretaria de Estado Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial (BEIS) concede ou recusa o consentimento com base em uma recomendação feita pela Inspeção de Planejamento (WWEA, 2018a).

Na Inglaterra, a ordem de Permissão/Consentimento para Desenvolvimento é concedida sob a Lei de Planejamento de 2008, que incorpora vários consentimentos, incluindo uma Licença Marítima e consentimentos onshore. No País de Gales, a Licença Marítima é determinada pela Natural Resources Wales.

Na Escócia, a Marinha Escocesa (Marine Scotland) é a responsável por examinar os pedidos de obras offshore e os Scottish Ministers concedem ou recusam a Permissão/Consentimento de Planejamento por meio do Marine (Scotland) Act de 2010 (até 12 milhas da costa) e Marine and Coastal Access Act 2009 para projetos 12-200 milhas da costa. Um processo simplificado incorpora o consentimento da Seção 36 da Lei de Eletricidade de 1989 em paralelo.

O processo é iniciado com o Pedido de Consentimento de Planejamento. Antes que o processo de consentimento possa começar, o desenvolvedor deve obter um contrato de aluguel do leito do mar pela Coroa Britânica ou da Coroa Escocesa. Esse contrato é concedido por meio de rodadas periódicas de licitação. O arrendamento de leitos marinhos para parques eólicos offshore é gerido pela The Crown Estate por meio de rodadas de licitação que começaram desde os anos 2000, como abordado anteriormente.

Antes do processo de licitação, a seleção de áreas ocorre em duas etapas principais: a primeiro é por meio de um planejamento estratégico de seleção em nível nacional de grandes áreas do leito marinho do Reino Unido, adequadas para o desenvolvimento de energia eólica offshore. Isto é conseguido através da Avaliação Ambiental Estratégica (SEA) (TCE, 2014).

Um guia para elaboração da avaliação do SEA e para permitir o arrendamento futuro de energia renovável para empreendimentos de energia eólica offshore, de ondas e marés e licenciamento é obtido por meio do Offshore Energy Strategic Environmental Assessment (OESEA2) (TCE, 2014).

A segunda ocorre em uma área específica e é conduzida pelo próprio desenvolvedor. Nesse caso, desenvolvedores que solicitarem permissão à The Crown Estate só começarão a trabalhar em projetos específicos naquela área após a licença.

Após a área ser selecionada, vem a etapa I, na qual um Contrato de Arrendamento é concedido pelo TCE ao desenvolvedor com uma opção de área do leito marinho por meio de rodadas de licitação. Para que o empreendedor obtenha a licença, ele deve obedecer às condições de todos os consentimentos estatutários. Durante o período de opção, o desenvolvedor poderá realizar pesquisas e implantar equipamentos de anemometria. No entanto, o desenvolvedor não tem permissão para iniciar a construção de seu desenvolvimento até a menos que todos os consentimentos estatutários e um arrendamento sejam concedidos. Se as condições forem satisfeitas e o desenvolvedor exercer a opção, a The Crown Estate será obrigada a conceder uma locação do fundo do mar ao desenvolvedor (TCE, 2016).

Para grandes projetos eólicos offshore, é necessária uma Avaliação do Impacto Ambiental (EIA), a menos que a autoridade relevante (por exemplo, a Secretaria de Estado da Inglaterra) conceda uma isenção. Um EIA avalia todos os potenciais impactos ambientais de um projeto durante a construção, operação e descomissionamento, e quaisquer medidas de mitigação associadas (WHITE; CASE, 2019b).

Para determinar os impactos ambientais, é realizado um conjunto completo de levantamentos ambientais da localização do parque eólico e seus arredores. Estas pesquisas estabelecem a linha de base para a avaliação e permitem modelagem de impacto a ser realizada. As pesquisas ambientais são uma das primeiras tarefas a serem realizadas em um potencial parque eólico e podem levar dois anos ou mais até que dados suficientes sejam coletados para solicitar o consentimento. Os inquéritos incluem estudos de aves, peixes, mamíferos marinhos e habitats, bem como estudos de navegação marinha, inquéritos socioeconómicos, pesca comercial, arqueologia, análise de ruído, paisagem e visuais (TCE, 2019).

Nos termos da Diretiva Habitats e dos Regulamentos sobre Conservação de Habitats e Espécies 2010 (conforme alterada), os promotores devem considerar os potenciais efeitos sobre os habitats protegidos. Uma Avaliação de Regulamentação de Habitat (HRA) é realizada como parte integrante de um EIA para garantir que um projeto esteja em conformidade com os Regulamentos de Conservação de Habitats e Espécies (2010).

O desenvolvedor precisará realizar todos os estudos técnicos e ambientais necessários para que possa solicitar os consentimentos estatutários exigidos, inclusive o de planejamento. Adquirir a licença para explorar uma zona de desenvolvimento e licença marinha também fazem parte do processo (WWEA, 2018a).

Como parte do processo de consentimento, o desenvolvedor precisará realizar consultas estatutariamente necessárias com as partes interessadas relevantes para avaliar o impacto potencial do desenvolvimento proposto. Isso geralmente inclui consulta a várias organizações diferentes e ao público em geral.

Os pedidos de consentimento deverão incluir detalhes do desenho do projeto, uma Avaliação de Impacto Ambiental (EIA), quando necessário, e evidências de que o desenvolvedor realizou a consulta necessária com as partes interessadas. Quaisquer preocupações sobre o impacto potencial do desenvolvimento proposto devem ser identificadas durante a consulta de pré-aplicação e os desenvolvedores precisarão mostrar como quaisquer preocupações foram levados em consideração no desenvolvimento do projeto. A autoridade de planejamento relevante consultará sobre a solicitação e, posteriormente, determinará - ponderando seus benefícios e efeitos adversos - se um projeto deve ser consentido.

Na Inglaterra e no País de Gales, o órgão regulamentador é a Coroa Britânica. Dependendo do tamanho do projeto, são necessários consentimento de outras autoridades,

como Inspetoria de Planejamento, Organização de Gestão Marinha (MMO) ou ao Natural Resources Wales (NRW).

Na Escócia, de acordo com o guia de licenciamento eólico offshore do Governo Escocês (2018), o The Crown Estate Scotland (TCES) é o gestor do leito marinho, catalisador e parceiro de apoio. A Marine Scotland é o órgão como regulador e também atua como planejamento estratégico marítimo (MSP) de áreas para desenvolvimento de energia eólica offshore, de acordo com considerações ambientais, conformidade regulatória e avaliação de pedidos de consentimento para projetos. A Marine Scotland concede consentimentos para projetos. A TCES concede uma locação do fundo do mar somente quando os consentimentos e outras autorizações necessárias estiverem em vigor. O MSP foi desenvolvido na Escócia para satisfazer os requisitos dos instrumentos jurídicos e políticos da UE, do Reino Unido e da Escócia. A legislação sobre SAE e HRA requer avaliação ambiental para apoiar Planos, Programas e Estratégias Ministeriais.

Uma Avaliação Apropriada (AA) é publicada após a consideração do HRA estratégico levado adiante nas opções do Plano. Além disso, a avaliação socioeconômica também é exigida pela Declaração de Política Marinha do Reino Unido e é necessário consultar adequadamente os Regulamentos de Participação Pública com relação ao planejamento estratégico, programa ou elaboração de estratégias. No caso do Mapeamento de Cenários de Planos Marítimos Setoriais é aplicado de acordo com o Plano Nacional Marinho Escocês para melhor entender os benefícios sociais e econômicos decorrentes dos projetos de desenvolvimento cobertos pelo Plano. Os procedimentos do SEA, HRAs, Social e Econômico (incluindo qualquer relatório de Mapeamento de Cenário disponível) estão sujeitos à consulta pública estatutária, bem como consulta a órgãos estatutários e outras iniciativas de consulta, tanto escritas como verbais, são realizadas para garantir o debate no planejamento. Todo esse procedimento de licenciamento é realizado pela Marine Scotland Licensing Operations Team (MS-LOT), pelo processo one-stop-shop.

Um novo processo de mapeamento de áreas marinhas para desenvolvimento de usinas eólicas que está sendo estudado para ser implementado nos próximos anos é por meio do planejamento de terras marinhas com potencial offshore. Sendo assim, uma outra forma de concessão/licitação de terras será realizada por meio de licitação e aplicação de desenvolvedores nessas potenciais áreas previamente identificadas.

Na etapa I, o desenvolvedor/licitante pode licitar como uma única entidade legal ou em um consórcio de entidades jurídicas. Entretanto, The Crown Estate acabará por celebrar um Contrato de Arrendamento com uma única entidade legal da qual qualquer membro do consórcio. Nesta etapa de pré-qualificação, critérios financeiros são considerados para garantir que um concorrente seja financeiramente credível e capaz.

Na etapa II, é aberto um processo de licitação para desenvolvedores interessados. Os projetos dos licitantes devem cumprir com os parâmetros da licitação. Lances bem-sucedidos são encaminhados para o plano ambiental Plan level Habitats Regulations Assessment (HRA). Este plano inclui informações sobre o projeto e também sobre possíveis planos de mitigação para o projeto. Na IV etapa, passados os estudos e avaliações do projeto, o resultado é a concessão da licença de locação no mar ou arrendamentos, uma vez obtido o consentimento, pela Coroa Britânica.

4.2 DINAMARCA

Em 1991, a Dinamarca se tornou o primeiro país no mundo a levar turbinas eólicas para o mar (DEA, 2017). A Dinamarca tem a maior história com turbinas eólicas *offshore* no mundo. O primeiro parque eólico foi criado em 1991 em Vindeby na parte sul da Dinamarca (PWC, 2017). Até 2018, a Dinamarca ocupava a terceira posição em capacidade de energia eólica *offshore* instaladas na Europa, com 1,3 GW e 14 empreendimentos eólicos (WINDEUROPE, 2019b).

Além disso, a Dinamarca é líder inicial em tecnologia eólica, tanto em políticas de apoio relativamente estáveis e antigas, como em termos de penetração de mercado da energia e da fabricação de aerogeradores (FERREIRA, 2008).

A Dinamarca tem uma longa tradição de estabelecer metas nacionais de energia ambiciosas. Em 2030, as energias renováveis devem cobrir pelo menos metade do consumo total de energia do país. Até 2050, a Dinamarca pretende ser uma sociedade de baixo carbono, independente dos combustíveis fósseis. Por meio do *Danish Energy Agreement* 2012-2020 – Acordo que substitui o *Danish Energy Agreement* de 2008-2012, foi estabelecido um quadro para a política de clima e energia até 2020 e a direção a 2050. O país está se movendo de forma convincente para atender a esses alvos líderes mundiais (IEA, 2017).

4.2.1 PROCESSO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL

A autoridade máxima responsável pelo meio ambiente na Dinamarca é o Ministério do Meio Ambiente, que administra a política ambiental na Dinamarca e é responsável pela elaboração da Legislação Ambiental. O Ministério também é responsável pelas tarefas de pesquisa e administrativas na área de planejamento e proteção ambiental. Os municípios são responsáveis pela supervisão de outras empresas e realizam a maioria das tarefas específicas de regulamentação destinadas ao público. Três agências operam sob o Ministério do Meio Ambiente (THOMSON REUTERS, 2019): Agência de Proteção do Meio Ambiente - The Environmental Protection Agency (EPA), Agência Dinamarquesa de Geodata - The Danish Geodata Agency (DGA), Agência Dinamarquesa da Natureza - The Danish Nature Agency (DNA).

A Lei de Proteção Ambiental (EPA) (Consolidada no Ato nº 879, de 26 de junho de 2010) é a principal Lei Ambiental. A EPA estabelece os objetivos fundamentais de proteção ambiental, os meios para atingir esses objetivos e os princípios administrativos pelos quais a agência opera. O ato é guia geral de enquadramento e, portanto, é complementado com diretrizes e ordens estatutárias elaboradas pela agência e emitidas pelo Ministro do Meio Ambiente. As instalações industriais que causam poluição substancial devem receber uma licença ambiental da autoridade ambiental pertinente. As categorias de atividades sujeitas ao sistema de aprovação estão listadas nos Anexos 1 e 2 à Ordem Estatutária nº. 1454, 20 de dezembro de 2012, que inclui a produção de energia.

Na Dinamarca, a Agência Dinamarquesa de Energia (DEA) é a autoridade competente para planejar e emitir licenças e aprovações de produção para projetos que envolvem a geração de energia eólica offshore. Além dos editais e da aprovação de novos projetos, é realizado um trabalho contínuo com impactos ambientais e localizações futuras. Os locais de instalação de parques eólicos offshore são regulados pela DEA em cooperação com os seguintes outras agências (DMA, 2015): Agência Dinamarquesa de Proteção Ambiental - Danish Environmental Protection Agency (DEPA), Autoridade Marítima Dinamarquesa - Danish Maritime Authority (DMA) e Autoridade Dinamarquesa para o Ambiente de Trabalho - Danish Working Environment Authority (DWEA).

No caso dinamarquês, novos projetos de parques eólicos offshore podem ser estabelecidos de acordo com dois procedimentos diferentes: licitação ou um procedimento de porta aberta (open-door). Os procedimentos foram gradualmente desenvolvidos à medida que foram ganhando experiência nos projetos de energia eólica offshore. O primeiro é um

procedimento de licitação, aquele executado pela Danish Energy Agency (DEA) ou um outro procedimento chamado portas abertas (DEA, 2017; 2019).

No procedimento de licitação do governo, a Agência Dinamarquesa de Energia anuncia uma proposta para um projeto eólico offshore de um tamanho específico dentro de uma área geográfica definida. No procedimento de porta aberta, o desenvolvedor do projeto toma a iniciativa de estabelecer um parque eólico marítimo de um tamanho escolhido em uma área específica. Isto é feito através da apresentação de um pedido de uma licença para realizar investigações preliminares na área em questão (DEA, 2019).

De acordo com DMA (2015), as áreas emitidas a licitação pela DEA são determinadas por um comitê de planejamento espacial. O comitê é encarregado de encontrar os locais apropriados para parques eólicos offshore. O comitê consiste em:

- A DEA no que diz respeito à jurisdição da soberania federal sobre as águas territoriais e da ZEE no que diz respeito à exploração da energia eólica. Assim, a DEA é a autoridade de planejamento e é responsável pela aprovação de turbinas eólicas offshore.
- Energinet.dk com responsabilidade pelo planejamento e construção da rede de transmissão de eletricidade e para garantir acesso aberto e igual a todos os atores do mercado de energia.
- Risø com seu conhecimento especializado em energia eólica e o estabelecimento de critérios para áreas de teste de potência.
- A DMA é responsável pela segurança e proteção da navegação no mar.
- A Naturstyrelsen ou a Agência Dinamarquesa da Natureza (DNA) com responsabilidade pela marinha, natureza conservação e extração de matérias-primas.

O Ministério do Clima, Energia e Edifícios pode iniciar um processo de licitação, designando áreas onde ainda não foi concedida uma autorização de investigação preliminar. Quando uma área tiver sido designada para licitação, já não é possível solicitar uma autorização ao abrigo do procedimento de "porta aberta" nessa área.

Em áreas designadas, investigações preliminares podem ser realizadas por Energinet.dk - os custos devem, no entanto, ser suportados pelo promotor, obtendo uma licença subsequente para o estabelecimento. A licença para estabelecimento pode estabelecer condições para o projeto, abordando impactos ambientais adversos. Uma permissão de operação é concedida a candidatos que preencham as condições estabelecidas numa

investigação preliminar e/ou autorização de estabelecimento. A autorização é concedida por 25 anos e pode ser prorrogada (ANKER; JØRGENSEN, 2015).

Os candidatos são obrigados a realizar uma Avaliação de Impacto Ambiental (EIA). Um desenvolvedor realizará investigações preliminares antes de obter uma licença de investigações preliminares. Neste ponto, a avaliação ambiental aprofundada é realizada. As regras relativas aos relatórios de EIA são descritas em Ordem Executiva nº 815, de 28 de Agosto de 2000, sobre a avaliação do impacto das instalações de produção de eletricidade offshore (DEA, 2006).

Um EIA é necessário em conexão com algumas aplicações para planejamento de aprovação de empreendimentos e projetos específicos. As disposições sobre EIAs estão contidas na Lei de Planejamento, que é complementada pela ordem estatutária nº 1510/2010 sobre avaliações de impacto ambiental. Os EIAs fazem parte do processo de planejamento no nível de planejamento da cidade e são necessários em relação a inúmeras atividades, incluindo a produção de energia.

Os resultados da avaliação ambiental determinam quais medidas de mitigação serão necessárias. Em casos graves, a DEA pode exigir monitoramento ambiental durante a fase ambiental.

A Agência Dinamarquesa de Energia deve conceder três autorizações diferentes antes de poder instalar uma usina eólica ou uma usina piloto no mar. Tanto o processo de licitação como o de portas abertas exigem as mesmas três licenças que serão descritas a seguir, que são concedidas pela Agência Dinamarquesa de Energia, que serve como "one-stop-shop" para o desenvolvedor do projeto, isto é a DEA funciona como ponto único de acesso à assistência em questões relacionadas com todas as autorizações. Ela concede as autorizações requeridas e coordena estas com outras autoridades. As três licenças estão descritas abaixo (DEA, 2019):

- Licença preliminar de estudo: A DEA deve conceder uma permissão de estudo preliminar antes de começar a realizar pesquisas no mar com relação a um possível parque eólico offshore. Essa permissão de pré-estudo, geralmente, tem o período de um ano. Um EIA deve ser enviado à DEA.
- Licença de Estabelecimento: Concedida apenas se investigações preliminares indicarem que o projeto é compatível com os interesses relevantes no mar.
- Licença de Produção de Eletricidade: A DEA dá permissão para o uso da energia (a chamada licença de produção de eletricidade) antes que a usina eólica seja colocada em

operação. Documenta que os termos da permissão de estabelecimento são cumpridos. Essa licença permite a exploração da energia eólica por um certo número de anos e uma aprovação para a produção de eletricidade (dada se as condições da licença para estabelecer o projeto forem mantidas). Uma vez que as três licenças tenham sido obtidas, uma Avaliação de Impacto Ambiental é obrigatória para continuar os trabalhos.

As três licenças são dadas sucessivamente para um projeto específico. Além disso, os requisitos de avaliação ambiental incluem a Avaliação Ambiental Estratégica (SEA) e Avaliação de Impacto Ambiental (EIA), caso se espere que o projeto tenha um impacto ambiental. Até agora, foi necessário realizar um EIA para todos os parques eólicos offshore dinamarqueses existentes.

Embora a aplicação do SEA seja principalmente o nível de planejamento estratégico, o uso de planos de projeto locais para turbinas eólicas na Dinamarca pode levar à aplicação do SEA e EIA nos projetos. Isso pode causar alguma confusão na prática, embora os dois procedimentos possam ser combinados. Quando uma SEA é exigida, um relatório ambiental sobre os efeitos significativos prováveis deve ser preparado pela autoridade competente (ANKER; JØRGENSEN, 2015).

Durante o processo de aprovação, a DEA consulta as outras autoridades relevantes para garantir que todas as condições relevantes sejam colocadas nas licenças. É chamado de processo de aprovação de balcão único, porque o desenvolvedor do projeto só tem contato com a Agência de Energia da Dinamarca.

Um processo de projeto começa com a Agência de Energia da Dinamarca recebendo uma solicitação do desenvolvedor do projeto. Inicialmente, é o pedido de autorização para realizar estudos preliminares na área auto-escolhida (DEA, 2019b).

Por fim, as instalações elétricas no mar podem, por exemplo, afetar áreas internacionais de proteção da natureza (áreas de habitat). Se a DEA considerar que um projeto pode ter um impacto significativo em uma área de habitat, uma avaliação deve ser feita sobre quais efeitos diretos ou indiretos o projeto tem sobre as espécies e habitats que a área de proteção da natureza foi designada (uma avaliação de impacto de habitat). Na maioria dos casos, o desenvolvedor do projeto é responsável pela investigação, mas no caso das propostas, é a Energinet.dk (o TSO dinamarquês), que é responsável pelas investigações.

O Operador Dinamarquês do Sistema de Transmissão (TSO) é responsável pela Avaliação do Impacto Ambiental (EIA); levantamentos geofísicos bem como alguns inquéritos geotécnicos a realizar na fase de planejamento antes da licitação (DEA, 2017).

5 ANÁLISE DOS CASOS E IDENTIFICAÇÃO DAS LIÇÕES APRENDIDAS

Por meio da análise entre os casos, foi possível observar pontos em comum nos processos de Licenciamento Ambiental de parques eólicos offshore, bem como diferenças entre os procedimentos dos países estudados.

O primeiro aspecto observado é que o procedimento de Estudo de Impacto Ambiental é regido por um modelo único de etapas, que é adaptado para cada um dos países, a partir da lei Europeia que rege o EIA. Além disso as Diretivas Habitat e de Aves estão presentes em ambos os países.

O MSP é uma realidade presente no Reino Unido e faz parte de um projeto europeu para que os países possam explorar proativamente as áreas favoráveis e não favoráveis para instalação de usinas eólicas offshore.

Na Dinamarca, existe a predominância de apenas uma instituição regulamentadora, processo este conhecido como “One-stop-shop”. Este modelo consiste em uma única agência que conduz o processo de regulamentação e concessão de todas as licenças inerente ao projeto do parque eólico. Isso permite ao desenvolvedor uma maior facilidade no processo devido à redução dos trâmites envolvendo outras agências regulamentadoras. É possível observar que estas agências fazem, durante o processo, consultas com as partes interessadas bem como consultas públicas para a aprovação das licenças. As consultas à população são pontos em comum entre todos os países estudados.

A etapa da consulta pública é um procedimento presente em ambos os países e, em alguns casos, chega a ocorrer mais de uma vez. Nesse sentido, a consulta da população e das autoridades envolvidas é importante para que os projetos de usinas eólicas offshore possam abranger todas as partes interessadas.

Reino Unido e Dinamarca possuem em comum o procedimento de abertura de licitação para convite de licitantes à participação do processo para utilização da área marítima para produção de energia. Em todos os países, seus respectivos órgãos licenciadores determinam o escopo do EIA, a depender do porte do projeto no qual há submissão de permissão.

Por fim, a Dinamarca possui o regime de licenciamento de áreas pelo procedimento de Portas Abertas, onde o próprio empreendedor escolhe a área a ser explorada e submete à permissão de autorização do órgão regulamentador competente. O Quadro 1 mostra uma sucinta comparação dos principais aspectos do Licenciamento Ambiental dos dois casos analisados.

Quadro 1 - Quadro simplificado dos parâmetros de licenciamento ambiental WOE dos países estudados

País		Órgão licenciador	Parâmetro adotado para o porte do empreendimento	Licenças Ambientais / Permissões	Requisitos de Avaliação Ambiental	Principais Instrumentos Normativos
Reino Unido	Inglaterra	TCS / Planning Inspectorate e MMO	<100MW MMO >100MW Planning Inspectorate e Secretário do Estado	Consentimento de planejamento > Licença Marinha > Licença para explorar uma zona de desenvolvimento	- EIS - EIA - HRA	- Electricity Act 1989 - UK Energy Act 2004 - Lei de Planejamento de 2008 (Planning Act 2008) - Marine and Coastal Access Act 2009 - Diretiva Habitat e a Diretiva Aves - United Kingdom Offshore Energy Strategic Environmental Assessment (OESEA)
	Escócia	Scottish Crown State / Marine Scotland	Marine (Scotland) Act de 2010 (até 12nm da costa) e Marine and Coastal Access Act 2009 para projetos entre 12-200 nm da costa.	Consentimento de planejamento > Licença Marinha > Licença para explorar uma zona de desenvolvimento	- EIA - HRA	- Electricity Act 1989 - UK Energy Act 2004 - Marine (Scotland) Act de 2010 - Marine and Coastal Access Act 2009 - Electricity Act 1989 - Environmental Assessment (Scotland) Act 2005 - Diretiva Habitat e a Diretiva Aves - The Conservation of Offshore Marine Habitats and Species Regulations 2017
	País de Gales	Natural Resources Wales (NRW) e MMO	<100MW MMO/NRW	Consentimento de planejamento > Licença Marinha > Licença para explorar uma zona de desenvolvimento	- EIA - HRA	- Electricity Act 1989 - UK Energy Act 2004 - Lei de Planejamento de 2008 (Planning Act 2008) - Marine and Coastal Access Act 2009 - Diretiva Habitat e a Diretiva Aves - United Kingdom Offshore Energy Strategic Environmental Assessment (OESEA)
Dinamarca		DEA	Critérios da DEA de acordo com o estudo preliminar da área.	Licença investigações preliminares > Aprovação EIA > Licença para Instalação de turbinas eólicas > Licença para geração de eletricidade	- EIA - Avaliação Ambiental Estratégica (SEA); - Avaliação de Impacto de Habitat.	- Lei de Proteção Ambiental - Lei de Promoção de Energias Renováveis - Promotion of Renewable Energy Act1, de 2008. - Ordem Executiva no 68, de 26 de janeiro de 2012.

Fonte: Elaboração própria (2019).

Ressalta-se que esta sistematização não esgota o universo de normas utilizadas para realização dos processos de licenciamento e autorizações para intervenção ambiental, podendo existir outros não apontados neste quadro.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A preocupação crescente com a redução de emissões de CO_2 ao meio ambiente impulsiona os países a investirem em fontes renováveis. O amplo recurso eólico marítimo brasileiro pode ajudar na diversificação da matriz energética brasileira. É importante o estabelecimento de um Licenciamento Ambiental previamente para consolidar a redução de impactos negativos ao meio ambiente, já que este é um dos pré-requisitos para instalação de usinas eólicas *offshore* no Brasil. Por meio dele, o Poder Público estabelece condições e limites ao exercício de determinada atividade. Assim, dada a importância do licenciamento ambiental, este artigo teve como objetivo propor diretrizes e boas práticas para o Licenciamento Ambiental na instalação de usinas eólicas offshore no Brasil advindas das lições aprendidas a partir dos países experientes Reino Unido e Dinamarca.

Foram analisados os procedimentos de licenciamento ambiental dos países acima citados e levantados aspectos que podem ser considerados como lições aprendidas para a implementação deste mercado no Brasil. Em resposta à questão levantada na introdução, sobre "Quais diretrizes e boas práticas de Licenciamento Ambiental o Brasil deve considerar para os empreendimentos de energia eólica *offshore,* considerando a experiência dos países que implementaram esta fonte de energia?", no estudo foram identificadas os seguintes: (i) Estabelecimento de metas ambiciosas de produção energia eólica offshore; (ii) Mapeamento de Zonas Marinhas (iii) Adoção do sistema "One-stop-shop" ou simplesmente minimização das instituições envolvidas no processo; (iv) Definição de um Órgão Operador de Rede Eólica Offshore; (v) Elaboração de Estudos Ambientais Estratégicos; (vi) Adoção dos regimes de concessão de terras marítimas de Portas Abertas e Licitação; (vii) Consulta aos Stakeholders; (viii) Elaboração de um Guia de Procedimentos de Licenciamento Ambiental para instalação de usinas eólicas offshore; (ix) Estudos de Impactos Ambientais conforme grau de poluição e impacto e (x) destinação de porcentagem dos lucros da usina para a população local.

As melhores práticas utilizadas aqui como proposta para o Brasil também podem ser analisadas e utilizadas em outros países com potencial que também estão desenvolvendo esse mercado. Por fim, este trabalho possui uma abordagem teórica prévia, uma vez que se trata de um tema complexo e que deve ser analisado detalhadamente. Nesse sentido, recomenda-se para futuros temas de pesquisa o detalhamento de cada fase das diretrizes propostas, além de comparar esse modelo com o de países como Portugal, EUA, Espanha e China.

REFERÊNCIAS

ANKER, H. T.; JØRGENSEN, M. L. Mapeamento do quadro legal para a localização de turbinas eólicas - Dinamarca. **IFRO Report.** Frederiksberg: Department of Food and Resource Economics, University of Copenhagen, n. 239, 2015. Disponível em: <http://static-curis.ku.dk/portal/files/143884872/IFRO_report_239.pdf>. Acesso em 04 abr. 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (Brasil). **Eólica já é a segunda fonte da matriz elétrica brasileira com 15 GW de capacidade instalada.** São Paulo: ABEEólica, 2019. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/noticias/eolica-ja-e-a-segunda-fonte-da-matriz-eletrica-brasileira-com-15-gw-de-capacidade-instalada/>. Acesso em 13 abr. 2019.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Procedimentos de Licenciamento Ambiental do Brasil. **Portal Nacional de Licenciamento Ambiental.** Brasília: PNLA, 2016. Disponível em: <http://pnla.mma.gov.br/images/2018/08/VERS%C3%83O-FINAL-E-BOOK-Procedimentos-do-Lincenciamento-Ambiental-WEB.pdf>. Acesso em 04 abr. 2019.

CROWN ESTATE SCOTLAND (Escócia). New offshore wind leasing for Scotland. Edinburgh: CES, mai., 2018. Disponível em: https://www.crownestatescotland.com/bundles/app/downloads/5b0167c3d4463_Offshore%20Wind%20Discussion%20Document%20-%20May%202018.pdf. Acesso em: 13 mai. 2019.

DANISH ENERGY AUTHORITY (Dinamarca). **Offshore Wind Farms and the Environment:** Danish Experiences from Horns Rev and Nysted. Copenhagen: DEA, 2006. Disponível em: <https://naturstyrelsen.dk/media/nst/Attachments/havvindm_korr_16nov_UK.pdf>. Acesso em 04 abr. 2019.

DANISH ENERGY AGENCY (Dinamarca). Ministério de Energia, Abastecimento e Clima. **Danish Experiences from Offshore Wind Development.** Copenhagen K: DEA, 2017. 36 p. Disponível em: <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/offshore_wind_development_0.pdf>. Acesso em: 26 mai. 2018.

DANISH ENERGY AGENCY (Dinamarca). Ministério de Energia, Abastecimento e Clima. **Aprovação de parques eólicos offshore**. Esbjerg: DEA, 2019a. Disponível em: <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/godkendelse-af-havvindmoelleparker>. Acesso em 25 mai. 2019.

DANISH ENERGY AGENCY (Dinamarca). Ministério de Energia, Abastecimento e Clima. **Informações para desenvolvedores de projetos sobre o esquema de portas abertas.** Esbjerg: DEA, 2019b. Disponível em: <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/aaben-doer-ordningen-havvindmoeller/information-projektudviklere-om-aaben>. Acesso em 25 mai. 2019.

DANISH MARITIME AUTHORITY (Dinamarca). Summary **Report on North Sea Regulations and Standards:** Review of Maritime and Offshore Regulations and Standards for Offshore Wind. Korsør: DMA, 2015. 40 p. Disponível em: <https://www.dma.dk/Documents/Publikationer/ReportOnNorthSeaRegulationAndStandards.pdf>. Acesso em: 14 ago. 2018.

DEMO, P**. Metodologia do conhecimento científico.** São Paulo: Atlas, 2000.

FERREIRA, H. T. **Energia Eólica:** Barreiras a sua participação no setor elétrico brasileiro. 111f. 2008. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/producao/2008/Teses/HenriqueTavares.pdf>. Acesso em: 31 mar. 2019.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa.** 4a ed. São Paulo: Atlas, 2002.

GIL, L. O avanço das eólicas e a situação do licenciamento ambiental no Brasil. **Brasil Energia,** n. 398, jan. 2014. Disponível em: <http://www.bicharalaw.com.br/midia/LGF_janeiro.pdf>. Acesso em: 25 abr. 2019.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (Bélgica). **Annual Global Wind Report 2018.** Bruxelas: GWEC, abr., 2019. Disponível em <https://gwec.net/global-wind-report-2018/>. Acesso em: 23 mar. 2019.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (Bélgica). **GWEC Data Release – Global:** Midia Kit. 2019. Disponível em: <https://bit.ly/2TcSdCI>. Acesso em: 23 mar. 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (Dinamarca). **Danish Energy Agreement for 2008-2011.** Dinamarca: IEA, 2011. Disponível em: <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/denmark/name-24487-en.php>. Acesso em: 09 out. 2018.

IRENA. **30 years of policies for wind energy:** Lessons from 12 Wind Energy Markets. Abu Dhabi: IRENA, 2013. Disponível em: <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/GWEC_WindReport_All_web%20display.pdf>. Acesso em: 24 mar. 2019.

IRENA. **Global Energy Transformation:** A roadmap to 2050. Abu Dhabi: IRENA, 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>. Acesso em: 24 mar. 2019.

PINTO, L. I. C.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. Social and environmental impacts of the Brazilian wind energy market. **Ambiente e Água - An Interdisciplinary Journal of Applied Science**, [S.l.], v. 12, n. 6, p. 1082-1100, nov. 2017. ISSN 1980-993X. Disponível em: <http://www.ambi-agua.net/seer/index.php/ambi-agua/article/view/1988>. Acesso em: 24 mar. 2019.

PWC. Unlocking Europe's offshore wind potential 2017. Amsterdam: PwC, 2017. 42 p. Disponível em: <https://blogs.pwc.de/oeffentlicher-sektor-zukunft-gestalten/files/2017/03/Offshore_Wind.pdf>. Acesso em: 11 out. 2018.

SANTOS, M.A.T.; GONZÁLEZ, M. O. A. Factors that influence the performance of wind farms. Renewable Energy. v. 135, p. 643-651, 2019.

SILVA, A. R. Energia eólica em alto mar: distribuição de recursos e complementaridade hídrica. 2015. 57 f. Tese (Doutorado em Ciências Climáticas) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

THE CROWN ESTATE (Reino Unido). **Guia para um parque eólico offshore:** Atualizado e ampliado. Swindon: TCE, 2019. Disponível em: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/2861/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf>. Acesso em 04 abr. 2019.

THOMSON REUTERS (Dinamarca). **Legislação e prática ambiental na Dinamarca:** visão geral. London: Thomson Reuters Practical Law, 2019. Disponível em: <https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-522-0619?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&comp=pluk&bhcp=1#co_anchor_a373992 >. Acesso em 13 abr. 2019.

WINDEUROPE. **Offshore Wind in Europe:** Key trends and statistics 2017. Bruxelas: WindEurope, 2018a. 37 p. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2017.pdf>. Acesso em: 11 mai. 2018.

WINDEUROPE. **Why offshore wind is essential to the fight against climate change.** Bruxelas: WindEurope, Mai., 2019c. Disponível em: <https://windeurope.org/newsroom/news/why-offshore-wind-is-essential-to-the-fight-against-climate-change/>. Acesso em 25 mai. 2019.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION (Reino Unido). **WWEA Policy Paper Series:** United Kingdom. Bonn: WWEA, abr., 2018a. Disponível em: <https://www.wwindea.org/wp-content/uploads/2018/06/UK_full.pdf>. Acesso em 25 mai. 2019.

Brazil windpower 2020

RADAR SOLUTIONS FOR CONFLICTS BETWEEN WIND ENERGY TECHNOLOGIES AND BIRDS

Fernando Rocha (Radiomar), Ricardo Tomé (Strix), Filipe Canário (Strix), Alexandre H. Leitão (Strix), Nadine Pires (Strix) and Miguel Repas (Strix)

Abstract:

Wind farms may impact negatively on birds, especially causing mortality resulting from collisions with turbines. Collision risk is typically increased when wind farms are installed in migratory flyways for soaring birds (e.g. raptors). The fact that some of the most wind productive areas overlap with flyways triggered the evolution of innovative measures aiming to mitigate collision impacts, in particular RASOD - Radar Assisted Shutdown on Demand, consisting in temporarily shutting down turbines when pre-defined risk criteria detected by visual observation and radar tracking are met. We present the results of the implementation of this measure in the 50 MW BSJ wind farm in Portugal and the 200 MW GEZ wind farm in Egypt. Both are installed in important migratory corridors for soaring birds: BSJ is crossed by nearly 5,000 individuals every autumn, whereas almost 400,000 birds occur in GEZ during spring. RASOD has proved extremely successful, rendering very low mortality of soaring birds in both cases since the beginning of their operation. Moreover, total equivalent shutdown periods were very small (BSJ: 14 h – 105h; GEZ: 3h – 4h) representing negligible production losses (0.04 to 0.15% of the equivalent hours in a year's wind farm activity). Results of RASOD improved over time as result of cumulative experience and adaptive management. We further discuss possibilities for improvements and what could be the future applications in Brazil.

This paper will be an updated version with novel information and results from 2015-2020 of an initial study (please see attached document) published in J. Köppel (ed.), Wind Energy and Wildlife Interactions. © Springer International Publishing AG 2017.

Radar Assisted Shutdown on Demand Ensures Zero Soaring Bird Mortality at a Wind Farm Located in a Migratory Flyway

Ricardo Tomé, Filipe Canário, Alexandre H. Leitão, Nadine Pires and Miguel Repas

Abstract Wind energy is considered a clean energy source, but produces negative impacts regarding avian mortality. The Barão de São João wind farm in Portugal's Sagres region is part of an important migratory flyway, crossed by 5000 individuals of 30 soaring bird species every autumn. The wind farm's licensing was conditioned to the implementation of rigorous mitigation procedures, namely a Radar Assisted Shutdown on Demand (RASOD) protocol to reduce the probability of bird casualties. A security perimeter with observers was aided by a radar system, detecting soaring birds approaching the wind farm. Turbines were to be turned-off when pre-defined criteria of intense migration or presence of threatened species were met. Turbine shutdown was operated by the wind farm staff after a request from the monitoring team (MT), or directly by the MT. Of the soaring birds crossing the wind farm, 55% were recorded at altitudes associated with high collision risk. However, due to RASOD, no soaring birds died from collisions during five consecutive autumns. The average annual shutdown period decreased continuously after the first year (105 h) reaching only 15 h when the MT was given direct access to shut down operations through SCADA (the remote system to monitor and control wind turbines). Shutdown period corresponded only to 0.2–1.2% of the equivalent hours in a year's wind farm activity. The use of radar, direct access to SCADA and cumulative experience by the MT improved the procedure's efficiency, allowing better judgments on the application of shutdown orders. Our results indicate that RASOD may be an essential tool in reconciling wind energy production with the conservation of soaring birds.

Keywords Shutdown · Wind farm · Turbine shutdown · Collision risk · Radar · Soaring birds

R. Tomé (✉) · F. Canário · A.H. Leitão · N. Pires · M. Repas
STRIX, Carcavelos, Portugal
e-mail: ricardo.tome@strix.pt

© Springer International Publishing AG 2017

J. Köppel (ed.), *Wind Energy and Wildlife Interactions*,
DOI 10.1007/978-3-319-51272-3_7

Introduction

Growing concerns about climate change led nations to reduce greenhouse gas emissions by increasing the use of energy from renewable sources. This, along with decreasing costs associated with wind energy production led to a proliferation of wind farms around the world (Redlinger et al. 2002; Kaldellis and Zafirakis 2011).

However, wind farms may have adverse effects on birds (Orloff and Flannery 1992; de Lucas et al. 2008). The main potential hazards of wind farm construction and operation are loss of habitat, disturbance (Drewitt and Langston 2006; Dahl et al. 2012), and mortality resulting from collisions with turbines and associated power lines (Orloff and Flannery 1992; Drewitt and Langston 2006; Thelander and Smallwood 2007).

Although recorded casualties differ widely between wind farms, large soaring birds seem particularly vulnerable to collisions (Lekuona and Ursúa 2007; de Lucas et al. 2012; Ferrer et al. 2012). Although results regarding population level impacts are usually inconsistent (Kuvlesky et al. 2007), for species of conservation concern (especially those with low reproductive rates) even small increases in mortality may be significant (Dahl et al. 2012; Bellebaum et al. 2013). The problem increases if wind farms are located in areas with high concentrations of individuals such as migratory flyways and bottlenecks.

The Western African-Eurasian flyway has a major bottleneck site for soaring birds at the Strait of Gibraltar (Bernis 1980; Finlayson 1992; Zalles and Bildstein 2000). Some hundred thousand soaring birds cross this area each spring and autumn (Zalles and Bildstein 2000; de la Cruz et al. 2011). A portion of these birds (mainly juveniles and immatures) apparently fails to reach or cross the Strait on a first attempt, ending up in the Sagres region, the south-westernmost point of mainland Portugal and Europe (e.g. Mellone et al. 2011). Each autumn around 5000 soaring birds reach this region, which is also an important migration site for other species (Moreau and Monk 1957; Canário et al. 2012; Tomé et al. 1998).

Some birds of prey, which do not depend so much on thermals, may attempt to cross directly to Africa at this point (Strandberg et al. 2009; Vardanis et al. 2011). However, almost all soaring birds that are seen entering the Sagres area in their autumnal migration are observed later leaving the area (Tomé et al. 1998). Spring migration of soaring birds is negligible in this area.

This important bottleneck site is also the area of Portugal with the highest wind resource (Costa 2004). At present, nine wind farms with a total of 75 turbines have been installed in the region, with a total capacity of 138.5 MW. A few more are planned, thus creating a conflict between wind energy production and soaring bird conservation.

Although thorough pre-construction studies and strategic environmental impact assessment is the most effective way to reduce bird collisions with wind turbines (Drewitt and Langston 2006; Bright et al. 2006), mitigation measures aiming to reduce impacts on birds at wind farms have been applied occasionally. However, so far there is no conclusive evidence of their effectiveness (Drewitt and Langston 2006;

Johnson et al. 2008; Marques et al. 2014). Possibly, the main exception is the turbine shutdown on demand protocol, which has been applied in a few wind farms in southern Spain since 2008, producing encouraging results (de Lucas et al. 2012). This paper describes the application of a radar assisted shutdown on demand (RASOD) mitigation procedure implemented at the largest wind farm in the Sagres region, and its results on soaring bird mortality and wind energy production.

Methods

Study Area

The Barão de São João wind farm (hereafter designated as BSJ wind farm; Fig. 1) is located in a forest area in south-western Portugal (37° 08′N and 8° 48′W), in the Algarve region. The wind farm is composed of 25 turbines with an installed

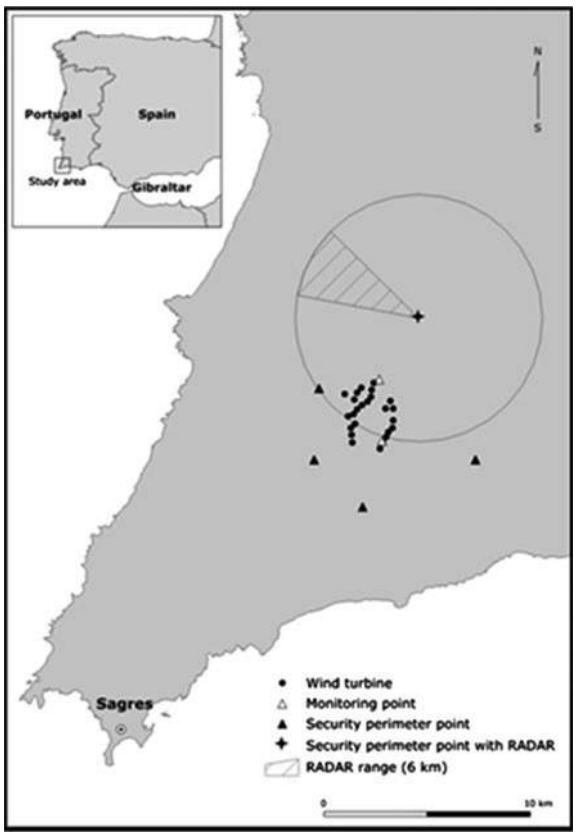


Fig. 1 Study area location and location of monitoring vantage points at the wind farm and at the security perimeter

capacity of 50 MW, being the largest wind farm in southern Portugal. The turbine blades swept area ranges from 35 to 125 m, and distances between turbines ranges from 273 to 539 m. This wind farm commenced operation in 2010. Because of its location in a sensitive area regarding soaring bird migration, the wind farm's licensing was conditioned to the development of extensive monitoring programs and to the implementation of mitigation procedures, namely a RASOD protocol.

Data Collection and Shutdown Protocol

Monitoring of soaring bird migration and mitigation programs have been conducted annually since 2010, from August 15 to November 30 (108 days). Results presented in this paper were collected from 2010 to 2014. Monitoring consisted of observations from two vantage points (VPs) located within the wind farm area (Fig. 1). In each of these points an observer equipped with binoculars and telescope recorded and accurately mapped every soaring bird detected (raptor, stork or raven *Corvus corax*). Both observers were in constant communication to avoid double counts. Monitoring took place simultaneously from approximately 9:00 to 6:00 PM (average daily duration: 6 h 52 min).

In order to characterize bird migration within the wind farm, the total number of individual soaring birds crossing the wind farm area was calculated for each species. This result did not have a direct correspondence with the actual number of soaring birds that occur in the region, since most birds crossing the wind farm were heading towards Sagres area, and then were detected once again leaving the area. Furthermore, some birds stay in the region for more than one day, being recorded more than once. In addition the number of movements recorded was used as another variable to describe migration patterns. A single movement could either be an individual or a flock (independent of the number of birds). The flight altitudes were estimated in five different classes: (1) <20 m, (2) 20–60 m, (3) 60–100 m, (4) 100–200 m, (5) >200 m. Classes (2)–(4) were considered to be of high collision risk.

Additionally, five more VPs located at 1.4–4.5 km from the wind farm central area constituted a security perimeter around it (Fig. 1). In one of these points (hereafter designated as radar point) an X-band marine radar was used (9410 MHz, 25 kW) to increase detection probability and the ability to follow approaching soaring birds at a larger distance. The radar was operated in horizontal mode with the range usually set at 6–8 km.

Observations from all security perimeter VPs took place from 15 September to 15 November, corresponding to the core migratory period. For the remaining period the number of active VPs varied. The radar point was active throughout the whole season in 2010 and only during the core periods onwards. Every observer was equipped with a walkie-talkie, ensuring communication between all VPs. Whenever soaring birds were at risk, the fieldwork coordinator decided whether or not some or

all the turbines must be shut down and also when it was safe to turn them on again. This decision was based upon the following shutdown criteria, from the Environmental Impact Statement, taking also into account the information received from the other observers:

A—Intense migratory flux of soaring birds—whenever 10 or more migratory soaring birds were detected in one day near the wind farm area or heading towards it;

B—Flocks of migrating soaring birds—whenever flocks (three or more individuals) of migratory soaring birds were detected near the wind farm area or heading towards it at flight altitudes involving high collision risk;

C—Threatened soaring bird species—whenever birds belonging to the following species were detected in the wind farm area or heading towards it at flight altitudes involving high collision risk: black stork *Ciconia nigra*, cinereous vulture *Aegypius monachus*, golden eagle *Aquila chrysaetos*, Spanish imperial eagle *Aquila adalberti*, Bonelli's eagle *Aquila fasciata*, osprey *Pandion haliaetus* and lesser kestrel *Falco naumanni.*

D—Imminent collision risk—even when the previous criteria were not met, one or more turbines should be shutdown whenever there was an imminent risk of collision of a migratory soaring bird with one of the turbines.

From 2010 to 2012 turbine shutdown and restart orders were communicated via cell phone between the fieldwork coordinator and the wind farm technician responsible for the shutdown procedure. In 2013 and 2014 wind turbines were shut down directly by the field monitoring team through direct access to the SCADA system using an internet connection. The wind farms SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) is a system that provides real-time access and management of individual wind turbines and wind farms. This system allows users to monitor and control one or more wind turbines remotely, thus controlling e.g. shutdown and restart of wind turbines.

The duration of the shutdown periods was not defined a priori, depending on the verification of the criteria. During the shutdown period the team evaluated the prevalence of the conditions that triggered the application of the criteria and decided accordingly, determining the restart of some or all the turbines. Application of the criteria was not strict, since the fieldwork coordinator judged the risk level based on his/her experience. Often, shutdown orders were associated to the verification of more than one criterion.

Information regarding the relative importance of different vantage points in determining the verification of shutdown criteria started to be collected in 2011. Only the information collected between 2011 and 2014 and from 15 September to 15 November was used in the analyses.

Mortality searches were performed at each turbine every two weeks from August to February and monthly in the remaining months. Daily wind speed was also registered and correlated with RASOD operational results, namely shutdown periods. In order to standardise shutdown periods in each operation, the equivalent

shutdown period was calculated, by multiplying each stoppage period by the proportion of turbines that were actually turned off.

Results

Bird Migration

The number of soaring bird species observed at the BSJ wind farm each year was close to 30 (Table 1). Several globally threatened species (IUCN 2015) were recorded, such as the Egyptian vulture *Neophron percnopterus*, Rueppell's vulture *Gyps rueppellii* and Spanish imperial eagle, as well as other that are near threatened at a global level, such as the cinereous vulture, the red kite *Milvus milvus* and the pallid harrier *Circus macrourus*. The annual number of movements ranged between 2658 and 3446, whereas the number of individuals counted ranged from a minimum of 8995, in 2014, to a maximum of 26,543 in 2010. The average number of birds counted annually was 18,300 (±6073) (Table 1). The species that accounted for the majority of movements was the short-toed-eagle (25.7% of the total number of movements). On the other hand, the most abundant species was the griffon vulture, which accounted for 77.8% of the total number of individuals counted between 2010 and 2014.

Collision Risk

Nearly three quarters (72%) of the observed movements were registered at height classes involving high collision risk. The proportion of movements observed in each of these three classes was very similar (Fig. 2).

Table 1 Number of soaring bird species, soaring bird movements and soaring bird individuals observed between 2010 and 2014

Year	Number of soaring bird species	Number of movements	Number of soaring birds
2010	28	2824	26,543
2011	30	2658	14,964
2012	28	3446	22,629
2013	28	3225	18,367
2014	27	2859	8995
Average	28	3002	18,300

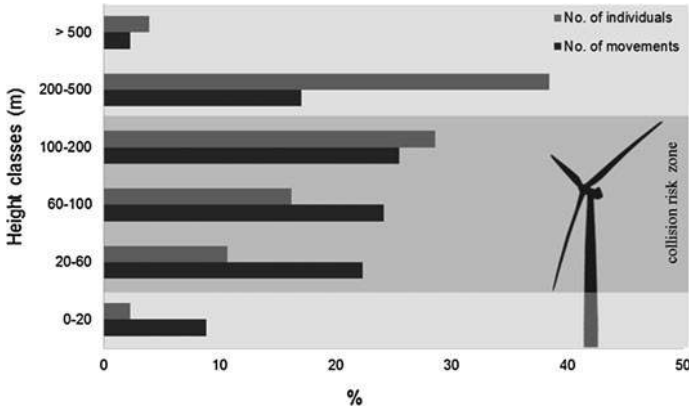


Fig. 2 Proportion of soaring bird movements (n = 14,892) and individuals (n = 89,458) observed at each flight height class during 2010–2014

Table 2 Proportion of the number of movements of soaring birds (n = 314) and of the number of soaring birds (n = 1958) that were detected flying at collision risk heights closer than 45 m from the turbines while the turbines were active or idle/stopped on account of wind absence or of the RASOD procedure

	% No. movements	% No. individuals
Turbines active	63.7	14.4
Turbines idle: no wind	10.5	2.2
Turbines stopped: RASOD	25.8	83.4

Regarding the number of individuals, the largest proportion was detected at the 200–500 m height class (38.4% of the total number of individuals; Fig. 2). Nevertheless, more than half (55.4%) of the total number of individuals flew over the wind farm area at high collision risk heights (Fig. 2).

Yearly, several dozens of soaring birds have been observed flying at height classes covered by the turbine's blades swept area and in close proximity to the wind turbines. In total, from 2010 to 2014, 314 of these movements occurred at 45 m (a blade's length) or less from the turbine's rotors (hereafter designated as 'high risk movements'). The number of individuals involved in those high risk movements reached 1958. The majority of the high risk movements occurred while the turbines were functioning, a quarter when they were stopped following a RASOD procedure, and a tenth when they were idle due to the absence of wind (Table 2).

Considering the number of individuals, the large majority of the soaring birds that crossed the area performing high risk movements did so when turbines had been shut down on the account of RASOD (Table 2). Of the 282 individuals (14.4%) involved in high risk movements when the turbines were active, only four belonged to endangered species which corresponds to a shutdown criteria (three Ospreys and one Black stork).

Mortality

Throughout the first five years of the operational phase of the BSJ wind farm no mortality of soaring birds was observed during the monitoring and surveillance activities or detected in the carcass searches conducted during the period in which the shutdown-on-demand procedure was applied. Nonetheless, non-soaring bird species, not targeted by the design and application of the shutdown on demand procedure, were affected by collisions with the wind turbines. In fact, eight carcasses belonging to seven non-soaring birds were detected during carcass searches after presumably having collided with the wind turbines. Additionally, the carcasses of four soaring birds—one griffon vulture, one common buzzard *Buteo buteo* and two Eurasian kestrels *Falco tinnunculus*—were found dead out of the autumn migration monitoring and surveillance period.

RASOD Application

Operational Results

The number of days in which at least one turbine shutdown operation was applied remained relatively unaltered throughout the five year period (Fig. 3a). Between 2010 and 2013 shutdown operations were ordered in 31–36 days, and only in 2014 this number decreased to 23. Therefore, and considering the overall duration of the annual period of RASOD application (108 days), shutdown operations were performed in 21% (2014) to 33% (2010, 2011 and 2013) of the days included in that period.

The annual number of shutdown operations (irrespectively of the number of turbines involved) decreased constantly from 2010 (74 shutdowns) to 2014 (30 shutdowns), with the single exception of 2013, when 64 shutdown operations were performed (Fig. 3b). Overall, on average at least one turbine was ordered to be shut down on 56 occasions per year (average 0.5 shutdown orders/day).

The average time it took since a shutdown order was given until the selected turbines became idle decreased markedly and successively from 4.5 min in 2010 to 24 s in 2014 (Fig. 3c). The annual total equivalent shutdown period decreased similarly, varying from 104 h 45 min in 2010 to 15 h 7 min in 2014 (Fig. 3d). Overall, the average annual equivalent shutdown period was 64 h 20 min, corresponding to 2.5% of the equivalent hours of the monitoring period and 0.7% of the equivalent hours in a year's wind farm activity.

The proportion of the overall shutdown period in each class of average daily wind speed followed approximately the distribution of the proportion of number of days in each class (Fig. 4). Yet, the highest proportion (30%) of shutdown hours was registered in the 5-6 m^{s-1} wind class, whilst the most available wind class was 4–5 m^{s-1}. Overall, 41% of the summed equivalent shutdown period during the five years happened in days with low (0–5 m^{s-1}) average wind speed.

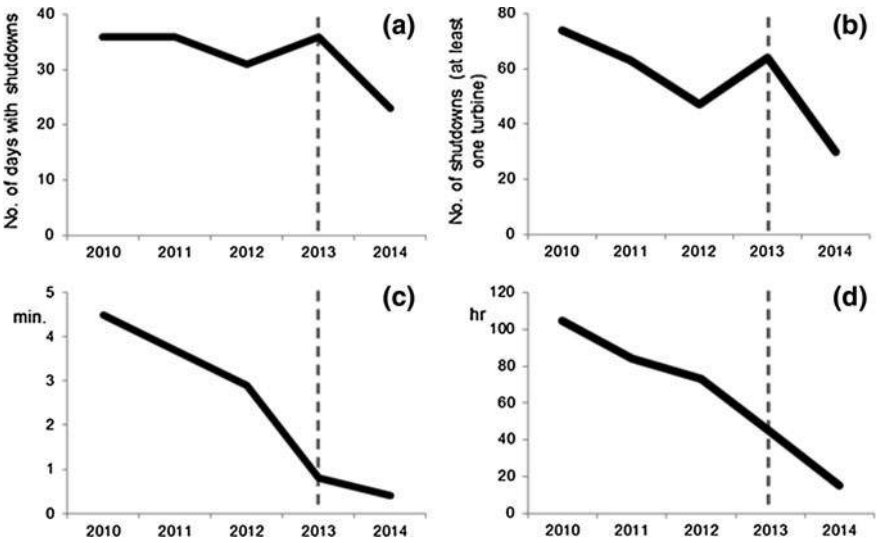


Fig. 3 **a** Number of days in which at least one turbine was shut down. **b** Number of shutdown periods (involving at least one turbine). **c** Average time until turbine shutdown after the order. **d** Total equivalent shutdown period; (*dashed line* represents the moment from which the field team accessed directly the SCADA system)

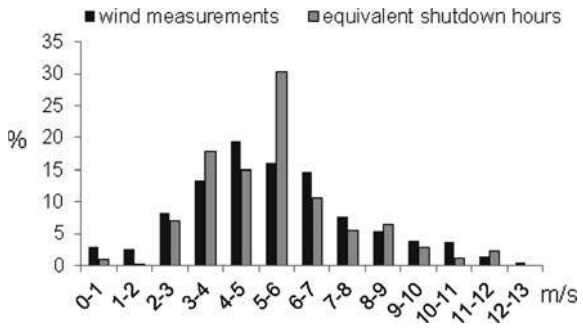


Fig. 4 Distribution of the proportions of the average annual number of days and of the equivalent shutdown hours, according to wind speed classes during 2010–2014

Shutdown Criteria

In most of the cases more than one shutdown criterion was verified simultaneously. The most frequently used criterion was "flocks of migratory soaring birds", followed by "intense migratory flux of soaring birds" and "threatened soaring bird species". The criterion of "imminent collision risk" was used on very few occasions

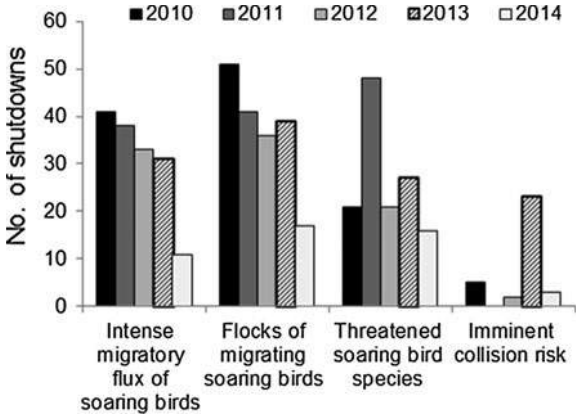


Fig. 5 Number of shutdown orders involving each of the criteria in different years (several shutdowns involved more than one criterion)

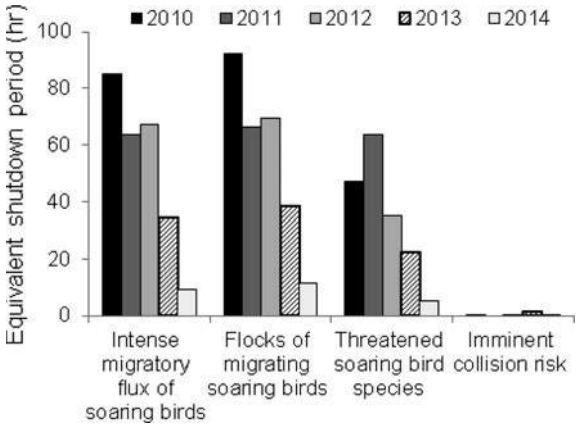


Fig. 6 Equivalent shutdown period resulting from the application of each criterion in different years (several shutdowns involved more than one criterion)

(Fig. 5). A similar pattern for the relative importance of the different criteria was obtained regarding the equivalent shutdown period. It should be noted that the application of "imminent collision risk" criterion was negligible in terms of shutdown duration (Fig. 6).

A great diversity of soaring bird species was included in the criteria that triggered turbine shutdown procedures. However, on average more than half (51.4%) of the yearly equivalent shutdown period involved exclusively or partially the occurrence of Griffon vultures (Fig. 7). The second species frequently associated to shutdown periods was the Black stork, whose occurrence was related to over 24% of the average yearly equivalent shutdown period (Fig. 7).

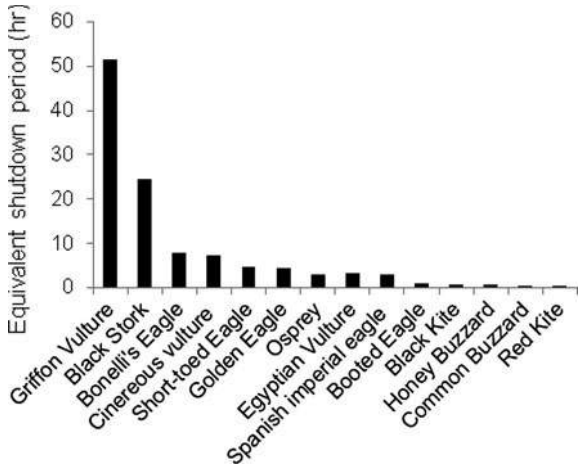


Fig. 7 Average annual equivalent shutdown period resulting from the presence of each species (some periods were associated to the presence of more than one species)

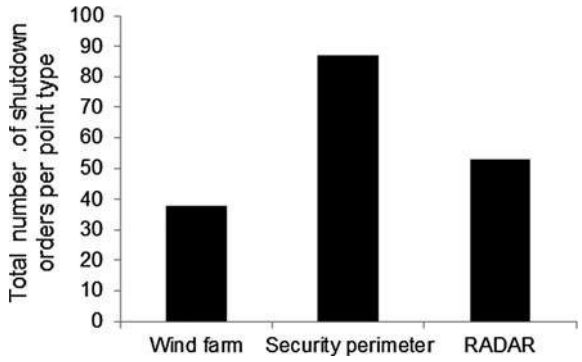


Fig. 8 Total number of times each vantage point type (wind farm monitoring points, security perimeter points without radar and radar point) first detected the soaring birds that triggered shutdown orders (n = 178)

Radar and Vantage Points

Nearly half of the shutdown operations were triggered after the detection of birds that constituted a shutdown criteria by VPs (without radar) located in the security perimeter (Fig. 1). In 30% of the operations the birds were first detected by the radar point, while the two VPs at the wind farm were the first to spot the birds in the remaining occasions. However, if the number of VPs in each category (wind farm, security perimeter and radar) is considered (two, four and one, respectively), their relative importance is changed (Fig. 8). In this case, the average number of shutdown operations triggered by detections by the radar point is higher, followed by the average values obtained from the remaining security perimeter points and from those at the wind farm (Fig. 9).

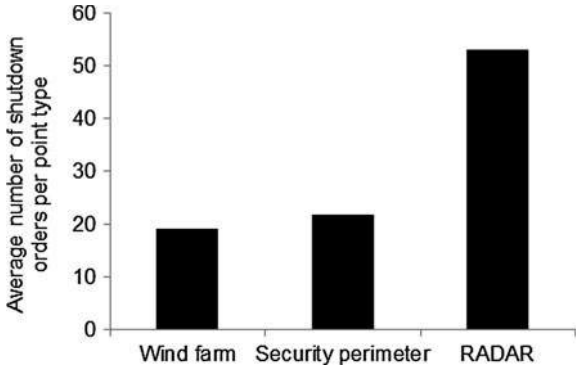


Fig. 9 Average number of times per point that each point type (wind farm monitoring points, security perimeter points without radar, security perimeter point with radar) first detected the soaring birds that triggered shutdown orders (n = 178)

Discussion

The application of the RASOD mitigation measure during the autumn migration period proved to be extremely effective in the BSJ wind farm, which is located at a major bottleneck site for migratory soaring birds.

The most relevant factor in evaluating the efficiency of the application of the RASOD procedure is the zero soaring bird mortality, resulting from the 35 fortnightly carcass surveys conducted in 2010–2014 during the migratory period. Different factors could contribute to mortality during this period:

1. the high number of soaring bird movements (3000) and individuals (18,300) crossing over the wind farm every autumn;
2. most of these birds are juveniles (Tomé et al. 1998, STRIX unpublished data), which might be more affected by collision mortality, as shown by the interactions with other man-made structures (Guil et al. 2011);
3. more than two-thirds and over a half of the soaring bird movements and individuals, respectively, occurred at high collision risk heights (between 20 and 200 m);
4. Griffon vultures (the most numerous migratory soaring bird in the area) are more likely to collide with turbine blades than most other avian species due to their large size, reduced manoeuvrability and visual field characteristics (Martin et al. 2012) and in fact show the highest raptor mortality rates from collisions in wind farms in Spain (e.g. Barrios and Rodríguez 2004; Lekuona and Ursúa 2007; de Lucas et al. 2008, 2012; Ferrer et al. 2012); and
5. since 2007 over 30 collision occurrences involving Griffon vultures have been recorded in wind farms in the vicinity of BSJ wind farm, mostly resulting in mortality.

A majority of the movements registered in the area at collision risk altitudes and closer than 45 m from the turbine's rotor occurred when the turbines were active. This results from the fact that most of the movements (85%) involved single individuals of non-threatened species that did not constitute per se a shutdown

criterion. Most of these movements were recorded at the upper interval of the class height 100–200 m, hence a little above the blade swept area. Nonetheless, these movements were monitored carefully and turbine shutdown (following the criteria of imminent collision risk) was triggered whenever necessary. In contrast, 83.4% of the soaring birds involved in similar risk situations were registered while the turbines were shut down on account of the RASOD procedure, limiting dramatically the odds of mortality. Over the five year period only four individuals belonging to endangered species flew at theses distances from the turbines while these were active. As it would be expected from its abundance in the area, the Griffon vulture was responsible for most of the shutdown periods. Its gregariousness (aggregating in flocks that corresponded to a shutdown criteria) and flight behaviour, including long times to cross over the wind farm and frequent changes in course, also lead to an increase in the duration of shutdown periods.

The results of this study underline the importance of implementing a security perimeter around the wind farm and using a complementarily radar system to increase the efficiency of the procedure. Radar real-time data, in particular, provided an early detection and tracking of birds, improving the prediction of flight trajectories and anticipating their behaviour towards the wind farm, thus assisting the fieldwork coordinator with better quality information on which to base the shutdown decision. Furthermore, a pre-construction study carried out in the area showed that the radar detected at least twice the number of soaring birds that were detected by a visual observer (Pires 2008). Additionally, the cumulative experience by the monitoring team also affected positively the performance of RASOD application. This is shown by the continuous decrease on both the average time until shutdown after an order was given (a 91% decrease) and the average annual equivalent shutdown hours (86% decrease) over the period 2010–2014.

Moreover, the remote direct access to the wind farm SCADA by the monitoring team in the field, allowing for a more controlled application of RASOD, also resulted in significant decreases in the operational costs of the procedure on the wind farm productivity. In fact, without the need of intermediation by the wind farm company staff, and as turbine blades take only *ca.* 15 s to immobilize after the shutdown order is given in the SCADA, the operations coordinator in the field can wait until the last moment to decide upon the real need of shutting down. Likewise, restarting turbines can be ordered immediately after the birds that constituted a criterion abandon their close proximity. A new shutdown can be quickly implemented if a sudden change in the bird's direction is detected.

Increasing efficiency in RASOD application also lead to decreasing losses in wind farm productivity. While in 2010 the total equivalent shutdown period corresponded to 1.2% of the annual available equivalent time, in 2014 that value decreased to only 0.2% as a result of adaptive management. Moreover, more than 40% of the equivalent shutdown periods occurred when wind speed, and consequently the wind farm production, was low. Therefore, RASOD application resulted in negligible losses in energy production, especially if compared with nature conservation gains.

While the application of a temporary turbine shutdown in Spain has decreased the mortality rate of griffon vultures by 50% (de Lucas et al. 2012), the BSJ wind farm is the only known case where a similar procedure resulted in zero mortality of soaring birds. Although in this case RASOD made it possible to reconcile energy production with the conservation of migratory soaring birds in an important flyway, this mitigation measure should not be seen as a panacea to solve that potential conflict. Furthermore, where applicable, RASOD procedure should be fine-tuned to each case, through extensive pre-construction assessment. In particular, RASOD protocol, namely the number and layout of vantage points in the wind farm and in a security perimeter, and the number and location of radars, should be adapted according to the size of the windfarm, turbines distribution, targeted species and local movement patterns.

Acknowledgements We would like to thank the owner company of BSJ wind farm, E-ON, and all the collaborators that helped during fieldwork throughout this study.

References

Atienza JC, Fierro IM, Infante O et al (2011) Directrices para la evaluación del impacto de los parques eólicos en aves y murciélagos (guidelines for assessing the impact of wind farms on birds and bats). SEO/BirdLife, Madrid

Barrios L, Rodríguez A (2004) Behavioural and environmental correlates of soar ing-bird mortality at on-shore wind turbines. J Appl Ecol 41:72–81. doi:10.1111/j.1365-2664.2004.00876.x

Bellebaum J, Korner-Nievergelt F, Dürr T, Mammen U (2013) Wind turbine fatalities approach a level of concern in a raptor population. J Nat Conserv 21:394–400. doi:10.1016/j.jnc.2013.06.001

Bernis F (1980) La migración de aves en el Estrecho de Gibraltar. Volumen I: Aves planeadoras. Universidad Complutense, Madrid

Bright J, Langston R, Bullman R et al (2008) Map of bird sensitivities to wind farms in Scotland: a tool to aid planning and conservation. Biol Conserv 141:2342–2356. doi:10.1016/j.biocon.2008.06.029

Canário F, Leitão AH, Tomé R (2012) Predation attempts by short-eared and long-eared owls on migrating songbirds attracted to artificial lights. J Raptor Res 46:232–234

Costa PAS (2004) Atlas do potencial eólico para Portugal Continental. Dissertation, Universidade de Lisboa, Lisbon

Dahl EL, Bevanger K, Nygård T et al (2012) Reduced breeding success in white-tailed eagles at Smøla wind farm, western Norway, is caused by mortality and displacement. Biol Conserv 145:79–85. doi:10.1016/j.biocon.2011.10.012

de la Cruz A, Onrubia A, Perez B et al (2011) Seguimiento de la migración de las aves en el estrecho de Gibraltar: resultados del Programa Migres 2009. Migres 2:65–78

de Lucas M, Janss GFE, Whitfield DP, Ferrer M (2008) Collision fatality of raptors in wind farms does not depend on raptor abundance. J Appl Ecol 45:1695–1703. doi:10.1111/j.1365-2664.2008.01549.x

de Lucas M, Ferrer M, Bechard MJ, Muñoz AR (2012) Griffon vulture mortality at wind farms in southern Spain: distribution of fatalities and active mitigation measures. Biol Conserv. doi:10.1016/j.biocon.2011.12.029

Drewitt AL, Langston RHW (2006) Assessing the impacts of wind farms on birds. Ibis 148:29–42. doi:10.1111/j.1474-919x.2006.00516.x

Ferrer M, De Lucas M, Janss GFE et al (2012) Weak relationship between risk assessment studies and recorded mortality in wind farms. J Appl Ecol 49:38–46. doi:10.1111/j.1365-2664.2011.02054.x

Finlayson C (1992) Birds of the strait of Gibraltar. Academic Press Inc., San Die go, California

Guil F, Fernández-Olalla M, Moreno-Opo R et al (2011) Minimising mortality in endangered raptors due to power lines: the importance of spatial aggregation to optimize the application of mitigation measures. PLoS ONE 6:1–9. doi:10.1371/journal.pone.0028212

IUCN (2015) IUCN red list of threatened species. Version 2.1. Available via http://www.iucnredlist.org. Accessed on 01 April 2015

Johnson GD, Strickland MD, Erickson WP et al (2008) Use of data to develop mitigation measures for wind power development impacts to birds. In: de Lucas M, Janss GFE, Ferrer M (eds) Birds and wind farms: risk assessment and mitigation. Quercus, Madrid, Spain

Kaldellis JK, Zafirakis D (2011) The wind energy (r)evolution: a short review of a long history. Renew Energy 36:1887–1901. doi:10.1016/j.renene.2011.01.002

Kuvlesky WP, Brennan LA, Morrison ML et al (2007) Wind energy development and wildlife conservation: challenges and opportunities. J Wildl Manage 71:2487–2498. doi:10.2193/2007-248

Lekuona JM, Ursúa C (2007) Avian mortality in wind power plants of Navarra (northern Spain). In: Birds and wind farms: risk assessment and mitigation. pp 177–192

Marques AT, Batalha H, Rodrigues S et al (2014) Understanding bird collisions at wind farms: an updated review on the causes and possible mitigation strategies. Biol Conserv 179:40–52. doi:10.1016/j.biocon.2014.08.017

Martin GR, Portugal SJ, Murn CP (2012) Visual fields, foraging and collision vulnerability in Gyps vultures. Ibis (Lond 1859) 154:626–631. doi:10.1111/j.1474-919X.2012.01227.x

Mellone U, Limiñana R, Mallia E, Urios V (2011) Extremely detoured migration in an inexperienced bird: interplay of transport costs and social interactions. J Avian Biol 42:468–472. doi:10.1111/j.1600-048X.2011.05454.x

Moreau JA, Monk J (1957) Autumn migration in south-west Portugal. Ibis 99:500–508

Newton I (2008) The migration ecology of birds. Academic Press, London

Orloff S, Flannery A (1992) Wind turbine effects on avian activity, habitat use, and mortality in Altamont Pass and Solano County Wind Resource Areas: 989–1991. California Energy Commission, Golden, CO, USA

Pires NM (2008) The use of radar as tool for studying bird migration and its role in environmental impact assessment—a pilot study in Portugal. Dissertation, Lisbon University, Lisbon

Redlinger RY, Dannemand P, Morthorst E (2002) Wind energy in the 21st century. Palagrave MacMillan, New York

Strandberg R, Klaassen RHG, Thorup K (2009) Spatio-temporal distribution of migrating raptors: a comparison of ringing and satellite tracking. J Avian Biol 40:500–510. doi:10.1111/j.1600-048X.2008.04571.x

Thelander CG, Smallwood KS (2007) The Altamont Pass wind resource area's effect on birds: a case history. In: de Lucas M, Janss GFE, Ferrer M (eds) Birds and wind farms: risk assessment and mitigation. Quercus, Madrid

Tomé R, Costa H, Leitão D (1998) A migração outonal de aves planadoras na região de Sagres—resultados da campanha de 1994. SPEA, Lisbon

Vardanis Y, Klaassen RHG, Strandberg R, Alerstam T (2011) Individuality in bird migration: routes and timing. Biol Lett 7:502–505. doi:10.1098/rsbl.2010.1180

Zalles JL, Bildstein K (2000) Raptor watch: a global directory of raptor migration sites. BirdLife Conserv, London

Comparando a Sustentabilidade de Eólicas com Outras Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica

R.C. Furtado, M.F.R.G. Furtado, E. Florissi, M.G. Furtado, M. Aragão da Silva
Diversa Sustentabilidade, Recife, Brazil
e-mail: ricardofurtado@diversaconsultoria.com.br

D.S. Ramos
MRTS Consultoria e Engenharia Ltda., São Paulo, Brazil
e-mail: dorelram@gmail.com

RESUMO

O artigo proposto apresenta os resultados de uma pesquisa intitulada "Matriz energética e aprimoramento da sistemática de inserção ambiental no planejamento da expansão do sistema elétrico", com foco nos resultados obtidos para as fontes de energia eólica *onshore* e *offshore*. Um dos principais objetivos da pesquisa foi criar o Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica (ISFG), para comparar diferentes fontes de geração de energia elétrica. As dimensões do ISFG são: (i) ambiental; (ii) social; (iii) econômico (inserção regional) e (iv) político-institucional. O uso de um sistema de indicadores de sustentabilidade permite uma comparação mais justa dos custos e benefícios ambientais entre tecnologias de produção de energia elétrica. Os resultados apontam que, dentre as diferentes fontes de geração de energia disponíveis no Brasil, todas as fontes renováveis tiveram pontuação mais alta que as não renováveis. Por fim, os resultados também indicam que a fonte de geração de energia eólica *offshore* é a fonte com o maior valor de ISFG e a fonte de geração de energia eólica *onshore* se apresenta em terceiro lugar no *ranking*.

PALAVRAS-CHAVE

Geração de energia elétrica; Dimensões da sustentabilidade; Sistema de indicadores; Índice de sustentabilidade; Fontes renováveis; Fontes não renováveis.

INTRODUÇÃO

O planejamento energético atual, baseado apenas em análises técnicas e econômicas, subestima os benefícios e os custos associados à dimensão socioambiental das fontes de geração de energia. Ao mesmo tempo, o setor elétrico vem enfrentando inúmeras dificuldades em termos de expansão, principalmente no que se refere ao licenciamento ambiental. Esses problemas apontam a necessidade de discussão e, sobretudo, de uma proposta de avaliações sistemáticas, conceitualmente fundamentadas e aceitas pela sociedade, com soluções sustentáveis para as questões existentes, com inovações tecnológicas e um novo modelo de matriz energética para o Brasil.

Nesse contexto, a pesquisa intitulada "Matriz energética e aprimoramento da sistemática de inserção ambiental no planejamento da expansão do sistema elétrico", em cujos resultados este artigo se baseia, considera a incorporação de níveis de sustentabilidade de diferentes

Information Classification: General

fontes de geração como um dos aspectos a serem considerados no processo de planejamento do setor elétrico brasileiro. Isso significa incluir a valorização de aspectos socioambientais, a fim de obter os custos e benefícios socioambientais das fontes de geração de energia elétrica. Para isso, buscou desenvolver novos métodos de análise que considerem os aspectos e variáveis relacionados às diferentes dimensões da sustentabilidade - econômica, social, ambiental, cultural, institucional, etc. -, com base em indicadores que possam refletir, para cada fonte de geração, a disponibilidade de recursos, seus impactos ambientais e socioeconômicos, vulnerabilidades diante das mudanças climáticas e restrições ao uso da terra.

Ao longo do processo de desenvolvimento da pesquisa, foi essencial considerar os estudos elaborados nos últimos anos, reunindo uma importante pesquisa bibliográfica, nacional e internacional, permitindo construir um arcabouço conceitual-metodológico como suporte para indicações e recomendações capazes de contribuir efetivamente para um novo modelo, com propostas para os diversos atores sociais e agentes econômicos envolvidos, utilizando um sistema de indicadores.

Os sistemas de indicadores são um dos métodos mais utilizados para esse fim. Permitem, nesse caso, relacionar para cada fonte de geração a disponibilidade de recursos a médio e longo prazo, seus impactos ambientais, os aspectos socioeconômicos envolvidos, com as vulnerabilidades diante das mudanças climáticas e restrições ao uso da terra. Nesse contexto, a pesquisa atendeu ao seu objetivo central, qual seja, desenvolver metodologia e melhorar o sistema de inserção ambiental no planejamento da expansão da geração no Brasil, com ênfase nas fontes geradoras projetadas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

O presente artigo apresenta os resultados alcançados com a pesquisa para as fontes renováveis de geração de energia elétrica, descrevendo e comparando os melhores resultados dos ISFGs das fontes eólicas com as demais fontes renováveis. Inicia-se com uma breve revisão bibliográfica quanto ao planejamento da expansão do sistema energético, seguindo-se a metodologia aplicada para o desenvolvimento do ISFG e os resultados obtidos.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Segundo Furtado e Furtado (2016), a sustentabilidade é baseada em duas disciplinas científicas: ecologia e economia. Até o final da década de 1970, no âmbito da Ecologia, o significado estava associado à resiliência, que é a capacidade de um sistema de enfrentar tensões e desordens sem perder suas funções e estruturas. O setor elétrico cresce por meio de políticas que geralmente

Information Classification: General

demonstram que os investimentos visam o crescimento econômico e a melhoria das condições de vida da população. Tanto a dimensão social quanto a ambiental levantam preocupações, porque a geração e a transmissão causam mudanças no ecossistema para atender à demanda básica da população, causando impactos ambientais (LUGOBONI, 2015)

De maneira simplificada, é possível afirmar que todas as fontes de energia, em certa medida, afetam o meio ambiente e causam impactos ambientais. O uso de combustíveis fósseis afeta tanto a saúde ambiental quanto a humana, enquanto grandes usinas hidrelétricas são responsáveis pela realocação de populações devido às áreas inundadas. O uso de biomassa em larga escala afeta a biodiversidade devido ao impacto das monoculturas. A energia solar, devido à fabricação de células solares fotovoltaicas, produz resíduos perigosos e ocupa áreas, reduzindo assim o uso da terra para outra finalidade.

Optar por uma fonte de geração de eletricidade requer uma avaliação apropriada, que envolve o estudo e negociação entre custos e benefícios, além de um entendimento preciso dos impactos e a adoção de medidas compensatórias apropriadas (CAMARGO; UGAYA; AGUDELO, 2014). Devido à complexidade dos fatores e variáveis envolvidos nessas avaliações, os indicadores se mostram adequados, pois, dentre outras características, permitem comparar as diferentes opções de fontes geradoras.

O planejamento da expansão do sistema energético no Brasil se desenvolveu em três estágios de diferentes estudos: i) *estudos de longo prazo* - com horizonte de até 30 anos, que buscam analisar as estratégias de desenvolvimento dos diversos sistemas de energia em todo o país e a composição futura do suprimento de energia, tendo como produto o Plano Nacional de Energia; ii) *estudos de médio prazo* - com um horizonte de 15 anos, os quais analisam as alternativas para a expansão da geração e transmissão, a fim de atender às exigências do mercado de eletricidade; e, por fim, iii) *estudos de curto prazo* - com um horizonte de 10 anos, apresentam decisões relativas à expansão física do suprimento de energia, definindo os empreendimentos e sua alocação no tempo, bem como análises das condições de suprimento ao mercado, têm periodicidade anual e como produto o Plano Decenal de Energia (conhecido como PDE). Cabe destacar que hoje o PDE de geração é apenas indicativo, significando que a quantidade e a composição tecnológica da expansão da capacidade de geração indicada não determinam diretamente os investimentos que serão realizados no sistema de geração (BRASIL MME, 2017).

A EPE (2007) destacou os aspectos relevantes para monitorar e avaliar o desempenho do setor energético do ponto de vista de sua sustentabilidade, traduzido por indicadores. Isso foi resultado

Information Classification: General

do trabalho realizado no contexto da matriz energética dos estudos, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, com a inclusão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), Petrobrás e o Centro de Pesquisa Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES). Este documento também indica que, no planejamento de longo prazo, os indicadores de sustentabilidade são adequados para comparar alternativas, como aspectos relacionados a mudanças no uso da terra, de acordo com a área utilizada para produção de energia elétrica e para outros fins, bem como aqueles relacionados a criação de empregos e benefícios regionais.

Uma revisão da literatura sobre a experiência brasileira em relação ao uso de indicadores de sustentabilidade demonstrou, como esperado, que as fontes hidrelétricas têm um número maior de indicadores, embora exista uma proporção maior de aspectos negativos do que positivos.

Com relação a outras fontes, não há uso abrangente de indicadores no setor elétrico brasileiro, principalmente quando se trata de comparar a sustentabilidade dessas opções de geração no planejamento da expansão. Consequentemente, a criação dos indicadores que dão base ao ISFG apoiou-se, também, em uma revisão da experiência internacional sobre o tema, que apresentou a abrangência e a profundidade necessárias à construção do índice. A experiência internacional demonstrou, ainda, a preocupação mundial com as mudanças climáticas. Portanto, a elevação da participação de fontes renováveis de geração de eletricidade, que não emitem gases de efeito estufa, tornou-se uma diretriz usada no planejamento da expansão do setor elétrico em praticamente todos os países. Também no Brasil, a aplicação do ISFG para as fontes renováveis de geração de energia aponta para o necessário fortalecimento do planejamento de sua expansão.

METODOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA DE INDICADORES DE FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA USO NA EXPANSÃO DO SIN

Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2008), indicadores são ferramentas que consistem em uma ou mais variáveis que, associadas de várias maneiras, capturam significados mais amplos em relação aos fenômenos a que se referem. Dentro do contexto de gestão de um determinado território, o objetivo de um indicador é indicar a existência de riscos, potencialidades e tendências em seu desenvolvimento, para que, juntamente com a comunidade, as decisões sejam tomadas de maneira mais racional (TUNSTALL, 1994). Segundo Gallopin (1996), os indicadores mais desejados são aqueles que resumem e simplificam as informações relevantes, que tornam os fenômenos reais mais aparentes, legíveis e identificáveis. O objetivo principal é agregar e quantificar informações, garantindo que seu significado seja esclarecido.

Information Classification: General

Segundo Wong (2006), uma vez esclarecidos os conceitos básicos e o contexto político, é necessário realizar um trabalho adicional de consolidação conceitual, a fim de desdobrar as ideias teóricas que devem se tornar a base para o desenvolvimento dos indicadores. Com isso, o segundo passo é a estruturação analítica do sistema de indicadores, ou seja, o plano operacional que fornece a plataforma básica de compilação e análise de dados (*Ibid.*), definindo dimensões, temas, aspectos e indicadores.

Após estabelecer os fundamentos analíticos, o próximo passo é escolher os indicadores para avaliar as dimensões do conceito estudado. Para indicadores utilizados na pesquisa ou na formulação ou avaliação de políticas públicas, algumas propriedades são de importância significativa, dentre elas: a relevância para a discussão da agenda de políticas sociais; validade em representar o conceito indicado; confiabilidade dos dados utilizados em sua construção. Além disso, o indicador deve ter as seguintes características: a) um grau de cobertura populacional adequado aos propósitos previstos; b) sensibilidade às políticas públicas implementadas; c) deve ser específico aos efeitos dos programas setoriais; d) inteligível para os agentes e públicos-alvo das políticas; e) atualização periódica, a custos viáveis; f) desagregar-se amplamente em termos geográficos, demográficos e socioeconômicos; g) e se beneficiar de uma certa historicidade para permitir comparações no tempo (JANNUZZI, 2006).

O último passo no desenvolvimento de indicadores envolve a síntese dos valores dos indicadores. A síntese ou agregação de indicadores é uma estratégia importante na construção de sistemas de avaliação. A agregação permite uma visão mais abrangente dos processos avaliados e comparações, e requer duas etapas metodológicas essenciais: (i) transformação das diferentes unidades de medida em uma escala homogênea; (ii) atribuir pesos diferentes aos indicadores para expressar a contribuição específica e diferencial de cada um.

Com relação ao último passo, a pesquisa utilizou o método nulo, ou seja, confere a mesma importância a todas as dimensões, temas, aspectos e indicadores. Isso porque as alternativas ao método nulo apresentam diversos problemas que podem trazer vieses relevantes para os resultados: a) o método técnico - atribuição de pesos por especialistas - sofre com o alto grau de subjetividade e de dependência do perfil dos especialistas escolhidos; b) ponderar a partir da pesquisa bibliográfica não se mostrou adequado, porque o ISFG é um empreendimento pioneiro no Brasil, não havendo referência bibliográfica suficiente para tanto; e c) a atribuição de pesos por meio de pesquisas de opinião pública não seria aconselhável em um contexto complexo como a sustentabilidade de diferentes fontes de geração de eletricidade. Em suma, a experiência

Information Classification: General

com outros métodos de ponderação mostra que a atribuição de pesos pode causar mais problemas do que o uso do método nulo.

A partir do referencial teórico e das experiências nacionais e internacionais, além do conhecimento da equipe de pesquisa, foi proposto um sistema de indicadores com quatro dimensões, todas derivadas da discussão sobre o conceito de "sustentabilidade": (i) ambiental; (ii) social; (iii) econômica (inserção regional); e (iv) político-institucional (FURTADO *et al*., 2020).

Em geral, os indicadores nas dimensões ambiental e social medem aspectos negativos, uma vez que se busca capturar os impactos negativos causados pelos empreendimentos, como, por exemplo, o potencial de redução de biodiversidade e o nível de dano ao patrimônio cultural, histórico e arqueológico. Já os indicadores das dimensões econômica e político-institucional medem aspectos positivos, uma vez que se propõe mensurar os impactos positivos na economia local e melhorias político-institucionais, como, por exemplo, o aumento da oferta de empregos e potencial de geração de benefícios locais. Neste último caso, quanto maior o valor, mais o indicador contribui para a sustentabilidade da fonte de geração. Alguns dos valores associados aos indicadores são de fontes de dados secundárias, coletados em extensa revisão bibliográfica (nacional e internacional). Outros indicadores foram quantificados por meio de uma escala cujos valores variaram de 1 a 5, sendo 5 o valor de maior sustentabilidade e 1 o mais baixo (*Ibid.;* DOREL *et al*., 2020).

Uma vez definidas a matriz primária e as fontes de dados, procedeu-se à validação dos indicadores e à proposição de valores, para cada indicador, em termos do nível de sustentabilidade de cada fonte de geração de energia, por meio da escala anteriormente referida. Para tanto, utilizou-se o método Delphi, uma técnica de pesquisa muito poderosa (MARQUES; FREITAS, 2018; FURTADO *et al*., 2017), que permite agregar um conjunto de opiniões de especialistas separados geograficamente, levando a resultados consistentes em tópicos complexos e abrangentes. Segundo Furtado e Furtado (2016), a robustez da aplicação desse método foi bem demonstrada no projeto de pesquisa e desenvolvimento CEMIG GT0475 ANEEL, denominado "Desenvolvimento de uma ferramenta para monitorar e avaliar a sustentabilidade econômica, social e ambiental dos municípios na área de influência das hidrelétricas plantas". Para a aplicação do método Delphi nesta pesquisa, foram selecionados 48 participantes, sendo 37 de instituições e fóruns do setor elétrico; e 11 especialistas que atuam como consultores independentes.

Information Classification: General

O questionário foi estruturado em duas partes distintas e sequenciais, e aplicado em duas rodadas. Na primeira rodada, foram elaboradas 55 questões e na segunda, 37 questões. No Apêndice, são apresentados exemplos das questões elaboradas (FURTADO *et al*., 2020).

RESULTADOS

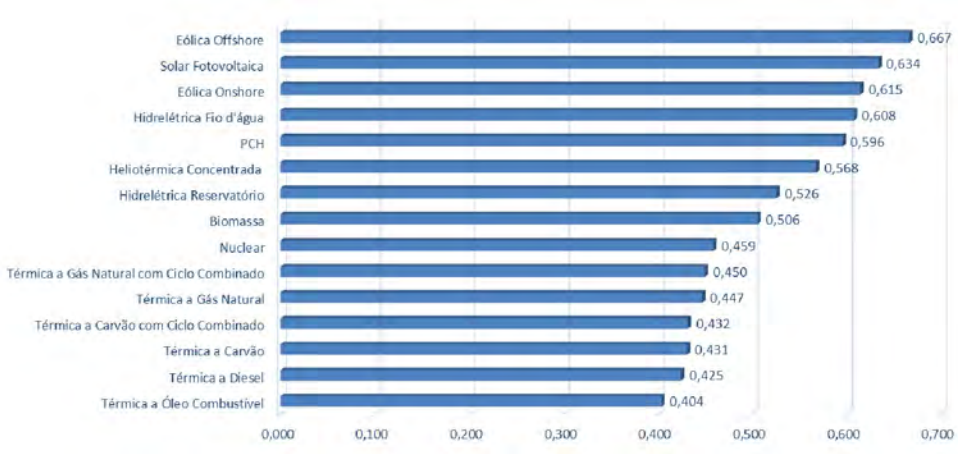
A matriz consolidada é composta de quatro dimensões – ambiental, social, econômica e político-institucional – e contém 40 indicadores, sendo 29 alimentados com dados primários e 11 com dados secundários, obtidos da literatura especializada. A Tabela 1 e a Figura 1 apresentam os resultados das dimensões e dos ISFGs para as fontes renováveis.

Tabela 1 – Valores das Dimensões e Índices de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica (ISFGs) - Fontes Renováveis

Dimensão/ Índice	Hidrelétrica com Reservatório	PCH	Hidrelétrica a Fio d'Água	Solar Fotovoltaica	Heliotérmica Concentrada	Eólica *Offshore*	Eólica *Onshore*	Biomassa
Ambiental	0.673	0.722	0.743	0.890	0.800	0.855	0.831	0.638
Social	0.334	0.604	0.470	0.578	0.588	0.840	0.670	0.513
Econômico	0.735	0.542	0.745	0.525	0.347	0.442	0.395	0.283
Político-Institucional	0.363	0.518	0.474	0.544	0.538	0.531	0.564	0.590
Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração	0.526	0.596	0.608	0.634	0.568	0.667	0.615	0.506

Fonte: Furtado *et al*., 2020.

Figura 1 – Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica Renováveis



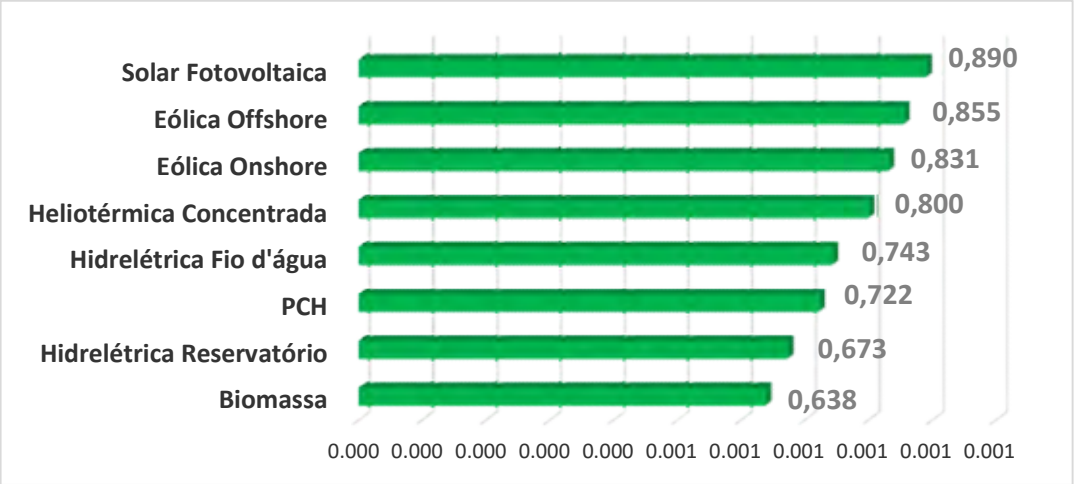
Fonte: Autores.

Information Classification: General

DIMENSÃO AMBIENTAL

Os valores das notas da dimensão ambiental são compostos por quatro temas: solo, água, ar e riscos. Os três maiores valores do ISFG apresentados na dimensão ambiental foram: solar fotovoltaica (0,890), eólica *offshore* (0,855) e eólica *onshore* (0,831). A Figura 2 apresenta os valores dos ISFGs da dimensão ambiental para todas as fontes de energia elétrica renovável.

Figura 2 – Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica Renováveis – Dimensão Ambiental



Fonte: Autores.

A eólica *offshore* obteve o melhor resultado para o tema **solo** (Quadro 1), com os aspectos "área ocupada" e "perda de biodiversidade" apresentando as melhores notas entre as fontes renováveis: 1,000 0,791, respectivamente. Já os piores resultados ficaram com a biomassa e a hidrelétrica com reservatório. A biomassa perde no aspecto "área ocupada" e a hidrelétrica com reservatório no aspecto "perda de biodiversidade".

Quadro 1 – Valores do Tema Solo

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica *Offshore*	**0,896**
Solar Fotovoltaica	0,848
Heliotérmica Concentrada	0,828
Hidrelétrica a Fio D'água	0,762
PCH	0,750
Eólica *Onshore*	**0,726**
Hidrelétrica com Reservatório	0,655
Biomassa	0,329

Fonte: Autores.

Information Classification: General

No tema **água**, os aspectos considerados são: doença hídrica, perda de biodiversidade e uso de água. As fontes de geração que obtiveram os melhores resultados foram (Quadro 2): solar fotovoltaica (0,972), eólica *onshore* (0,958) e eólica *offshore* (0,935). As três primeiras fontes obtiveram o mesmo desempenho para os aspectos "uso de água" e "doenças hídricas", tendo ambos recebido nota 1,0. O aspecto que as diferenciou foi "perda de biodiversidade", no qual a solar fotovoltaica recebeu 0,916, a eólica *onshore* recebeu 0,875 e a eólica *offshore* recebeu 0,805.

Quadro 2 – Valores do Tema Água

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Solar Fotovoltaica	0,972
Eólica *Onshore*	**0,958**
Eólica *Offshore*	**0,935**
Heliotérmica Concentrada	0,767
Biomassa	0,714
PCH	0,589
Hidrelétrica a Fio D'água	0,566
Hidrelétrica Reservatório	0,542

Fonte: Autores.

Conforme esperado, as fontes de geração de energia que têm a água como principal recurso receberam as piores notas, com os aspectos "perda de biodiversidade" e "doenças hídricas" os que obtiveram menor valor.

O tema **ar** é composto por dois aspectos: mudanças climáticas e impacto na saúde. As fontes eólicas *onshore* e *offshore* obtiveram o melhor valor para o tema, ambas com 0,998 (Quadro 3). Os aspectos "mudanças climáticas" e "impacto na saúde" foram os que mais contribuíram para esse bom desempenho. Seguem-se: hidrelétrica com reservatório, PCH e hidrelétrica a fio d'água, as três com 0,994; solar fotovoltaica e heliotérmica concentrada, ambas com 0,988; e biomassa, com 0,926.

Quadro 3 – Valores do Tema Ar

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica *Onshore*	**0,998**
Eólica *Offshore*	**0,998**
Hidrelétrica com Reservatório	0,994
PCH	0,994
Hidrelétrica Fio D'água	0,994
Solar Fotovoltaica	0,988
Heliotérmica Concentrada	0,988
Biomassa	0,926

Fonte: Autores.

O tema **riscos** é composto por três aspectos: risco de origem humana, risco de origem em eventos naturais e risco de origem tecnológica. As fontes com melhor desempenho nesse tema

Information Classification: General

foram: solar fotovoltaica (0,750), hidrelétrica a fio d'água (0,648) e eólica *onshore* (0,643) (Quadro 4).

A fonte de geração eólica *onshore* obteve a segunda maior nota para os aspectos "risco de origem humana" e "risco de origem em eventos naturais". Eólica *offshore* ficou em quinto lugar, com 0,590, por sua baixa nota no indicador "potencial de riscos de perda de geração decorrentes de eventos tecnológicos".

Quadro 4 – Valores do Tema Riscos

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Solar Fotovoltaica	0,750
Hidrelétrica a Fio D'água	0,648
Eólica *Onshore*	**0,643**
Heliotérmica Concentrada	0,618
Eólica *Offshore*	**0,590**
Biomassa	0,583
PCH	0,556
Hidrelétrica com Reservatório	0,500

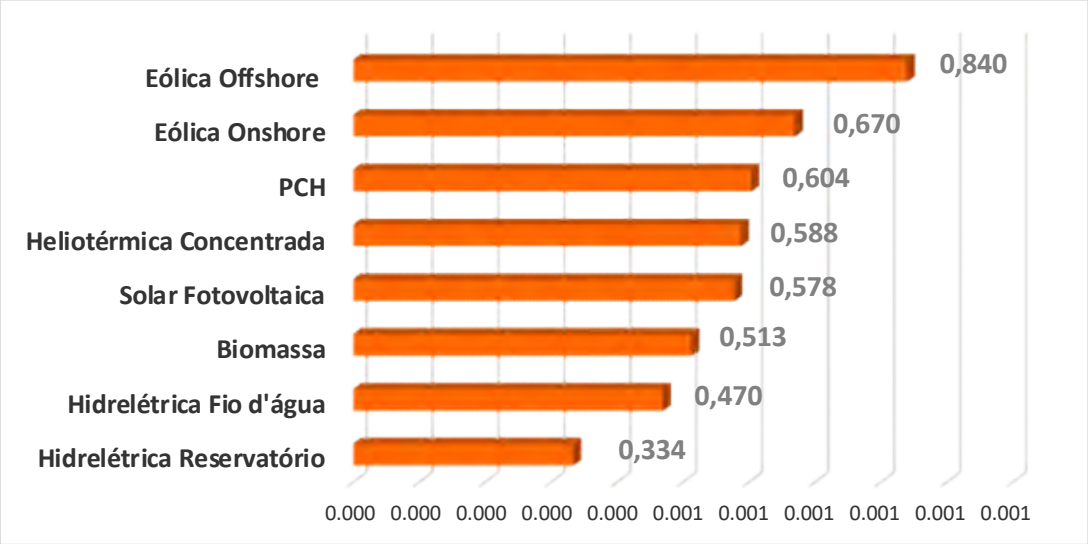
Fonte: Autores.

DIMENSÃO SOCIAL

A dimensão social é composta por três temas: população local e trabalhadores, terras indígenas e comunidades tradicionais e patrimônio cultural, histórico e arqueológico. Os três maiores valores do ISFG apresentados nessa dimensão foram das fontes: eólica *offshore* (0,840), eólica onshore (0,670) e PCH (0,604). A Figura 3 apresenta os valores dos ISFGs da dimensão social para todas as fontes de energia.

Figura 3 – Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica – Dimensão Social

Information Classification: General



Fonte: Autores.

O tema **população local e trabalhadores** é composto por dois aspectos: potencial de afetar populações locais e pressão sobre a segurança pública. As fontes de geração de energia que obtiveram as três melhores notas para esse tema foram (Quadro 5): PCH (0,813), eólica *onshore* (0,671) e eólica *offshore* (0,644).

A fonte eólica *onshore* obteve a segunda melhor colocação em relação ao tema, por sua excelente nota no aspecto "potencial de afetar populações locais" (0,959). Já a fonte eólica *offshore*, que vem em seguida, obteve uma das melhores notas para o aspecto "pressão sobre segurança pública" (0,671).

Quadro 5 – Valores do Tema População Local e Trabalhadores

Fonte de geração de energia renovável	Valor
PCH	0,813
Eólica *Onshore*	**0,671**
Eólica *Offshore*	**0,644**
Hidrelétrica a Fio D'água	0,451
Heliotérmica Concentrada	0,434
Solar Fotovoltaica	0,407
Hidrelétrica com Reservatório	0,378
Biomassa	0,258

Fonte: Autores.

Esse tema (população local e trabalhadores) foi aquele onde a fonte de geração eólica *offshore* apresentou seu pior desempenho**,** embora permaneça entre as três melhores colocações**.** Isso se deveu à baixa nota (0,329) do indicador "número de trabalhadores no pico da obra por

Information Classification: General

capacidade instalada" (nº de trabalhadores/MW). Nesse indicador, há potencial de incremento para o valor do tema e, consequentemente, o valor do índice de sustentabilidade dessa fonte.

A fonte eólica *onshore* teve seu desempenho nesse tema reduzido pelo aspecto "potencial de afetar populações locais"; para as fontes com piores resultados (biomassa, solar fotovoltaica e heliotérmica), contribuiu o baixo desempenho no aspecto "população local e trabalhadores".

O tema **terras indígenas e comunidades tradicionais** tem um único aspecto: "comprometimento de relações interétnicas", composto por dois indicadores: "possibilidade de ocorrência de povos indígenas em áreas com potencial de geração realizável" e "potencial de ocorrência de terras de comunidades tradicionais em áreas de potencial de geração realizável".

Quadro 6 – Valores do Tema Terras Indígenas e Comunidades Tradicionais

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica *Offshore*	0,875
Solar Fotovoltaica	0,750
Heliotérmica	0,750
Biomassa	0,750
Eólica *Onshore*	**0,735**
Hidroelétrica a Fio D'água	0,500
PCH	0,500
Hidrelétrica com Reservatório	0,209

Fonte: Autores.

Nesse tema, os três melhores desempenhos foram os das fontes: eólica *offshore*, solar fotovoltaica e heliotérmica (Quadro 6). Os piores desempenhos foram das fontes: hidrelétrica com reservatório, PCH e hidrelétrica a fio d'água.

O tema **patrimônio cultural, histórico e arqueológico** é composto por dois aspectos: perda de patrimônio cultural construído e comprometimento da cultura local. Observa-se que as fontes eólicas tiveram os melhores desempenhos, seguidas pelas usinas solares. A eólica *offshore* mostrou ser a melhor fonte de geração, seguida pela eólica *onshore* e pelas solares fotovoltaica e heliotérmica, estas últimas com a mesma nota (Quadro 7). O excelente desempenho da fonte eólica *offshore* nesse tema se deve à nota máxima obtida para ambos os aspectos. A fonte eólica *onshore* teve diminuído seu desempenho pelo aspecto "perda de patrimônio histórico", ficando na segunda colocação.

Os piores desempenhos foram das fontes hidrelétricas, sendo a hidrelétrica com reservatório a de pior desempenho, seguida pela hidrelétrica a fio d'água e a PCH.

Information Classification: General

Quadro 7 – Valores do Tema Patrimônio Cultural, Histórico e Arqueológico

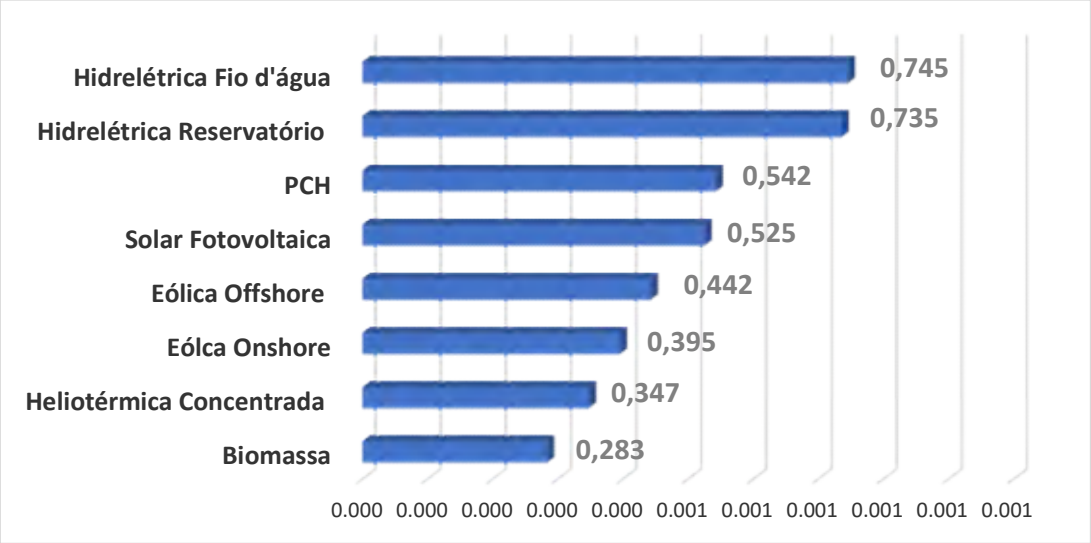
Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica *Offshore*	**1,000**
Eólica *Onshore*	**0,604**
Solar Fotovoltaica	0,579
Heliotérmica	0,579
Biomassa	0,531
PCH	0,500
Hidrelétrica a Fio D'água	0,459
Hidrelétrica com Reservatório	0,416

Fonte: Autores.

DIMENSÃO ECONÔMICA

A dimensão econômica é composta por três temas: geração de empregos, geração de renda, receita pública. Os três maiores valores do ISFG apresentados na dimensão econômica foram para as fontes: hidrelétrica a fio d'água (0,745), hidrelétrica com reservatório (0,735) e PCH (0,542). A Figura 4 apresenta os valores dos ISFGs da dimensão econômica para todas as fontes de energia.

Figura 4 – Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica – Dimensão Econômica



Fonte: Autores.

Quando analisado o tema **geração de empregos**, podem ser observados os excelentes valores obtidos pelas fontes solar fotovoltaica (nota máxima), hidrelétrica com reservatório, PCH e hidrelétrica a fio d'água, com a mesma nota. A fonte eólica *offshore* e eólica *onshore* obtiveram respectivamente, o quinto e sexto lugares, embora a fonte eólica *offshore* tenha tido um desempenho bem superior ao da eólica onshore (0,737 e 0,395, respectivamente).

Information Classification: General

Quadro 8 – Valores do Tema Geração de Empregos

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Solar Fotovoltaica	1,000
Hidrelétrica com Reservatório	0,842
PCH	0,842
Hidrelétrica a Fio D'água	0,842
Eólica Offshore	**0,737**
Eólica *Onshore*	**0,395**
Heliotérmica Concentrada	0,384
Biomassa	0,158

Fonte: Autores.

O tema **geração de renda** é composto por cinco aspectos: atividade turística; comércio e serviço; produção agropecuária; indústria; e cessão da terra. Os três melhores valores para o tema foram para as fontes: hidrelétrica com reservatório (0,613), eólica *onshore* (0,571) e hidrelétrica a fio d'água (0,565).

A eólica *offshore* foi a fonte com o segundo pior desempenho nesse tema, com 0,386, superior apenas ao da fonte solar fotovoltaica (Quadro 9). Os aspectos que mais influenciaram a sua baixa colocação foram: "comércio e serviços"; "indústria"; "atividade turística"; e "cessão da terra".

Quadro 9 – Valores do Tema Geração de renda

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Hidrelétrica com Reservatório	0,613
Eólica *Onshore*	**0,571**
Hidrelétrica a Fio D'água	0,565
PCH	0,492
Biomassa	0,442
Heliotérmica Concentrada	0,407
Eólica *Offshore*	**0,386**
Solar Fotovoltaica	0,357

Fonte: Autores.

O tema **receita pública** é composto por um aspecto: "impostos e compensações", com dois indicadores: "compensação financeira anual paga aos estados e municípios pela energia gerada"; e "ISS anual gerado na instalação por energia anual gerada". Observa-se (Quadro 10), que as fontes eólicas *onshore* e *offshore* obtiveram a mesma nota, a pior do grupo.

Quadro 10 – Valores do Tema Receita Pública

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Hidrelétrica a Fio D'água	0,829
Hidrelétrica com Reservatório	0,750
PCH	0,291
Heliotérmica Concentrada	0,250
Biomassa	0,250
Solar Fotovoltaica	0,219
Eólica *Onshore*	**0,219**
Eólica *Offshore*	**0,219**

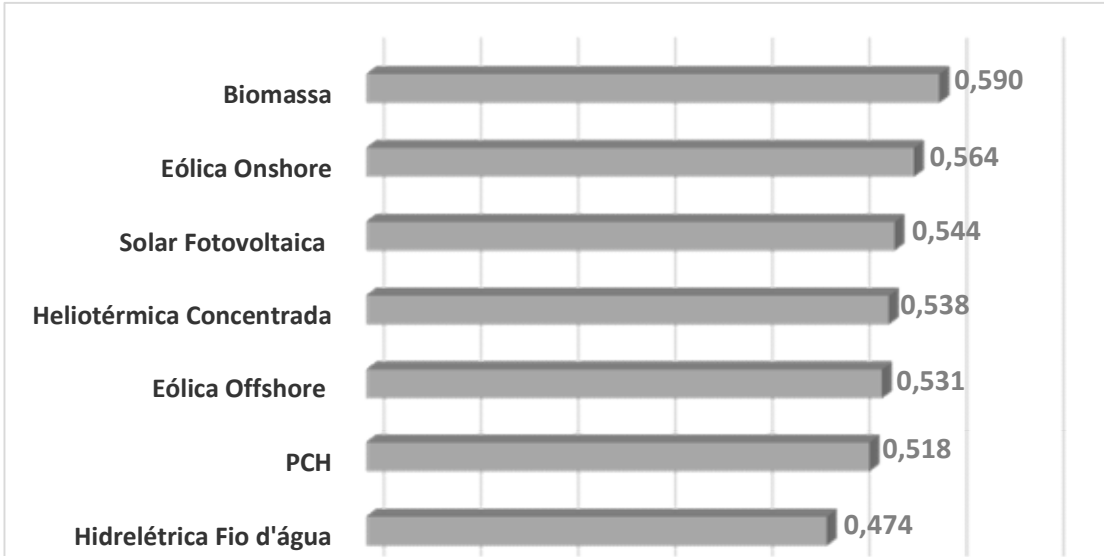
Information Classification: General

Fonte: Autores.

DIMENSÃO POLÍTICO-INSTITUCIONAL

A dimensão político-institucional é composta por três temas: licenciamento ambiental, aceitação pública e política energética e acordos internacionais. Os três maiores valores do ISFG apresentados na dimensão político-institucional foram para as fontes biomassa (0,590), eólica *onshore* (0,564) e solar fotovoltaica (0,544). A Figura 5 apresenta os valores dos ISFGs da dimensão político-institucional para todas as fontes de energia.

Figura 5 – Índice de Sustentabilidade das Fontes de Geração de Energia Elétrica – Dimensão Político-Institucional



Fonte: Autores.

O tema **licenciamento ambiental** é composto por dois aspectos: "simplicidade do processo de licenciamento ambiental" e "risco envolvido no processo de licenciamento ambiental". As fontes de geração de energia que obtiveram os três melhores valores foram (Quadro 11): solar fotovoltaica (0,604), heliotérmica concentrada (0,597) e eólica *onshore* (0,591). A fonte eólica *offshore* ficou na quinta colocação em relação ao tema. A fonte hidrelétrica com reservatório recebeu o pior valor no tema, quando comparada a todas as outras fontes renováveis.

Quando analisados os aspectos do tema, observa-se que a biomassa, as solares fotovoltaica e heliotérmica tiveram os melhores desempenhos para o aspecto "complexidade do processo de licenciamento". As fontes hidráulicas apresentaram os piores desempenhos e as fontes eólicas ficaram em terceiro lugar, com a mesma nota.

Information Classification: General

No aspecto “risco envolvido no processo de licenciamento ambiental” a eólica *onshore* teve a nota 0,641, a segunda colocação e a fonte eólica *offshore* obteve a nota 0,531, a quarta colocação.

Quadro 11 – Valores do Tema Licenciamento Ambiental

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Solar Fotovoltaica	0,604
Heliotérmica Concentrada	0,597
Eólica *Onshore*	**0,591**
Biomassa	0,584
Eólica *Offshore*	**0,536**
PCH	0,384
Hidrelétrica a Fio D’água	0,206
Hidrelétrica com Reservatório	0,071

Fonte: Autores.

O tema **aceitação pública** é composto por um aspecto: “interação com as comunidades locais” e dois indicadores: “nível de aceitação da fonte pela população dos municípios diretamente afetados” e “potencial de geração de benefícios locais”. A fonte eólica *offshore* teve o melhor desempenho relativo ao tema, seguida da heliotérmica concentrada, a eólica *onshore* e a biomassa, todas com a mesma nota (0,579) (Quadro 12).

No aspecto “interação com as comunidades locais”, a fonte eólica *onshore* ficou na primeira colocação, seguida da fonte eólica *offshore.* Para o indicador “nível de aceitação da fonte pela população dos municípios diretamente afetados”, a fonte eólica *offshore* ficou com a primeira posição e a eólica *onshore* na quinta posição.

Para o indicador “potencial de geração de benefícios locais”, o melhor desempenho foi da fonte hidrelétrica com reservatório, enquanto a fonte eólica *onshore* ficou na terceira melhor posição e a eólica *offshore* recebeu uma das piores notas (0,333), ficando superior apenas a solar fotovoltaica.

Quadro 12 – Valores do Tema Aceitação pública

Fonte de geração de energia renovável	Valor
Eólica Offshore	**0,589**
Heliotérmica Concentrada	0,579
Eólica Onshore	**0,579**
Biomassa	0,579
Hidrelétrica a Fio D’água	0,548
PCH	0,500
Solar Fotovoltaica	0,485
Hidrelétrica com Reservatório	0,360

Fonte: Autores.

Information Classification: General

O tema **política energética e acordos internacionais** é composto pelo aspecto "compatibilidade da fonte com políticas energéticas e acordos internacionais", com indicadores: "fonte renovável ou não renovável", "disponibilidade nacional do recurso energético realizável" e "grau de domínio nacional da tecnologia".

As fontes hidráulicas de geração de energia (hidrelétrica com reservatório, PCH e hidrelétrica a fio d'água) apresentaram o melhor desempenho no tema, com a mesma nota (0,669) (Quadro 13). Já as fontes eólicas ficaram entre as de piores desempenhos, sendo a eólica *onshore* superior à eólica *offshore*. Ambas são superiores apenas à fonte heliotérmica concentrada, em relação ao tema.

Quadro 13 – Valores do Tema Política Energética e Acordos Internacionais

Fonte de geração de energia renovável	Valor
PCH	0,669
Hidrelétrica a Fio d'água	0,669
Hidrelétrica com Reservatório	0,659
Biomassa	0,607
Solar Fotovoltaica	0,542
Eólica *Onshore*	**0,521**
Eólica *Offshore*	**0,469**
Heliotérmica Concentrada	0,439

Fonte: Autores.

CONCLUSÕES

A criação do Índice de Sustentabilidade de Fontes de Geração de Energia Elétrica (ISFG) é um dos resultados mais importantes do Projeto SINAPSE. Além de ser um resultado original, permite que as variáveis ambientais sejam um fator tão importante para o planejamento da expansão da geração de eletricidade quanto os fatores técnicos e econômicos, deixando para trás a análise qualitativa da dimensão ambiental no planejamento da expansão do SIN.

Entre as fontes renováveis, as três com maiores ISFGs foram: eólica *offshore*, solar fotovoltaica e a eólica *onshore*. As dimensões que mais contribuíram para o ISFG elevado das fontes eólicas *offshore* e *onshore* foram a ambiental e a social. Por outro lado, a dimensão com o menor valor para essas fontes foi a econômica.

Quando analisados os temas que compõem a *dimensão ambiental*, observa-se que a fonte eólica *offshore* esteve entre as três fontes com melhor desempenho para os temas **solo**, **água** e **ar**. Em relação ao tema **riscos**, seu desempenho ficou na quinta posição. A fonte eólica *onshore* ficou entre as três fontes com os melhores desempenhos nos temas **água**, **ar** e **riscos**. Porém, seu desempenho em relação ao tema **solo** ficou na sexta posição.

Information Classification: General

Já na análise feita para os temas que compõem a *dimensão social*, observa-se que o desempenho da fonte eólica *offshore* está entre os três melhores para os temas **população local e trabalhadores** e **patrimônio cultural, histórico e arqueológico**. Contudo, no tema **terras indígenas e comunidades tradicionais** ficou na quinta posição. O desempenho da fonte eólica *onshore* está entre os três melhores em relação aos temas **população local e trabalhadores** e **terras indígenas e comunidades tradicionais**. Com relação ao tema **patrimônio cultural, histórico e arqueológico**, a fonte apresentou um valor elevado, mas ficou na quinta posição entre as oito fontes renováveis avaliadas.

Por fim, os bons desempenhos apresentados pelas fontes eólicas *onshore* e *offshore*, dentre as fontes renováveis, comprovam a solidez e consistência do sistema de avaliação desenvolvido com base no ISFG. As quatro dimensões que compõem o ISFG mostraram abranger os principais aspectos do conceito de sustentabilidade e o sistema composto por 40 indicadores mostrou-se um bom instrumento para o aprimoramento do planejamento da matriz energética nacional.

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer à ANEEL, à Agência Reguladora Brasileira de Eletricidade e às empresas de energia elétrica Companhia Energética Candeias SA, Companhia Energética Potiguar, Companhia Energética Manauara, Cemig Geração e Transmissão SA, Companhia Energética Rio das Antas, Itiquira Energética SA, Foz do Chapecó Energia SA e Enercan - Campos Novos Energia SA pelo financiamento do projeto de pesquisa e desenvolvimento SINAPSE.

REFERÊNCIAS

BRASIL MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2017.

EPE. **Balanço Energético Nacional. Ministério de Minas e Energia**. Brasília. 2007

EVANS, A.; STREZOV, V.; EVANS, T. J. Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Sydney, v. 13, p. 1082-1088, março 2009.

CAMARGO, A. S. G.; UGAYA, C. M. L.; AGUDELO, L. P. P. Proposta de definição de indicadores de sustentabilidade para geração de energia elétrica. **Revista Educação & Tecnologia**, n. 8, 2014.

Information Classification: General

FURTADO, F. R. D. G.; FURTADO, R. C. **Inserção Regional Sustentável de Usinas Hidrelétricas.** 1. ed. Belo Horizonte: Copyright, 2016.

FURTADO, F. R. G.; FURTADO, R. C.; SOARES, F. G.; HIDAKA, L.; RODRIGUES, D.; CIRINO, T. **Usando o método DELPHI e a análise fatorial para construir e validar um Índice Regional Sustentável - IIRS.** In: ERIAC – ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRÉ, 17., 2017, Cidade do Leste – Paraguai. Anais [...].

FURTADO, R. C. *et al.* **Sustainability Index of Electric Energy Generation Sources**. In: Latin American Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 2nd, 2020, Buenos Aires.

GALLOPIN, G. C. **Environmental and sustainability indicators and the concept of situational indicators.** A system approach. Environmental modeling & assessment, v. 1, p. 101-117, 1996. ISSN 3.

IBGE. **Indicadores de Desenvolvimento Sustentável**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2008.

JANNUZZI, P. M. **Indicadores Sociais no Brasil**. Campinas: Alínea, 2006.

LUGOBONI, L. F. Importância da sustentabilidade para as empresas do setor de energia elétrica: utilização de relatório de sustentabilidade com base no global reporting initiative. **RMS- Revista Metropolitana de Sustentabilidade**, v. 5, 2015. ISSN 3.

MARQUES, J. B. V.; FREITAS, D. **Método Delphi: caracterização e potencialidades na pesquisa em Educação**. Pro-Posições, Campinas, v. 29, mai/ago 2018. ISSN 2.

RAMOS, D. S. *et al*. **Planejamento Energético: Inserção da Variável Ambiental na Expansão da Oferta de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia, 2020.

SANTOYO-CASTELAZO, E.; AZAPAGIC, A. **Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects**. School of Chemical Engineering and Analytical Science. Manchester. 2014.

TUNSTALL, D. Developing and using indicators of sustainable development in Africa: An overview. **Network for Environment and Sustainable Development in Africa (NESDA)**. Banjul, The Gambia. 1994.

UNDESA. **Departamento de Assuntos Econômicos e Sociais das Nações Unidas**, 2001.

IAEA. Brazil: **A Country Profile on Sustainable Energy Development**. International Atomic Energy Agency. Viena. 2006.

WONG, C. **Indicators for urban and regional planning: the interplay of policy and methods.** London: Routledge: [s.n.], 2006.

APÊNDICE

As perguntas do questionário da Parte I foram formuladas, conforme o exemplo abaixo, para todos os aspectos propostos.

Information Classification: General

1. Aspecto Área Ocupada
O(a) senhor(a) concorda que o indicador a seguir deve ser considerado para representar o Aspecto 1?
INDICADOR: **Área ocupada por capacidade instalada (km2/MW)**
Não concordo
Inclinado a não concordar
Inclinado a concordar
Concordo
Não sei
Caso o(a) senhor(a) deseje sugerir outro(s) indicador(es) para representar o Aspecto 1, escreva aqui:

QUESTIONÁRIO PARTE II – ATRIBUIÇÃO DE VALOR AO INDICADOR

As perguntas do questionário da Parte II foram formuladas conforme o exemplo abaixo para todos os indicadores que não tiveram seus dados obtidos por fontes secundárias.

1. Em uma escala de 1 a 5, qual o valor que o Sr.(a) atribui para cada fonte de geração de energia quanto ao seu:
INDICADOR 1: Potencial de redução de biodiversidade de espécies originais da fauna e flora
*Observe que, nesse indicador, quanto maior for o potencial, menor será o nível de sustentabilidade.

Tabela 1 - Modelo para atribuição dos valores do nível de sustentabilidade de cada fonte renovável da Parte II

Hidrelétrica com Reservatório	PCH (até 30 MW)	Hidrelétrica a fio d'água solar	Solar fotovoltaica	Heliotérmica concentrada	Eólica *offshore*	Eólica *onshore*	Biomassa

Tabela 2 - Modelo para atribuição dos valores do nível de sustentabilidade de cada fonte não renovável da Parte II

Térmica a carvão com ciclo combinado	Térmica a carvão	Térmica a óleo diesel	Térmica a óleo combustível	Térmica a gás natural	Térmica a gás natural com ciclo combinado	Nuclear

Information Classification: General

ARTIGO: OS IMPACTOS DA ENERGIA EÓLICA ATRAVÉS DA ANALISE DE INDICADORES SOCIOAMBIENTAIS DE INSFRAESTRUTURA SOCIAL E DE INVESTIMENTOS DIRETOS DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NO MUNICÍPIO DE SIMÕES/PI.

AUTORES: Oliveira, Kalleb De Sousa[1] Rabelo, Felipe Rodrigo de Carvalho[2]

RESUMO – O presente trabalho tem como objetivo analisar os Impactos da Energia Eólica através da análise de indicadores socioambientais de infraestrutura social e de investimentos diretos de empreendimentos eólicos. O estudo apresenta o acompanhamento das condições socioeconômicas do município de Simões, localizados no estado do Piauí, durante a fase de instalação e operação de diversos empreendimentos eólicos que demonstram mudanças socioambientais e de crescimento populacional, nos quais, podem ser norteadores para a administração pública através do incremento econômico advindo da indústria eólica. Bem como os investimentos socioambientais com uso ou não de subcrédito social do BNDES realizados pelas empresas eólicas que fomentam a melhoria de indicadores socioambientais locais. Nesse sentido, segundo o IBGE, Simões/PI teve o terceiro maior aumento do Produto Interno Bruto (PIB) entre todos os municípios brasileiros em 2017.

Palavras Chave: Impacto Socioambiental; Projetos Sociais; Desenvolvimento Sustentável.

ABSTRACT – The present work aims to analyze the Impacts of Wind Energy through the analysis of social and environmental indicators of social infrastructure and direct investments of wind projects. The study presents the monitoring of the socioeconomic conditions of the municipality of Simões, located in the state of Piauí, during the installation and operation phase of several wind projects that demonstrate socio-environmental changes and population growth, in which, they can be guiding for public administration through economic growth from the wind industry. As well as socio-environmental investments with or without the use of BNDES social sub-credit made by wind companies that promote the improvement of local socio-environmental indicators. Accordingly, according to IBGE, Simões / PI had the third largest increase in Gross Domestic Product (GDP) among all Brazilian municipalities in 2017.

Keywords: Social and Environmental Impact. Social projects. Sustainable development.

[1] Graduado em Gestão Ambiental. Pós-graduado em Gestão e Educação Ambiental, e em Arqueologia Social Inclusiva. Analista Socioambiental do CECP (ContourGlobal/CHESF) E-mail: kalleb.oliveira@contourglobal.com | Fone: (087) 99161-4322.

[2] Graduado em Engenharia Florestal. Mestre em Ciências Florestais. Profissional da Empresa Baraúna: Consultoria e Planejamento ambiental. E-mail: felipe.rabelo@baraunacpa.com | Fone: (081) 99967-8057

1. INTRODUÇÃO

A energia é fundamental para o bem-estar socioeconômico. Proporciona conforto pessoal e mobilidade e é essencial para a produção da maior parte da riqueza industrial e comercial. No entanto, a produção e o consumo de energia submetem o ambiente a pressões consideráveis (AEA, 2002).

Com base no Estudo/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) dos Complexos Eólicos, a instalação e operação causa profundas mudanças na condição de vida das pessoas da região, tanto de forma negativa, devidos aos incômodos causados pelas obras e os impactos socioambientais decorrentes da instalação e operação, quanto positivos, nesse caso, destaque-se melhoria sócio econômica dos moradores, por meio da geração de empregos e por conseguinte renda, incluindo incremento na área tributária, e do capital circulante pelo recebimento dos "royalties".

Destacasse ainda que a fonte eólica tem um importante impacto positivo nas comunidades onde chega devido à realização de projetos sociais, culturais, de saúde e ambientais para desenvolvimento da população local. O financiamento adquirido pelos investidores do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), um percentual do investimento deve ser voltado para projetos sociais. No entanto, a maioria dos casos vai além dessa obrigação e desenvolve projetos de altíssima relevância para a comunidade. (ABEEÓLICA, 2018).

Desta forma, o presente artigo apresenta o acompanhamento das condições socioeconômicas do município de Simões, localizados no estado do Piauí, durante a fase de instalação e operação de diversos empreendimentos eólicos que demonstram mudanças socioambientais e de crescimento populacional, nos quais, podem ser norteadores para a administração pública através do incremento econômico advindo da indústria eólica. Nesse sentido, segundo o IBGE, Simões/PI teve o terceiro maior aumento do Produto Interno Bruto (PIB) entre todos os municípios brasileiros em 2017.

2. METODOLOGIA

A análise tem como base o diagnóstico socioeconômico do EIA/RIMA, os dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) relativo aos Censos Demográficos, do Anuário Estatístico do Piauí da Fundação Centro de Pesquisas Econômicas e Sociais do Piauí (CEPRO) e das Secretarias Municipais, relatórios e informações disponíveis que possibilitem o acompanhamento do crescimento populacional e da melhoria dos indicadores sociais nos municípios de Simões/PI, bem como as ações através de projetos desenvolvidos pelas

empresas de fonte eólica no município que visa melhoria nos indicadores e busca por um desenvolvimento sustentável com base na melhoria do Incide de Desenvolvimento Humano (IDH).

O quadro comparativo da dinâmica populacional do município de Simões/PI abordará a evolução dos seguintes aspectos: demografia, infraestrutura física e social e economia. Cabe ressaltar que as estimativas populacionais coligidas a partir do IBGE não são ajustadas pelo contexto local. A metodologia utilizada é a comparação entre, pelo menos, dois censos populacionais.

A contextualização dessas dinâmicas locais sempre levará em consideração o cenário nacional e regional. Cabe ressaltar que as bases de dados disponibilizadas pelos órgãos oficiais, assim como a pesquisa de campo, têm como data de base o ano de 2014, ano do início da instalação dos primeiros parques eólicos do município.

3. RESULTADOS

3.1 Demografia

O estado do Piauí compõe com os estados Alagoas, Bahia, Ceará, Maranhão, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Sergipe a Região Nordeste, área de 1.561.177,8 km², equivalente a 18,3% do território nacional. Em 2010, a população total da região era de 53.081.950 habitantes, cerca de 27,82% da população brasileira.[3] Em 2019, a estimativa para região foi de 57.071.654 pessoas, ou 27,15%.

Nesse período, portanto, observa-se que enquanto o total da população brasileira aumentou, a porcentagem da população da referida região não apresentou a mesma dinâmica, aspecto que se verifica em relação ao estado do Piauí. Em 2010 e 2019, respectivamente, observa-se as seguintes porcentagens relativamente ao total da população brasileira: aproximadamente 1,63% (2010) e 1,55% (2019). Já em termos de Região Nordeste, as proporções são as seguintes: aproximadamente 5,87% (2010) e 5,73% (2019).

Na perspectiva comparativa entre as estimativas do Produto Interno Bruto (PIB) no período 2010-2016 (BANCO DO NORDESTE, 2019), a Região Nordeste apresentou crescimento acima da média brasileira, destacando-se o Piauí (+4,0%), Maranhão (+ 3,7%), Paraíba (+ 3,5%), Ceará (+ 3,0%), Pernambuco e Alagoas, (ambos, + 2,6%). A partir dos dados disponibilizados pelo IBGE (IDEM), sabe-se que:

> No Maranhão (+3,7%), o crescimento foi impulsionado pelos setores da Agropecuária e da Indústria, acompanhando o desenvolvimento do cultivo de soja

[3] Conforme dados atualizados de 2020, a população brasileira é de 211.205.033, em 04/03/2020. Ver: <www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>. Acesso em: 04/03/2020.

> no Estado e da indústria de transformação do alumínio, respectivamente. Na Paraíba (+3,5%), o crescimento na Indústria, em especial a Indústria extrativa, e em Serviços contribuíram determinantemente para o desempenho positivo em sua economia. No Ceará (+3,0%), entre 2002 e 2016, foi em resposta aos setores da Indústria, em grande medida, derivado pelo subsetor Produção de eletricidade e gás, água e esgoto, atividades de gestão de resíduos e contaminação; e, Serviços, explicado, em maior intensidade, pelos subsetores Atividades financeiras, de seguros e serviços relacionados; Informação e comunicação e Comércio e reparação de veículos automotores e motocicletas. Pernambuco e Alagoas, com crescimento de +2,6% cada, situam-se na quinta e sexta posição relativo à variação em volume do PIB, respectivamente, na série 2002-2016. Em Pernambuco, o crescimento da indústria foi reflexo do Refino de petróleo e coque e da Fabricação de automóveis, camionetas e utilitários. Em Alagoas, o crescimento em volume foi compensado pelos desempenhos da Agropecuária, influenciada em grande medida pelo cultivo de laranja, e da Indústria de Transformação, movida principalmente pelo segmento sucroenergético

Relativamente aos resultados obtidos pelo estado do Piauí, a atividade de Serviços se destaca na constituição do PIB estadual (50,7% do valor adicional bruto total). A Indústria de Produção de eletricidade e gás, água e esgoto, atividades de gestão de resíduos e contaminação, assim como a Indústria de transformação, também são atividades de destaque nessa economia.

Em 2017, a Região Nordeste representou 14,47% do PIB brasileiro, ficando o estado do Piauí responsável por aproximadamente 4,70% de participação nesse total regional.

Em termos de ocupação urbana e rural, tem-se em perspectiva o Censo de 2010, que registrou a população urbana brasileira total de 160.925.792 habitantes, sendo a rural de 29.830.007 habitantes. Na Região Nordeste, o contingente urbano, no mesmo período, era de 38.821.246 pessoas, havendo 14.260.704 em áreas rurais. Neste caso, a proporção de pessoas vivendo em meio rural no Nordeste (26,84%), era mais expressiva do que no território brasileiro (15,64%).

No que se refere ao estado do Piauí, trata-se de uma área territorial de aproximadamente 251.611 km², com uma população em 2010 de 3.192.578 habitantes e densidade demográfica de 12,40 hab/km². Em 2019, a estimativa da população é de 3.272.447 habitantes, composto por aproximadamente 48,4% de homens e aproximadamente 51,5% de mulheres.

O município de Simões – PI (Figura) apresenta extensão territorial de 1.103,70 km^2 e uma população e de 14.633 pessoas. Além disso, integra a Área de Proteção Ambiental (APA)

da Chapada do Araripe, que foi criada pelo Decreto nº 04 de agosto de 1997. Sendo inserida no bioma Caatinga e possui uma área de 972.590,45 hectares. É formada por 36 municípios (18 no Estado do Ceará, oito em Pernambuco e dez no Piauí).

Figura 1. Região Sudeste Piauiense.

Figura 2. Município onde será construída a nova sededo Polo da Universidade Aberta do Brasil (UAB).

Os dados comparativos referente à população, no período 2010-2019 (IBGE), mostram um crescimento gradual para Simões/PI (Figura 3). Já a taxa de crescimento geométrico entre 2010 e 2018, de Simões, teve crescimento de 0,63%, conforme Figura .

Figura 3. População Residente em 2010 e 2019.

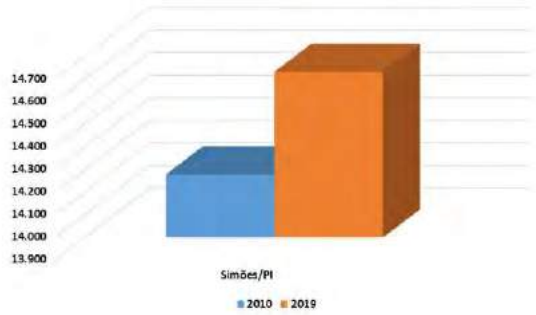


Figura 4. Crescimento Demográfico do Município em Estudo.

Destaque-se que as estimativas populacionais divulgadas pelo IBGE não são ajustadas pelo contexto local. A metodologia utilizada é a comparação entre, pelo menos, dois censos populacionais, indicando, assim, um crescimento da população que não reflete a tendência de crescimento anual gerada por mudanças socioeconômicas (como a instalação de complexos eólicos nos municípios em estudo).

3.2 Infraestrutura Social

3.2.1 Educação

No Brasil, a taxa de analfabetismo vem diminuindo de maneira considerável, apresentando, em 2010, taxa de 11,82%. No estado do Piauí e no município de Simões/PI, as taxas são superiores à média nacional, conforme descrito na Tabela 1. Conforme dados do Censo de 2010 (IBGE), essa UF apresentou taxa de analfabetismo de 29,16% entre pessoas de

25 anos ou mais, representando uma queda de 19,98 pontos percentuais em relação a 1991 e 8,81 pontos em relação a 2000. Em Simões/PI, as taxas indicaram 39,02%, em 2010, 48,96% em 2000 e 70,46% em 1991.

Tabela 1. Taxas de Analfabetismo (%).

Local	Taxa de Analfabetismo - 25 anos ou mais		
	1991	2000	2010
Brasil	23,45	16,75	11,82
Piauí	49,14	37,97	29,16
Simões	70,46%	48,96%	39,02%

Fonte: PNUD e Ipea – Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil, 2016.

O indicador Expectativa de Anos de Estudo[4], entre 2000 e 2010, no estado do Piauí passou de 6,68 anos para 9,23 anos. Entre 2000 e 2010, ela passou de 5,50 anos para 7,84 anos, no município. Em 1991, a expectativa de anos de estudo era de 6,96 anos (Tabela 22).

Tabela 2. Expectativa de Anos de Estudo.

Local	Expectativa de anos de estudo		
	1991	2000	2010
Brasil	8,16	8,76	9,54
Piauí	5,89	6,68	9,23
Simões	6,96	5,50	7,84

Fonte: PNUD e Ipea – Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil, 2015.

Os dados obtidos com Censo Escolar correspondente a 2019, o cenário escolar na Educação Infantil, no Ensino Fundamental e Médio se configura conforme a Tabela 3 e 4.

Tabela 3. Matrículas Educação Infantil

Simões	Educação Infantil			
	Creche		Pré-Escola	
	Parcial	Integral	Parcial	Integral
Municipal Urbana	113	60	41	189
Municipal Rural	93	19	214	17
TOTAL	206	79	255	206

Fonte: INEP, 2020 (portal.inep.gov.br/web/guest/resultados-e-resumos).

Tabela 4. Matrículas Ensino Fundamental e Médio

Simões	Ensino Fundamental				Médio	
	Anos Iniciais		Anos Finais			
	Parcial	Integral	Parcial	Integral	Parcial	Integral
Estadual Urbana	0	0	150	0	552	31
Municipal Urbana	189	295	59	264	0	0
Municipal Rural	369	281	226	329	0	0
TOTAL	558	576	435	593	552	31

Fonte: INEP, 2020 (portal.inep.gov.br/web/guest/resultados-e-resumos).

[4] Esse indicador sintetiza a frequência escolar da população em idade escolar e indica o número de anos de estudo que uma criança que inicia a vida escolar no ano de referência deverá completar ao atingir a idade de 18 anos.

No ano de 2019, Simões/PI mantêm a média de alunos por sala abaixo do número recomendado, com exceção da fase da creche. Conforme dados de 2017, a infraestrutura escola no município em estudo se configura como na Tabela .

Tabela 5. Unidades Escolares Públicas nos Municípios em Estudo.

Município	2018	
	Urbana	Rural
Simões	9	10

Fonte: Censo Escolar, 2017.

Registre-se ainda, relativamente ao Ensino de Jovens e Adultos (EJA Presencial) um maior número de alunos na área urbana. Num comparativo histórico, tem-se que entre 2017 e 2018, em Simões/PI aumentaram 3,18% e 6,85%, respectivamente. Ao comparar-se os anos de 2014 e 2018, houve um aumento considerável de matrículas no município em 18,95%. A

Figura 5 apresentam dados relativos ao número de matrículas, entre os anos de 2014 e 2018.

Figura 5. Total de Matrículas, entre os anos de 2014 e 2018, no município em estudo.

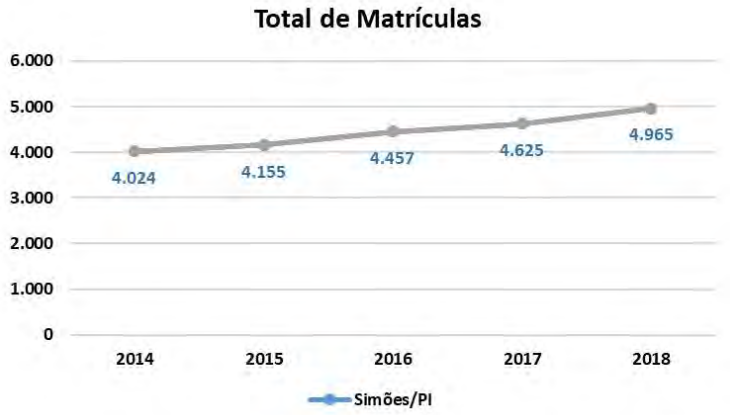


Tabela 6. Resultado das matrículas entre os anos de 2014 e 2018.

Simões/PI	Ensino Regular										EJA		Total
	Educação Infantil				Ensino Fundamental				Ensino Médio		EJA Presencial		
	Creche		Pré-Escola		Anos Iniciais		Anos Finais						
	Parcial	Integral	Parcial	Integral	Parcial	Integral	Parcial	Integral	Parcial	Integral	Fundamental	Médio	
2014	130	0	484	0	852	590	651	575	568	1	173	0	**4.024**
2015	260	0	452	0	754	600	586	658	563	35	154	93	**4.155**
2016	212	0	476	0	771	546	601	625	555	49	486	136	**4.457**
2017	268	0	392	0	664	625	522	646	524	38	810	136	**4.625**
2018	281	0	485	0	1.363	0	1.139	0	617		960	120	**4.965**

Fonte: Inep, 2018.

Relativamente ao Índice de Educação Básica (IDEB), não há atualização para o ano de 2018, de modo que seguem índices e metas com os dados disponíveis no INEP. Assim, no ano de 2017 foi de 5,0 em Simões, conforme

Tabela . A meta projetada foi alcançada no referido ano.

OS dados do IDEB para o ensino fundamental-II. Onde o município de Simões/PI não conseguiu alcançar a meta de 4,7, apresentando o resultado de 4,2 (Tabela 7 e 8).

Tabela 7. IDEB Observado

Município Simões	**Ideb Observado**						
	2005	**2007**	**2009**	**2011**	**2013**	**2015**	**2017**
4.ª série/5.º ano	2.7	3.7	3.9	4.4	4.0	4.5	5,0
8.ª série/9.º ano.	3.2	3.3	3.5	4.0	4.0	4.4	4,2

Fonte: INEP, 2020.

Tabela 8. Metas Projetadas 8.ª série/9.º ano.

Município	**Metas Projetadas**							
	2007	**2009**	**2011**	**2013**	**2015**	**2017**	**2019**	**2021**
Simões	3.2	3.4	3.7	4.1	4.5	4.7	5.0	5.2

Fonte: INEP, 2020.

Entre os itens utilizados pelo INEP para avaliação da qualidade da educação básica, estão a taxa de distorção Idade-Série, taxa de aprovação, taxa de reprovação e taxa de abandono. Para fins deste estudo, os dados utilizados condizem somente aos de unidades escolares públicas.

A taxa de distorção idade/série é a proporção de alunos com mais de 2 anos de atraso escolar. Desta maneira, alunos matriculados nas séries acima da idade adequada do município ficaram acima da média do estado, em quase todos os anos, tanto para o ensino fundamental, quanto para o ensino médio, conforme pode ser avaliado entre a **Erro! Fonte de referência não encontrada.**6 e 7. Apesar da redução da taxa de distorção idade-série, desde 2010, os índices ainda são altos, principalmente, no que diz respeito ao ensino médio. Esse, registra que mais de 30% dos alunos, no ano de 2018, têm idade superior à série adequada.

Figura 6. Taxa de Distoção Idade-Série de Simões.

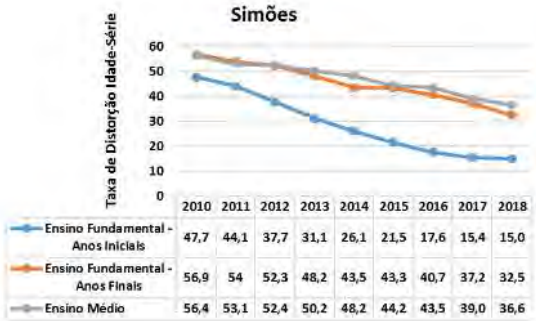
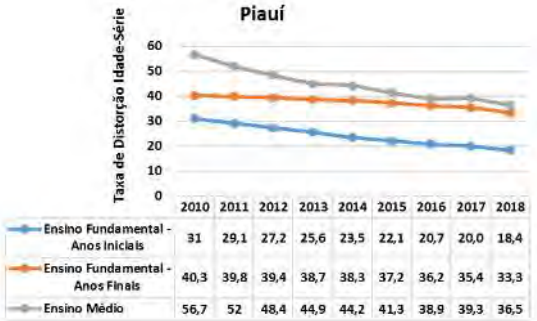
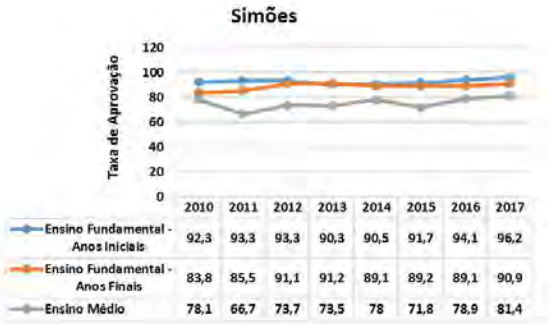


Figura 7. Taxa de Distoção Idade-Série do Piauí.



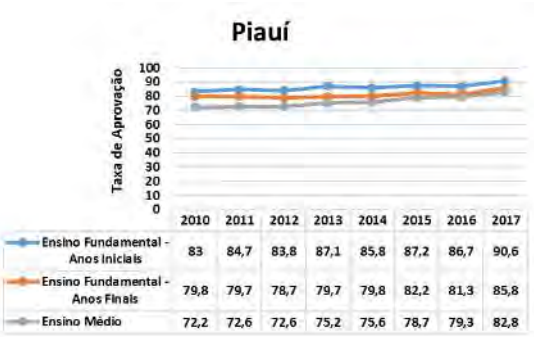
A taxa de aprovação é indicada pela porcentagem de alunos que alcançaram os critérios mínimos para a conclusão compatível com a etapa de ensino na qual se encontravam no término do ano letivo. Desde 2010, as taxas de aprovação nos ensinos fundamental e médio têm aumentado. No entanto, o ensino médio, ainda apresenta taxas menores que as estaduais, conforme Figura .

Figura 8. Taxa de Aprovação de Simões.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ensino Fundamental - Anos Iniciais	92,3	93,3	93,3	90,3	90,5	91,7	94,1	96,2
Ensino Fundamental - Anos Finais	83,8	85,5	91,1	91,2	89,1	89,2	89,1	90,9
Ensino Médio	78,1	66,7	73,7	73,5	78	71,8	78,9	81,4

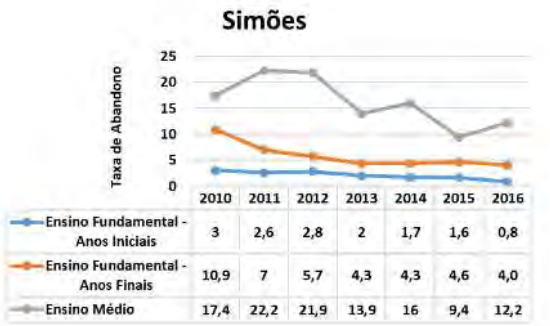
Figura 9. Taxa de Aprovação do Piauí.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ensino Fundamental - Anos Iniciais	83	84,7	83,8	87,1	85,8	87,2	86,7	90,6
Ensino Fundamental - Anos Finais	79,8	79,7	78,7	79,7	79,8	82,2	81,3	85,8
Ensino Médio	72,2	72,6	72,6	75,2	75,6	78,7	79,3	82,8

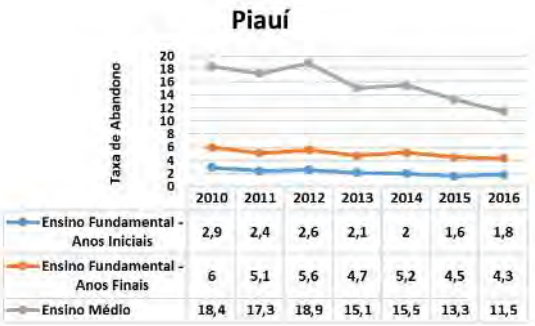
A taxa de abandono aponta a porcentagem de alunos que pararam de frequentar a escola após a data de referência do Censo Escolar. As Figuras 10 e 11 mostram que as maiores taxas de abandono são no ensino médio.

Figura 10. Taxa de Abandono de Simões.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ensino Fundamental - Anos Iniciais	3	2,6	2,8	2	1,7	1,6	0,8
Ensino Fundamental - Anos Finais	10,9	7	5,7	4,3	4,3	4,6	4,0
Ensino Médio	17,4	22,2	21,9	13,9	16	9,4	12,2

Figura 11. Taxa de Abandono do Piauí.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ensino Fundamental - Anos Iniciais	2,9	2,4	2,6	2,1	2	1,6	1,8
Ensino Fundamental - Anos Finais	6	5,1	5,6	4,7	5,2	4,5	4,3
Ensino Médio	18,4	17,3	18,9	15,1	15,5	13,3	11,5

Como na maioria dos municípios brasileiros, Simões/PI enfrenta o desafio da oferta de uma rede pública de educação com qualidade. Desta forma, na busca por tornar as comunidades melhores devido a presença das empresas de fonte eólica com projetos ligados ou não ao fundo socioambiental do BNDES. Destacaremos algumas ações para melhorias desses resultados numa perspectiva futura de sustentabilidade e de aumento do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). Nesse sentido, evidencia-se ações das empresas através de práticas de educação ambiental. Bem como fomento quanto estrutura/qualidade.

Nesse sentido, a ContourGlobal, em parceria com a secretaria estadual de educação do estado do Piauí e o município de Simões/PI, com subcrédito Social do BNDES está investindo R$ 3.206.541,34 na nova sede do Polo da Universidade Aberta do Brasil que terá 06 Salas de aula (240 alunos cada), Laboratório de informática com capacidade para 80 alunos, Auditório com capacidade para 200 pessoas, Laboratório de Biologia Química e

Física, Biblioteca com sala de estudo, Gabinete de Coordenação, Sala de reuniões e tutoria (Figura 12). Além de equipamentos e mobílias, tais como: Ar condicionado, desktops, notebooks, impressoras, projetores, tela de projetor, sistema de sons, webcans, Tablet Chair, Cadeira de teatro, Cadeiras. A universidade está em construção, com previsão de conclusão em 2020.

Quanto a preocupação com a qualidade, destacasse a PVE (Parceria Pela Valorização da Educação) (Figura 13) que é uma iniciativa do Instituto Votorantim e das empresas investidas e parceiras da Votorantim, comprometida com a melhoria da educação pública a partir da qualificação de práticas de gestão e de mobilização social de escolas de Simões/PI.

Figura 12. UAB em construção Simões/PI. Melhoria em estrutura desenvolvida pela ContourGlobal.

Figura 13. Desde 2019, Simões/PI firmou pacto com o PVE para melhorar a qualidado do ensino - Votorantim.

3.2.2 Saúde

A política de Saúde, no estado do Piauí, foi balizada pelo Plano Estadual de Saúde (PES) 2016-2019, estruturado em diretrizes e estratégias para esse setor. Para análise da saúde foram utilizados indicadores e dados relacionados a mortalidade, morbidade e recursos e cobertura assistencial. Os indicadores utilizados são fornecidos pelo Ministério da Saúde, por meio do Sistema de Informações de Atenção Básica (SIAB), base de dados DATASUS. Em síntese, a análise dos indicadores permite uma melhor compreensão de importantes problemas de saúde da população.

A condição de saúde do município de Simões/PI será apresentada segundo o número de nascidos vivos, número de óbitos e a quantidade de famílias atendidas pelo Programa Saúde da Família (PSF) ligado ao Sistema Único de Saúde, entre os anos de 2013 e 2015, conforme o número de famílias que tem um acompanhamento sistemático do agente de saúde, em Simões, ao longo dos três anos em análise, diminuiu de 2013 para 2014, mas aumentou de 2014 para 2015. Caba destacar, que o município vem apresentando ações de melhoria, como as realizadas em 2018 e que podem ser vistas nas imagens a seguir (Figura 14 e 15).

Figura 14. Entrega de nova ambulancia ao Hospital Municipal Zuca Batista, Simões/PI.

Figura 15. Entrega de nova ambulância para o SAMU de Simões/PI.

3.2.3 Economia

O Município de Simões/PI situa-se numa região denominada Vale do Rio Guaribas, que é um Território de Desenvolvimento (TD) assim denominado no âmbito do Planejamento Participativo Territorial no estado do Piauí (Lei Complementar GE nº. 87/2007).

A estratégia de territorialização iniciada em 2012 visou à articulação de diferentes políticas públicas, como a econômica, mas também a de Saúde, a partir da identificação de características ambientais, sociais, econômicas entre outras, que agregam localidades entre si. Em termos gerais, o Território Vale do Rio Guaribas tem prevalência da atividade agropecuária, com forte potencial para investimentos em obras de irrigação, estudos e projetos para acumulação de água em superfície e energia (reforço das potências em subestações e linhas de transmissão) (SEPLAN, 2020). No município de Simões/PI, existem atualmente empreendimento eólicos da ContourGlobal, Cúbico e Votorantim.

Dentro do contexto nacional de participação dos municípios no PIB brasileiro, a economia obtida pelos investimentos em energia, em Simões, obteve reconhecimento junto a organizações de investidores, como a Confederação Nacional das Instituições Financeiras (CNF, 2019). Curral Novo do Piauí (PI), Bodó (RN) e Simões (PI) reconfiguraram o panorama de municípios, haja vista terem avançado em até 3.400 posições em um ano, notadamente, pelos investimentos em parques eólicos.

3.2.3.1 PIB

O Produto Interno Bruto de uma região é a soma de todos os serviços e bens produzidos em um período, permitindo estimar a riqueza produzida em uma determinada unidade territorial. No caso de Simões/PI. A Tabela 9 apresenta o PIB do município em estudo, a partir de 2010. No ano de 2017 (atualização em 2019), o PIB de Simões/PI foi de R$ 463.907, crescimento de quase três vezes mais que o resultado apresentado em 2016.

A comparação dos PIBs no período de oito anos (2010 – 2017) indica ter havido um aumento da riqueza interna. Há indicativos de que o aumento do PIB se relaciona com a implantação dos parques eólicos na região, embora se saiba que grande parte dos impostos pagos por eles são repassados para o governo do estado.

Tabela 9. Produto Interno Bruto (PIB) a Preços Correntes (2010 a 2017)

Município/ Período	Simões	Município/ Período	Simões
	PIB (Mil Reais)		PIB (Mil Reais)
2010	51.091	**2014**	81.736
2011	60.333	**2015**	98.121
2012	67.184	**2016**	114.365
2013	70.714	**2017**	463.907

Fonte: IBGE Cidades, 2020

Obs: Dados IBGE/Órgãos Estaduais de Estatística/Secretarias Estaduais de Governo/SUFRAMA.

3.2.3.2 PIB *per capita*

O PIB *per capita* não corresponde à renda pessoal, mas é um dado que oferece uma dimensão da riqueza disponível no território, visto que indica a renda média da população em um país ou território e sua variação é uma medida do ritmo do crescimento econômico daquela região. A Tabela apresenta o PIB per capita entre 2010 e 2017.

Tabela 10. Produto Interno Bruto (PIB) Per Capita, em R$ (2010 a 2017)

Município	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	% Crescnto. 2010/ 2017
Simões	3.601,79	4.241,38	4.709,09	4.920,26	5.678,87	6.808,74	7.950,83	32.220,27	794,56%

Fonte: IBGE Cidades, 2020

3.2.3.3 Atividades Produtivas

Cadastro Municipal de Empresas

A Tabela 11 informa sobre as empresas cadastradas em Simões/PI entre os anos de 2010 a 2017 (atualizado em 2019) e a dinâmica econômico social a partir disso (ocupação, salários etc). O município de Simões se destaca em todo o período. Em 2017, a quantidade de salários e remunerações pagas e pessoal ocupado no município de Simões/PI apresenta aumento significativo, indicando ser esse um período com bons investimentos na economia local, como já indicado anteriormente (relativamente ao PIB e PIB per capta).

Por outro lado, a quantidade de empresas por seção de atividades, apresentou uma diminuição no número de empresas e outras organizações. Existe a possibilidade desses estabelecimentos terem diminuído quantitativamente por estarem em municípios de pequeno porte, o que favorece a abertura de negócios sem regularização.

No entanto, diante dos investimentos aportados para a implantação no campo da Indústria de energia (campos eólicos), é possível que as empresas existentes em Simões, apresentem maior solidez e também sejam mais atraentes, haja vista o número de pessoas ocupadas e salários/remunerações pagas.

Tabela 11. Cadastro Central de Empresas em Simões/PI (2010 a 2017).

Variáveis	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Unid.
Número de unidades locais	99	104	119	76	92	122	87	105	Unidades
Pessoal ocupado total	608	630	708	695	719	765	751	1055	Pessoas
Pessoal ocupado assalariado	517	540	609	637	651	679	671	973	Pessoas
Salários e outras remunerações	4.823	7.373	9.243	10.779	12.328	15.773	18.518	27.162	Mil Reais
Salário médio mensal	1,4	2	1,9	2	2	2,2	2,3	2,5	Salários mínimos

Fonte: IBGE. Cadastro Central de Empresas, 2020.

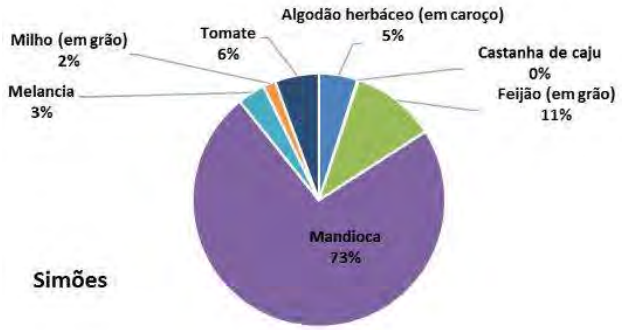
Produção Agrícola

Para os dados de produção agrícola municipal, consideram-se que as terras podem ser divididas segundo sua utilização como lavoura permanente ou lavoura temporária, entendendo que a lavoura permanente compreende áreas plantadas ou em preparo para o plantio de culturas de longa duração e a lavoura temporária abrange culturas de curta duração (menos de um ano).

Considerando que não há atualização para anos recentes, relativamente aos dados da Produção Agrícola Municipal, do IBGE, entre as lavouras temporárias e permanentes, são utilizados os resultados e análises para a produção do ano de 2017 e comparativos com anos anteriores. A mandioca foi a mais expressiva no município Simões/PI, conforme Figura .

Relativamente à atividade Pecuária, o presente artigo apresenta atualização das análises por meio de dados referentes a 2018. Assim, é possível afirmar que em 2018 ocorreu o incremento nos rebanhos, havendo diminuição de indivíduos em algumas categorias de modo irrisório. Em 2018, o município não manteve a quantidade na produção melífera, mas apresentaram aumento na produção de leite. Não houve dados disponíveis para a produção de ovos. O município de Simões produziu tambaqui e tilápia, com uma produção de 3.100 e 1.200 quilogramas, respectivamente. Em 2018, a produção também apresentou decrescimento nos dois quesitos.

Figura 16. Participação da Produção Agrícola de Simões.



Nesse sentido, com recursos junto ao crédito socioambiental do BNDES, como incentivo a agricultura familiar, destaca-se os investimentos das empresas eólicas no fomento da agricultura.

Nesse sentido, o projeto da ContourGlobal: Energia Sustentável: Agricultura Familiar e Inclusão Social no Piauí promove para 270 famílias práticas de desenvolvimento sustentável nas comunidades e propriedades rurais que estão nas áreas de influência, através de práticas de cultivo agroecológico de mandioca e introdução de outras culturas, que melhoram a segurança alimentar e a geração de renda. Implementação de sistemas de produção de mandioca com feijão e caju, uso de fertilizantes naturais e defesas preparadas a partir de mandioca, processamento de cascas de mandioca para alimentação animal; Fabricação de derivados de mandioca e uso diversificado de mandioca na cozinha doméstica. Possibilitando, inclusive, a venda dos excedentes na feira da agricultura familiar criada pelo Projeto. (Figura 17 e 18).

Figura 17. Produção de alimentos agroecologicos através do projeto da ContourGlobal, Piauí.

Figura 18. Comercialização de alimentos agroecologicos, Piauí.

A Cúbico realizou reformou e construiu áreas de produção coletiva. O prédio da APIS (associação dos pequenos apicultores de Simões), casa do mel, ganhou reforma completa. A casa do mel foi agraciada com nova rede elétrica do prédio, piso em 03 salas, piso por fora em brita, forro em PVC, 35 uniformes para apicultor, 35 pares de botas, 35 fumigadores, 01 centrífuga, 01 mesa centrifugadora, 02 decantadores e um veículo Ford modelo F-4000, mais

reforma (Figura 19). Ainda uma casa de farinha para a APEPRUSPAS (associação de pequenos produtores rurais da Serra da Palma-Simões) (Figura 20).

Figura 19. Reforma da APIS - projeto da Cúbico, Simões/PI.

Figura 20. Contrução de casa de farinha - projeto da Cúbico, Piauí.

3.2.3.4 Nível de Emprego Formal

A construção civil contribuiu para o emprego formal de trabalhadores, chegando a empregar mais que o comércio. Contudo, também apresenta um quadro de demissões no período estudado (pós-obra). No município de Simões, o dado é mais significativo, pois no mesmo houve a implantação de mais de um Complexo Eólico. Nos anos em que o número de empregos é alto, pode ter culminado com o pico das obras dos empreendimentos. Cabe ressaltar que os Parques Eólicos possuem inscrição municipal (CNPJ), por isso, todos os funcionários da obra serão cadastrados no município, mesmo que os mesmos residam em municípios próximos ou estão ali somente temporariamente.

3.2.3.5 Setor Primário

O Censo de 2010 totalizou em 3.560 trabalhadores ocupados nos três municípios em monitoramento, os quais desenvolveram trabalhos no cultivo da terra e criação de animais, bem como na venda dos produtos de origem animal. Contudo, a região enfrentou um severo período de estiagem, cerca de três anos com chuvas escassas. A mandioca e farinha são o que mais movimentam esse setor.

Outro fator importante, principalmente para os donos das propriedades rurais, os quais passaram a ter uma renda complementar devido ao arrendamento de áreas para a implantação de parques eólicos, esse ganho deu condições de investimentos em outras atividades produtivas na propriedade.

3.2.3.6 Setor Secundário

Os municípios Marcolândia e Simões estão adotando uma política de desenvolvimento econômico voltada para energia, de forma que contribuirá para o desenvolvimento industrial,

para o aumento do empreendedorismo, e incentivos a inovação tecnológica contribuindo para o aumento do nível de emprego e capacitação.

Um dos segmentos dinamizados é o da construção civil, devido a circulação de produtos por meio de aquisição de bens e insumos, bem como as indústrias de equipamentos do setor energético. Nesse caso, ganha destaque o município de Simões, possivelmente, em função dos investimentos em Infraestrutura de energia.

3.2.3.7 Setor Terciário

O setor de serviços apresentou resultados relevantes para a economia dos municípios devido as atividades econômicas desenvolvidas, bem como outros elementos a elas relacionadas, principalmente o emprego formal. Com o aumento populacional no período de instalação houve um aumento da demanda por bens e serviços devido a quantidade crescente de pessoas envolvidas na obra, como por exemplo, hospedagem e alimentação.

A cadeia produtiva do comércio e serviços está sendo dinamizada, devido a demanda pelos fornecedores de bens e serviços dos municípios, os quais foram incentivados a construírem novos estabelecimentos como restaurantes, lanchonetes, pousadas, dentre outros, criando oportunidades de empregos formais ou informais.

Cabe mencionar que os estabelecimentos de materiais de construção civil foram os que mais cresceram, tendo em vista as inúmeras construções e reformas que são evidentes na cidade.

3.2.3.8 Geração de Renda

Os impostos, principalmente o Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISS), de competência dos Municípios terá um aumento que contribuirá para alavancar os investimentos públicos principalmente na saúde, educação e infraestrutura, de forma que esses municípios passem a ser atrativos para outros investimentos de grande porte, contribuindo para o aumento da qualidade de vida.

3.2.3.9 Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM)

O Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) foi criado em 2012 pelo PNUD Brasil, o Ipea e a Fundação João Pinheiro com o intuito de adaptar a metodologia do IDH Global para a complexa realidade brasileira e viabilizar a comparação entre os 5.565 municípios brasileiros ao longo do tempo. Seu cálculo foi realizado a partir das informações dos três últimos Censos Demográficos do IBGE – 1991, 2000 e 2010. O IDHM brasileiro considera as três dimensões do IDH Global – longevidade, educação e renda e as classifica de acordo com segundo os valores, apresentados na Figura .

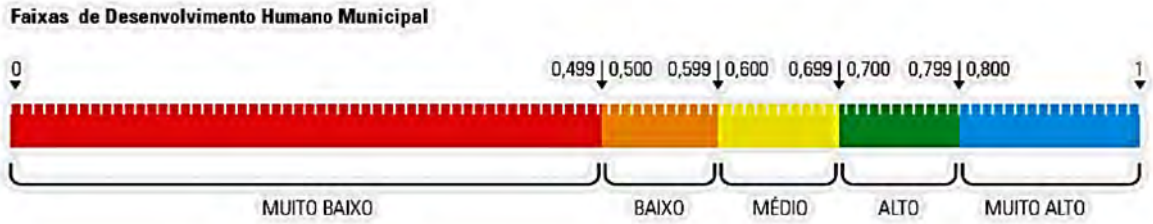
Tabela 12. Quantidade de Pessoas Admitidas, Demitidas e o Saldo de Movimentação - 2010 a 2019.

SETOR	1 - Extrativa Mineral			2 - Indústria de Transformação			3 - Serviços Industriais de Utilidade Pública			4 - Construção Civil			5 - Comércio			6 - Serviços			7 - Agropecuária, Extrativismo Vegetal, Caça e Pesca		
ANO	Admitidos	Demitidos	Saldo	Admitidos	Demitidos	Saldo	Admitidos	Demitidos	Saldo	Admitidos	Demitidos	Saldo	Admitidos	Demitidos	Saldo	Admitidos	Demitidos	Saldo	Admitidos	Demitidos	Saldo
2019	0	0	0	0	0	0	1	-4	-3	1045	-252	793	32	-38	-6	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	19	-10	9	40	-348	-308	32	-35	-3	26	-17	9	0	0	0
2017	0	0	0	0	-1	-1	7	-10	-3	381	-160	221	38	-22	16	18	-36	-18	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	9	-7	2	47	-186	-139	47	-32	15	28	-17	11	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	14	-3	11	48	-708	-660	30	-27	3	5	-20	-15	0	0	0
2014	0	-2	-2	0	-1	-1	12	-2	10	833	-264	569	36	-23	13	29	-21	8	0	0	0
2013	9	-8	1	0	0	0	0	0	0	1	-13	-12	28	-22	6	16	7	23	0	0	0
2012	4	-8	-4	0	0	0	0	0	0	5	-5	0	6	-4	2	2	-18	-16	0	0	0
2011	3	-1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	-3	1	2	10	12	0	0	0
2010	2	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	-3	4	3	-16	-13	0	0	0

Fonte: CAGED, Ministério da Economia, 2020.[5]

[5] Atualização com dados de 2019 por meio do suporte disponível em: <bi.mte.gov.br/bgcaged/caged_perfil_municipio/index.php>. Acesso em: 05/03/2020.

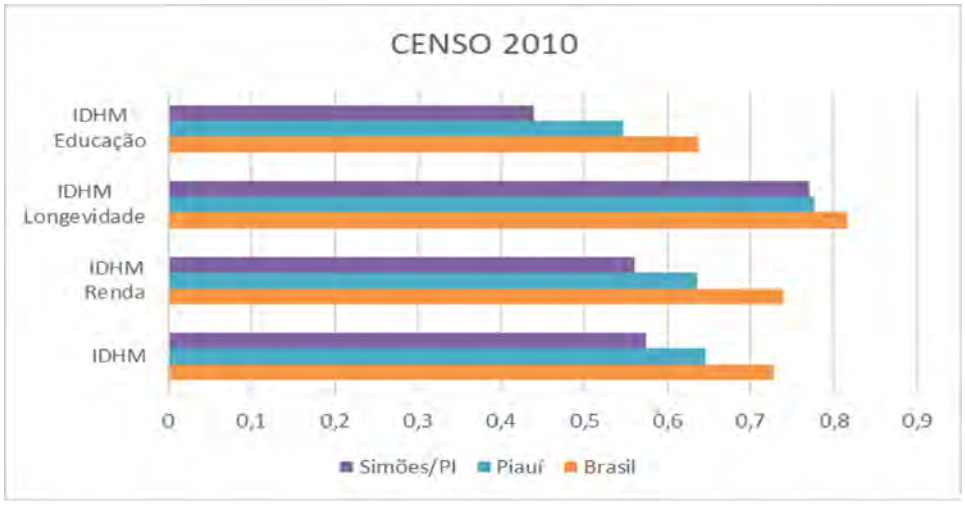
Figura 21. Classificação do Desenvolvimento Humano.



Fonte: PNUD e Ipea.

Utilizando como referência a classificação para o Desenvolvimento Humano, pode ser observado, que o IDHM do estado do Piauí no ano 2010 passou para médio. E embora tenha ocorrido esta tendência ao aumento do IDHM no estado, Simões/PI ainda apresentam o IDHM abaixo da média do Brasil e do próprio estado do Piauí (Figura 22).

Figura 22.2 IDHM do Brasil, Piauí e Simões/PI.



Fonte: IBGE.

Visando a melhoria dos indicadores e para promover o desenvolvimento local dos territórios do Piauí por meio de políticas públicas que fomentem o crescimento econômico, a inclusão social e a sustentabilidade ambiental. Com esse enfoque, o "Projeto ODS Piauí", surgiu através de uma parceria entre o Governo do Estado, ContourGlobal, Chesf, BNDES e PNUD. Por meio da parceria, serão fortalecidas as capacidades de promoção de iniciativas que dialoguem com as necessidades locais com base na implementação dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (Figura 23).

Figura 23. Divulgação do ODS Piauí.

Fonte:PNUD.

4. CONCLUSÃO

A economia de Simões/PI apresenta certa fragilidade, possivelmente decorrente da estrutura administrativa com pouca efetividade para regulação das dinâmicas econômicas internas, gestão pública e políticas sociais.

Apesar de alguns números apresentarem índices menores, o PIB municipal tem crescido, destacando-se os investimentos realizados em Simões/PI, o que indica a potencialidade da região para Infraestrutura energética, mas também em outras áreas, como a agrícola.

Com crescimento do PIB e as ações pontuais que impactam o IDH, percebesse que a fonte de energia eólica está atuando na promoção de um desenvolvimento local. Com base sustentáveis, e em consonância com a realidade local.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA - **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA.** Boletim Anual de geração eólica de 2018. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/05/Boletim-Anual_2018.pdf>. Acesso em: 26 Fev. 2019.

AEA - Energia e ambiente na União Europeia: Resumo, Copenhaga, Agência Europeia do Ambiente, 2002, 04P. <https://www.eea.europa.eu/pt/publications/environmental_issue_report_2002_31-sum>. Acesso em: 09 Mar. 2020.

ATLAS DO DESENVOLVIMENTO HUMANO NO BRASIL, 2013. Disponível em: <http://www.atlasbrasil.org.br/2013/>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

BANCO NORDESTE. DEE – Diário Econômico ETENE (Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste). Ano II – nº. 19 – 27/03/2019. Disponível em: <www.bnb.gov.br/documents/1342439/4543398/19_27_03_2019.pdf/93fb57be-74f1-0a28-aa16-9273e2c1fab8>. Acesso em: 03/03/2020.

BRASIL. Ministério do Desenvolvimento Regional. Secretaria Nacional de Saneamento (SNIS). Sistema Nacional de Informação sobre Saneamento: 24º Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgoto – 2018. Brasília: SNS/MDR, 2019. Disponível em: <www.snis.gov.br/diagnostico-anual-residuos-solidos/diagnostico-do-manejo-de-residuos-solidos-urbanos-2018>. Acesso em: 04/03/2020.

CADASTRO NACIONAL DE ESTABELECIMENTOS DE SAÚDE. Disponível em: <http://cnes.datasus.gov.br/>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL E RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL EIA-RIMA dos parques que compõem os Complexos Eólicos Chapada do Piauí I, II e IIII, Piauí, 2014.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATISTICA (IBGE). Perfil dos Municípios Brasileiros. Disponível em: <www.ibge.gov.br/munic2009/index.php>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

_____. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA. Disponível em: <sidra.ibge.gov.br/>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

_____. Censo Demográfico -2010. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <www.ibge.gov.br>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

_____. Infraestrutura social e urbana no Brasil: subsídios para uma agenda de pesquisa e formulação de políticas públicas. Brasília: Ipea, 2010b. v. 2 (912 p.). (Série Eixos Estratégicos do Desenvolvimento Brasileiro; Infraestrutura Econômica, Social e Urbana; Livro 6).

Instituto Nacional de Estudos e Pesquisas Educacionais Anísio Teixeira – INEP. Censo Escolar 2015. Disponível em: <portal.inep.gov.br/basica-censo>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

PEREIRA, MG. Mortalidade. In: Epidemiologia: Teoria e Prática. Capítulo 6, pág. 126. Guanabara Koogan, Rio de Janeiro, 1995.

SEPLAN (SECRETARIA DE PLANEJAMENTO). Territórios de Desenvolvimento Piauí. Mapa de Potencialidades. Disponível em: <www.seplan.pi.gov.br/mapa_abril19.pdf>. Acesso em: 03/03/2020.

SIAB (SISTEMA DE INFORMAÇÃO DE ATENÇÃO BÁSICA). Disponível em: <www2.datasus.gov.br/SIAB/index.php>. Acesso em: Fevereiro, 2018.

Informações Noticiadas em Mídias Digitais: https://cnf.org.br/rio-e-sao-paulo-perdem-participacao-no-pib-nacional/. Acesso em: 04/03/2020.

Abstract for Brazil Wind Power 2-4 Juni, 2020 in Sao Paulo, Brazil

DK, 07 February 2020

Mr. Torsten Fog Pedersen

Head of Aftermarket

Tel: +4541998543

PolyTech A/S
Industrivej 37
Bramming
6740
Denmark

Email: tfp@poly-tech.dk

Biography:

Mr. Torsten Fog Pedersen have background in process engineering, holds a bachelor degree in business economic and an MBA.

He has over 25 years' experience in project sales and marketing globaly and 15 years in the wind industry. His functional experience includes sales, marketing, strategy appraisal, due diligence, business management and operations in global markets.

His employment history is as follows:

PolyTech A/S 2017 to present

Head of Aftermarket

Vestas APAC Singapore 2010 to 2016,

Director Sales.

Siemens Wind Power, Singapore 2005 to 2010

Director Sales

Leading Edge Protection by PolyTech A/S

One the biggest challenge for many Wind Farms are Leading Edge Erosion. The WTGs are getting bigger, the blades are getting longer and higher tip speed combined with especially rain and other particles - all elements are increasing the Leading Edge erosion. At some wind farms the blades are being repaired every year. This results not only in downtime but, if not repaired, could lead to structural damages to the blade.

Many solutions have been tried but none of them have solved the problem yet. To find a material that could absorb the impact energy from raindrops and other particles and thereby protecting the leading edge from the fatigue damage was the first challenge. After several different attempts PolyTech came up with a pre-casted soft polyurethane shell of 1 m sections.

PolyTech has developed a solution through innovative new material, comprehensively tested in laboratory and on running WTGs. A pre-casted soft polyurethane shells tailored specifically to fit the geometry of the leading edge of the individual blade and designed to absorb the impact energy from raindrops and other particles and thereby protecting the leading edge from the fatigue damage that leads to erosion. The soft Shell enables smooth transitions with the original blade surface.

In an accredited test center the soft shells have tested accordingly to ASTM G73-10 and with a lot of test specimens where they have been exposed to life cycle test with accelerated tip speed and different Cyclic UV combined with Salt spray, Low Temperature and Rain erosion test (RET). As examples can be mentioned 5953 hours of UV combined with 100 hours of RET with 160 m/s tip speed (substantially higher than operationally mode of a modern Offshore WTG e.g 90-95 m/s). Another type of test was 4 x 3 weeks cycle and 40 hours testing accordingly to ISO 20340 of Cyclic UV/Salt Spray/Low Temp./RET.

Further, it was extremely important to ensure that the solution to have a robust bonding process designed for a wide weather window to attach the pre-casted soft shells to the leading edge. It should be easy to apply on a blade on site and long lasting after applied. Therefore, we carried out several Peel testing according to ASTM 3330, where we have tested different high and Low temp. on Polyester/Epoxy/Filler from -20°C to +60°C and after 168h immersion in water at 50°C.

The soft shell should be easy to mount on the blade also from rope. Several testing and training have been carried out to secure the solution worked for skilled technicians on the offshore sites. In parallel to the testing program and in interaction herewith the soft shells have been mounted on several WTGs worldwide. Some of these WTGs in operations for more than 3 years in order to secure that what has been seen in the laboratory also works in the field on running WTGs both Onshore as well as offshore.

The soft polyurethane shells seem to be the long lasting solution for Leading Edge protection based upon severe test and many hours/months of real time operation mounted on several thousand blades Onshore and Offshore. The Soft Shells are mounted on Wind Turbines installed in

very different climate conditions all over the world. In North and South Americas, North and South Europe and different countries in Asia and Pacific. It could be the solution for bringing down the LCOE further and solving one of the big challenges for Wind farm operators and owners.

Brazil Windpower Papers

19 e 20 de Outubro de 2020

CATEGORIA 6

MISCELÂNEAS

ISBN: 978-65-993279-0-2

Análise da Extrapolação da Medida de Densidade do ar: Quantos Instrumentos Meteorológicos são Necessários em um Projeto?

Edson Zaparoli, Guilherme Lima, Paulo Campos

Departamento de Engenharia Eólica da Casa dos Ventos

Av. Dr. Brigadeiro Faria Lima, 3477, Torre A - 14º Andar, São Paulo-SP, Brasil

paulo.campos@casadosventos.com.br, guilherme.lima@casadosventos.com.br,

edson.zaparoli@casadosventos.com.br

Resumo: Este trabalho visa analisar o erro de predição da densidade do ar atmosférico entre diferentes torres de um projeto eólico, a fim de analisar quantos pontos de medição são necessários para se ter uma determinada incerteza nos valores utilizados nos cálculos energéticos.

Abstract: This study aims to analyze the cross predict errors of air density estimation between different masts of a project, in order to determine the ideal number of atmospheric sensors, to have a certain level of uncertainty.

Palavras-chave: Extrapolação de Densidade, Pressão, Temperatura, Umidade, Estação Meteorológica

INTRODUÇÃO

Apesar de a ANEEL exigir que um aerogerador esteja a menos de dez quilômetros (seis em terrenos complexos) de uma torre de medição com determinado nível de qualidade, a Casa dos Ventos optou por estabelecer um critério próprio de três quilômetros, para diminuir uma das maiores fontes de incerteza de um projeto: a de extrapolação horizontal. Porém, neste processo, avaliou-se a necessidade de instrumentar todas as torres com estação meteorológica (barômetro, termômetro e higrômetro); pois, ao contrário do recurso eólico, que pode apresentar uma alta variabilidade na região de um projeto, não se espera a mesma para as condições

atmosféricas, além da já esperada variação devido à diferença de altitude entre os pontos de interesse [1].

OBJETIVO

Dessa forma, o objetivo deste trabalho foi utilizar o portfólio de torres anemométricas da Casa dos Ventos (mais de oitocentos pontos medidos), para se mensurar os erros nas estimativas de densidade usando as conhecidas fórmulas da literatura sobre o assunto [1]. E isso foi feito, comparando-se essas estimativas com os valores de fato medidos pelas outras torres do projeto.

METODOLOGIA

Para se avaliar a capacidade de predição das torres meteorológicas para os mais diversos tipos de terreno, foram escolhidos três projetos situados em diferentes tipos de complexidade de terreno, com pelo menos cinco estações meteorológicas (pressão, temperatura e umidade) e tendo medido durante todo o ano de 2019.

Para uso neste trabalho, os projetos foram denominados de A, B e C. O primeiro é localizado em um terreno de alta complexidade, no Rio Grande do Norte, e apresenta uma distância horizontal média de aproximadamente oito quilômetros entre as dez torres com estação meteorológica. O segundo projeto, por sua vez, é localizado em um terreno de complexidade moderada, na divisa do Piauí com a Bahia, e possui uma distância horizontal média de aproximadamente vinte e dois quilômetros entre as seis torres com estação meteorológica. Já o projeto C está localizado em um terreno plano, na divisa entre o Pernambuco e a Bahia, e apresenta uma distância horizontal média de nove quilômetros entre as cinco torres. Além da distância horizontal, ainda se pode analisar a distância vertical entre as torres, pois essa diferença que é utilizada nas fórmulas de extrapolação. Dessa forma, como pode se ver na figura 1, o projeto mais complexo (A) também é o que apresenta a maior diferença de cotas; enquanto que o projeto (C), a menor diferença.

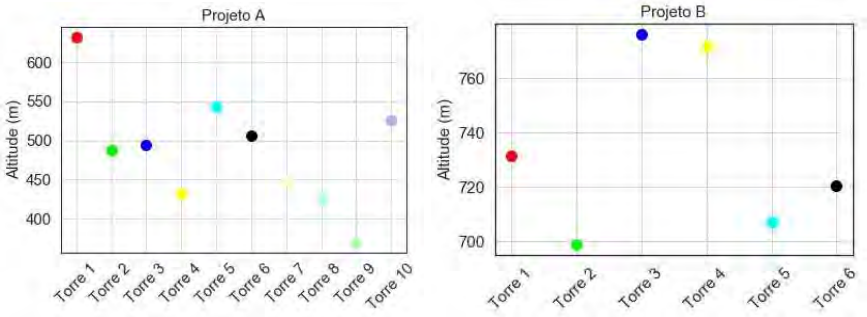


Figura 1 - Cota das estações meteorológicas por projeto.

Cada torre analisada neste trabalho apresentava sensores de temperatura, pressão e umidade, a uma altura de pelo menos vinte metros, capazes de fornecer dados a cada dez minutos. Ainda, todos os dados obtidos por meio das vinte e uma estações meteorológicas foram tratados e anualizados para o ano de referência, 2019.

A partir daí, a medição de cada estação foi analisada comparando-a às medições das demais estações meteorológicas do projeto, depois de extrapoladas para a mesma altitude total (altitude da base somada a altura do instrumento). Assim, a extrapolação da pressão, da temperatura e da umidade seguiu as equações 1, 2 e 3, aplicando-se as diferenças de cotas mostradas na figura 1.

$$p_e = p_b\left(\frac{T_b}{T_b+\beta(z_e-z_b)}\right)^{\frac{g}{R_0\beta}} \quad \text{(eq 1)}$$

$$T_e = T_b + \beta(z_e - z_b) \quad \text{(eq 2)}$$

$$\phi_e = \phi_b \quad \text{(eq 3)}$$

Nas equações acima, p representa a pressão em $Pascal$, T a temperatura em $Kelvin$, β a taxa normal de variação térmica ($-0,00650\ K/m$), z a altitude da torre em $metros$, ϕ a umidade relativa em porcentagem, g a aceleração da gravidade ($9,81\ m/s^2$), R_0 a constante do gás para o ar seco ($287,05\ J/kgK$), e os índices b e e representam respectivamente o valor medido pela torre base de medição e o valor da grandeza no ponto de extrapolação.

Assim, consegue-se calcular a densidade de referência do projeto, relacionando as grandezas encontradas nas extrapolações acima, de acordo com a equação 4.

$$\rho_{med} = \frac{1}{T_e}\left[\frac{p_e}{R_0} - \phi_e p_w\left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w}\right)\right] \quad \text{(eq 4)}$$

Na equação acima, ρ_{med} representa a densidade do ar no ponto de extrapolação em kg/m^3, p_w representa a pressão de saturação do vapor de água em $Pascal$ (equação 5), e R_w, a constante do gás para vapor de água, que é igual a $461,5\ J/kgK$.

$$p_w = 0,0000205e^{0,0631846T_e} \quad \text{(eq 5)}$$

Ainda, uma metodologia alternativa para o cálculo da densidade no ponto de extrapolação que foi investigada neste trabalho utiliza o formato da equação 4, associando-a com a equação 1, o que permite o cálculo da densidade do ar apenas por meio da temperatura e umidade, de acordo com a equação 6 [2].

$$\rho_{prop} = \frac{1}{T_e}\left[\frac{P_0}{R_0}\left(\frac{T_e - \beta z_e}{T_e}\right)^{\frac{g}{R_0\beta}} - \phi_e p_w\left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w}\right)\right] \quad \text{(eq 6)}$$

Finalmente, utilizando-se as equações de propagação supracitadas, foi possível avaliar a correlação, a raiz do erro quadrático médio e a média dos valores obtidos, por meio da extrapolação vertical da série horária de cada um dos sensores meteorológicos, em todos os projetos.

RESULTADOS

O primeiro passo do estudo foi analisar a correlação entre as torres para cada medição meteorológica, em amostras de dez minutos. Assim, como pode se ver na figura 2, existe uma alta correlação (maior que 95%) entre os dados de temperatura e umidade, ao contrário da pressão, que gira em torno de 85%.

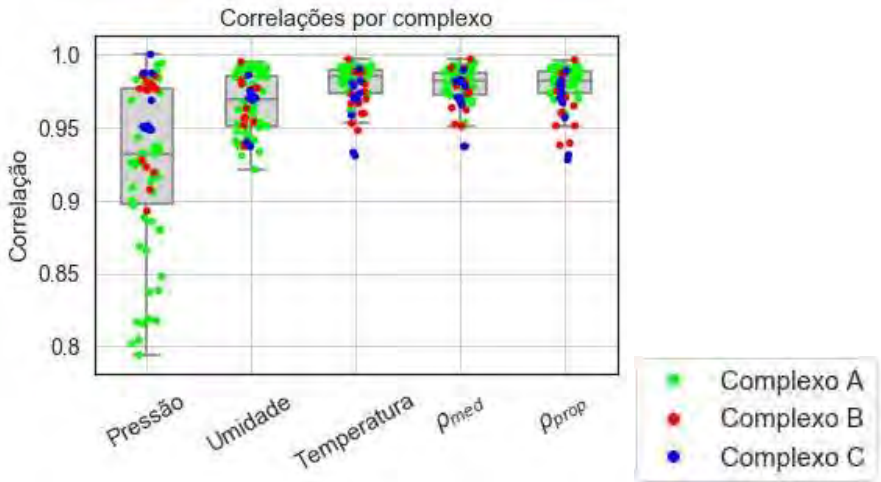


Figura 2 - Correlação das medições atmosféricas entre as torres de cada projeto.

Então, dado que a correlação entre as medições de pressão eram consideravelmente menores do que as demais, decidiu-se mensurar a diferença entre utilizá-la (densidade medida), ou não (densidade propagada), nos cálculos de densidade. Dessa forma, aplicando-se os valores medidos nas equações, chegou-se aos resultados mostrados na figura 3. Nela, pode-se observar que a diferença absoluta entre as duas metodologias foi de, no máximo, 0.3%, para os projetos analisados. Então, por esses resultados, a incerteza da estimativa da densidade desses projetos não seria consideravelmente comprometida ao se optar por não utilizar as medições barométricas.

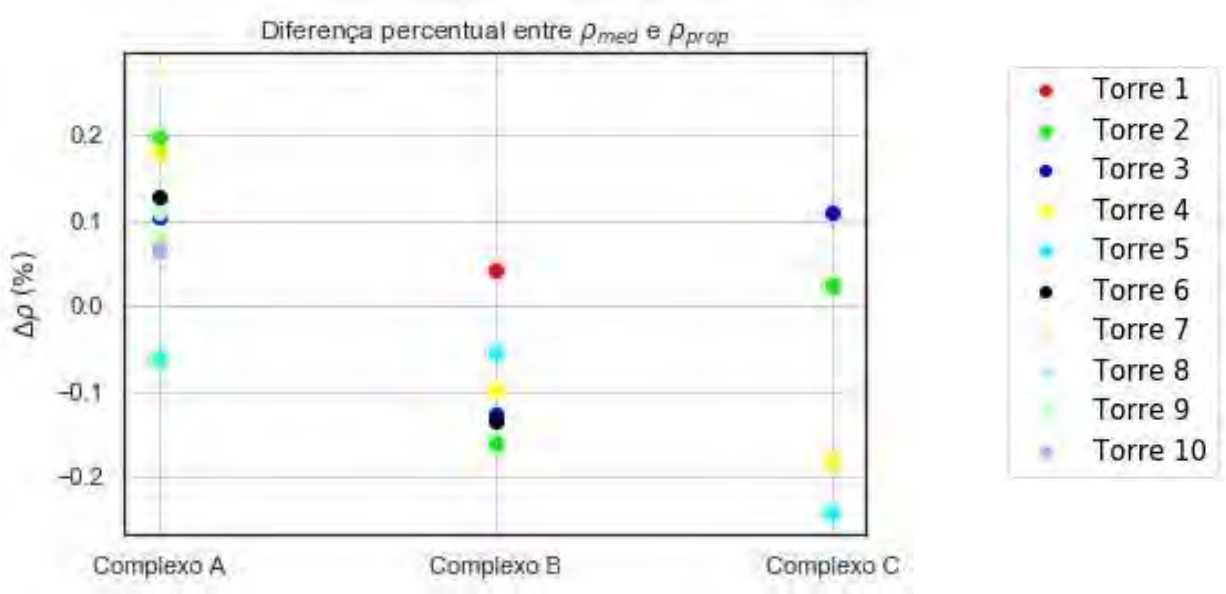


Figura 3 - Diferença entre densidade medida e propagada para cada torre dos projetos.

Em seguida, para se mensurar os erros associados à extrapolação das medições individuais de temperatura, umidade e pressão, aplicaram-se os valores medidos por cada torre nas equações de 1 a 3, e compararam-se-os com os valores medidos por elas. Com isso, chegou-se aos resultados mostrados da figura 4. Dessa forma, analisando-se os resultados, percebe-se que o erro médio da extrapolação da temperatura é menor que os dos demais parâmetros, sendo a extrapolação da pressão a que apresenta os maiores erros.

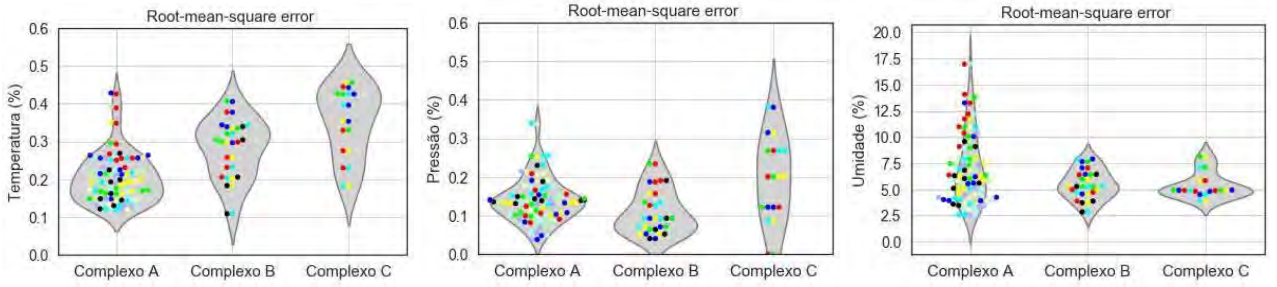


Figura 4 - Erro médio quadrático das torres de cada projeto, para as estimativas de temperatura, pressão e umidade, respectivamente. Nestes gráficos, a dispersão horizontal, dentro de cada projeto, se dá apenas para uma melhor visualização dos pontos. Já a envoltória dos pontos representa a frequência de ocorrência (histograma).

Finalmente, para se mensurar os erros associados à extrapolação dos valores de densidade calculados para cada torre, aplicaram-se os valores medidos por elas na equação 4, e compararam-se-os com os valores calculados para as demais. Com isso, chegou-se aos resultados mostrados na figura 5. Assim, analisando-se os resultados, percebe-se que variância dos resultados provenientes da extrapolação da densidade propagada é menor do que a da densidade medida, o que pode ser atribuído à não utilização do parâmetro que apresenta o maior erro em sua extrapolação: a pressão. Com isso, novamente se percebeu que a não utilização das medições barométricas não comprometeria substancialmente a incerteza do cálculo da densidade para os projetos analisados.

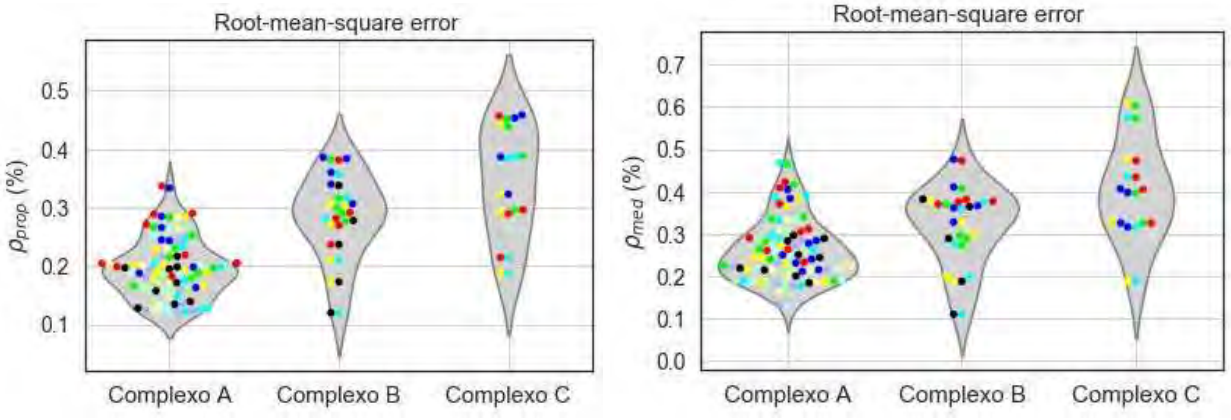


Figura 5 - Erro médio quadrático das estimativas de densidade, com e sem o uso das medições barométricas, respectivamente.

CONCLUSÃO

De acordo com a figura 3, para os projetos analisados, a não utilização das medições barométricas, para o cálculo de densidade, não comprometeria os resultados, dado que erro foi menor que a incerteza do cálculo. E, como mostrado pela figura 2, esse fato pode ser explicado pela menor correlação e pelo maior erro das estimativas das medições barométricas.

Ainda, vale dizer que não foi encontrada correlação entre o erro e as distâncias entre as torres (horizontais ou verticais), ou mesmo entre o erro e a complexidade do terreno, dado que, conforme pode ser visto na figura 5, os melhores resultados foram encontrados no projeto A, que é o mais complexo entre eles.

Finalmente, dados os erros evidenciados pela figura 5, não é necessário um número grande de estações meteorológicas para se ter uma boa estimativa de densidade do ar atmosférico nos pontos de interesse de um projeto. Assim, sugere-se a utilização de duas estações, apenas para se ter uma redundância das medições.

REFERÊNCIAS

[1] BROWER, M. C. et al., **Wind resource assessment - A practical Guide to Developing a Wind Project**,1ª ed , Hoboken:WILEY , 2012.

[2] BERBERAN-SANTOS, M. N.; BODUNOV, E. N.; Pogliani, L., **On the barometric formula**, American Journal of Physics, Vol. 65, N° 5, Pág. 404-412 , maio de 1997.

[3] Norma IEC 61400 part 12

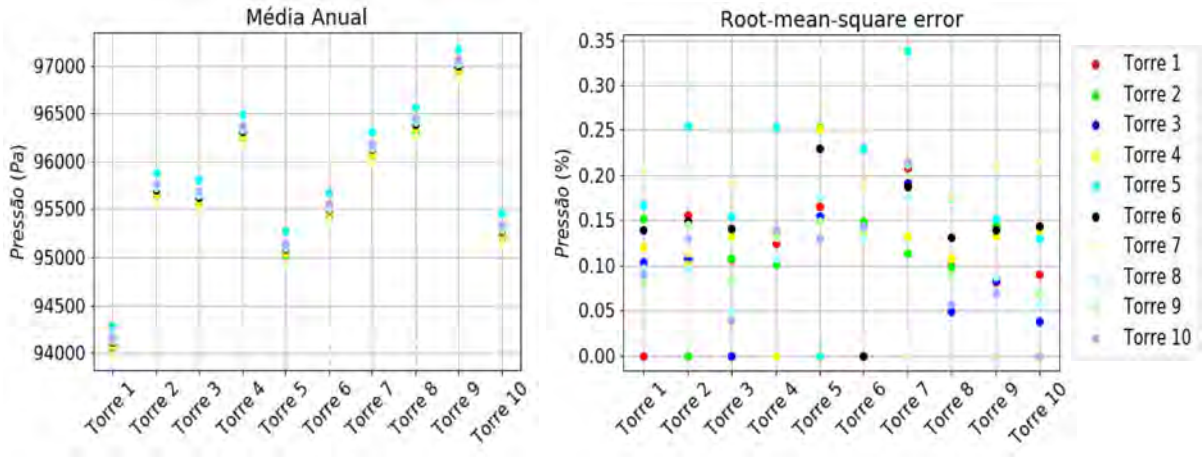
BIOGRAFIA

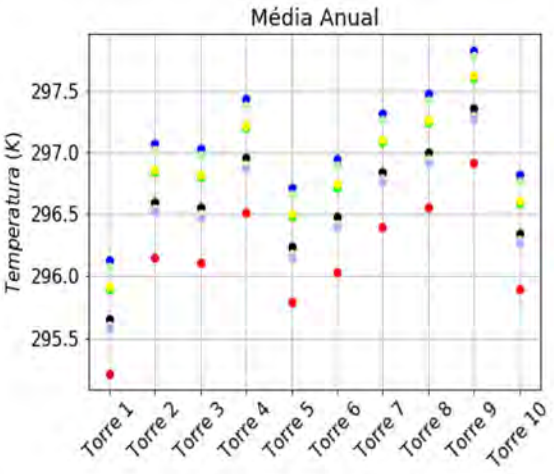
Edson Zaparoli – Natural de Osvaldo Cruz/SP e nascido em 01 de maio de 1954, formou-se em Engenharia Mecânica pelo ITA (1977). Se tornou mestre em ciências pelo ITA em 1981 e concluiu o doutorado na mesma instituição em 1988. Possui experiência profissional em escoamento de fluidos (CFD) e energia eólica.

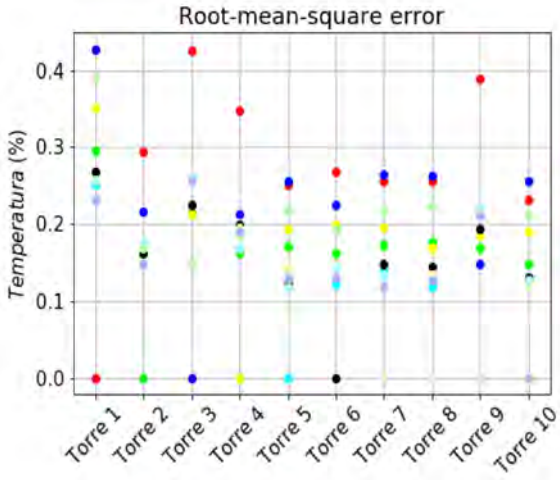
Paulo Henrique Valente Campos – Natural de Brasília-DF, nascido em 27 de agosto de 1989 e formado em Engenharia Aeronáutica, pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA), em dezembro de 2014. Atualmente, é gerente de projetos na Casa dos Ventos, onde ingressou em setembro de 2014, ainda como estagiário.

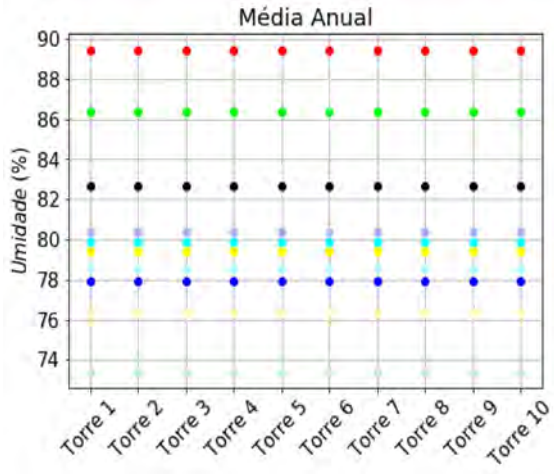
Guilherme de Azevedo Holanda Cabral Cavalcanti Lima – Natural de Natal-RN e nascido em 29 de julho de 1996, estudante do 5º ano de Engenharia Aeroespacial no ITA. Atualmente, estagia na equipe de Engenharia na Casa dos Ventos Energias Renováveis.

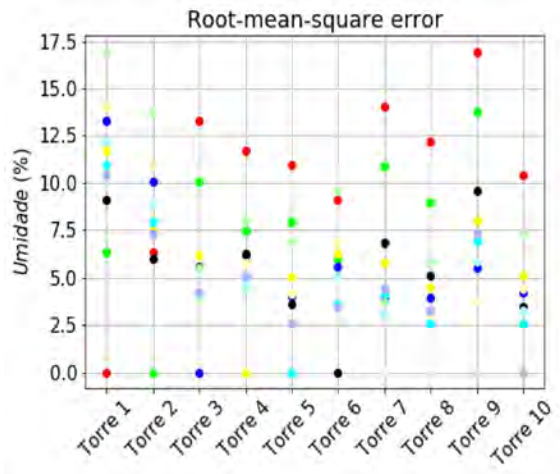
Anexo 1 - Resultados por torre para o projeto A

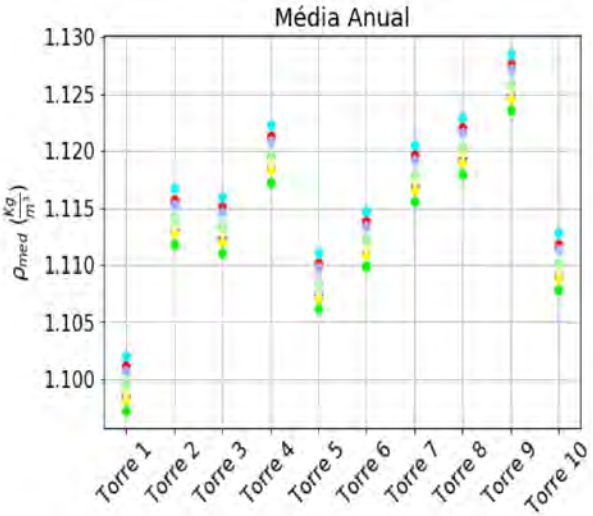


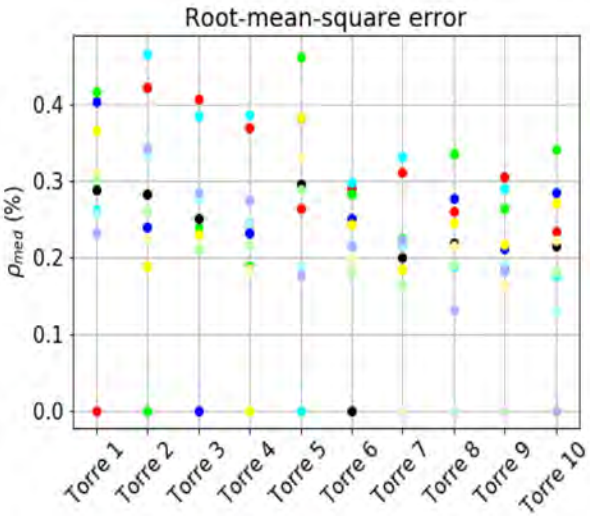

Média Anual
Temperatura (K)
297.5
297.0
296.5
296.0
295.5
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10

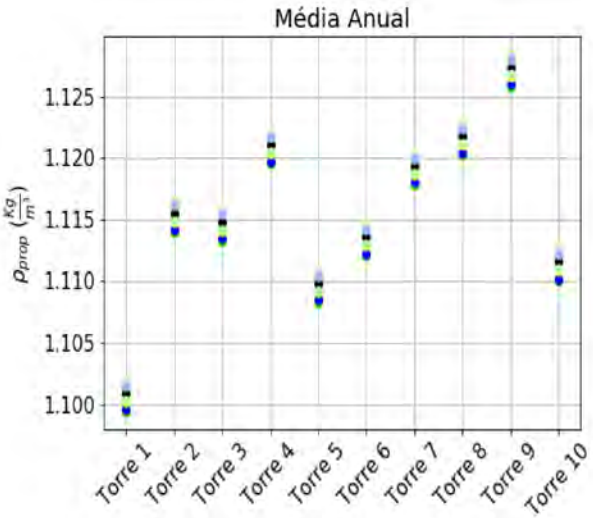

Root-mean-square error
Temperatura (%)
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10

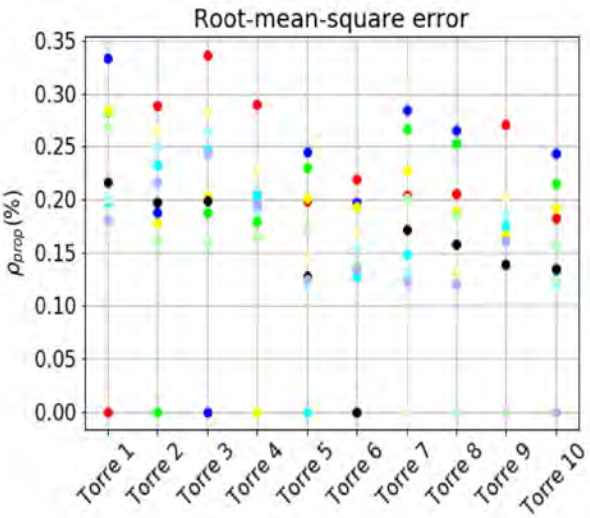

Média Anual
Umidade (%)
90
88
86
84
82
80
78
76
74
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10

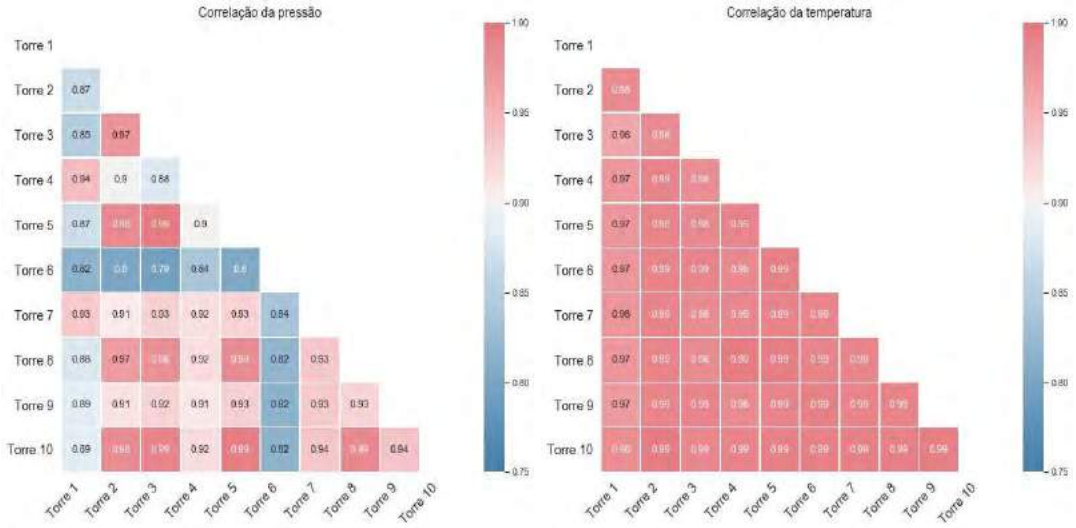

Root-mean-square error
Umidade (%)
17.5
15.0
12.5
10.0
7.5
5.0
2.5
0.0
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10

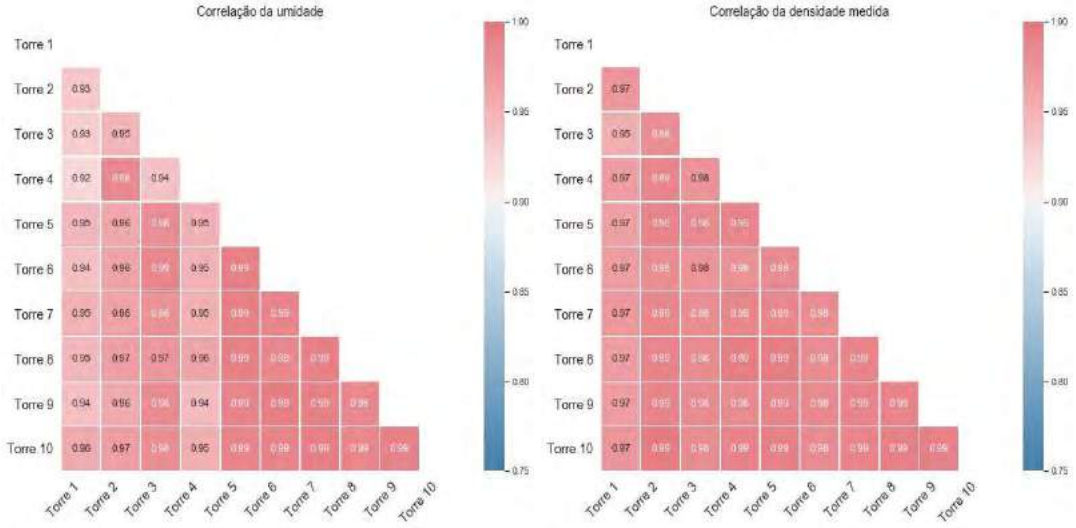

Média Anual
ρ_{med} ($\frac{Kg}{m^3}$)
1.130
1.125
1.120
1.115
1.110
1.105
1.100
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10

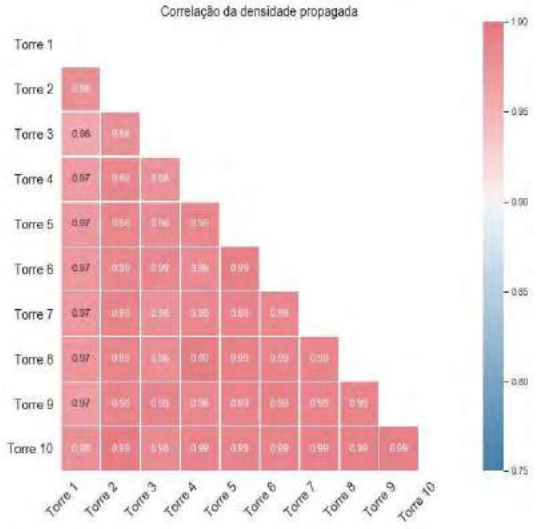

Root-mean-square error
ρ_{med} (%)
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10


Média Anual
ρ_{prop} ($\frac{Kg}{m^3}$)
1.125
1.120
1.115
1.110
1.105
1.100
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10

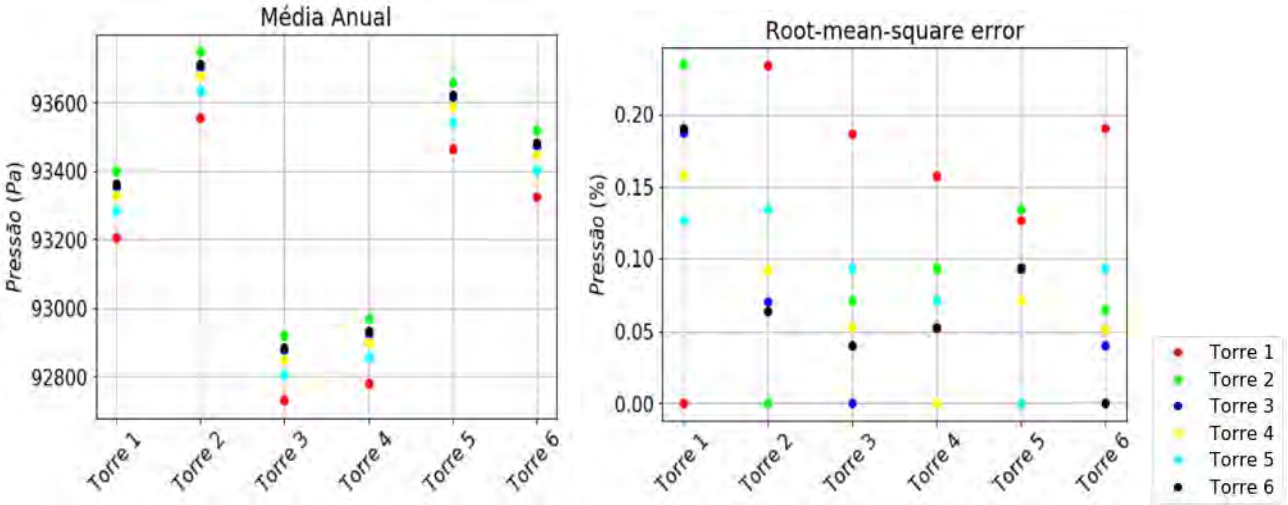

Root-mean-square error
ρ_{prop} (%)
0.35
0.30
0.25
0.20
0.15
0.10
0.05
0.00
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10

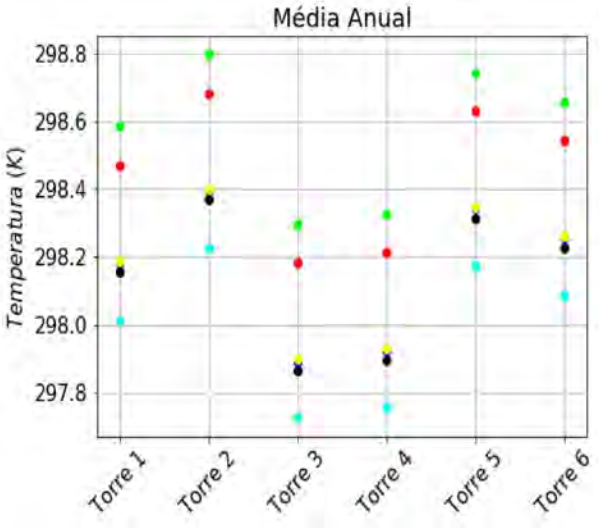

Correlação da pressão
Correlação da temperatura
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10
1.00
0.95
0.90
0.85
0.80
0.75

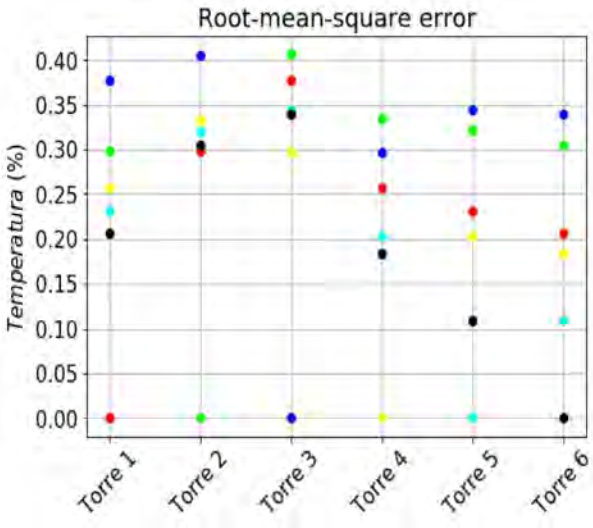

Correlação da umidade
Correlação da densidade medida
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10
1.00
0.95
0.90
0.85
0.80
0.75

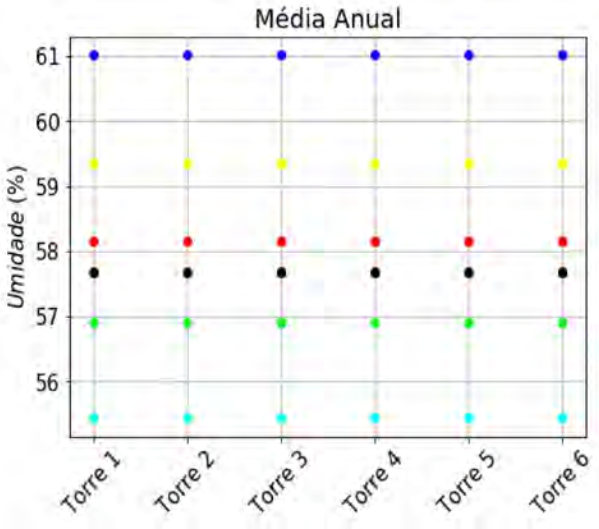

Correlação da densidade propagada
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
Torre 7
Torre 8
Torre 9
Torre 10
1.00
0.95
0.90
0.85
0.80
0.75

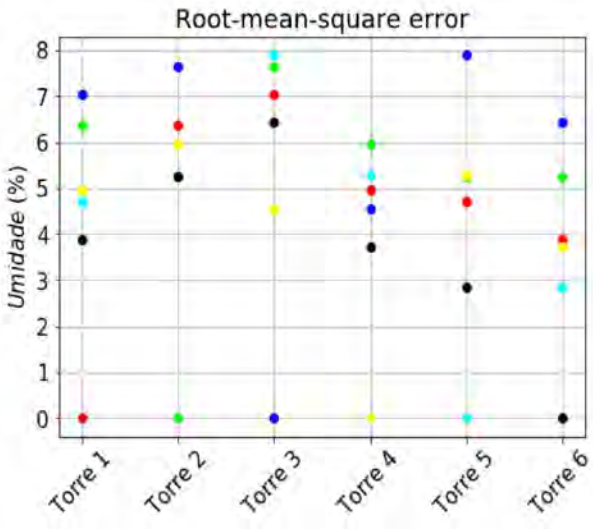
Anexo 2 - Resultados por torre para o projeto B

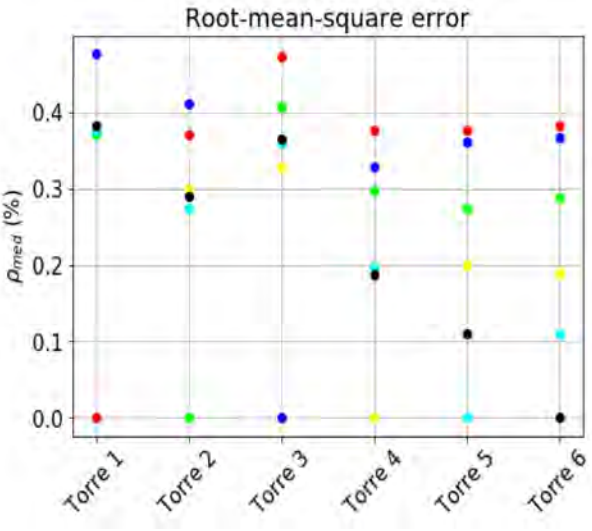


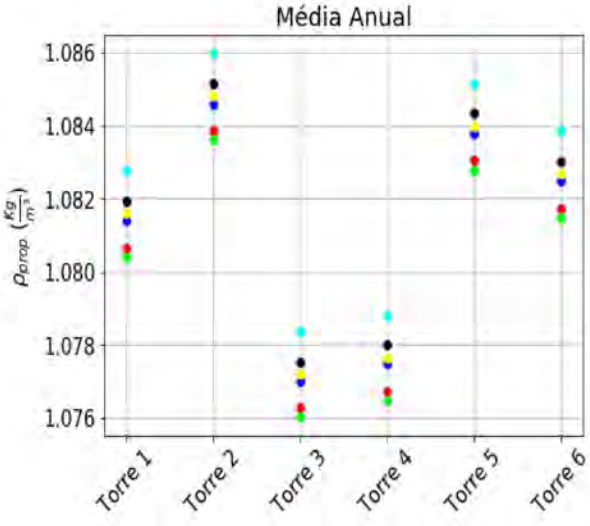


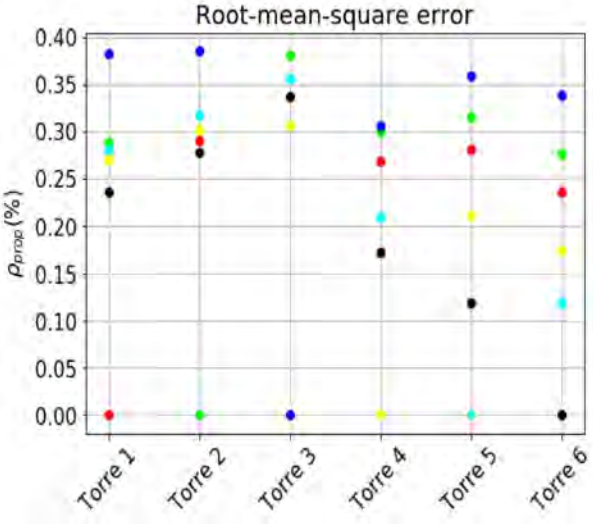


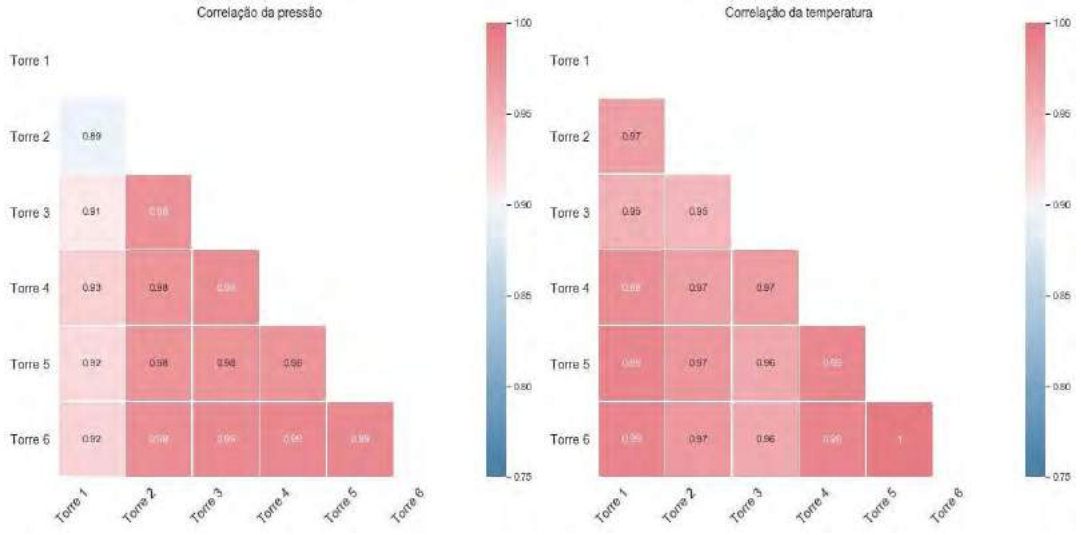




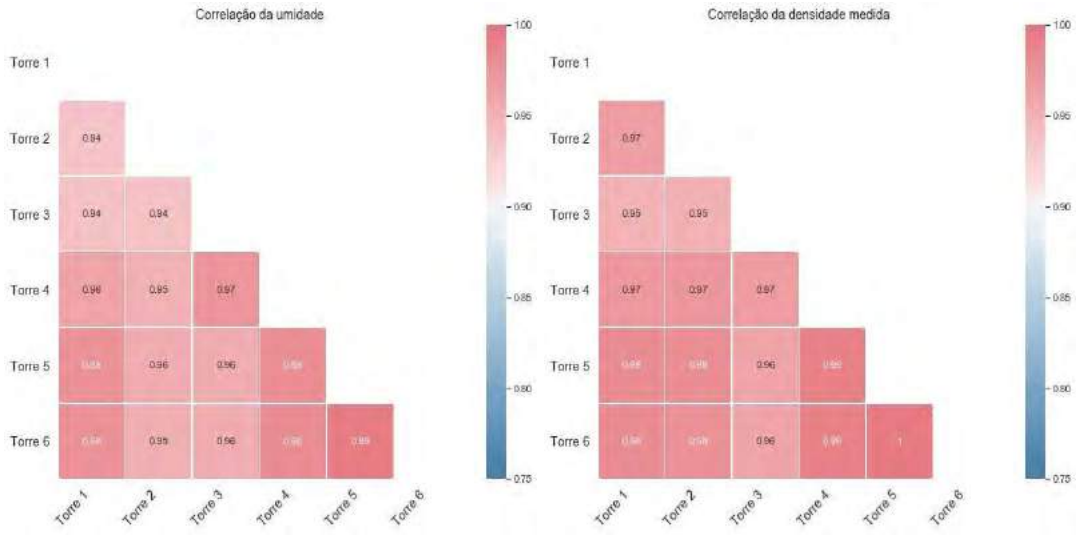

Root-mean-square error
ρ_{med} (%)
0.0
0.1
0.2
0.3
0.4
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6


Média Anual
ρ_{prop} ($\frac{Kg}{m^3}$)
1.076
1.078
1.080
1.082
1.084
1.086
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6

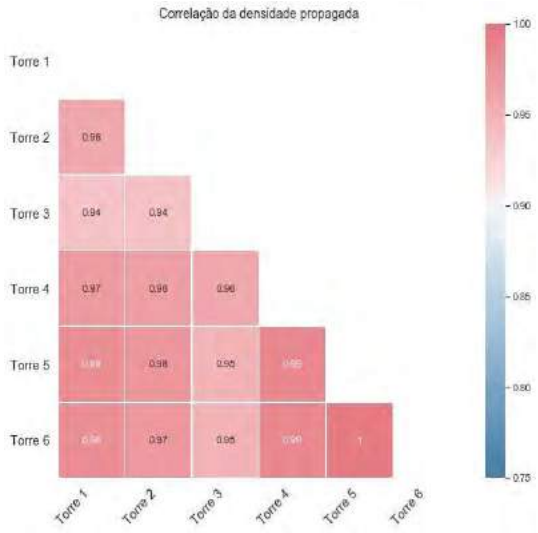

Root-mean-square error
ρ_{prop} (%)
0.00
0.05
0.10
0.15
0.20
0.25
0.30
0.35
0.40
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6


Correlação da pressão
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
0.89
0.91 0.98
0.93 0.98 0.99
0.92 0.98 0.98 0.99
0.92 0.98 0.99 0.99 0.99
1.00
0.95
0.90
0.85
0.80
0.75

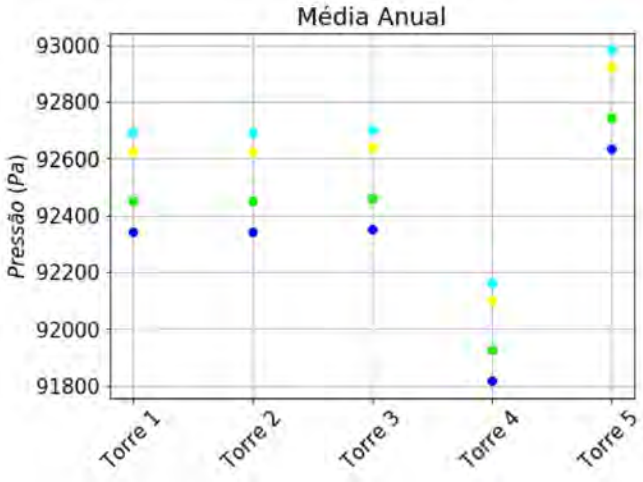
Correlação da temperatura
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
0.97
0.95 0.95
0.97 0.97 0.97
0.97 0.97 0.96 0.99
0.96 0.97 0.96 0.99 1
1.00
0.95
0.90
0.85
0.80
0.75

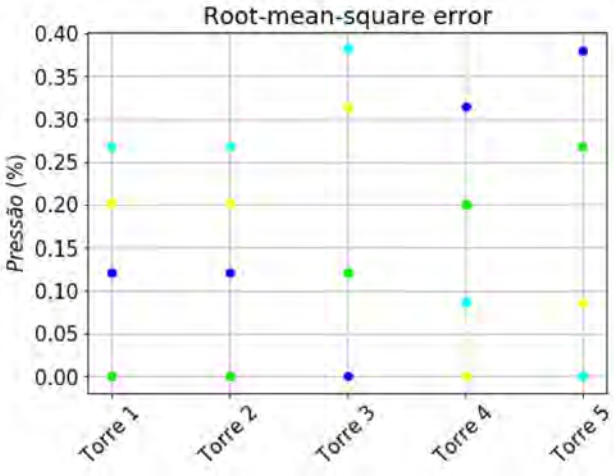

Correlação da umidade
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
0.94
0.94 0.94
0.98 0.95 0.97
0.96 0.96 0.96 0.99
0.96 0.95 0.96 0.98 0.99
1.00
0.95
0.90
0.85
0.80
0.75

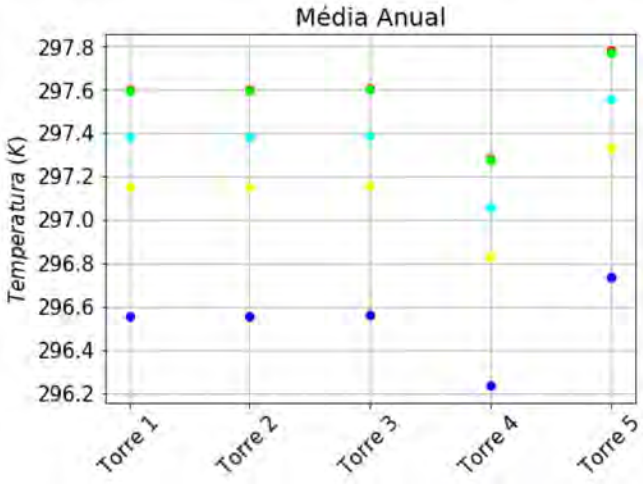
Correlação da densidade medida
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
0.97
0.95 0.95
0.97 0.97 0.97
0.98 0.98 0.96 0.99
0.96 0.96 0.96 0.98 1
1.00
0.95
0.90
0.85
0.80
0.75

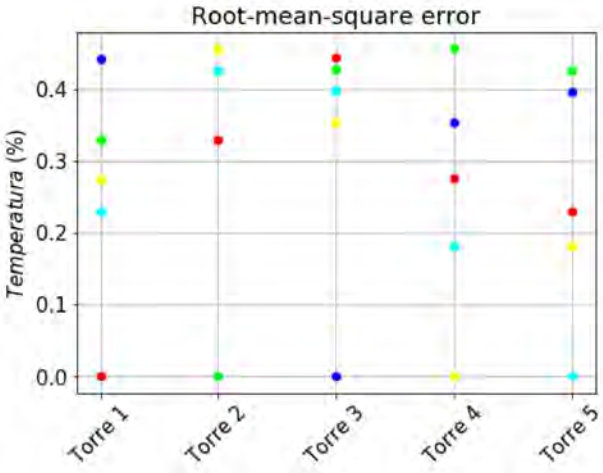

Correlação da densidade propagada
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5
Torre 6
0.98
0.94 0.94
0.97 0.98 0.98
0.98 0.98 0.96 0.99
0.96 0.97 0.96 0.99 1
1.00
0.95
0.90
0.85
0.80
0.75

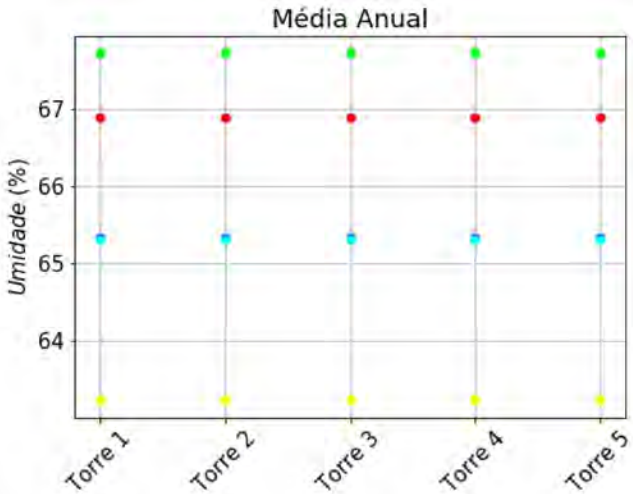
Anexo 3 - Resultados por torre para o projeto C

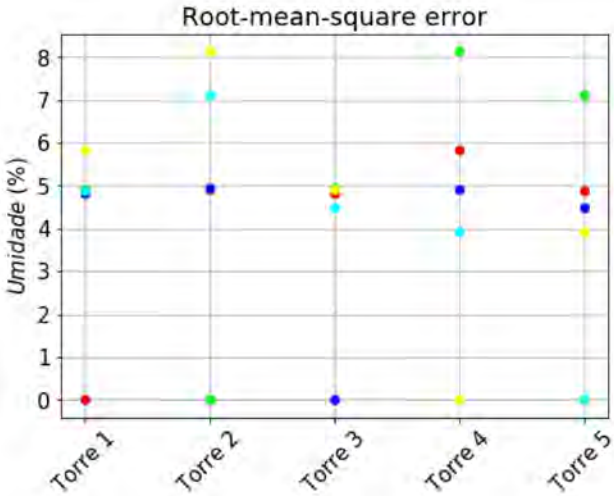


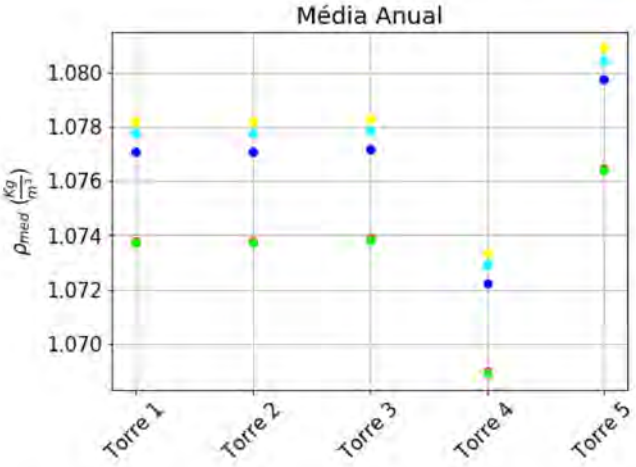


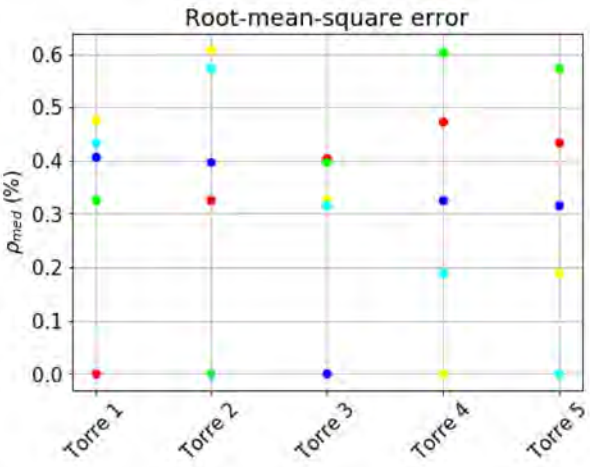


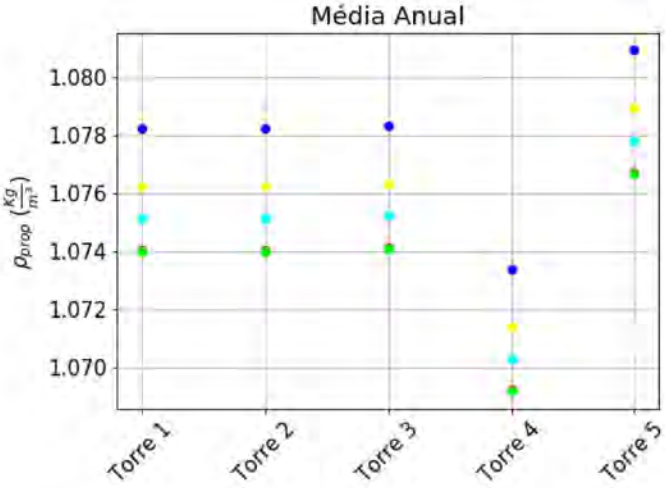


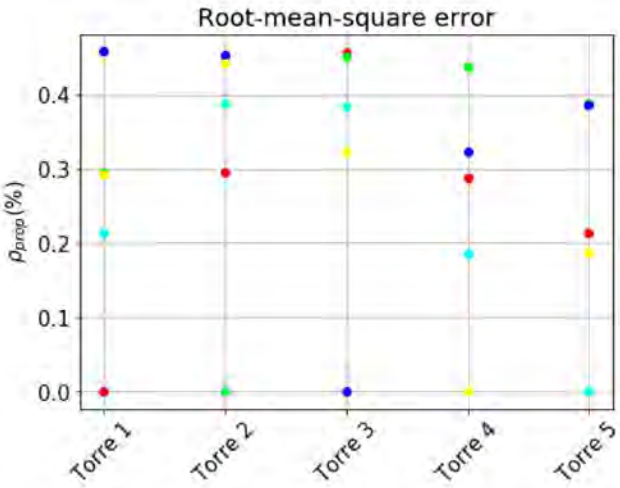




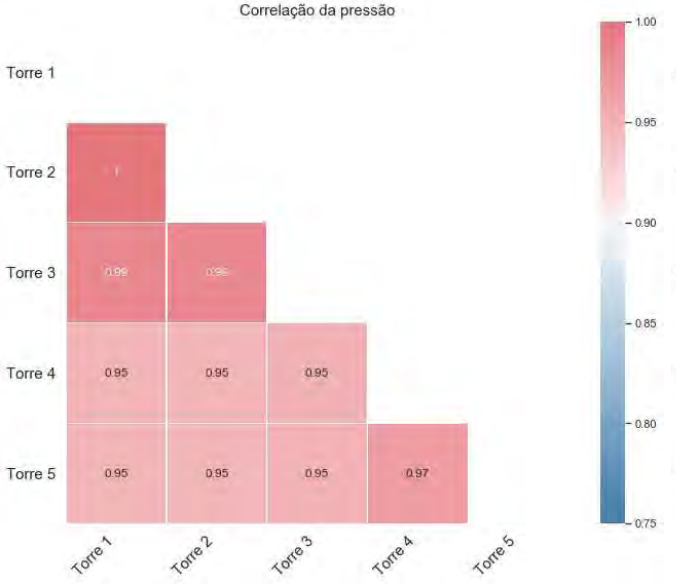

Média Anual
ρ_{med} $(\frac{Kg}{m^3})$
1.080
1.078
1.076
1.074
1.072
1.070
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5


Root-mean-square error
ρ_{med} (%)
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5

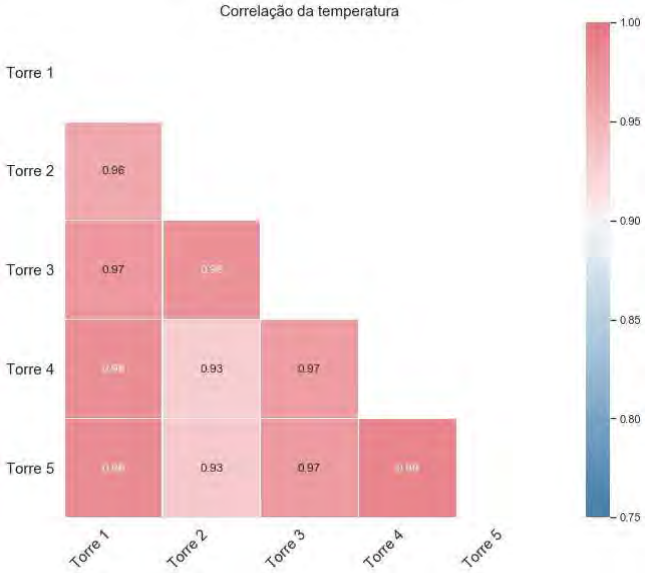

Média Anual
ρ_{prop} $(\frac{Kg}{m^3})$
1.080
1.078
1.076
1.074
1.072
1.070
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5


Root-mean-square error
ρ_{prop} (%)
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
Torre 1
Torre 2
Torre 3
Torre 4
Torre 5

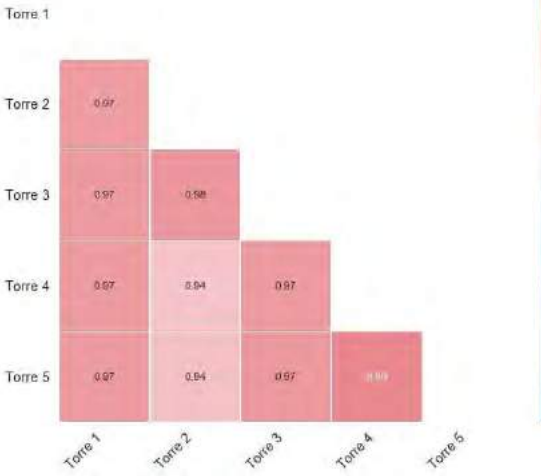
Correlação da pressão



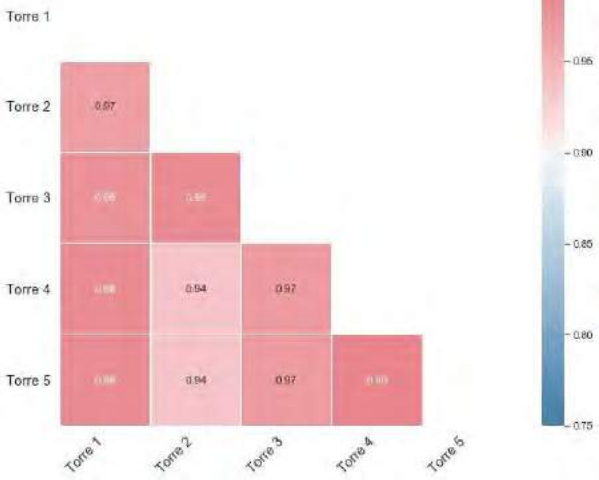
Correlação da temperatura



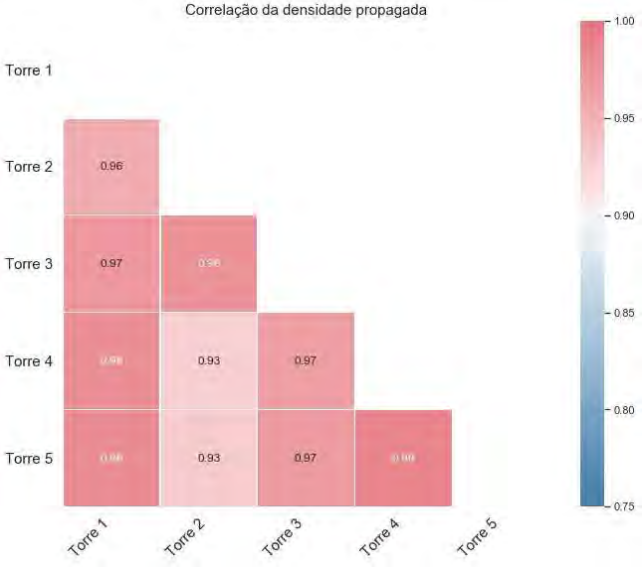
Correlação da umidade



Correlação da densidade medida



Correlação da densidade propagada



DECISÃO DO PORTO MAIS ADEQUADO PARA SUPORTE ÀS ATIVIDADES DE INSTALAÇÃO DE USINAS EÓLICAS *OFFSHORE* - APLICAÇÃO DE ELECTRE I

Gabriela Soares do Nascimento [1], Monalisa da Silva Godeiro [2], Andressa Medeiros Santiso [3], Mario Orestes Aguirre González [4]

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

Creation Research Group: Renewable Energy

gabrielasoaresdn@gmail.com[1], monalisagodeiro@gmail.com[2], andressamsantiso@gmail.com[3], marioogonzales@gmail.com[4]

***Resumo*:** *O aumento da participação de fontes de energia renovável na matriz energética mundial é uma realidade, e uma das fontes promissoras é a energia eólica offshore. Esta fonte de energia, instalada no mar, está sujeita a condições ambientais adversas, principalmente na fase de instalação da usina. Para obter maior competitividade e diminuição dos custos, são instaladas turbinas com maiores potências - já há usinas em desenvolvimento planejadas para uso de turbinas de 12 MW. Esse crescimento na potência acarreta o aumento dos outros componentes, como pás e torres, por exemplo, a turbina de 12 MW possui a altura do hub de 260 metros e 220 metros de diâmetro do rotor. Tais características implicam em desafios logísticos, um deles é a escolha do porto que servirá de suporte às atividades de instalação, que necessita ter características específicas para comportar as operações. Dessa forma, o estudo tem como objetivo selecionar o porto mais adequado para dar suporte a instalação de uma usina no Reino Unido, West Gabbard. A seleção do porto ocorreu por meio da aplicação do método multicritério ELECTRE I, e foram utilizados os critérios, alternativas e julgamentos apresentados no estudo de Akbari et al. (2017). Com a aplicação do método foi possível encontrar três portos adequados (Harwich, Oostende, Hull) e com a análise de sensibilidade foi possível sugerir o porto mais adequado entre eles, porto de Hull. E, por fim, comparou-se os resultados obtidos com os resultados do estudo feito por Akbari et al. (2017), em que foi utilizado o método multicritério AHP.*

Palavras-chave: *Eólica offshore; Instalação; Porto; Tomada de decisão.*

ABSTRACT: *The increase in the share of renewable energy sources in the world energy matrix is a reality, and one of the promising sources is offshore wind energy. This energy source is installed at sea and it is subject to adverse environmental conditions, mainly during the installation phase of the wind farm. To achieve greater competitiveness and lower costs, turbines with greater power are installed - there are already wind farms under development planned to use 12 MW turbines. This growth in power leads to an increase in other components, such as blades and towers, for example, the 12 MW turbine has a hub height of 260 meters and a rotor diameter of 220 meters. Such characteristics imply logistical challenges, one of which is the choice of the port that will support the installation activities, which needs to have specific characteristics to support the operations. Thus, the study aims to select the most suitable port to support the installation of a wind farm in the United Kingdom, West Gabbard. The port was selected using the ELECTRE I multicriteria method, and the criteria, alternatives and judgments are presented in the study by Akbari et al. (2017). With the application of the method it was possible to find three suitable ports (Harwich, Oostende, Hull) and with the sensitivity analysis it was possible to suggest the most suitable port among them, Hull port. Finally, the results obtained were compared with the results of the study by Akbari et al. (2017), in which the AHP multicriteria method was used.*

Keywords: Offshore wind; Installation; Port; Decision making.

1. Introdução

A energia eólica é umas das opções que se mostram mais viáveis para o aumento da participação das fontes renováveis na matriz energética mundial, que atualmente prevalece as fontes convencionais, como gás natural e carvão mineral (IRENA, 2018, 2019; VIS; URSAVAS, 2016). De acordo com relatórios da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), 76% da matriz energética mundial provem das fontes não renováveis, em 2015; porém se prevê que em 2050, 86% da energia será de fontes renováveis, sendo 30% proveniente da energia eólica (IRENA, 2018, 2019a).

Essa mudança na matriz energética mundial é importante pois com o desenvolvimento econômico dos países e o avanço tecnológico, eleva-se também a necessidade por eletricidade (AHN et al., 2017). E ao utilizar fontes não renováveis, agrava-se os desastres naturais e há

uma redução do bem-estar com o aumento da poluição, diminuição da biodiversidade e as mudanças climáticas, isto graças ao agravamento do aquecimento global (AHN et al., 2017; POULSEN; LEMA, 2017). Além disso, o uso de tais fontes, por serem não renováveis, podem acarretar o esgotamento de tais recursos naturais (AHN et al., 2017).

A energia eólica é vantajosa por ser considerada limpa, renovável e eficiente (CHARTRON, 2019). Em 2018, havia 564 GW de capacidade instalada no mundo, sendo 541 GW de energia eólica onshore e 23 GW de energia eólica offshore de (IRENA, 2019b). Sendo o Reino Unido o primeiro lugar de maior potência instalada de usinas *offshore*, com 9,945 MW, em 2019 (WindEurope, 2020). A principal diferença entre a energia eólica *onshore* e *offshore* é a localização da usina eólica, *onshore* as usinas são instaladas em terra, já *offshore* as usinas são instaladas no mar.

Por serem instaladas no mar, a geração de energia *offshore* possui uma melhor qualidade de vento, com uma melhor constância e maior velocidade, quando comparada a *onshore* (CHARTRON, 2019). Também possui uma poluição visual e sonora menor, além disso, principalmente na Europa, a disponibilidade de locais próprios para usinas eólicas está diminuindo, assim, tornando mais viável construir usinas no mar (AIT-ALLA; QUANDT; LÜTJEN, 2013; CHARTRON, 2019).

Com isso, a energia eólica *offshore* possui um espaço abundante de crescimento e se mostra uma alternativa melhor do que a *onshore* (SARKER; FAIZ, 2017; VIS; URSAVAS, 2016). Porém ainda há algumas barreiras, como a acessibilidade para chegar e operar as usinas, pois estão em ambientes adversos (AIT-ALLA; QUANDT; LÜTJEN, 2013). E por ainda ser um setor em desenvolvimento possui altos custos, o LCoE (Levelized Cost of Electricity) da energia eólica offshore está em média de 0,13 $/kWh, enquanto a energia eólica *onshore* está em média 0,07 $/kWh (CHARTRON, 2019, 2020). Porém, para mercados com experiência nesse setor, a diferença é menor e que bem se reduzindo devido ao rápido desenvolvimento tecnológico e ao rápido aprendizado tecnológico.

Além disso, as usinas eólicas *offshore* comportam turbinas com potências maiores, enquanto em terra são instaladas usinas de até 4 MW, em mar já há usinas sendo construídas com turbinas de 10 MW e sendo testadas turbinas de 12 MW (JUDGE et al., 2019). Este fator implica no transporte dos componentes, pois quanto maior a potência da turbina maiores seus

componentes, como torre e pás. Por exemplo, a turbina de 12 MW da General Eletric possui 260 metros de altura e o diâmetro do rotor de 220 metros (GENERAL ELETRICS, 2018).

A partir disso, é necessário que haja um suporte em terra capaz de comportar tais componentes, para isso, é utilizado um porto que possua características específicas e seja possível uma eficiência das operações *onshore*, como armazenamento, montagem e movimentação dos componentes (AKBARI et al., 2017).

Dessa forma, o presente estudo tem o objetivo de utilizar o método de decisão ELECTRE I para escolher o porto para suporte às atividades de instalação mais adequado para uma usina eólica localizado no Reino Unido, West Gabbard. Para isso, foram utilizados critérios e julgamentos explicitados por Akbari et al. (2017) e 5 portos como alternativas: Oostende, Harwich Navyard, Great Yarmouth, Hull-ABP e Able UKHumber.

O método utilizado foi o ELECTRE I (Elimination et Choix Traduisant la Realité I), que possui princípios não-compensatórios, ou seja, o alto desempenho em um critério menos importante, não compensará um baixo desempenho em um critério mais importante. E por fim, foi comparado os resultados com o estudo de Akbari et al. (2017), que utilizou o método AHP (Analytic Hierarchy Process), que é compensatório, para escolher o porto de instalação.

O artigo está estruturado em 5 seções, desconsiderando a introdução: a fundamentação teórica, o método da pesquisa, a aplicação do método multicritério ELECTRE I, análise e discussão dos resultados e considerações finais.

2. Método de pesquisa

A pesquisa utiliza o método multicritério de análise de decisão ELECTRE I para selecionar o porto de suporte a atividades de instalação para a usina eólica *offshore* West Gabbard no Reino Unido, localizada no Mar do Norte. O método ELECTRE I tem seu funcionamento por meio de análise de critérios para cada alternativa, os critérios são as características ditas necessárias para a escolha do porto, e as alternativas são as respostas possíveis, neste caso são 5 portos: Oostende, Harwich Navyard, Great Yarmouth, Hull-ABP e Able UKHumber.

Os critérios recebem uma pontuação de acordo com a importância julgada por especialistas, determinando qual o critério mais importante e qual o menos importante, por exemplo, a distância da usina para o porto é considerada mais importante do que a necessidade

de área para expansão do porto. Quanto às alternativas, os especialistas julgam o seu desempenho em cada critério, por exemplo, a profundidade do porto de Oostende é mais adequada que a do porto de Harwich. Para esta pesquisa foram utilizados os critérios, as alternativas e os julgamentos apresentados no estudo de Akbari et al. (2017).

O ELECTRE I é um método não-compensatório, o que significa dizer que o desempenho bom em um critério menos importante não irá compensar o desempenho ruim em um critério mais importante. Sendo assim, a contribuição do estudo é a comparação dos resultados utilizando o método ELECTRE I e o método AHP (compensatório).

A pesquisa se desenvolveu em 4 etapas. Na primeira etapa foi analisado a pesquisa feita por Akbari et al. (2017), para confirmar se havia as informações necessárias para utilização do método ELECTRE I, sendo afirmativo, foi possível prosseguir com a aplicação do método.

A segunda etapa foi a aplicação do método ELECTRE I, com uso do software Microsoft Excel 2016, em que foram feitas 5 passos: a multiplicação do peso dos critérios pelo desempenho das alternativas, a diferença dos desempenhos por par de alternativa, a matriz de concordância, a matriz da discordância e a matriz resultados.

Em seguida foi feito uma análise de sensibilidade dos resultados variando os limites de concordância e discordância, estes são os limites para consideração dos resultados. Os limites foram variados de 0,1 a 1 e a análise foi representada por um gráfico.

Por fim, a quarta etapa deu-se pela comparação dos resultados obtidos com os resultados do estudo realizado por Akbari et al (2017). Foi comparado o resultado da aplicação do ELECTRE I e a análise de sensibilidade, além disso, percebeu-se o princípio de não compensação nos critérios estudados.

3. Fundamentação teórica

3.1 Método de decisão ELECTRE I

O ELECTRE I, desenvolvido em 1965, é um método para escolha das melhores alternativas dentro de um conjunto de alternativas possíveis, tem origem francesa e seu acrônimo significa “eliminação e escolha que traduz a realidade” (*Elimination Et Choix Translant la REalité*). Existem ainda duas versões desse método o ELECTRE II e o ELECTRE III (ROY, 1968; ROY; BOUYSSOU, 1993; SEVKLI, 2010).

O método consiste em desenvolver uma relação entre as alternativas, classificando a preferência ou a indiferença entre as alternativas. O resultado do método mostra quais alternativas sobreclassificam as outras, quais são sobreclassificadas, quais são indiferentes e quais são incomparáveis (ROY, 1968; ROY; BOUYSSOU, 1993).

Alternativas são indiferentes quando há equivalência na preferência das duas alternativas, quanto a alternativas incomparáveis significa dizer que não existem razões claras para sugerir a preferência de nenhuma das duas alternativas. E quanto a sobreclassificação indica que há preferência, por exemplo, quando uma alternativa X sobreclassifica a alternativa Y, significa dizer que a alternativa X é preferível que a alternativa Y, e que a alternativa Y é sobreclassificada pela alternativa X (ROY, 1968; ROY; BOUYSSOU, 1993).

A relação entre as alternativas é identificada a partir da concordância e discordância. A concordância revela se a alternativa A é preferível a alternativa B, por meio dos critérios já estabelecidos. Para isso, é necessário calcular a matriz de concordância, em princípio, cria-se uma matriz da soma dos pesos dos critérios em que a diferença entre o desempenho das alternativas é maior que zero. Em seguida, define-se o limiar de concordância, e os elementos da matriz anterior que forem maiores que este limiar serão 1, caso não serão 0, de acordo com a Equação I (HEIN; SILVA; KROENKE, 2010; ROY, 1968; ROY; BOUYSSOU, 1993).

$$C(a,b) = \sum_{i:gi(a)\geq gi(b)} pi, sendo \sum_{i} pi = 1$$

Já a discordância constata que a preferência entre as alternativas não ultrapassa um limite aceitável conforme os critérios estabelecidos. Para isto, é desenvolvida a matriz de discordância. Para desenvolvimento da matriz de discordância é necessário um escalar, uma matriz da maior diferença entre o desempenho dos critérios e um limiar de discordância. A matriz das diferenças é dividida pelo escalar, resultando na segunda matriz, esta matriz tem seus elementos comparados com o limiar de discordância, os elementos que forem menores ou iguais ao limiar serão 1, caso contrário serão 0, como mostrado na Equação II (HEIN; SILVA; KROENKE, 2010; ROY, 1968; ROY; BOUYSSOU, 1993).

$$D(a,b) = \max\left(\frac{gi(b) - gi(a)}{Escala\ i}\right), \forall i | gi(b) > gi(a), onde\ Escala\ i$$

$$= \max[gi(c) - gi(d)], \forall i, c, d$$

A matriz do veto mostra as relações entre as alternativas, sendo o resultado do método. Para obter a matriz do veto, é necessário comparar a matriz da concordância com a matriz da discordância, os elementos que são 1 em abas matrizes, serão 1 na matriz dos resultados, se não, serão 0 (ROY, 1968; ROY; BOUYSSOU, 1993).

3.2 Critérios para portos de instalação

O estudo realizado por Akbari et al. (2017) caracterizou 17 critérios para um porto de suporte às atividades de instalação de uma usina eólica *offshore*, após isso, foram consultados 5 especialistas - um gerente sênior de projetos, um consultor em energias renováveis, um diretor administrativo, um gerente de operações e um gerente geral - que classificaram a importância dos critérios por meio de um julgamento par a par (AKBARI et al., 2017).

Os critérios são divididos em três categorias, características físicas do porto, conectividade do porto e layout do porto. As características físicas do porto são: a profundidade do porto, que está relacionado com a possibilidade do porto suportar grandes embarcações; o comprimento do cais, que está associado com o comprimento das embarcações; a capacidade de carga do cais, relacionado com o peso dos componentes que o cais suporta; a adequação do solo marinho, referente a possibilidade de acomodar embarcações jack-up; e a presença de componentes de manuseio, como lift-on lift-off (Lo-Lo), roll on-roll off (Ro-Ro) e guindastes de carga pesada (AKBARI et al., 2017).

Quanto os critérios de conectividade do porto são considerados: a distância do porto para a usina, que influencia no tempo e nos custos de instalação; a distância para os principais fornecedores de componentes, que afeta os custos de transporte e a distância para redes rodoviárias, que influencia nos custos de transporte (AKBARI et al., 2017).

Para as características do layout do porto, foram considerados: a disponibilidade de espaço para armazenagem, esta área deve ser extensa para comportar os componentes que irão para montagem e próxima ao píer de embarque, esse critério inclui subcritérios como a área aberta, área coberta e área com capacidade de carga; o potencial para expansão, como uma decisão estratégica para investimentos; facilidades de fabricação de componentes, o que reduz os custos de transporte e a carga e descarga dos grandes componentes; disponibilidade de área de disposição, onde seria possível fazer a montagem dos componentes antes do embarque, considerando área de disposição e área para acesso do cais (AKBARI et al., 2017).

Para cada um desses critérios foi elencado pesos por meio dos julgamentos dos especialistas. A Tabela 1 expõe o peso das categorias, critérios e subcritérios, mostra que as

características físicas do porto possuem uma maior importância, seguido da conectividade e do layout (AKBARI et al., 2017).

Tabela 1 – Peso das características, critérios e subcritérios.

Critérios	Pesos
Características físicas	**0,483**
Adequação do solo marinho	0,201
Equipamentos de manuseio	0,13
Equipamento Lo-Lo	0,596
Equipamento Ro-Ro	0,102
Guindastes de carga pesada	0,302
Comprimento do cais	0,145
Capacidade de carga do cais	0,287
Profundidade do porto	0,236
Conectividade	**0,275**
Distância da usina	0,706
Distância dos fornecedores-chave	0,186
Distância das redes rodoviárias	0,109
Layout	**0,242**
Potencial para expansão	0,257
Disponibilidade de área de disposição	0,334
Área de disposição de componente	0,654
Área de disposição para acesso ao cais	0,346
Área de armazenamento	0,289
Área com capacidade de carga	0,599
Área aberta	0,3
Área coberta	0,101
Facilidades de fabricação de componentes	0,121

Fonte: Adaptado de Akbari et al. (2017)

4. Aplicação do método multicritério ELECTRE I

Ter um porto que suporte a execução das atividades de instalação de um parque eólico *offshore* é fundamental, pois a execução do maior número de operações possíveis em ambiente *onshore*, economiza tempo e reduz os custos inerentes a essa fase do ciclo de vida. Porém, para tomar a decisão de qual porto é o mais adequado, é necessário julgar multicritérios mais importantes para compor a decisão de maneira eficiente.

Para essa pesquisa, os cinco portos candidatos incluem Harwich Navyard, Oostende, Hull-ABP, Able UKHumber e Great Yarmouth, juntamente com 17 critérios e seus julgamentos em ordem de prioridade, para aplicação do método de decisão multicritério ELECTRE I.

4.1 Peso dos critérios e desempenho de cada porto

No início, foram coletados os pesos dos critérios, seus julgamentos, e o desempenho de cada porto com relação a cada um desses critérios, por meio dos resultados de Akbari et al. (2017), sendo os dados de entrada para aplicação do ELECTRE I. Conforme verificado na Tabela 2, efetuou-se a multiplicação do peso de cada critério pelo desempenho de cada alternativa naquele critério, obtendo-se as pontuações de cada porto.

Tabela 2 – Peso dos critérios e o desempenho das alternativas de portos para cada um

	CRITÉRIOS																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Pesos/critério	**0,0973**	**0,0376**	**0,0064**	**0,0190**	**0,0703**	**0,1387**	**0,1141**	**0,1939**	**0,0510**	**0,0298**	**0,0621**	**0,0528**	**0,0279**	**0,0418**	**0,0209**	**0,0070**	**0,0292**
ALTERNATIVAS **Harwich**	0,0973	0,0288	0,0043	0,0146	0,0141	0,0228	0,0148	0,1755	0,0119	0,0093	0,0188	0,0507	0,0101	0,0137	0,0052	0,0034	0,0040
Oostende	0,0973	0,0288	0,0043	0,0026	0,0285	0,1064	0,1038	0,0990	0,0119	0,0287	0,0200	0,0195	0,0101	0,0403	0,0048	0,0027	0,0224
Hull	0,0973	0,0288	0,0043	0,0026	0,0674	0,1064	0,0750	0,0319	0,0441	0,0104	0,0228	0,0195	0,0196	0,0137	0,0186	0,0058	0,0224
Able	0,0973	0,0051	0,0043	0,0146	0,0252	0,1064	0,0679	0,0319	0,0441	0,0104	0,0598	0,0195	0,0257	0,0137	0,0173	0,0058	0,0224
Great Yarmouth	0,0973	0,0051	0,0002	0,0146	0,0270	0,0158	0,0225	0,1414	0,0119	0,0091	0,0198	0,0119	0,0031	0,0137	0,0048	0,0005	0,0040

Fonte: Elaboração própria (2020)

4.2 Matriz de concordância

Para encontrar a concordância ($C_{(a,b)}$), inicialmente, calculou-se a diferença entre os desempenhos resultantes de cada porto, para todos os critérios. Depois analisou-se cada resultado: caso a diferença de dois desempenhos tenha sido maior ou igual a zero, somou-se o peso dos critérios em que isso ocorreu.

Por exemplo, ao comparar o desempenho do porto de Harwich com o do porto de Oostende na Tabela 3, percebe-se que o primeiro tem desempenho maior ou igual ao segundo nos critérios 1, 2, 3, 4, 8, 12, 13, 15 e 16, pois a diferença de desempenho entre os dois portos, nesses casos, foi maior ou igual a zero. Assim, foram somados os valores dos pesos dos critérios citados, resultando o valor de 0,4629. Após realizado o mesmo cálculo para todas as alternativas em todos os critérios, torna-se possível obter a matriz das comparações, conforme sistematizada na Tabela 3.

Tabela 3 – Matriz de comparações entre alternativas

	Harwich	Oostende	Hull	Able	Great Yarmouth
Harwich	0	0,4629	0,2657	0,2842	0,5151
Oostende	0,5371	0	0,3797	0,4875	0,6178
Hull	0,5512	0,2393	0	0,2429	0,6480
Able	0,5512	0,1880	0,1090	0	0,5401
Great Yarmouth	0,2976	0,2639	0,2129	0,2642	0

Fonte: Elaboração própria (2020)

A partir da Tabela 3, foi possível elaborar a matriz de concordância, para isso, foi estabelecido o limiar de concordância (c). Este valor foi calculado a partir da soma dos elementos da matriz da Tabela 3 dividido pela quantidade de elementos diferente de 0, portanto, o resultado foi 0,3829.

Para elaboração da matriz de concordância, que se verificou cada elemento da matriz de comparações da Tabela 3, no caso de ele ser maior ou igual ao valor do limiar de concordância, o elemento foi considerado 1 na matriz de concordância, caso contrário, 0. Ou seja, a condição em notação seria C (a,b) ≥ c. Assim, a Tabela 4 apresenta a matriz de concordância resultante.

Tabela 4 – Matriz de Concordância

	Harwich	Oostende	Hull	Able	Great Yarmouth
Harwich	0	1	0	0	1
Oostende	1	0	0	1	1
Hull	1	0	0	0	1
Able	1	0	0	0	1
Great Yarmouth	0	0	0	0	0

Fonte: Elaboração própria (2020)

4.3 Matriz de discordância

Além da utilização de uma matriz de concordância, foi desenvolvida a matriz de discordância, que indica se existem ou não critérios em que a preferência entre alternativas exceda o limite aceitável.

O cálculo da discordância (D) foi efetuado analisando os desempenhos de cada porto com relação a cada um dos critérios definidos, de modo que foi encontrado a amplitude de cada critério ao longo das 5 alternativas de porto - ou seja, foi efetuada a diferença entre o maior desempenho e o menor desempenho de cada um dos 17 critérios - e a maior amplitude dentre estes resultados é o escalar, cujo resultado foi 0,1436.

Em seguida foi calculada a diferença entre cada desempenho de cada porto em cada critério, por exemplo, a diferença de desempenho entre os valores do porto de Harwich e de

Oostende. Após saber todas as diferenças, selecionou-se o máximo valor resultante de cada subtração ao longo dos 17 critérios.

Com isso, foi possível realizar o cálculo da discordância, no qual a máxima diferença compõe o numerador da equação. Na Tabela 5, é apresentada a matriz com os valores de discordância (D), na qual cada célula corresponde à divisão entre cada máxima diferença encontrada nas comparações entre portos, pelo valor escalar.

Tabela 5 – Matriz com valores de discordância (D)

	Harwich	Oostende	Hull	Able	Great Yarmouth
Harwich	0	0,5330	1,0000	1,0000	0,2701
Oostende	0,6192	0	0,4670	0,4670	0,6305
Hull	0,5822	0,2708	0	0,2937	0,6305
Able	0,5822	0,2769	0,2571	0	0,6305
Great Yarmouth	0,0901	0,2952	0,7623	0,7623	0

Fonte: Elaboração própria (2020)

Para elaborar a matriz de discordância, é necessário estabelecer o limiar de discordância (d), cujo valor, nesse estudo, foi calculado de maneira semelhante ao limiar de concordância, utilizando os elementos da matriz da Tabela 5. O resultado foi 0,5210.

Para transformar a matriz de discordância em binária foi utilizado a seguinte condição: se cada valor da matriz de comparações da Tabela 5 for menor ou igual ao valor do limiar estabelecido, o resultado será 1, caso contrário, será 0. Ou seja, a condição em notação é D (a,b) ≤ d. Assim, a Tabela 6 apresenta a matriz de discordância resultante.

Tabela 6 – Matriz de Discordância

	Harwich	Oostende	Hull	Able	Great Yarmouth
Harwich	1	0	0	0	1
Oostende	0	1	1	1	0
Hull	0	1	1	1	0
Able	0	1	1	1	0
Great Yarmouth	1	1	0	0	1

Fonte: Elaboração própria (2020)

4.4 Matriz de veto e grafo resultante

Com os resultados das matrizes de concordância e discordância apresentadas nas Tabelas 5 e 6, realizou-se a interpolação entre ambas, como o objetivo de gerar apenas uma matriz combinando os dois resultados. Essa nova matriz é denominada matriz de veto, na qual

cada nova célula da tabela foi formada obedecendo a condição: se os dois números correspondentes de concordância e discordância forem 1, o valor da célula da matriz de veto será 1. Caso algum número seja 0 ou os dois, o valor na matriz de veto também será 0.

Por exemplo, na matriz de concordância o valor de comparação de Harwich (linha) para Oostende (coluna) corresponde a 1; na matriz de discordância, a mesma comparação tem valor igual a 0. Então, na matriz de veto o valor será também 0 na célula que compara esses mesmos portos. O resultado está sistematizado na Tabela 7.

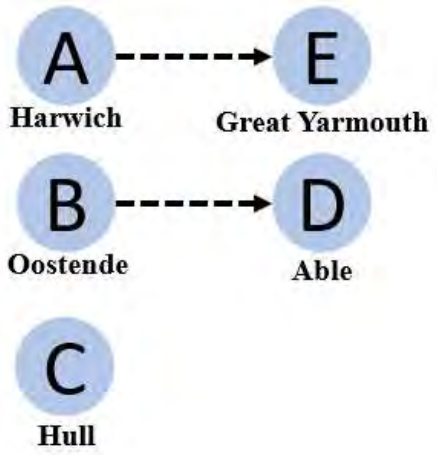
Tabela 7 – Matriz de veto

	Harwich	Oostende	Hull	Able	Great Yarmouth
Harwich	0	0	0	0	1
Oostende	0	0	0	1	0
Hull	0	0	0	0	0
Able	0	0	0	0	0
Great Yarmouth	0	0	0	0	0

Fonte: Elaboração própria (2020)

Na Figura 1 é apresentado o esquema do grafo, a partir dos resultados da matriz de veto. Nesta Figura, as relações de sobreclassificação ou indiferença entre alternativas são visualizadas mais facilmente.

Figura 1 – Grafo representativo das relações de sobreclassificação



Fonte: Elaboração própria (2020)

O grafo ilustra que os portos de Harwich, Oostende e Hull não são sobreclassificados por nenhum, o que os tornam aptos a serem escolhidos. Também é possível concluir que Harwich e Oostende são indiferentes com relação a preferência, bem como é possível declarar que Hull é incomparável aos demais, pois não sobreclassica e não é sobreclassificado. Quanto

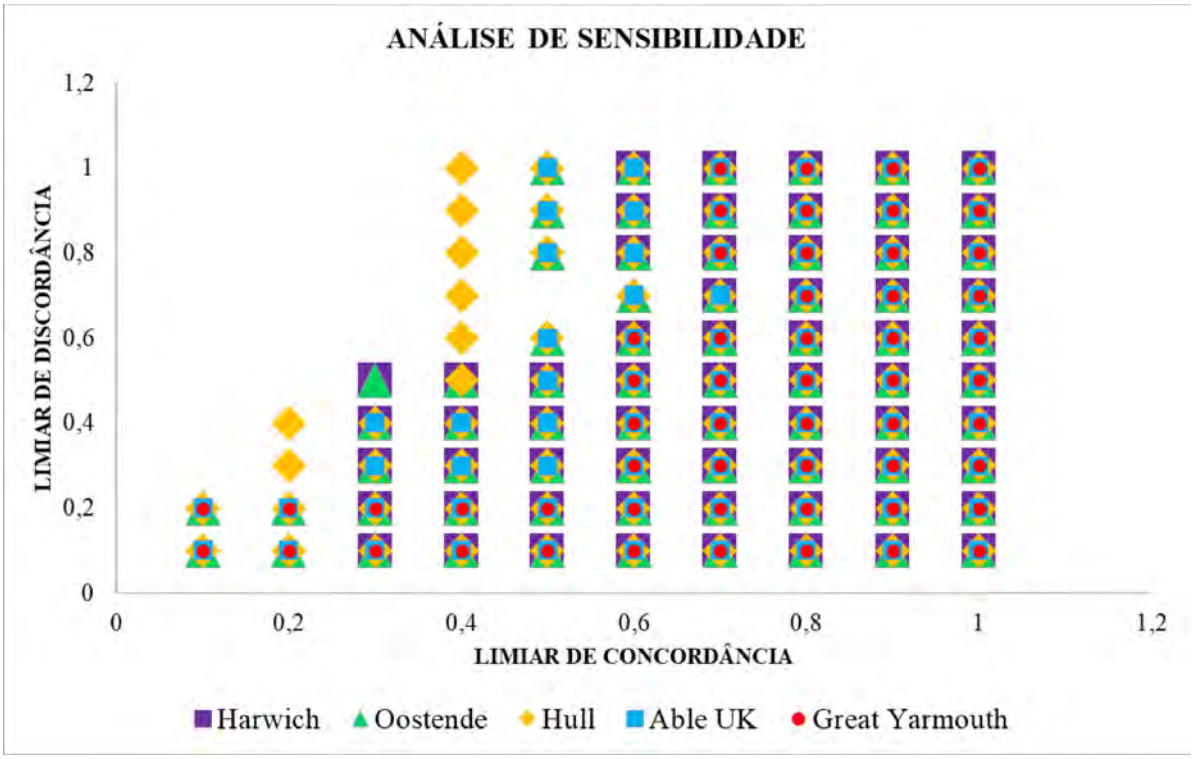
aos portos de Great Yarmonth e Able foram sobreclassificados por outros, pois obtiveram um desempenho pior nos critérios, o que leva a não serem escolhidos em uma provável decisão.

5. Análise de sensibilidade

No método ELECTRE I, os limiares de concordância e discordância apresentam influência significativa nos resultados, uma vez que a partir destes são geradas as matrizes de concordância e discordância. Porém, o valor desses limiares pode ser determinado de maneira arbitrária algumas vezes, por palpite do decisor ou por meio de cálculos matemáticos coerentes, como efetuado no presente estudo.

Assim, para entender e representar melhor a influência dos limiares na resolução dos problemas, foi elaborada uma análise de sensibilidade, na qual foram variados os limiares de discordância e de concordância entre 0,1 e 1. O resultado é apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Gráfico da análise de sensibilidade



Fonte: Elaboração própria (2020)

Com a análise do gráfico de sensibilidade, foi possível verificar um resultado mais instrutivo à medida que determinado porto apareça com muita frequência no gráfico, mesmo que o limiar varie. Assim, percebe-se a presença do porto de Hull na maioria das combinações

propostas, sendo o porto que apresentou um melhor desempenho com o total de 79 combinações de limiares.

Já o porto de Great Yarmouth apresentou pouca frequência no gráfico, totalizando 55 combinações, o que significa que, comparado a todos os outros, obteve o pior desempenho nesse intervalo de limiares. O porto de Oostende, o porto de Able e o porto de Harwich obtiveram 73, 71 e 64 combinações, respectivamente.

Sendo assim, a preferência para escolha poderá ser definida como primeiramente o porto de Hull, seguido do porto de Ooostende, Able e Harwich, e por último, o porto de Great Yarmouth.

Além disso, após realizar essa análise, é notória a semelhança de resultados na classificação dos portos. Com apenas dois valores de limiares, o porto de Hull é incomparável, ou seja, é apto para a escolha, bem como os portos de Oostende e Harwich são indiferentes e ambos sobreclassificam os demais, também sendo escolhas favoráveis no momento de uma decisão. Great Yarmouth também não mostra bom desempenho em ambos os cenários, seja com dois limiares, seja simulando inúmeros pela análise de sensibilidade.

6. Análise e discussão dos resultados

O método AHP é um método do tipo compensatório, ou seja, o bom desempenho de um critério poderá compensar o desempenho ruim de outro critério. A partir das considerações do método AHP, resultou-se em uma ordenação de portos final, classificados por ordem do maior para o menor desempenho geral, tendo o porto de Oostende como primeiro lugar no ranking, seguido dos portos Hull, Able UK, Harwich e, por último, Great Yarmouth.

O método ELECTRE I é um método não compensatório, em que busca não compensar o bom desempenho de um critério em detrimento de outros que obtiveram peso maiores. O resultado obtido foi distinto do encontrado pelo método AHP, uma vez que os melhores portos - aqueles que não foram sobreclassificados por nenhum outro - foram os portos de Hull, Oostende e Harwich, sem ordem de importância.

Ao aplicar a análise de sensibilidade percebeu-se que o resultado aproxima-se do apresentado pelo método AHP. O porto que obteve maior desempenho em maior número de combinações de limiares foi o porto de Hull, em segundo lugar ficou o porto de Oostende, seguido dos portos de Able, Harwich e Great Yarmouth. Assim, revela-se que o ranking

apresentado é semelhante ao demonstrado no método AHP, invertendo apenas a primeira e segunda colocação.

Para entender a influência do princípio de compensação evidente no AHP e desconsiderado no ELECTRE I, foi comparado o desempenho e os pesos dos critérios. Assim, revelou-se que o porto de Oostende apresenta melhor desempenho no segundo critério mais importante (*quay load bearing capacity*), assim como os portos de Hull e Able UK. Diferentemente, o porto de Harwich que obteve melhor desempenho no primeiro critério (*distance to offshore site*). O porto de Great Yarmouth obteve bom desempenho apenas no décimo quarto critério, o que justifica sua colocação em último lugar em todos os rankings encontrados.

7. Considerações finais

A eólica *offshore* é um setor promissor em expansão no mundo. E são necessárias, além de desenvolvimento tecnológico, ferramentas logísticas e amadurecimento da cadeia de suprimentos dessa indústria para que continue a ter um desenvolvimento sustentável. Dessa forma, os portos possuem papel fundamental, assim, ferramentas gerenciais de tomada de decisão quanto a localização de parques eólicos e de portos é essencial.

Uma contribuição da literatura para essa gestão são os métodos de decisão multicritérios, os quais utilizam o julgamento de especialistas na área para classificar e ranquear os diferentes critérios para selecionar um porto que é o problema em questão. Para isso, o objetivo geral alcançado do estudo foi aplicar o método ELECTRE I, como método não compensatório, para analisar a melhor decisão a ser feita com relação ao porto mais apto a dar suporte ao parque eólico West Gabbard.

O objetivo específico do estudo foi comparar os resultados obtidos na aplicação do ELECTRE I e do AHP, para analisar como o fator de compensação influencia e altera o resultado. Conclui-se que embora as etapas de aplicação dos métodos sejam distintas entre si, os resultados obtidos foram semelhantes, com poucas diferenças. Os portos de Oostende e Hull obtiveram os melhores desempenhos em ambas as abordagens.

Com isso, percebe-se que cada método possui sua peculiaridade e suas vantagens, porém ambos são capazes de servir como ferramenta para uma decisão eficaz e eficiente do problema. É importante também refletir sobre a importância dos especialistas em ambos os métodos, pois seus julgamentos podem mudar completamente o resultado.

Conclui-se que a análise de sensibilidade é essencial em todo e qualquer estudo que preveja um parâmetro simulado ou aleatório, uma vez que promove maior confiabilidade do resultado obtido. No caso da pesquisa isso foi comprovado, pois por meio da análise de sensibilidade foi possível observar melhor o quanto cada porto obtive melhor ou pior desempenho, independente da zona em que estivesse os limiares.

Quanto às limitações do estudo, o principal fator é a distância entre o decisor e a aplicação do método, pois o decisor pode fornecer a sua opinião sendo um interessado no resultado, indicando um caminho alternativo para a solução. Além disso, uma limitação foi não ter acesso a outros especialistas no assunto para que fosse formulado um outro julgamento dos critérios e possíveis resultados diferenciados.

Para estudos futuros sugere-se a análise para portos de operação e manutenção, para portos de descomissionamento, bem como a utilização de novos critérios considerados relevantes. Outra sugestão seria promover a aplicação de estudos como esse no Brasil, elencando quais portos já estão aptos para o setor eólico *offshore* e o que precisam alterar para se adequarem.

Agradecimentos: Este artigo é resultado da parceria entre a Petrobras e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e com o suporte financeiro de P&D – Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/2016). Também com agradecimentos a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil) e MCTIC (Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações) pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

AHN, D. et al. Comparative evaluation of different offshore wind turbine installation vessels for Korean west–south wind farm. **International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering**, v. 9, n. 1, p. 45–54, 2017.

AIT-ALLA, A.; QUANDT, M.; LÜTJEN, M. Simulation-based aggregate Installation Planning of Offshore Wind Farms. **International Journal Of Energy**, v. 7, n. 2, p. 23–30, 2013.

AKBARI, N. et al. A multi-criteria port suitability assessment for developments in the offshore wind industry. **Renewable Energy**, v. 102, p. 118–133, 2017.

CHARTRON, S. Improving logistics scheduling and operations to support offshore wind construction phase. **Logistics Research**, v. 12, n. 1, 2019.

CHARTRON, S. Evaluating and Improving Logistics Costs During Offshore Wind Turbine Construction. v. 4, n. 4, p. 65–74, 2020.

GENERAL ELETRICS. **Proving Ground: This U.K. Facility Is Preparing To Put The World's Largest Wind Turbine To Test**. Disponível em: <https://www.ge.com/reports/beyond-bends-u-k-facility-prepares-put-worlds-largest-wind-turbine-boot-camp/>. Acesso em: 13 fev. 2020.

HEIN, N.; SILVA, T. P. DA; KROENKE, A. MÉTODO ELECTRE I NA AVALIAÇÃO DE MATERIAIS DE (RE)CONSTRUÇÃO. **XLII SBPO**, p. 154–160, 2010.

IRENA.**Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050**.2018.

IRENA.**Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050**.2019a.

IRENA. **Renewable Capacity Statistics 2019**. 2019b.

JUDGE, F. et al. A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, n. July 2018, p. 370–383, 2019.

POULSEN, T.; LEMA, R. Is the supply chain ready for the green transformation? The case of offshore wind logistics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, n. January, p. 758–771, 2017.

ROY, B. Classement et choix en présence de points de vue multiples. **Revue française d'informatique et de recherche opérationnelle**, v. 2, n. 8, p. 57–75, 1968.

ROY, B.; BOUYSSOU, D. Aide multicritere à la décision: méthodes et cas. Production et techniques quantitatives appliquées à la gestion. **Economica, Paris, France**, 1993.

SARKER, B. R.; FAIZ, T. I. Minimizing transportation and installation costs for turbines in offshore wind farms. **Renewable Energy**, v. 101, p. 667–679, 2017.

SEVKLI, M. An application of the fuzzy ELECTRE method for supplier selection. **International Journal of Production Research**, v. 48, n. 12, p. 3393–3405, 2010.

VIS, I. F. A.; URSAVAS, E. Assessment approaches to logistics for offshore wind energy installation. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 14, p. 80–91, 2016.

WINDEUROPE. **Offshore Wind in Europe: Key trends and statistics 2019**. 2020.

CONTRIBUIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS EÓLICOS PARA A EXPANSÃO DO CONHECIMENTO ARQUEOLÓGICO NA BACIA DO SÃO FRANCISCO

Mateus Rizério[1], Fabiano Melo[2], Antônio Cunha[3], Lara Câncio Souza[4], Lucas Lordelo[5], Marcel Scarton[6], Mateus Giffoni[7], Pedro Bettencourt[8], Rendel Porto[9], Roberval Cunha[10]

Resumo

Este artigo analisou a contribuição dos parques e complexos eólicos para a expansão do conhecimento arqueológico e pré-histórico da bacia hidrográfica do rio São Francisco por meio da análise de processos de licenciamento arqueológico sob a Instrução Normativa IPHAN nº 01/2015. A Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco é reconhecida, dentre diversos fatores, por sua contribuição para o povoamento do interior e o fornecimento hídrico no semi-árido. Desde a pré-história, grupos humanos utilizaram dessa rota de povoamento e manifestaram seus traços culturais através de sítios e ocorrências arqueológicas. Os empreendimentos eólicos que foram instalados nos municípios que compõem a Bacia Hidrográfica contribuíram para ampliar o conhecimento a respeito dessas culturas pré-históricas, com a descoberta de 55 novos sítios arqueológicos e 19 ocorrências desde a publicação da Instrução Normativa.

Palavras-chave: Arqueologia. Pré-história. Parques Eólicos. Complexos Eólicos. Rio São Francisco.

Abstract

[1] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA. Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - mateus@temis-es.com.br

[2] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - fabianomelo@temis-es.com.br

[3] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - antoniocunha@temis-es.com.br

[4] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - lucaslordelo@temis-es.com.br

[5] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - marcelscarton@temis-es.com.br

[6] Nemus Gestão e Requalificação Ambiental LDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - mateus.giffoni@nemus.pt

[7] Nemus Gestão e Requalificação Ambiental LDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - mateus.giffoni@nemus.pt

[8] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - pedrobettencourt@nemus.pt

[9] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - rendelporto@temis-es.com.br

[10] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - robervalcunha@temis-es.com.br

This paper analyzed the contribution of wind farms and wind complexes to the expansion of archaeological and prehistoric knowledge of the São Francisco River basin, acquired through the analysis of archaeological licensing processes under IPHAN's Normative Instruction nº 01/2015. The São Francisco River Basin is recognized, among several factors, for its contribution to the population of the interior and the water supply in the semi-arid region. Since prehistory, human groups have used this settlement route and manifested their cultural traits through archaeological sites and occurrences. The wind farms that were installed in the municipalities that compose the Hydrographic Basin contributed to expand the knowledge about these prehistoric cultures, with the discovery of 52 new archaeological sites and 13 occurrences since the publication of the Normative Instruction.

Keywords: Archaeology. Prehistory. Wind Farms. Wind Complexes. São Francisco River.

1. INTRODUÇÃO

A implantação de empreendimentos eólicos apresenta reconhecidos benefícios ambientais por se tratar de uma fonte de energia renovável e de matriz limpa. Contemporaneamente, as vantagens dessa matriz energética já são amplamente reconhecidas, tanto pela redução da dependência de combustíveis fósseis com os efeitos positivos sobre o meio ambiente, quanto pela geração de emprego e renda decorrentes das suas fases, sobretudo durante a instalação.

Contudo, há outros benefícios que podem decorrer da implantação de parques eólicos que ainda não estão sendo avaliadas pela literatura especializada. Neste *paper*, será destacado um desses aspectos: a contribuição ao conhecimento sobre a arqueologia e a pré-história nos locais de instalação de empreendimentos eólicos. Para tanto, foi utilizado como recorte geográfico a Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (BHRSF), buscando observar como o avanço do setor eólico vem proporcionando a descoberta e registros de novos sítios arqueológicos nos últimos anos.

O recorte temporal estabelecido para esta análise decorre da publicação da Instrução Normativa IPHAN[11] nº 01/2015, cuja publicação tornou mais rigorosos os estudos arqueológicos necessários à implantação de empreendimentos de grande porte. Desde então, percebe-se um relativo aumento nas identificações de sítios arqueológicos e, dessa forma, uma contribuição significativa do setor eólico na produção dessas descobertas.

[11] Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional. Órgão federal que trata, dentre outras questões relativas à proteção do patrimônio cultural brasileiro, da proteção e fiscalização dos sítios arqueológicos em território nacional.

É válido destacar que a Bacia do São Francisco sempre despertou o interesse de arqueólogos e cientistas sociais pelo seu rico potencial cultural. As raízes históricas da formação desse território e, consequentemente, da identidade dos habitantes dessa região, derivam de tempos longínquos, desde antes da ocupação portuguesa no Brasil. A presença histórica de povos indígenas e o processo de migração desencadeado pela colonização, por exemplo, são marcas culturais características desta região do território brasileiro, que guarda vestígios importantes sobre o nosso passado.

Segundo Martin e Pessis (2013), a referida bacia foi um caminho natural de grupos indígenas pré-históricos que se instalavam nos abrigos rochosos presentes na região, bem como nos terraços próximos ao rio. As evidências da ocupação e atividade humana nessas localidades foram corroboradas por projetos acadêmicos realizados no território ao longo das últimas cinco décadas[12]. O complexo arqueológico de Paulo Afonso, por exemplo, destaca-se como um dos locais onde há uma considerável presença de sítios com registros rupestres.

Nos últimos anos, os estudos arqueológicos têm mostrado uma relevante importância da Bacia do São Francisco para o conhecimento dos padrões de assentamento e ocupação de grupos pré-históricos, gerando, desse modo, potencial para a compreensão do processo de ocupação humana no Nordeste e na América como um todo (VERGNE, TAVARES e TAVARES, 2017). Apesar da sua importância, o campo de pesquisas arqueológicas ainda está aquém das possibilidades oferecidas pela Bacia Hidrográfica do São Francisco, uma zona de intensa ocupação ao longo da pré-história, capaz de fornecer variados dados sobre inúmeras culturas. É provável que complexos arqueológicos de grande relevância, como Paulo Afonso ou Xingó ainda possam existir nesta bacia hidrográfica.

Neste contexto, em levantamentos realizados sobre achados arqueológicos nos últimos cinco anos, é possível observar que o avanço do setor eólico, com empreendimentos por vezes instaladas em locais de acesso remoto, vem permitindo que áreas de elevado potencial arqueológico fossem descobertas. Grande parte destas áreas poderiam levar anos até serem alvo de pesquisas convencionais por parte de acadêmicos.

Desde 2015, trinta e três parques eólicos iniciaram os trâmites necessários pelo moderno processo de licenciamento junto ao IPHAN. Destes, nove parques eólicos permanecem em suas fases iniciais, sem as etapas de levantamento de campo; treze dos parques eólicos passaram por levantamentos e pesquisas de campo sem que tenham sido encontrados elementos culturais arqueológicos até o momento da publicação deste artigo; onze parques eólicos forneceram,

[12] Entre os projetos citados, Martin e Pessis (2013) destacam os projetos Sobradinho, Serra Geral, Central, Itaparica e Xingó.

através de prospecções, sondagens e escavações, 53 novos sítios arqueológicos e 13 ocorrências, contribuindo sobremaneira com novos dados a respeito da pré-história na bacia são-franciscana.

Para apresentação e análise dos dados, segue a essa introdução uma rápida exposição da metodologia utilizada e dos objetivos pretendidos. Posteriormente, fez-se uma contextualização pré-histórica da Bacia do São Francisco e dos empreendimentos eólicos localizados na região. Por fim, a apresentação dos resultados e as conclusões obtidas.

2. METODOLOGIA

Este trabalho tem por objetivo principal analisar os processos de licenciamento arqueológico em parques e complexos eólicos na bacia do rio São Francisco de modo a verificar o acréscimo ao conhecimento a respeito da pré-história e arqueologia fomentado por tais empreendimentos.

A metodologia utilizada consistiu basicamente em pesquisas de cunho documental nos bancos de dados do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN). Investigações desse tipo proporcionam o levantamento de dados secundários em documentos, relatórios ou registros que ainda não receberam tratamento analítico, constituindo, segundo Gil (2002), uma fonte rica e estável de dados.

A pesquisa documental é realizada em documentos considerados cientificamente autênticos e tem sido largamente utilizada, especialmente pelas ciências sociais, para coleta de dados que permitam conhecer a realidade contemporânea e histórica. No âmbito deste artigo, revisou-se o banco de dados SEI-IPHAN[13], perscrutando todos os relatórios inscritos até o presente momento referentes a empreendimentos eólicos situados nos municípios que compõem a bacia do Rio São Francisco.

A cultura material e arqueológica encontrada nesses parques foram analisadas de modo a se buscar por padrões e ocorrências arqueológicas que trouxeram incrementos ao conhecimento acerca da pré-história e da arqueologia na região.

Para fins de padronização da legislação, foram avaliados somente os processos abertos sob a Instrução Normativa nº 01, emitida pelo IPHAN em 25 de março de 2015. Esta legislação ocasionou um relevante incremento dos processos de licenciamento ambiental em obras causadoras de impacto ao patrimônio arqueológico. Isso por ter definido diretrizes e procedimentos padronizados entre o IPHAN e o órgão ambiental licenciador.

[13] O SEI - Sistema Eletrônico de Informações, é "uma ferramenta que permite a produção, edição e assinatura de documentos e trâmite de processos por meio de uma plataforma virtual" (IPHAN, 2019). Presente em todos os órgãos da administração pública, foi adotado pelo IPHAN em 2015.

3. CONTEXTUALIZAÇÃO PRÉ-HISTÓRICA DA BACIA DO SÃO FRANCISCO

A Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (BHRSF) possui 638.883 km² de área, com 121.657 km de rede de drenagem e comprimento de 2.697 km do seu leito principal (CBHSF, 2015). A BHRSF abarca 508 municípios nos estados de Sergipe, Alagoas, Bahia, Pernambuco, Minas Gerais, Goiás e Distrito Federal. Sua população estimada é de 20.029.620 habitantes (CODEVASF, 2019). O rio é dividido em quatro regiões fisiográficas (Alto São Francisco, Médio São Francisco, Submédio São Francisco e Baixo São Francisco), e 34 sub-bacias (CBHSF, 2015).

Durante o período colonial, o rio São Francisco foi uma importante via de acesso ao interior, permitindo o povoamento ao longo de suas margens e afluentes impulsionada pela produção de gado bovino. A intensa atividade pecuária fez com que o rio fosse conhecido como "rio dos currais", e seu papel no comércio e interação entre as diversas regiões por onde sua bacia flui, lhe concedeu o título de "rio da integração nacional", ao facilitar rotas de comércio e passagem entre o litoral e interior nordestinos com o interior do sudeste e porção central do país.

Seu curso sempre foi utilizado como rota de passagem, inclusive durante a pré-história do território brasileiro. Diversos grupos humanos pré-históricos habitaram ao longo da planície do rio São Francisco e de seus afluentes nos últimos milênios, sendo a região uma importante área arqueológica pesquisada há décadas. As pinturas rupestres existentes em *canyons* e paredões às suas margens já eram citadas por Theodoro Sampaio no início do século XX (SAMPAIO, 1905).

Carlos Estevão, em 1938, realizou pesquisas pioneiras ao longo da Bacia do Rio São Francisco, inclusive escavando um importante sítio denominado Gruta do Padre, em Petrolândia (PE), possuidora de diversos fragmentos de ossos e cinzas. Esta Gruta foi novamente pesquisada na década de 1960 por Valentin Calderón, e a área conjunta recebeu novas e acuradas pesquisas entre 1982-1988 durante o salvamento arqueológico da represa de Itaparica por Gabriela Martin. Os resultados apontam o uso da caverna como acampamento desde 7.580 anos BP[14], e posteriormente como túmulo para cremações incompletas (MARTIN, 1998). Também se destaca por ter sido no local que a tradição[15] lítica Itaparica foi descrita por

[14] Before Present – Antes do Presente. Para fins de padronização, considera-se o Presente como 1950, marco da técnica de Carbono 14 (Stuiver & Polach, 1977).

[15] Tradição é um conceito adotado para descrever as diferentes culturas arqueológicas do Brasil. Calderón (1971) define como "o conjunto de características que se refletem em diferentes sítios ou regiões, associadas de maneira similar, atribuindo cada uma delas ao complexo cultural de grupos étnicos diferentes que as transmitiam e difundiam, gradualmente modificadas, através do tempo e do espaço" (CALDERÓN, 1971). Para Meggers & Evans (1970), tradição pode ser definida como um "Grupo de elementos ou técnicas, com persistência temporal" (MEGGERS & EVANS, 1970, apud PROUS, 1991).

Calderón, hoje reconhecida como uma das mais antigas formas de tecnologia lítica do Brasil. Muitos sítios próximos também apontam para tais idades recuadas.

A partir de 1981, Pedro Ignácio Schmitz realizou pesquisas no sudoeste da Bahia, em afluentes do São Francisco como os rios Corrente e Formoso. Encontrando datações associadas à tradição Itaparica em 8860 anos BP, reforçou os dados, atingindo inclusive camadas mais antigas de ocupação, além de analisar as mudanças climáticas ao longo dos milênios (SCHMITZ & BARBOSA, 1994).

Desde 1982, o Projeto Central, que contempla diversos municípios na região noroeste da Bahia, principalmente na Chapada Diamantina Setentrional, produz relevantes pesquisas para a área arqueológica. A pesquisadora Maria Beltrão, principal responsável pelo projeto, junto a diversos outros pesquisadores multidisciplinares, registraram vários sítios arqueológicos de arte rupestre, como as representações estelares na Toca do Cosmos, além de outras formas culturais de grande antiguidade, como a paleofauna fóssil e as controversas culturas pleistocênicas da Toca da Esperança (BELTRÃO, 1994).

Em Xingó/SE, o cemitério indígena do Justino, maior necrópole pré-histórica do Nordeste, foi resgatado entre 1990 e 1994. Possuindo 161 esqueletos completos e muitos fragmentos de outros, com datações que alcançam os 8.950 anos BP (VERGNE, 1995-1996).

Em 2001, Kestering analisou os registros rupestres em Sobradinho de modo a buscar as identidades pré-históricas dos grupos responsáveis por aqueles grafismos (KESTERING, 2007).

As formas de artefatos líticos apresentam grande variedade segundo as matérias-primas, a região de manufatura e o grupo cultural responsável por seu aproveitamento. A tradição Itaparica é uma das mais antigas e características, reconhecida por raspadores plano-convexos, frequentemente em arenito silicificado, cujas idades alcançam os 11.000 anos BP (SILVA, 2000). Pontas de flecha e lascas de uso rápido e descartável se tornam mais frequentes ao longo do tempo, principalmente após 4.000 anos BP (MARTIN, 2008). Artefatos polidos, como machados em cunha, pilões e machados semilunares vão ganhando mais relevância, principalmente após as migrações dos grupos tupi-guarani e jê a partir de 3.000 anos BP.

As culturas cerâmicas encontradas se dividem entre as tradições Tupiguarani e Aratu. A primeira é reconhecida por suas decorações características, que vai desde a pintura geométrica monocromática simples a bicromática sobre engobo[16] branco, até intervenções plásticas, por meio da decoração corrugada (cujo aspecto lembram escamas), ungulada (marcas deixadas por

[16] "Tipo de tratamento que consiste em aplicar, antes da queima, uma camada de barro (...) na superfície do vasilhame" (CHMYZ, 1976).

unhas), incisões com espátulas e pontas, ou roletes aparentes. Suas datações situam-se entre 500 a 1800 d.C, caracterizada pelos grupos tupi-guarani, agricultores especializados em mandioca e moradores de aldeias semi-nômades, com grande expansão (MARTIN, 2008; PROUS, 1991).

Já a tradição Aratu não usa decoração, excetuando-se incisões lineares que aparecem ocasionalmente ao longo das bordas cerâmicas, e suas urnas são conhecidas por seu caráter piriforme. Habitando grandes aldeias circulares e apresentando agricultura não baseada em mandioca, suas datações então entre 400 a 1.800 d.C. (PROUS, 1991), podendo ser associados a grupos Jê.

Para a arte rupestre, destacam-se as seguintes tradições:

1. A tradição Nordeste, altamente realista e naturalista é caracterizada pela "variedade dos temas representados, e a riqueza de enfeites e atributos que acompanham a figura humana" (MARTIN, 2008). Com figuras antropomorfas geralmente de pequeno tamanho, além de zoomorfas, cenas de luta, dança, caça e sexo são amplamente representadas com dinamismo e é a tradição mais antiga, alcançando de 12.000 a 6.000 anos BP (MARTIN, 2008). A cor que predomina é o vermelho, podendo existir amarelo, branco e preto

2. A tradição Agreste é posterior à Nordeste, com temática e técnica inferior. As figuras são geralmente grandes e isoladas, sem muitos detalhes ou cuidado no desenho. Antropomorfos predominam, assim como a cor vermelha. As datações indicam entre 5.000 e 2.000 anos BP (MARTIN, 2008).

3. A tradição São Francisco, por vezes chamada de Geométrica, caracteriza-se por grafismos abstratos e geométricos, sem significado identificável, difundida ao longo da planície são-franciscana desde 9.000 anos BP (PROUS,2007; KESTERING, 2007). Formas simples como pontos, linhas, pentes, tridígitos, ziguezagues e espirais vão se tornando cada vez mais rebuscadas em padrões de labirinto e formas que lembram tapeçarias de grande tamanho com o tempo. A cor vermelha é predominante, mas outras cores podem aparecer nos painéis. Uma de suas manifestações em Minas Gerais é o Complexo Montalvânia, caracterizado por gravuras na rocha em formas geométricas (PROUS, 1991).

4. A tradição Astronômica é alvo de debates, e foi descrita por Beltrão como caracterizada pela representação de formas celestes, tais como sóis, luas, estrelas e cometas, encontrando-se na região de Central (BELTRÃO, 1994).

5. Encontradas frequentemente à beira de rios e cursos d'água, a Tradição Itacoatiara é caracterizada por gravuras rupestres, desbastadas em lajedos, blocos e matacões. Martin (2008) cita que nessa tradição "predominam grafismos puros, porém deve-se registrar a presença de

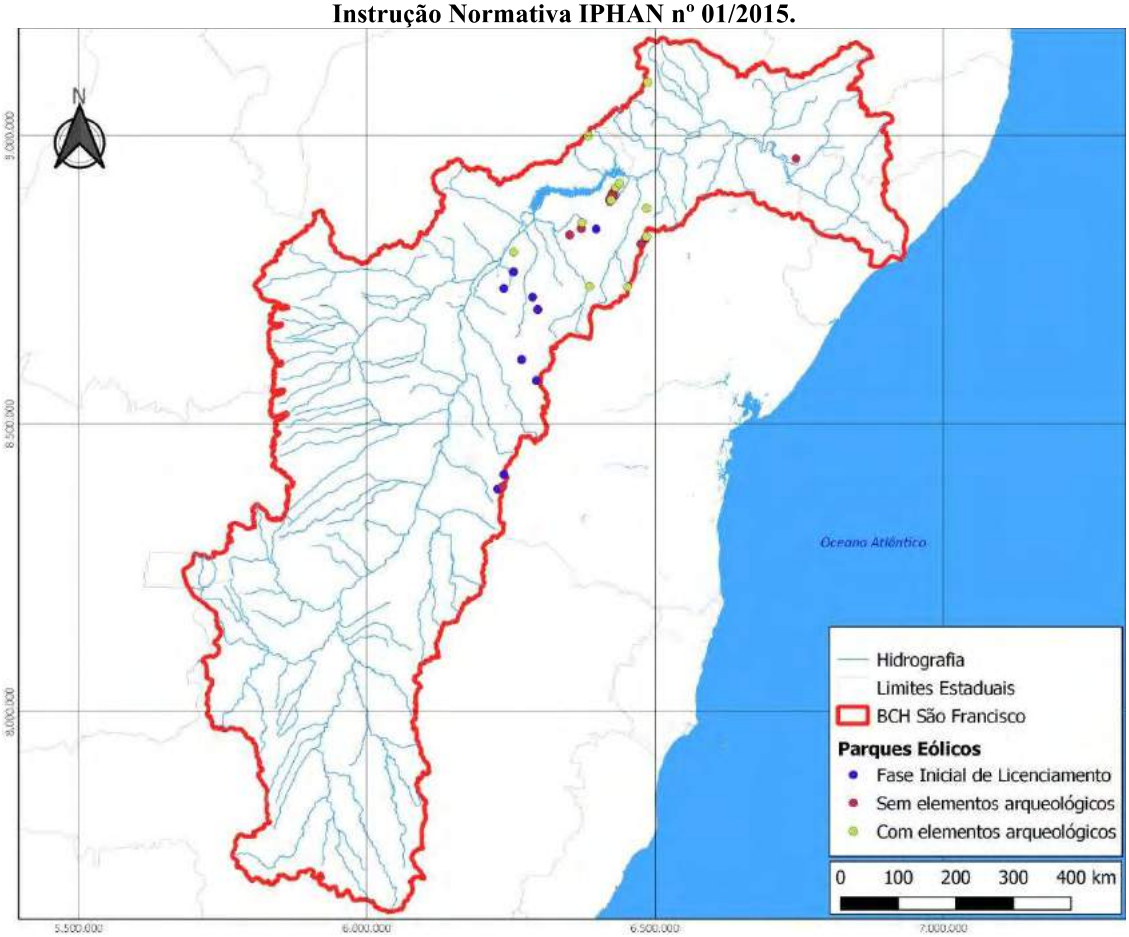
antropomorfos, alguns muito elaborados". Igualmente característicos são as "marcas de pés, lagartos e pássaros em grandes paredões, sempre próximos d'água, e também desenhos muito complexos", alcançando "entre 1.200 e 6.000 anos BP" (MARTIN, 2008).

4. EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NA BACIA DO SÃO FRANCISCO

Como mencionado anteriormente, a bacia hidrográfica do Rio São Francisco é uma importante área arqueológica e, também de grande antiguidade.

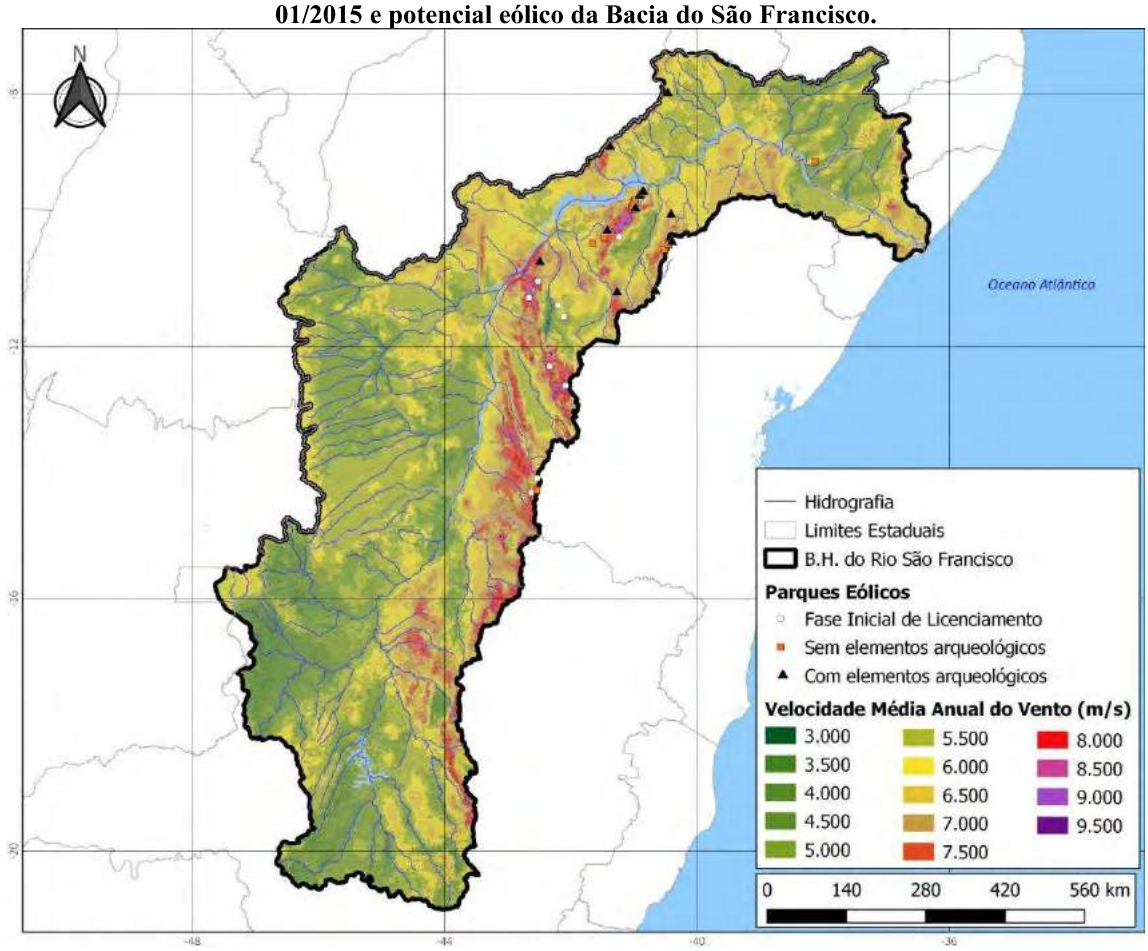
A implantação de empreendimentos eólicos, além de tornar a matriz energética brasileira mais limpa e contribuir para mitigação dos efeitos das mudanças climáticas, vem ampliando os conhecimentos a respeito dos aspectos arqueológicos e a pré-história do Brasil. Desde a publicação da Instrução Normativa nº 01/2015, foram licenciados junto ao IPHAN trinta e três empreendimentos eólicos na BHRSF, todos eles situados nas porções Médio e Submédio São Francisco.

Figura 1.Localização dos empreendimentos eólicos licenciados na Bacia do Rio São Francisco conforme Instrução Normativa IPHAN nº 01/2015.



Fonte: Elaborado pelos autores

Figura 2. Localização dos empreendimentos eólicos licenciados conforme Instrução Normativa IPHAN nº 01/2015 e potencial eólico da Bacia do São Francisco.



Fonte: Elaborado pelos autores

Dentre os trinta e três empreendimentos situados na BHRSF, onze parques eólicos localizados nos municípios de Sobradinho, Sento Sé, Xique-Xique, Juazeiro, Campo Formoso, Morro do Chapéu, Várzea Nova, Jacobina, Miguel Calmon, Casa Nova e Ouricuri, permitiram evidenciar através do licenciamento arqueológico, uma série de ocorrências e sítios arqueológicos e pré-históricos.

Por outro lado, treze parques eólicos passaram por levantamentos e pesquisas de campo em Sento Sé, Campo Formoso, Caetité, Saúde, Mirangaba, Tacaratu, Mulungu do Morro, Souto Soares e Iraquara. Contudo, não foram encontrados elementos culturais arqueológicos, o que não indica, necessariamente, que não possam ser evidenciados em fases de campo posteriores em seus respectivos processos de licenciamento arqueológico.

Nove parques eólicos estão com processo de licenciamento em fase inicial junto ao IPHAN sob a Instrução Normativa Nº 01/2015. Por estarem em suas fases iniciais, ainda não foram produzidas informações arqueológicas devido às pesquisas de campo não terem sido realizadas até o momento da publicação deste artigo. Os empreendimentos estão previstos para serem implantados nos municípios de Caetité, Morro do Chapéu, Sento Sé, Formoso, Umburanas, Jeremoabo, Canudos, Cícero Dantas, Novo Triunfo, Euclides da Cunha, Uibaí,

Ibipeba, Antônio Gonçalves, Campo Formoso, Gentio do Ouro, Piatã, Novo Horizonte, Boninal, Brotas de Macaúbas, Seabra, Ibitiara, Pindaí, Guanambi, Itaguaçu da Bahia, Xique-Xique.

Nos itens seguintes, serão apresentadas, de maneira sintética, informações acerca dos registros arqueológicos encontrados nos municípios da Bacia do Rio São Francisco em função da implantação de projetos eólicos.

4.1 Sobradinho, BA

Um parque eólico foi licenciado no município. Pelo licenciamento arqueológico, sete sítios foram registrados durante as fases de Avaliação do Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico e Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico.

Os sítios Areias I, Areias II e Areias V estão localizados em lajedos rochosos numa planície na AID. Todos apresentam bacias de polimento para artefatos líticos polidos.

Os sítios Areias III e Areias IV estão igualmente em lajedos rochosos localizado numa planície na AID. Apresentam bacias de polimento para artefatos líticos polidos, além de possuir artefatos líticos lascados em superfície. Além disso, o sítio Areias III possui fragmentos cerâmicos.

O sítio Areias VI é um afloramento rochoso na AID. Apresenta bacias de polimento para artefatos líticos polidos e depressões do tipo quebra-coquinhos ou base de pilão na rocha.

O sítio Areias VII localiza-se numa planície na ADA. É uma oficina lítica lascada com diversos artefatos e fragmentos. A amostragem e coleta das sondagens identificaram 195 artefatos líticos lascados.

4.2 Sento Sé, BA

Três parques eólicos foram instalados no município, um deles abarcando parte do município vizinho de Sobradinho.

Durante a fase de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, foi encontrada uma ocorrência arqueológica na Área de Influência Direta (AID), no caso, um raspador lítico estilo lesma, característico da Tradição Itaparica.

I. O sítio Pinturas Rupestres Grutião da Gameleira é o único situado na AID, em blocos rochosos. Apresenta desenhos geométricos na cor vermelha, caracterizados na Tradição São Francisco.
II. Na Área de Influência Indireta (AII), em paredes de *canyons*, foram registrados os seguintes sítios da Tradição São Francisco de arte rupestre: Os sítios Pinturas

Rupestres Córrego Corrente e Pinturas Rupestres São Gonçalo apresentavam pinturas representando formas geométricas, além de possuir figuras antropomorfas e zoomorfas. As cores utilizadas foram o vermelho, amarelo e preto. Já o sítio Pinturas Rupestres Olho d'Água apresentava desenhos geométricos e zoomorfos exclusivamente na cor vermelha. O sítio Pinturas Rupestres São Gonçalo é o único situado em Sobradinho, enquanto os demais localizam-se em Sento Sé.

Na fase subsequente de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, foram encontrados os seguintes sítios líticos, todos no município de Sento Sé:

I. Os sítios Lagoinha I, Lagoinha II, Lagoinha III e Lagoinha IV estão relacionados em uma planície a meia encosta, o primeiro sendo um acampamento associado a artefatos líticos, e os demais como oficinas líticas, exclusivamente utilizando-se de pedras lascadas. Todos se localizam na Área de Influência Direta (ADA).
II. Os sítios Piçarrão I, Piçarrão II, Piçarrão III e Piçarrão IV estão igualmente inter-relacionados numa planície a meia encosta na ADA. Com exceção do segundo, que é uma oficina lítica, os demais são acampamentos portadores de artefatos líticos, todos exclusivamente contendo líticos lascados.
III. O sítio Poço das Caiçaras está em uma planície a meia encosta na ADA. Trata-se de um acampamento com artefatos líticos lascados.
IV. Os sítios Riacho I, Riacho II e Riacho III estão situados em um afloramento rochoso numa planície base de vertente na AID. São polidores e amoladores para artefatos líticos polidos desbastados nas rochas afloradas.
V. O sítio Saco dos Passarinhos situa-se em um afloramento rochoso numa planície de inundação na AID. Trata-se de um sítio polidor-amolador para artefatos líticos.
VI. O sítio Serra Grande está numa planície a meia encosta na AID. É uma oficina de artefatos líticos lascados.
VII. No setor de bota-fora de um dos parques, durante uma fase de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, uma quadrícula escavada evidenciou lentes de carvão e um artefato lítico lascado a 1 m de profundidade.

Em outro parque, foram identificados 13 sítios arqueológicos de pinturas rupestres, principalmente na ADA, com somente dois na AID.

Localizados na ADA estão os seguintes sítios de arte rupestre, todos representados na cor vermelha:

I. Apresentando figuras geométricas e antropomorfas/zoomorfas em diferentes proporções e localizados em abrigos rochosos, Serra Negra 1 e Serra Negra 11 possuem pinturas predominantemente zoomorfas, mas também geométricas; Serra Negra 3 apresenta figuras geométricas, além de uma representação antropomorfa/zoomorfa; Serra Negra 10 é maior sítio de pinturas rupestres do complexo eólico, distribuídas em diversos abrigos rochosos inter-relacionados, com motivos geométricos e antropomorfos, além de alguns não-identificáveis devido ao desgaste; Serra Negra 13 possui tanto figuras antropomorfas quanto geométricas.

II. Em blocos e afloramentos rochosos, o sítio Serra Negra 5 apresenta pinturas predominantemente zoomorfas, mas também geométricas, enquanto que o sítio Serra Negra 7 possui principalmente pinturas geométricas, além de algumas antropomorfas.

III. Os sítios Serra Negra 4 e Serra Negra 9 apresentam somente figuras geométricas, o primeiro localizado em um bloco, e o segundo em um abrigo rochoso.

IV. Serra Negra 8 está em um abrigo rochoso cujas figuras estão degradadas e, portanto, não-reconhecíveis;

V. Na AID, o sítio Serra Negra 2 é um abrigo sob rocha com pequenas pinturas rupestres geométricas vermelhas. O sítio Serra Negra 6 localiza-se num paredão com pinturas na cor vermelha, existindo formas geométricas, zoomorfas e figuras não-identificadas devido à grande degradação do sítio. Já para o sítio em abrigo Serra Negra 12, as cores utilizadas foram o vermelho e, excepcionalmente, o lilás para motivos antropomorfos e geométricos.

4.3 Casa Nova, BA

Os trabalhos de campo em um parque eólico evidenciaram o sítio arqueológico Boqueirão. Este caracteriza-se por gravuras rupestres localizadas em um boqueirão na AID. Além disso, por comunicações com a comunidade, a equipe de campo responsável foi informada de uma lâmina de machado polido encontrado por um morador local.

4.4 Xique-Xique, BA

Três ocorrências arqueológicas foram localizadas durante os levantamentos de campo de um parque eólico. Um núcleo de quartzito e sete lascas de quartzo hialino em diferentes acessos, além de uma lasca de quartzito entre duas torres eólicas.

Foi evidenciado o sítio histórico Esplanada I, entre duas torres eólicas. Trata-se de ruínas históricas de uma povoação de garimpeiros, com ao menos 100 anos. Apresenta três estruturas arruinadas e uma outra possível estrutura colapsada. A maior das estruturas pode ter sido um armazém ou mercado. Para a construção, foram utilizados quartzito e arenito silicificado. A argamassa é em cal, argila e areia. Dentre os artefatos, ocorre a presença de vidro, louça (faiança fina), porcelana e grés.

Uma área de interesse registrada no relatório descreve uma pintura provavelmente histórica de um antropomorfo inserido num círculo, com possibilidade de ter sido feita na década de 1980.

4.5 Juazeiro e Campo Formoso, BA

Um complexo eólico está localizado em Juazeiro, abarcando uma pequena parte de Campo Formoso. Ao passar pela fase de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico no processo de licenciamento, as prospecções de superfície identificaram 6 ocorrências arqueológicas em diferentes pontos da AII: 4 artefatos líticos em granito (3 lascas e 1 raspador), 1 núcleo em quartzito e 1 lasca de quartzo.

4.6 Campo Formoso, BA

O Parque Eólico instalado no município teve seu processo de licenciamento já finalizado. Os trabalhos de campo evidenciaram os seguintes sítios:

I. O chamado Sítio Histórico de Interesse Arqueológico – SHIA Casa Velha é caracterizado como ruínas históricas, possivelmente de meados do século XX, localizado na AID. Apresenta alicerces de pedra assentada, tijolos em adobe, revestido por barro diferenciado, e reforço da base em cimento. Dentre os artefatos, existem fragmentos em cerâmica, vidro e metal. A estrutura apresenta um curral anexo.

II. O sítio arqueológico Calombi, localizado na ADA, possui caráter pré-histórico, apresentando diversos artefatos líticos dispersos em superfície. Na fase de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, 7 artefatos em silexito foram coletados em superfície e 2 em subsuperfície, um em quartzito e outro em arenito silicificado. A indústria em superfície foi caracterizada como de rápida manufatura, uso e descarte. Durante a fase de Gestão do Patrimônio Arqueológico, os procedimentos de salvamento e escavação deste sítio resgataram 22 artefatos líticos em superfície e subsuperfície.

4.7 Morro do Chapéu e Várzea Nova, BA

O complexo eólico que abarca ambos os municípios, apresenta duas ocorrências arqueológicas em sua porção norte: 3 artefatos líticos lascados e 1 núcleo lítico, ambos localizados na ADA, assim como o Sítio Muro de Pedra, caracterizado por uma cerca de pedra e um reservatório de água, além de conter um núcleo lítico lascado.

Na porção sul, quatro ocorrências arqueológicas de artefatos líticos lascados foram registradas na ADA. Os sítios Lítico 1, 2, 3, 6 (ADA) e Lítico 4 e 5 (AID) caracterizam-se por diversos artefatos líticos lascados dispersos em superfície, predominantemente em arenito. Os sítios Lítico 7 e 9 (ADA) possuem características semelhantes, sendo caracterizados como oficinas líticas, apresentando igualmente polidores ou bases de pilão na rocha. Outra oficina lítica semelhante, mas sem polidor é o sítio Lítico 8 (AID). Destaca-se, por fim na ADA o sítio Círculo de Pedra. Este é um alinhamento de rochas com forma circular, com possibilidade de ser uma fogueira de 1,5 m de diâmetro.

4.8 Jacobina, Miguel Calmon e Várzea Nova, BA

Os trabalhos de campo de um complexo eólico que abarcou os três municípios não evidenciaram novos elementos arqueológicos. No entanto, foram citadas diversas cavas abandonadas da época da mineração, um sítio de arte rupestre (Toca do Fole – BA00650) já era cadastrado a 2 km da ADA, e o fato de que parte da ADA intercepta a antiga Estrada Real, via histórica de transporte de produtos durante o ciclo de mineração da Chapada Diamantina.

4.9 Ouricuri, PE

Duas ocorrências e um sítio arqueológico foram registradas em um parque eólico.

A Ocorrência Arqueológica 1 trata-se das ruínas de uma antiga casa de farinha, do último quartel do século XX, para processamento da mandioca. A construção, na AID, é de taipa, possuindo alpendre com forno e quarto para depósito, além de tanques de cimento para lavagem e processamento da mandioca. Os artefatos encontrados são fragmentos de cerâmica, louças e vidros.

A Ocorrência Arqueológica 2 constitui-se de fragmentos de material cerâmico construtivo (telhas e tijolos) e de rocha, provavelmente utilizados no alicerce de alguma antiga construção. O material está disperso em superfície.

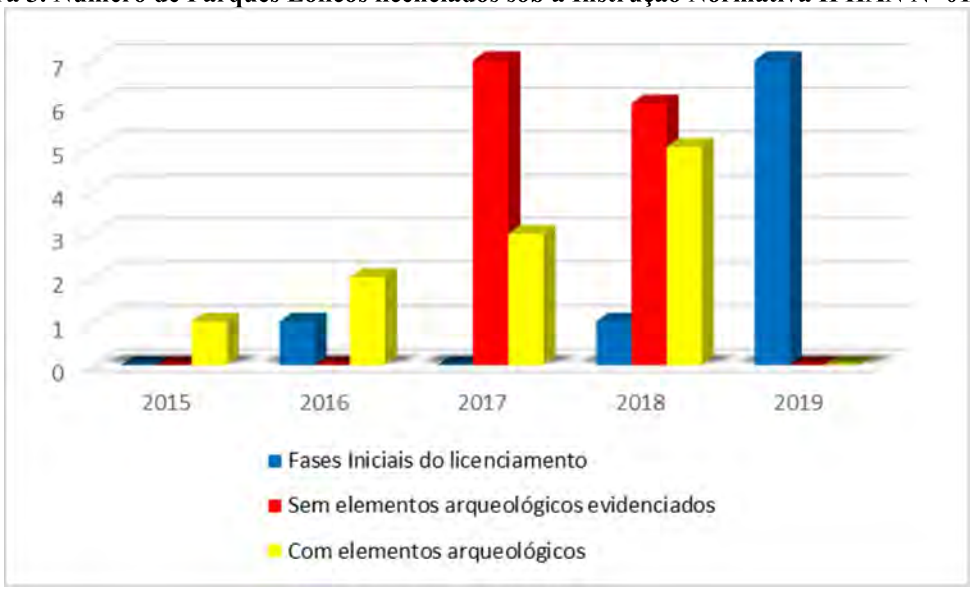
O Sítio Arqueológico São Bernardo possui caráter pré-histórico, onde ocorre a presença de 12 vestígios e artefatos líticos lascados em sílex, dispersos em superfície, na ADA.

5. RESULTADOS

Desde a publicação da Instrução Normativa IPHAN nº 01, de 2015, foram abertos 38 processos de licenciamento arqueológico de parques e complexos eólicos instalados nos municípios que compõem a bacia do Rio São Francisco. Destes parques, 12 ainda estão em fases iniciais do licenciamento, com elaboração e aprovação dos Projetos de Avaliação de Impacto e de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico. 15 parques receberam prospecções e levantamento em campo por meio de Relatórios de Avaliação de Impacto e de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, necessárias à caracterização arqueológica, e não foram encontrados elementos arqueológicos em suas áreas de influência até o momento desta publicação. 11 parques e complexos eólicos foram responsáveis por trazer novas informações a respeito de sítios e ocorrências arqueológicos.

A quantidade de parques eólicos que iniciaram seus processos de licenciamento arqueológico ao longo dos anos pode ser visualizada na Figura 3.

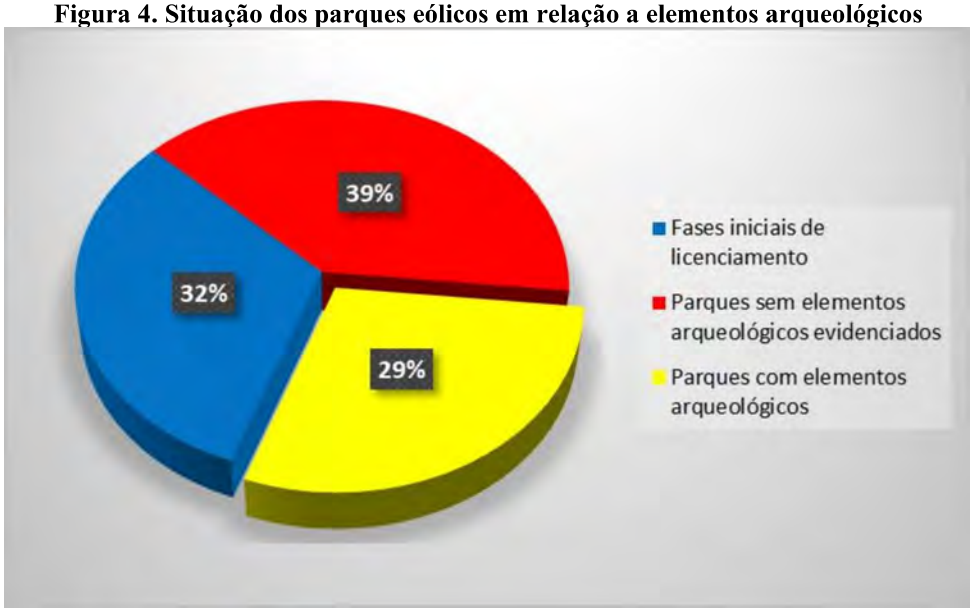
Figura 3. Número de Parques Eólicos licenciados sob a Instrução Normativa IPHAN Nº 01/2015



Fonte: SEI IPHAN, 2020.

É possível notar no gráfico da Figura 3 o crescimento progressivo dos parques eólicos com elementos arqueológicos evidenciados (coluna amarela), o que demonstra uma probabilidade relevante de que, à medida em que novos parques forem licenciados, o número de sítios e ocorrências seja ampliado consideravelmente. Atualmente com uma proporção de 29% em relação ao universo total (Figura 4), a tendência é que essa categoria seja cada vez mais dominante frente aos demais tipos de empreendimentos eólicos que não tenham evidenciados elementos arqueológicos.

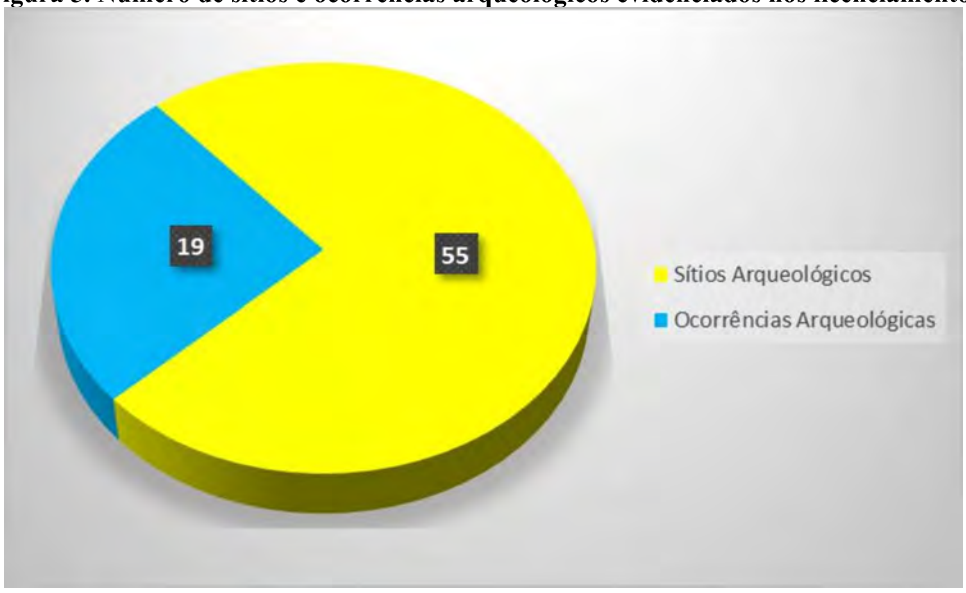
Figura 4. Situação dos parques eólicos em relação a elementos arqueológicos



Fonte: Elaborados pelos autores com base em SEI-IPHAN, 2019.

Esses 11 parques e complexos eólicos com culturas pré-históricas foram responsáveis por evidenciar 55 sítios e 19 ocorrências arqueológicas (Figura 5).

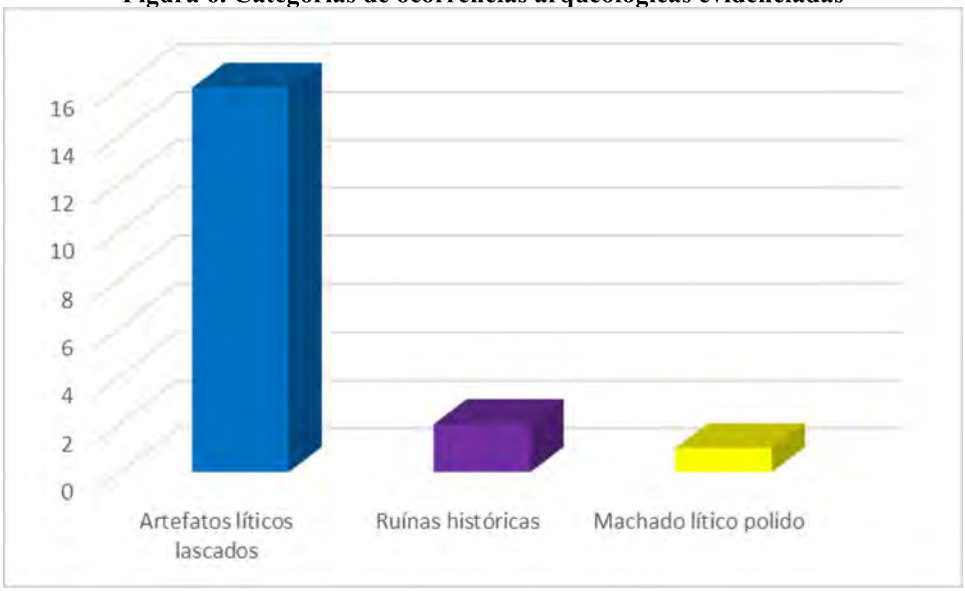
Figura 5. Número de sítios e ocorrências arqueológicos evidenciados nos licenciamentos



Fonte: SEI IPHAN, 2019.

As ocorrências arqueológicas são predominantemente artefatos líticos lascados, com 16 ocorrências, além de 2 ruínas de casas e 1 machado polido guardado por morador local.

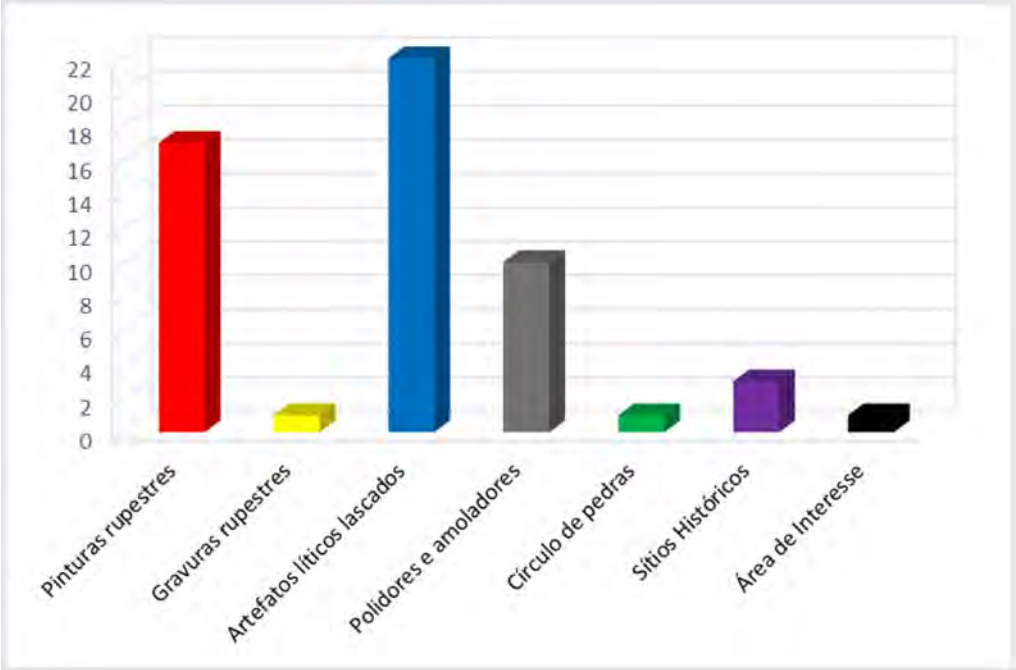
Figura 6. Categorias de ocorrências arqueológicas evidenciadas



Fonte: SEI IPHAN, 2019.

Os 55 sítios arqueológicos se distribuem em 17 sítios de pinturas rupestres, 1 de gravuras rupestres, 22 com artefatos líticos lascados, 10 com polidores, amoladores e bacias de polimento, 1 círculo de pedras, 3 sítios históricos, além de 1 área de interesse.

Figura 7. Categorias de sítios arqueológicos evidenciados.



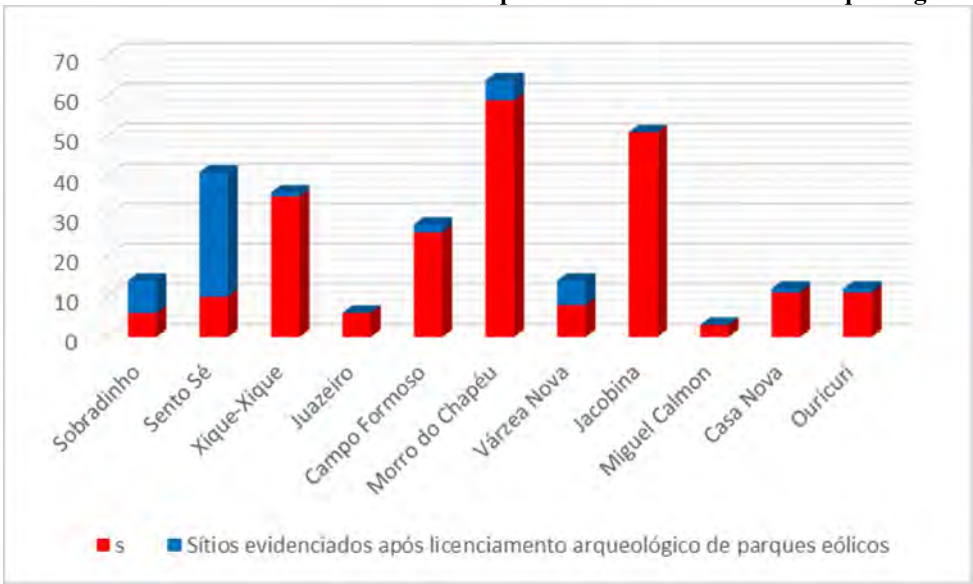
Fonte: SEI IPHAN, 2019.

O gráfico a seguir demonstra o número de sítios arqueológicos já registrados no CNSA[17] nos municípios que receberam os empreendimentos eólicos, assim como o acréscimo de novos

[17] Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos.

sítios, registrados devido ao licenciamento arqueológico sob a Instrução Normativa IPHAN nº 01/2015.

Figura 8. Número de sítios já registrados nos municípios que receberam empreendimentos eólicos, e o acréscimo de novos sítios evidenciados nos processos de licenciamento arqueológico.



Fonte: CNSA IPHAN, 2019.

6. CONCLUSÕES

O processo de instalação de empreendimentos eólicos na busca por fontes renováveis para suprir a matriz energética brasileira contribuiu não somente para diminuir os impactos ambientais causados pelo setor elétrico, mas permite também ampliar os conhecimentos sobre a pré-história regional. Sendo o patrimônio arqueológico um recurso cultural não-renovável (ICOMOS/ICAHM, 1990), protegido pela Constituição Federal de 1988 e pela Lei nº 3924/1961 como bens da União, sítios e elementos arqueológicos devem ser protegidos contra eventuais impactos que possam acarretar sua destruição. Portanto, pesquisas arqueológicas devem ocorrer conjuntamente a empreendimentos passíveis de gerar tais impactos sobre esse patrimônio.

Tendo em vista que parques e complexos eólicos muitas vezes são instalados em locais de difícil acesso, estes empreendimentos permitem, através do licenciamento ambiental e arqueológico, que tais áreas sejam estudadas. Áreas estas que caso fossem pesquisadas unicamente por arqueólogos autônomos e ligados a instituições de pesquisa e universidades, poderiam passar anos sem que fossem descobertas novas evidências devido ao baixo orçamento que essas atividades costumam receber.

Assim, a implantação de projetos de energia eólica permite que o conhecimento a respeito da pré-história e arqueologia, patrimônio de toda a humanidade, possa ser acessado por

um número cada vez maior de pesquisadores, turistas, agentes da sociedade e a população em geral.

Os dados adquiridos em 55 novos sítios arqueológicos e 19 ocorrências listados neste trabalho permitiram fornecer complementações e embasamento para a bibliografia consolidada, ao mesmo tempo em que permitem futuras pesquisas de modo a aprofundar novas fontes de análise. Essas novas descobertas demonstram que apenas o registro documental do que já foi pesquisado não é o suficiente para uma completa avaliação do potencial arqueológico de uma área. Dessa forma, os novos trabalhos de campo em projetos de licenciamento funcionam como principal forma de identificar sítios arqueológicos individuais ou ocorrências, seja em prospecções, escavações, ou no monitoramento do progresso dos empreendimentos, metodologia esta que Renfrew e Bahn (2015) chamam de "arqueologia aplicada".

Os dados aqui apresentados permitem observar que o desenvolvimento energético alcançado por fontes renováveis como os parques eólicos são perfeitamente compatíveis com a preservação do patrimônio cultural arqueológico. Novos empreendimentos eólicos devem surgir ao longo dos anos, e a tendência observada é de que sejam cada vez mais eficientes no fornecimento energético e na contribuição de conhecimentos para a arqueologia e pré-história em todos os locais onde forem instalados.

REFERÊNCIAS

ANX Engenharia e Arqueologia. **Relatório Final do Programa de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico na Área de implantação do Complexo Eólico Esplanada, Município de Xique-Xique, estado da Bahia**. Recife, maio de 2017.

Arqueólogos. **Relatório Final - Projeto de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico para o Parque Eólico Pedra do Reino V, Sobradinho - Bahia**. Salvador, setembro de 2018.

_____. **Relatório Final – Projeto de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico para o Complexo Eólico Santa Angélica, Morro do Chapéu – Bahia.** Salvador, outubro de 2018.

BELTRÃO, M. C. **Projeto Central: Novos dados.** Revista de Arqueologia. Vol. 8, nº 1. Anais da VII Reunião Científica da Sociedade de Arqueologia Brasileira. São Paulo, 1994.

CALDERÓN, V. **Nota prévia sobre três fases da Arte Rupestre no Estado da Bahia**. Universitas - Revista de Cultura da UFBA. Salvador, n. 5, p. 5-17, Jan./Abr. 1971.

CBHSF. **Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco 2016-2025.** RP1A – Diagnóstico da Dimensão Técnica e Institucional. Volume 2 – Caracterização da bacia hidrográfica – 2ª parte. Nemus Gestão e Requalificação Ambiental. Lisboa. Ago 2015.

CHMYZ, I. (Ed.) **Terminologia Arqueológica Brasileira para a Cerâmica.** Segunda Edição – Revista e Ampliada. Cadernos de Arqueologia, Ano 1, Nº 1. Museu de Arqueologia e Artes Populares. UFPR. Paranaguá, 1976.

CNSA – Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos. IPHAN. Site Institucional. Disponível em http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1699, acesso em 15/01/2020.

CODEVASF. **São Francisco.** Disponível em https://www.codevasf.gov.br/area-de-atuacao/bacia-hidrografica/sao-francisco. Publicado em 09/04/2019, acesso em 13/01/2020.

CONSAN – Consultoria e Meio Ambiente. **Relatório final Projeto de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico Parque Eólico Ventos da Serra Azul.** Goiânia, maio de 2016.

_____. **Relatório de Avaliação de Impacto ao Património Arqueológico do Parque Eólico Ventos da Serra Azul**. Goiânia, 2018

Diversa – Consultoria em Sustentabilidade. **Relatório de Avaliação de Potencial de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico - Parque Eólico Ventos de Serra Negra – VSN**. Recife, 2019

Geo Soluções Ambientais. **Relatório Final – Ventos de São Bernardo – Programa de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico.** Fortaleza, janeiro de 2018.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa.** Editora Atlas. São Paulo, 2002.

ICOMOS/ICAHM. **Carta de Lausanne – Carta para a proteção e a gestão do patrimônio arqueológico.** Lausanne, 1990. Disponível em http://portal.iphan.gov.br/uploads/ckfinder/arquivos/Carta%20de%20Lausanne%201990.pdf, acesso em 17/02/2020.

IPHAN. **O SEI!.** Disponível em http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/1431, acesso em 17/02/2020.

Maron Consultoria; Saberes Consultoria. **Relatório de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico do Complexo Eólico Lagoa do Barro IV, no município DE Casa Nova, estado da Bahia.** Belo Horizonte, agosto de 2019.

KESTERING, C. **Identidade dos grupos pré-históricos de Sobradinho – BA**. Tese de Doutorado. UFPE. Recife, 2007.

MARTIN, G. **O Povoamento Pré-histórico do Vale do São Francisco (Brasil).** Clio – Série Arqueológica. Vol. 1, Nº 13. Editora Universitária da UFPE. Recife, 1998.

_____. **Pré-História do Nordeste do Brasil.** Editora Universitária da UFPE. Recife, 2008.

MARTIN, G.; PESSIS, A. M. **Breve Panorama da Pré-história do São Francisco no Nordeste do Brasil.** FUMDHAMentos, Vol. 1, nº 10. São Raimundo Nonato, 2013.

MEGGERS, B. J. & EVANS, C. **Como interpretar a linguagem da cerâmica; manual para arqueólogos.** Smithsonian Institution. Washington, 1970.

Papyrus Consultoria Ambiental. **Relatório de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico (RAPIPA) na Área Diretamente Afetada (ADA) do Complexo Eólico Massaroca: Fase I – Bahia**. Belo Horizonte, abril de 2019.

Preserv Ambiental. **Relatório Final – Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico na área de Influência do Parque Eólico Serra do Fogo, Município de Sento Sé/BA.** Salvador, maio de 2018.

SAMPAIO, T. **O Rio de S. Francisco e a Chapada Diamantina: Trechos de um diário de viagem (1879-1880).** Publicado pela primeira vez na Revista S. Cruz. Escolas Profissionais Salesianas. São Paulo, 1905.

PROUS, A. **Arqueologia Brasileira.** Editora Universidade de Brasília - UNB. Brasília, 1991.

_____. **O Brasil antes dos brasileiros. A pré-história do nosso país.** Jorge Zahar Editor. Rio de Janeiro, 2007.

RENFREW, C.; BAHN, P. **Archaeology Essentials. Theories, Methods, Practice**. Thames &Hudson. Third edition. Londres, 2015.

Saberes Consultoria. **Relatório de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico do Complexo Eólico Jacobina, nos municípios de Jacobina, Várzea Nova e Miguel Calmon, Estado da Bahia.** Belo Horizonte, agosto de 2019.

SCHMITZ, P. I.; BARBOSA, A. S. **Prospecções Arqueológicas no Sudoeste da Bahia. Projeto Serra Geral.** Revista de Arqueologia. Vol. 8, nº 1. Anais da VII Reunião Científica da Sociedade de Arqueologia Brasileira. São Paulo, 1994.

SILVA, J. C. **As Culturas Pré-Histórica do Vale do São Francisco (Pernambuco – Brasl).** Clio – Série Arqueológica, Nº 14. Anais da X Reunião Científica da SAB. Editora Universitária da UFPE. Recife, 2000.

STUIVER, M. & POLACH, H. **Discussion: reporting of ^{14}C data.** Radiocarbon, Vol. 19. Cambridge University Press. Cambridge, 1977.

V&S Ambiental. **Relatório Final do Projeto de Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico- Parque Eólico Pedra do Reino V**. Salvador, novembro de 2017.

VERGNE, M. C. S. **O Projeto Arqueológico de Xingó, em Sergipe e Alagoas.** Clio – Série Arqueológica. Vol. 1, Nº 11. Editora Universitária da UFPE. Recife, 1998.

TAVARES, A. A. C.; TAVARES, B. A. C.; VERGNE, M. C. S. **Caracterização do potencial arqueológico do Complexo Arqueológico de Paulo Afonso, Bahia.** Revista Noctua, Vol. 1, nº 2. Recife, 2017.

Zanettini Arqueologia**. Relatório de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico - Complexo Eólico Folha Larga Fase 1 - Município de Campo Formoso, Estado da Bahia.** São Paulo, maio de 2019.

_____. **Programa de Gestão do Patrimônio Arqueológico – Complexo Eólico Folha Larga, Fase 1. Município de Campo Formoso, Estado da Bahia. Salvamento Arqueológico – Relatório Final. Volume I**. São Paulo, outubro de 2019.

Avaliação da Sensibilidade Dos Esforços Solicitantes de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal à Variação das Condições de Vento

Mauro Tuyoshi Imamura Junior[1], Demetrio Cornilios Zachariadis[1]

[1]Laboratório de Engenharia do Vento – LEVE – Departamento de Engenharia Mecânica, Escola Politécnica da USP, Av. Prof. Mello Moraes, 2231, Butantã — São Paulo/SP

RESUMO

A capacidade de geração de energia elétrica de turbinas eólicas está atrelada às dimensões de seus equipamentos, à medida que um rotor mais extenso é capaz de varrer uma porção maior do escoamento de ar para captação de sua energia cinética. Logo, a evolução dessas máquinas demanda o uso de componentes maiores, o que implica em maiores esforços estruturais por conta do incremento das cargas aerodinâmicas e da movimentação de peças de massa maior. A fim de avaliar o comportamento desses esforços em condições operacionais, foi elaborado neste estudo um conjunto de simulações que permitem avaliar a variação das forças e momentos nas seções críticas da máquinas, por meio da ferramenta OpenFAST. Os resultados obtidos indicam que os esforços atingem um valor médio máximo na velocidade de vento correspondente à potência nominal, seguido em alguns casos de decaimento para velocidades maiores ou estabilização nesse patamar, apesar de os valores apresentarem maior dispersão em algumas situações.

Palavras-chave: Turbina eólica; esforços solicitantes; simulação

1. INTRODUÇÃO

Turbinas eólicas são máquinas que utilizam a energia cinética do vento para gerar eletricidade, por meio das forças aerodinâmicas que atuam em seu rotor para promover a movimentação das pás [1]. A capacidade de produção de potência elétrica depende, entre outros fatores, do potencial da máquina de captar a energia do vento. Usualmente, máquinas de maior potência nominal exigem rotores maiores, os quais estão expostos a uma região maior do escoamento [2]. Com isso, verifica-se que o aprimoramento da indústria de aerogeradores promove a produção e utilização de máquinas cada vez maiores. Isso posto, vale destacar que o dimensionamento dos componentes de uma turbina eólica envolve dois requisitos fundamentais, sendo o primeiro a resistência a cargas extremas provocadas por eventos pontuais como rajadas e tempestades, e o segundo correspondente à vida em fadiga, cuja vida útil esperada para o equipamento é de pelo menos 20 anos [3][4].

A avaliação de turbinas de diferentes portes aponta para uma correlação entre a dimensão da máquina e os esforços em sua estrutura. Como esperado, equipamentos maiores sofrem maior solicitação mecânica [11]. Isso pode ser entendido como uma combinação do aumento das forças estáticas devido ao peso das peças, aumento das forças de inércia durante a movimentação dos elementos de maior tamanho e massa, e efeito das cargas aerodinâmicas agindo sobre pás mais longas e de maior comprimento de corda. Assim, conforme essa indústria se desenvolve mais relevante se tornam os cuidados com dimensionamento e monitoramento das operações do aerogerador, no tocante aos seus esforços estruturais.

Nesse contexto, o presente trabalho apresenta uma avaliação dos esforços solicitantes de uma turbina eólica de eixo vertical de 5 MW para caracterização do comportamento desses esforços em função da variação das condições atmosféricas que impliquem em diferentes velocidades de vento.

O texto está organizado da seguinte forma: o tópico 2 contém uma descrição da metodologia empregada, o tópico 3 apresenta os resultados e análises e o tópico 4, as conclusões.

2. METODOLOGIA

2.1 OpenFAST

As análises apresentadas neste trabalho foram desenvolvidas a partir de simulações numéricas de turbinas eólicas na plataforma OpenFAST, desenvolvida pelo "*National Renewable Energy Laboratory*" (NREL). Essa plataforma consiste em um conjunto de rotinas dedicadas ao cálculo do comportamento dinâmico de uma turbina em condições conhecidas, contemplando todos os fenômenos físicos envolvidos, quais sejam as interações aeroelásticas, os movimentos estruturais e as ações de controle. [5]. Cada uma das rotinas compõe um módulo do programa que pode ser acionado e configurado com base nas hipóteses adotadas. No presente estudo, foram feitas as seguintes considerações:

- A base da turbina é perfeitamente engastada no solo, o qual não apresenta qualquer movimento;
- A máquina não realiza movimento de guinada;
- Não há perdas na trasmissão do eixo do rotor para o eixo do gerador;
- Não é considerado o momento aerodinâmico sobre as pás;
- A torre perturba o escoamento ao seu redor, segundo modelo de escoamento potencial.

O levantamento dos esforços solicitantes estudados foi feito com base nos dados de um modelo de turbina de referência desenvolvido pela NREL [10] a partir de informações a respeito de máquinas avaliadas pela mesma. Os principais parâmetros relativos ao aerogerador empregado são apresentaados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados da turbina de referência de 5 MW.

Parâmetro	Dado
Potência nominal	5MW
Orientação do rotor	À montante
Rotação nominal do gerador	1 800 rpm
Eficiência do gerador	95%
Diâmetro do rotor	128 m
Altura do cubo do rotor	154 m
Massa do rotor	209 407 kg
Rotação nominal do rotor	11,191 rpm
Controle	Torque do gerador e ângulo de passo

2.2 Modelo Aerodinâmico

O cálculo das forças aerodinâmicas sobre o rotor se dá por meio da Teoria de Momento de Elemento de Pá, decorrente da união da abordagem do modelo de Disco Atuador (Figura 2), que considera o balanço de massa e quantidade de movimento à montante e à juzante do rotor, com a Teoria de Elemento de Pá (Figura 1), na qual se avalia os esforços em uma seção transversal da pá a partir do seu perfil [8]. A seguir estão representadas as equações para empuxo (T) e torque (Q) em um elemento anelar do rotor, sendo as eq. 3 e 4 referentes à teoria de Disco Atuador com o termo F de correção de Prandtl para considerar o efeito da ponta da pá, e as eq. 1 e 2, à teoria de Elemento de Pá. O termo B corresponde ao número de pás, R é o raio do rotor, ρ é a densidade do ar, V_{total} é a velocidade total do vento sobre um elemento da pá, C_L e C_D são os coeficientes de arrasto e sustentação, c é a corda da seção transversal, φ é o ângulo de inclinação do escoamento incidente, r é a coordenada radial da seção, U_∞ é a velocidade do vento ao longe, a e a' são os fatores de indução axial e radial respectivamente, e F é o fator de correção de Prandtl. [9]

$$dT = B\frac{1}{2}\rho V_{total}^2(C_1 cos\varphi + C_d sen\varphi)cdr \quad (1)$$

$$dQ = B\frac{1}{2}\rho V_{total}^2(C_1 sen\varphi - C_d cos\varphi)crdr \quad (2)$$

$$dT = 4\pi r\rho U_\infty^2(1-a)aFdr \quad (3)$$

$$dQ = 4\pi r^3\rho U_\infty \Omega(1-a)a'Fdr \quad (4)$$

$$F = \frac{2}{\pi}\arccos[e^{-B(R-r)/2rsen\varphi}] \quad (5)$$

Em posse das Equações apresentadas, o processo de iteração para cálculo das cargas aerodinâmicas se dá pela comparação de dT e dQ em ambas as abordagens para determinar os valores de a, a' e φ a cada instante. [9]

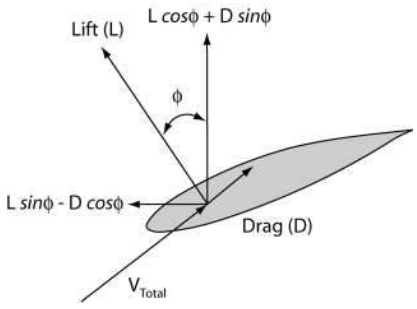


Figura 1 – elemento de pá
Fonte: [9]

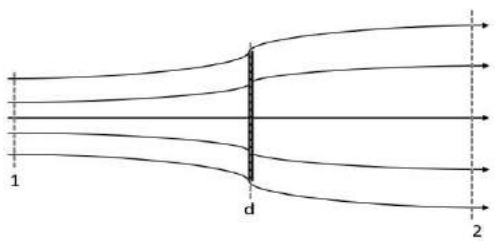


Figura 2 – tubo de corrente para disco atuador
Fonte: autoria própria

2.3 Modelo de Vento

As séries temporais de velocidade de vento usadas nas simulações foram produzidas por meio do programa TurbSim, também de autoria do NREL, o qual produz arquivos compatíveis com o sistema OpenFAST. As características do escoamento requisitado contemplam a definição do Índice de Turbulência (I) e a velocidade média ($V_{média}$) no ponto de referência, adotado como sendo a altura do cubo do rotor.

Os campos de velocidades do vento foram produzido a partir das oscilações em torno de um perfil de velocidades médio, levantado pela Lei de Potência, indicada na eq. 6. Nela, são relacionados a velocidade V a cada altura h com a velocidade V_0 na altura de referência h_0 e o coeficiente (ou fator) de cisalhamento n. A Figura 3 apresenta um exemplo do perfil médio para os dados de Natal/RN.

$$V(h) = V_0 \left(\frac{h}{h_0}\right)^n \tag{6}$$

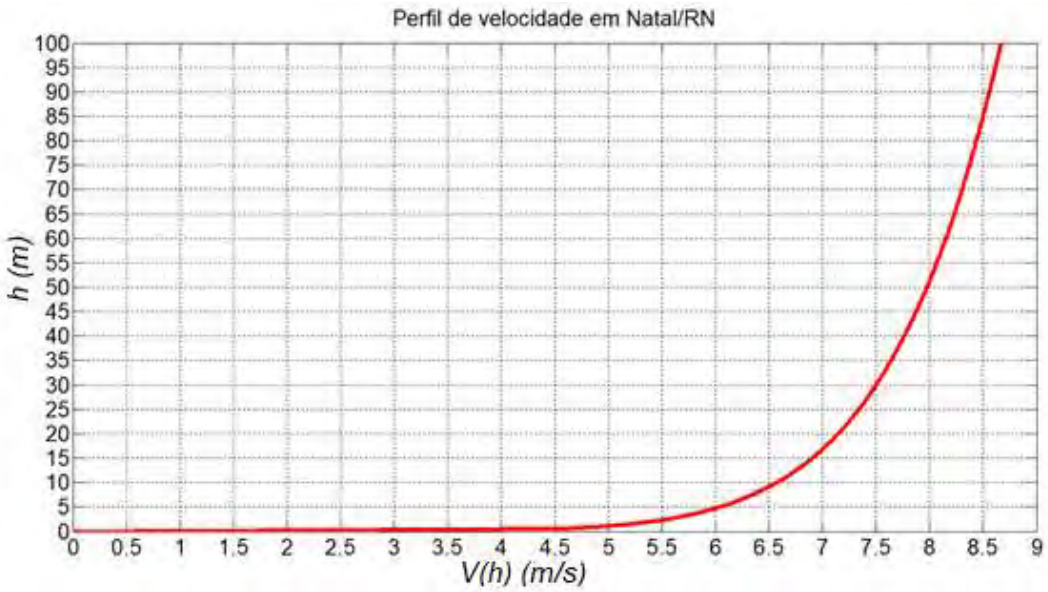


Figura 3 – Perfil de velocidade para Natal/RN
Fonte: autoria própria

A componente turbulenta é calculada por meio de uma distribuição espectral de Kaimal, conforme as diretrizes da Norma IEC 61400-1. Assim, o escoamento é representado por uma malha na qual a velocidade de cada ponto varia ao longo do tempo, como indicado na Figura 4. Para produzir as oscilações, é usado um valor de referência

como semente para definir o comportamento da componente turbulenta, e a amplitude é ajustada de forma a enquadrar o histórico de velocidades no valor do desvio-padrão (σ) correspondente ao índice de turbulência exigido, como indicado na eq. 7.

$$I = \frac{\sigma}{V_{média}} \tag{7}$$

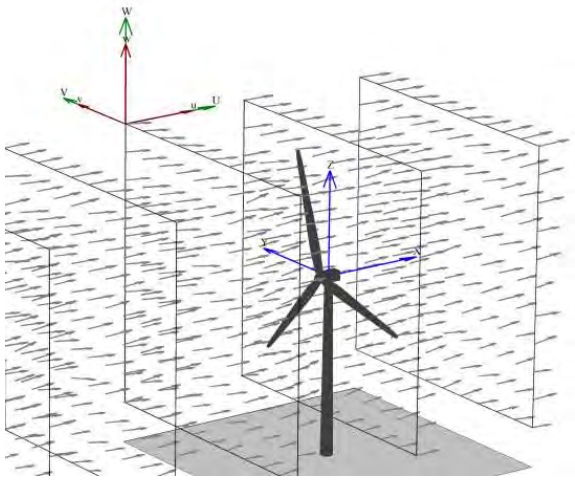


Figura 4 – Campo de velocidades com turbulência
Fonte: [6]

Com isso, foi definido um conjunto de arquivos de vento para realizar a simulação da turbina em diferentes cenários. A diferença entre cada caso se dá pela velocidade de referência, índice de turbulência e semente usada para produzir cada série temporal das velocidades do escoamento, como indicado na Tabela 2. Em todos os casos, foram consideradas as mesmas condições atmosféricas, como densidade do ar de 1,225 kg/m³ e pressão de 103,5 kPa. O fator de cisalhamento empregado em todos os casos foi n = 0,20.

Tabela 2 – Valores de velocidade, índice de turbulência e semente para simulações

V_0 (m/s)	I	sementes
5	8%, 12%, 16%, 20%	907, 2861, 13049, 434563
8		
11,3		
14		
17		

2.4 Simulações

As simulações desenvolvidas na plataforma OpenFAST foram realizadas para abranger um intervalo de cerca de 600 segundos de operação da turbina a partir do momento em que fosse atingido o comportamento dinâmico de operação da máquina, dado que a condição de início consiste na turbina sem qualquer interação com o vento. Assim, as simulações foram feitas em um período total de 780 segundos e cerca de 30% do tempo inicial foi desconsiderado, por corresponder à faixa de adaptação da turbina ao escoamento.

Em face das hipóteses elencadas no tópico 2.1, foram usados os módulos Estrutural (ElastoDyn), aerodinâmico (AeroDyn), de escoamento (Inflow) e de controle (ServoDyn). O controle da máquina consiste em dois sistemas, os quais são o controle de ângulo de passo, que é acionado quando o rotor ultrapassa a rotação de potência nominal, e o controle de torque do gerador, que atua no sentido de promover a máxima produção de potência elétrica para rotações abaixo do valor nominal.

Os esforços analisados foram as forças e momentos nas seções correspondentes às uniões de componentes, que equivalem aos seguintes pontos:

- raiz da pá, ponto de união da pá com o cubo do rotor;
- topo da torre, ponto de união da nacele com a torre;
- base da torre, ponto de união da torre com a fundação.

Destaca-se que no modelo usado não são considerados os elementos de fixação dos componentes, ou seja, o modelo contempla a representação das peças principais, mas não traz nenhuma descrição da forma como são vinculadas.

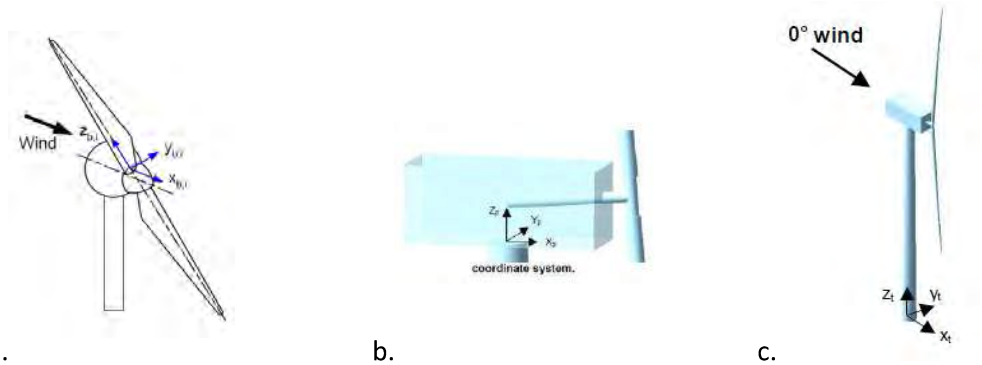
Com relação aos graus de liberdade do modelo, a turbina possui movimento de corpo extenso nas pás e na torre, com possibilidade de deflexão para as direções laterais, e o rotor gira em torno do eixo de rotação sem jogo. A nacele não realiza movimento de guinada, sendo as movimentações em torno do eixo vertical correspondentes à torção da torre, e a base da máquina foi considerada perfeitamente engastada no solo.

3. RESULTADOS E ANÁLISES

Os resultados apresentados a seguir consistem nos esforços solicitantes nas seções críticas da turbina, correspondentes aos pontos de união dos elementos. A Tabela 3 contém a simbologia adotada para representação desses esforços, de acordo com a simbologia adotada no OpenFAST. As Figuras 6(a), (b) e (c) contém a indicação do sistema de coordenadas no qual cada esforço está representado.

Tabela 3 – Variáveis calculadas nas simulações em OpenFAST

Variável	Descrição
RootFxb	Força na raiz da pá na direção Xb
RootFyb	Força na raiz da pá na direção Yb
RootFzb	Força na raiz da pá na direção Zb
RootMxb	Momento da raiz da pá na direção Xb
RootMyb	Momento da raiz da pá na direção Yb
RootMzb	Momento da raiz da pá na direção Zb
YawBrFxp	Força no topo da torre na direção Xp
YawBrFyp	Força no topo da torre na direção Yp
YawBrFzp	Força no topo da torre na direção Zp
YawBrMxp	Momento no topo da torre na direção Xp
YawBrMyp	Momento no topo da torre na direção Yp
YawBrMzp	Momento no topo da torre na direção Zp
TwrBsFxt	Força na base da torre na direção Xt
TwrBsFyt	Força na base da torre na direção Yt
TwrBsFzt	Força na base da torre na direção Zt
TwrBsMxt	Momento na direção da torre na direção Xt
TwrBsMyt	Momento na direção da torre na direção Yt
TwrBsMzt	Momento na direção da torre na direção Zt



a. b. c.

Figura 6 - Sistema de coordenadas (a.) da pá, (b.) do topo da torre e (c.) da base da torre
Fonte: [7]

O sistema de coordenadas da raiz de cada pá é dado por:

- Origem sendo a intersecção do eixo de passo da pá com a raiz da mesma;
- X_{bi} é o eixo ortogonal à Y_{bi} e Z_{bi} de forma a compor um triedro dextrógiro;
- Y_{bi} é o eixo orientado para o bordo de fuga da i-ésima pá e paralelo à corda da mesma na estação de ângulo de torção nula;
- Z_{bi} é o eixo que aponta para a ponta da pá ao longo do eixo de passo.

Para o caso em que a fundação não possui nenhuma movimentação e a torre não está defletida, o sistema de coordenadas do topo da torre é dado por:

- Origem sendo o ponto do eixo de guinada correnpondente à altura da torre definida nos arquivos de entrada da simulação;
- X_p aponta à juzante na direção nominal do vento incidente;
- Y_p aponta para a esquerda quando se olha na direção nominal do vento;
- Z_p aponta verticalmente para cima.

Já o sistema de coordenadas da base da torre, nas mesmas condições mencionadas para os eixos do topo da torre, é dado por:

- Origem sendo a intersecção da linha de centro da torre com a interface da torre com a fundação;
- X_t é paralelo a X_p;
- Y_t é paralelo a Y_p;
- Z_t é paralelo a Z_p.

A seguir são apresentados os dados obtidos nas simulações da turbina de 5MW em diferentes velocidades, índices de turbulência e valor de semente. Para fins de comparação, foram calculados as médias e os desvios-padrão da série temporal de cada esforço, tomado um período aproximado dos 600 segundos finais de cada simulação, de forma a remover da análise a adaptação inicial da turbina ao escoamento. Então, para cada uma das velocidades de referência indicadas na Tabela 2 foram tomados os 16 casos decorrentes das combinações de Índice de Turbulência e Valor de Sementes para levatamento de uma média aritmética das médias e desvios-padrão dos esforços, de forma que se obtiveram curvas de comportamento das forças e momentos nas seções críticas ao longo da variação da velocidade média do vento. Para ilustrar o comportamento dinâmico do sistema, são apresentados paralelamente os gráficos dos esforços para a velocidade de referência de 11,3 m/s, índice de turbulência de 12% e semente igual a 2861.

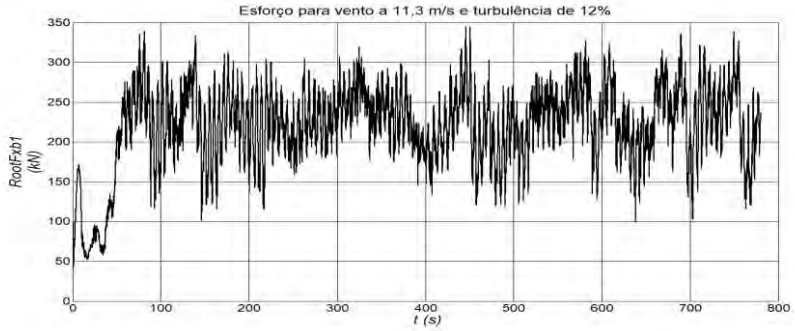


Figura 7 – Força cortante na raiz da pá na direção X_b
Fonte: autoria própria

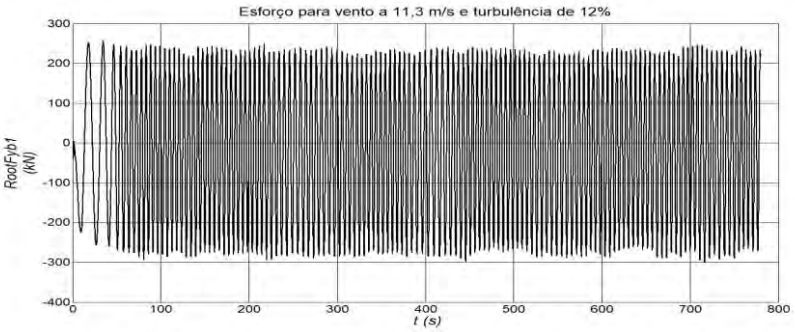


Figura 8 – Força cortante na raiz da pá na direção Y_b
Fonte: autoria própria

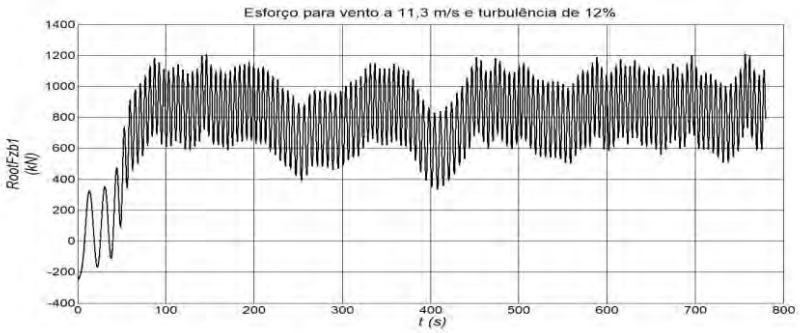
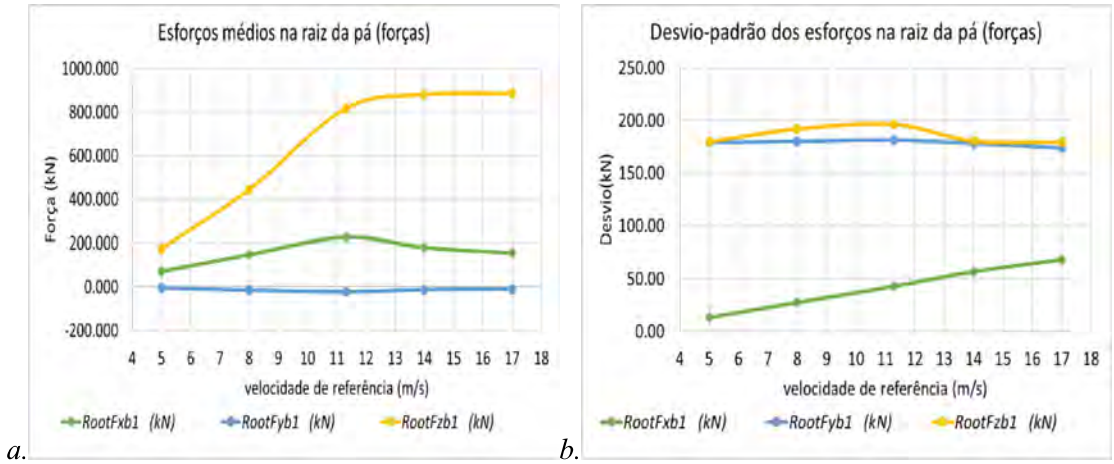


Figura 9 – Força axial na raiz da pá
Fonte: autoria própria



a. b.

Figura 10 – Valores médios (a) e desvios-padrão (b) das forças na raiz da pá
Fonte: autoria própria

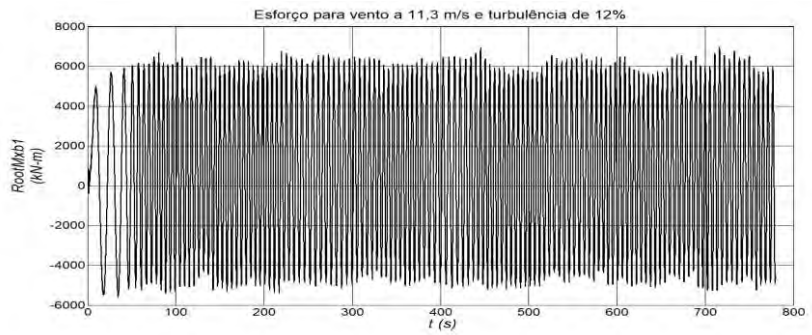


Figura 10 – Momento fletor na raiz da pá na direção X_b
Fonte: autoria própria

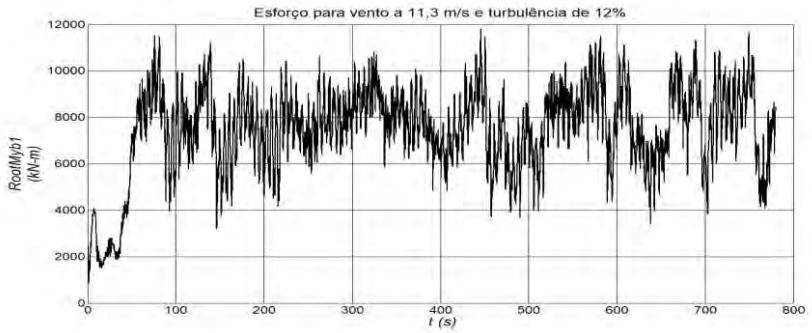


Figura 11 – Momento fletor na raiz da pá na direção Y_b
Fonte: autoria própria

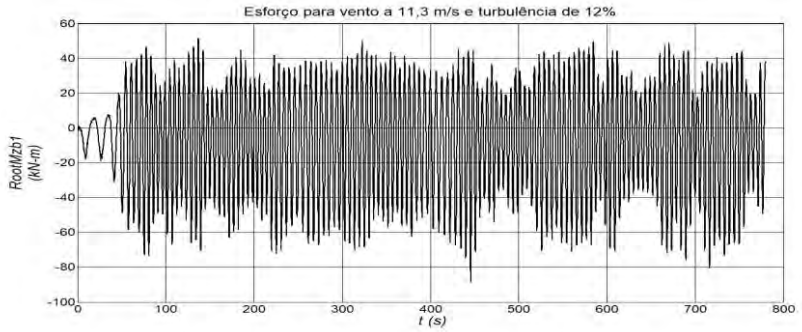
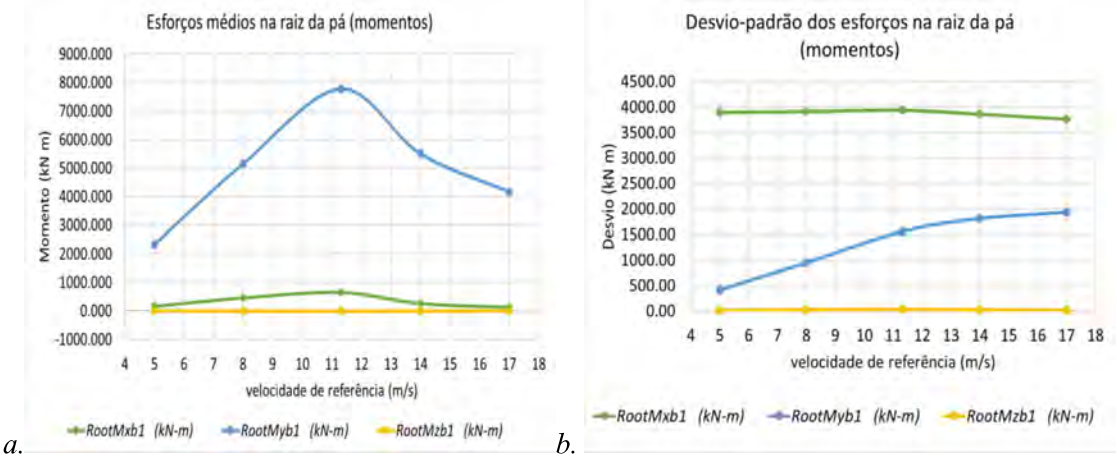


Figura 12 – Momento torsor na raiz da pá
Fonte: autoria própria



a. *b.*

Figura 13 – Valores médios (a) e desvios-padrão (b) dos momentos na raiz da pá
Fonte: autoria própria

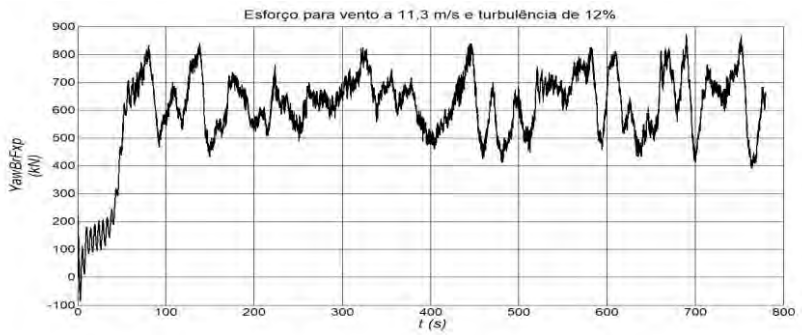


Figura 14 – Força cortante no topo da torre na direção X_p
Fonte: autoria própria

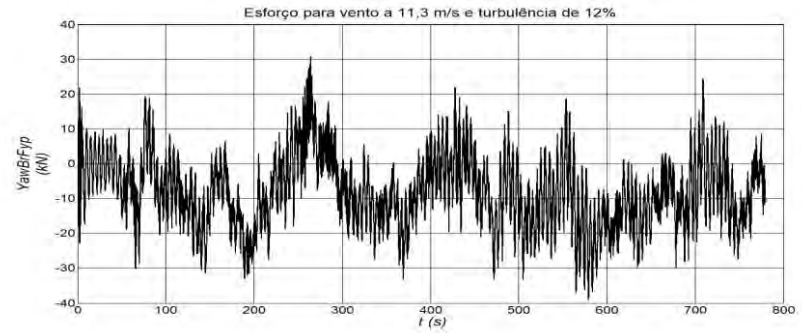


Figura 15 – Força cortante no topo da torre direção Y_p
Fonte: autoria própria

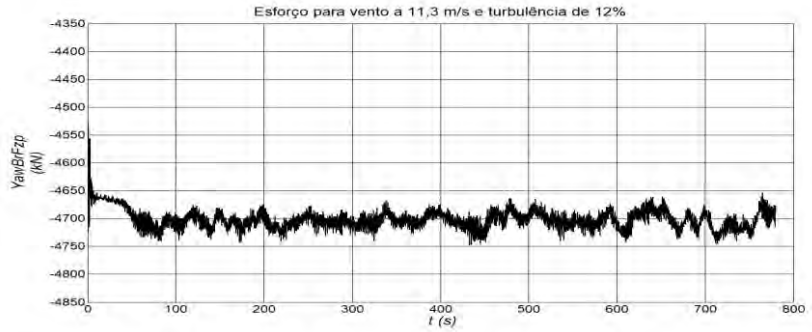
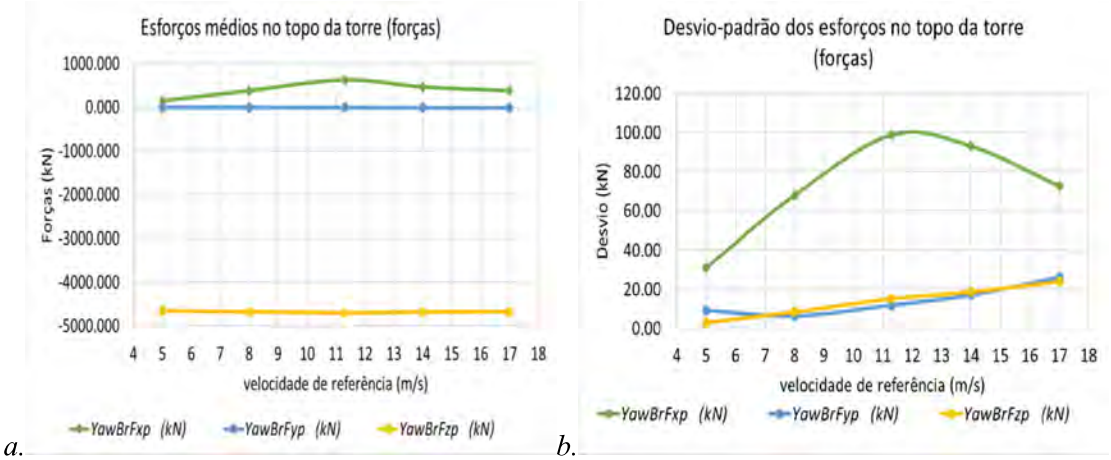


Figura 16 – Força axial no topo da torre
Fonte: autoria própria



a. *b.*

Figura 17 – Valores médios (a) e desvios-padrão (b) das forças no topo da torre
Fonte: autoria própria

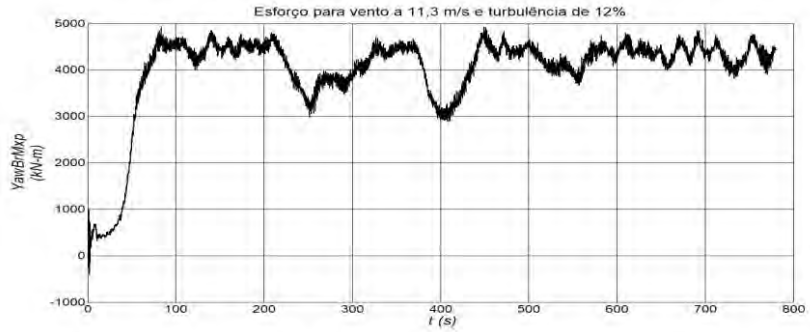


Figura 18 – Momento fletor no topo da torre na direção X_p
Fonte: autoria própria

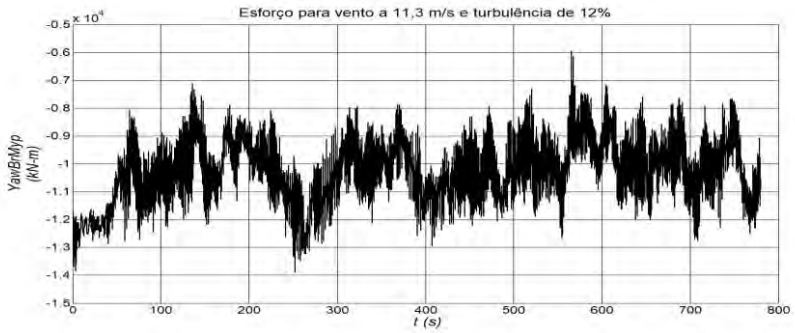


Figura 19 – Momento fletor no topo da torre na direção Y_p
Fonte: autoria própria

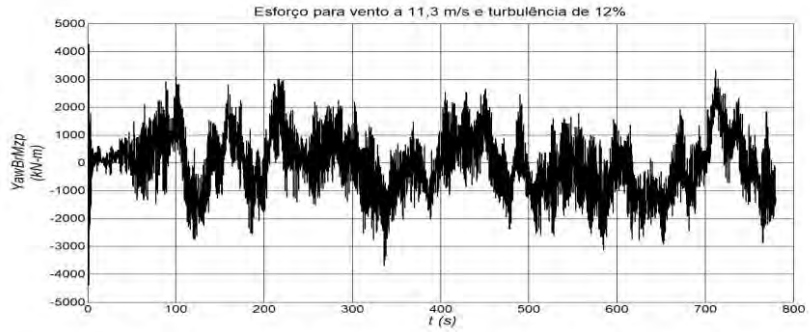
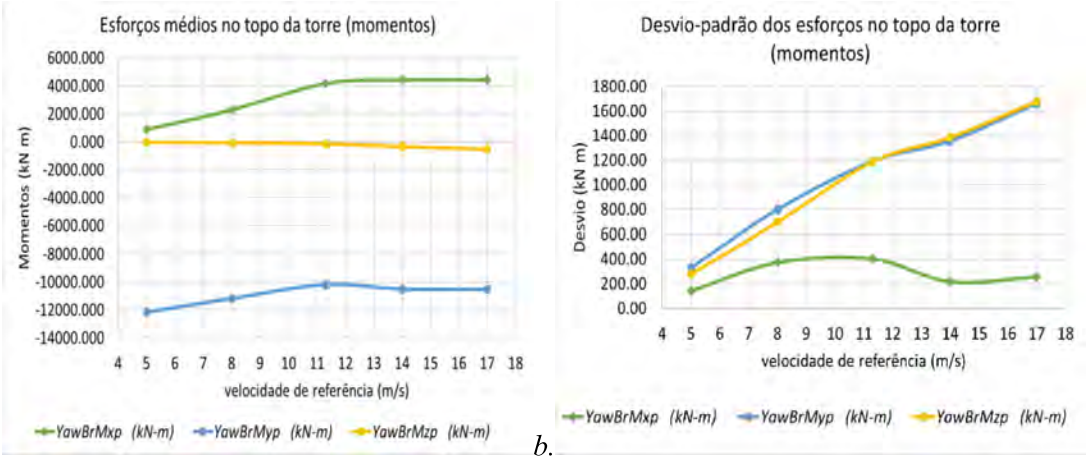


Figura 20 – Momento torsor no topo da torre
Fonte: autoria própria



a. *b.*

Figura 21 – Valores médios (a) e desvios-padrão (b) dos momentos no topo da torre
Fonte: autoria própria

Figura 22 – Força cortante na base da torre na direção X_t
Fonte: autoria própria

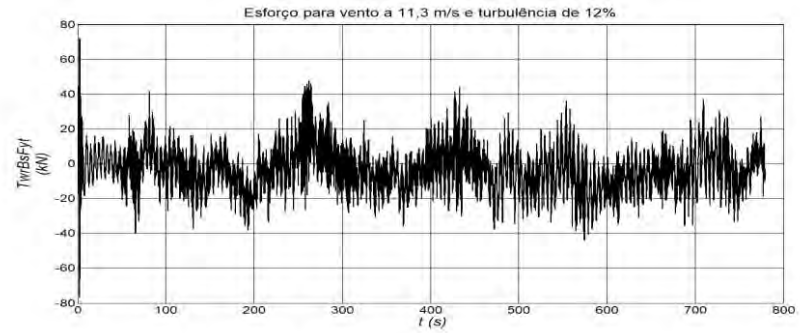
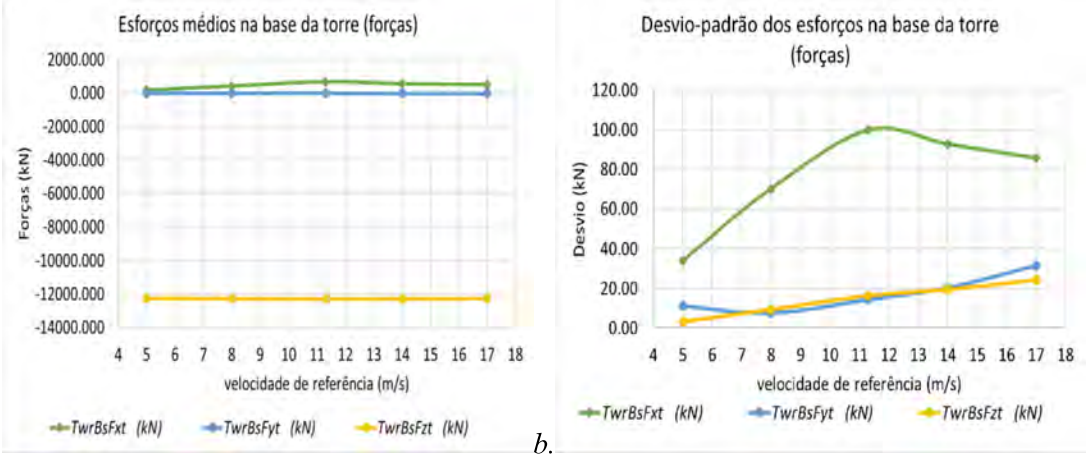


Figura 23 – Força cortante na base da torre na direção Y_t
Fonte: autoria própria

Figura 24 – Força axial na base da torre
Fonte: autoria própria



a. *b.*

Figura 25 – Valores médios (a) e desvios-padrão (b) das forças na base da torre
Fonte: autoria própria

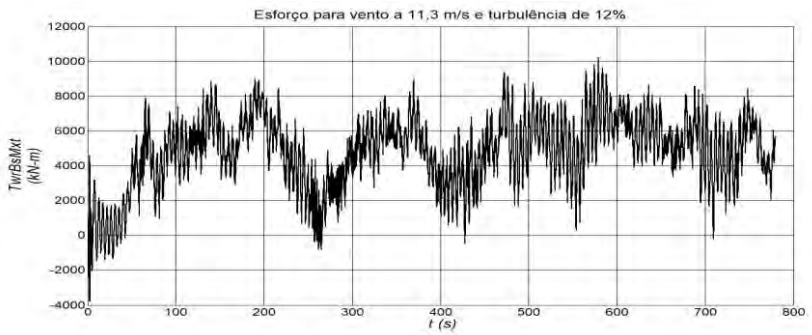


Figura 26 – Momento fletor na base da torre na direção X_t
Fonte: autoria própria

Figura 27 – Momento fletor na base da torre na direção Y_t
Fonte: autoria própria

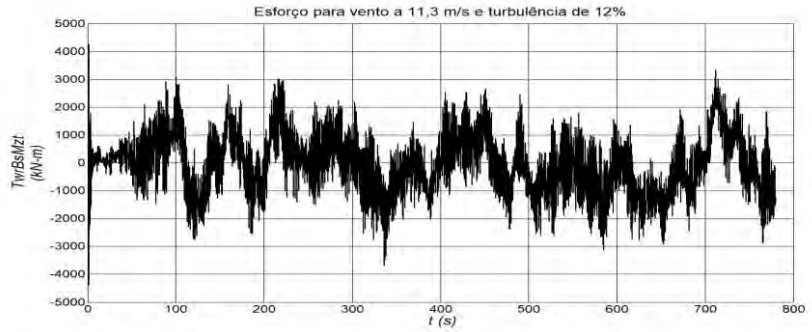
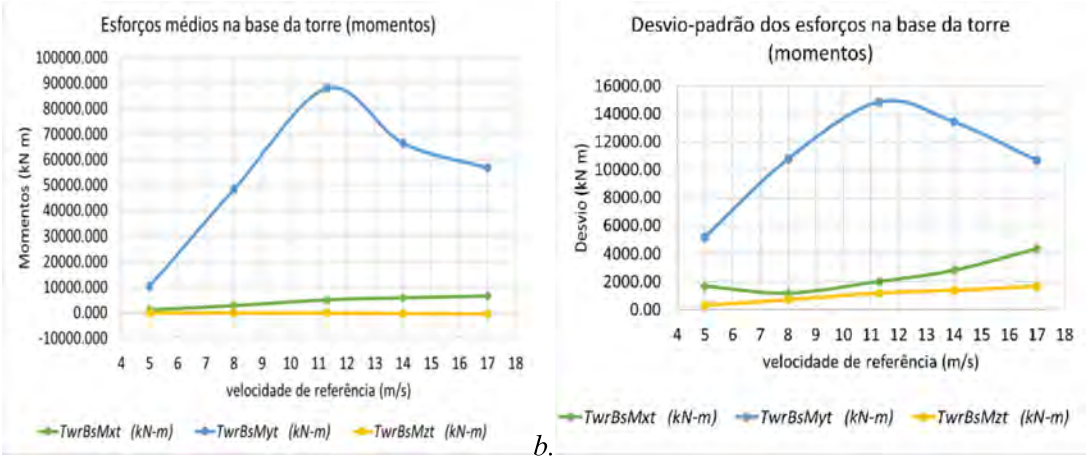


Figura 28 – Momento torsor na base da torre
Fonte: autoria própria



a. *b.*

Figura 29 – Valores médios (a) e desvios-padrão (b) dos momentos na base da torre
Fonte: autoria própria

Na raiz da pá (Figuras 10 e 13) se destaca a força axial, a qual é decorrente da força centrífuga e do peso das pás. As componentes de "flapwise" e "edgewise" apresentam aumento no valor médio até a velocidade nominal, a partir da qual os esforços diminuem quando começa a agir o sistema de controle de ângulo de passo, sobretudo no momento de "flapwise" que sofre a queda mais significativa. Nesse ponto, nota-se uma redução da oscilação da força axial indicada na diminuição do seu desvio-padrão, ao passo que os desvios das forças cortantes se mantém com o mesmo comportamento mesmo após o acionamento do controle. O momento de torção é praticamente nulo devido à simplificação do modelo em não se considerar os momentos aerodinâmicos sobre a pá; os resultados mostram também que o efeito do peso das pás nos esforços axiais é pouco relevante.

Nos esforços do topo da torre (Figuras 17 e 21) verifica-se a redução da força média na direção do vento incidente após a mudança do ângulo de passo das pás, bem como a redução significativa do desvio-padrão, devida à redução do empuxo atuante no rotor. O momento médio ao redor do eixo Y_p, correspondente à oscilação frente-trás, sofre redução na sua magnitude para velocidades de vento abaixo da nominal. Isso se dá porque o esforço principal é proveniente do peso do rotor em balanço, como se pode observar pelo valor negativo da força no gráfico do exemplo. Assim, o empuxo crescente nas velocidades mais baixas tem efeito de contrapor essa carga e reduzir a solicitação na seção do topo da torre. Com a atuação do sistema de controle e estabilização do empuxo, a força transversal nesse ponto também se estabiliza. O momento médio ao redor de X_p tem crescimento até a velocidade de 11,3 m/s, a partir da qual se estabiliza e apresenta menor desvio em virtude da estabilização do torque no rotor. A força média na direção Z_p tem o peso da nacele e rotor como efeito mandatório. O momento ao redor dessa direção indica esforços de torção na torre, com amplitude de oscilação gradativamente maior conforme se aumenta a velocidade do vento.

Por fim, os esforços na base da torre (Figuras 25 e 29) seguem o mesmo comportamento dos carregamentos no topo, acrescidos dos efeitos de força de arrasto ao longo da torre e contribuição dos esforços transversais na nacele para os momentos fletores. Nota-se que o efeito do arrasto da torre é imperceptível, uma vez que a força média na direção X_t é igual à força média na direção X_p. Com relação ao momento, verifica-se que na base o efeito do empuxo supera consideravelmente o peso do rotor em balanço que determinava o momento no topo da torre. A força axial consiste no peso total da turbina eólica.

4. CONCLUSÕES

O sistema OpenFAST mostra-se um recurso versátil para avaliações comparativas de turbinas eólicas em operação. A maleabilidade para modificar modelos, hipóteses e parâmetros possibilita o estudo de uma máquina em diferentes cenários para melhor compreender as condições mais críticas.

O uso de diferentes condições atmosféricas representada por meio dos arquivos de vento produzidos trouxe a dificuldade de se criar um método que permitisse organizar e avaliar esses dados de forma conclusiva. Assim, as 80 simulações realizadas foram representadas por meio de parâmetros estatísticos que representassem em cada esforço estudado as características de valor médio e desvio padrão, de forma a traduzir os comportamentos oscilatórios desses carregamentos.

Com base nos resultados obtidos, pode-se verificar a influência do sistema de controle sobre os esforços na estrutura da turbina. Verificou-se que os esforços para os quais a carga aerodinâmica é a causa principal atingem seu valor máximo na velocidade de vento correspondente à potência nominal da máquina, havendo estabilização desse valor em alguns casos e redução em outros.

Sob a óptica do aspecto operacional, pode-se dizer que turbinas submetidas a velocidades de vento próximas ao valor nominal estão sujeitas a uma situação de maior solicitação estrutural do que as máquinas que passem por períodos de ventos mais intensos; esta conclusão corrobora a importância da atuação do sistema de controle de passo das pás. Todavia, nota-se que para diversos esforços solicitantes o desvio-padrão apresentou crescimento contínuo mesmo após a adaptação do ângulo de passo, o que indica maior oscilação dos seus valores. Fica evidente assim que estudos acerca da vida em fadiga são necessários para dar continuidade às análises e conclusões desenvolvidas neste trabalho.

5. AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Evaluation of Sensibility of Internal Loads of a Horizontal Axis Wind Turbine Under Wind Condition Variation.

The electricity generation capacity of wind turbines is related to the size of their parts, since a larger rotor is exposed to a larger area inside the wind flow to harvest its kinetic energy. Thus, the development of these machines is associated with the use of bigger parts that lead to the increase of internal forces due to the increment of aerodynamic loads and movement of heavier components. In order to explore the behavior of these forces in Normal Operational Conditions, this work presents a set of simulations made in OpenFAST tool to evaluate the variation of internal forces and moments in critical cross sections. The results show that structural loads attain the maximum average value at the rated wind speed, followed by reduction or stabilization of them, although their dispersions increase in some cases.

Key-words: Wind turbine; internal loads; simulation.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] AMARANTE, O.A.C do., ZACK, M.B. e J., SÁ, A.L. de, **ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO**, Centro de Referência para Energia eólica e Solar Sérgio Brito (CRESESB), Brasília, 2001.

[2] BURTON, T., SHARPE, D., JENKINS, N., BOSSANYI, E., **Wind Energy Handbook**, Ed. Wiley, 2001.

[3] HAU, E., **Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics**, 2ª edição, Ed. Springer, 2006.

[4] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, **IEC 61400-1: Wind Turbines – Part 1: Design Requirements**, 2005.

[5] JONKMAN, J., **New Modularization Framework for the FAST Wind Turbine CAE Tool**, National Renewable Energy Laboratory, 2013.

[6] JONKMAN, B.J., KILCHER, L., **TurbSim User's Guide: Version 1.06.00**, National Renewable Energy Laboratory, 2012.

[7] JONKMAN, J.M., BUHL JUNIOR, M.L., **FAST User's Guide**, National Renewable Energy Laboratory, 2005.

[8] KULUNK, E., **Aerodynamics of Wind Turbines, Fundamental and Advanced Topics in Wind Power**, Editado por Dr. Rupp Carriveau, ISBN: 978-953-307-508-2, InTech, 2011.

[9] MORIARTY, P.J., HANSEN, A.C., **AeroDyn Theory Manual**, National Renewable Energy Laboratory, 2005.

[10] RINKER, J., DYKES, K., WindPACT **Reference Wind Turbines**, National Renewable Energy Laboratory, 2018.

[11] WILLEY, L.D. **Design and development of megawatt wind turbines, General Electric Energy Wind**. WIT Transactions on State of the Art in Science and Engineering, vol. 44, 2010, pp. 187 – 256.

DESCOMISSIONAMENTO DE PARQUE EÓLICO NO CONCEITO DA ECONOMIA CIRCULAR.

Lívia Fernanda Tavares Ornellas (SENAI CIMATEC)[1]; Luzia Aparecida Tofaneli (SENAI CIMATEC)[2] –Marinilda Lima Souza (SENAI CIMATEC), Ana Paula dos Santos Monção Almeida[3] (Especialista em Meio Ambiente)

RESUMO

É notório o aumento da demanda pelas energias limpas e oriundas de recursos não limitados, que garantem a perpetuação das gerações futuras, denominadas renováveis e sustentáveis. Neste contexto, o Brasil tem explorado seu grande potencial para a geração de energia por fonte eólica. Entretanto, atualmente, esta energia está sendo concebida e implementada com o conceito de economia linear, colocando o sistema em risco; pois existem lacunas quanto ao comprometimento com a etapa final do empreendimento, seja total (finalização de contrato) ou parcial (desativação de alguns equipamentos). Neste sentido, este estudo tem o objetivo de analisar a necessidade do descomissionamento sustentável no setor eólico, inserindo-o no conceito de economia circular, considerando a situação atual dos seus empreendimentos e contratos de comercialização de energia. O trabalho descreve ainda as vantagens e os desafios da economia circular, vislumbrando as necessidades quanto à escassez de matéria prima, a diminuição de custos, a destinação de resíduos e a empregabilidade enquanto critérios essenciais para o sucesso e sustentabilidade do empreendimento.

Palavra chave: parque eólico, descomissionamento, economia circular.

ABSTRACT

It is noticed or increased the demand for clean energy and from unrestricted resources, which guarantee the perpetuation of the next future ones, called renewable and sustainable. In this context, Brazil has explored its great potential for generating energy from wind power. However, currently, this energy is being designed and implemented with the concept of linear economy, putting the system at risk; because there is no commitment to the end of the project, either total (conclusion of the contract) or partial (deactivation of some equipment). This study aims to alert the need for sustainable decommissioning in the wind sector, inserting the concept of circular economy, considering the current situation of its projects and energy commercialization contracts. Describing the advantages and difficulties of the circular economy, it is envisaged that this decommissioning will be adequate according to the needs, where

[1] livia_ftavares@yahoo.com.br;
[2] luzia.tofaneli@fieb.org.br;
[3] anapaulamoncao@hotmail.com.

the scarcity of raw materials, the reduction of costs, the disposal of waste and the use are the resources for the success and sustainability of employment.

Keyword: Wind Farm, decommissioning, circular economy

1 INTRODUÇÃO

A energia eólica nas últimas décadas vem adquirindo espaço considerado na matriz energética do país. Em 2019 a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) publicou a matriz energética com informações de 2018, mostrando que a energia eólica está em 2° lugar contribuindo com 14,71 GW, entre mercado livre e regulado, porém, com uma fatia bem expressiva do mercado regulado. (ABEEólica 2018)

De acordo com os contratos do mercado regulado de comercialização de geração de energia eólica, que ocorreram tanto pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA quanto pelos Leilões de energia, promovidos pelo Ministério de Minas e Energia, observa-se que a duração média dos contratos é de 20 anos a partir da data de suprimento de energia. O Grafico 1 a seguir ilustra a comercialização de energia eólica no mercado regulado por evento

Gráfico 1: Comercialização de energia eólica no mercado regulado por evento (MW)

Fonte: Elaborado pelos autores. Adaptado da Eletrobrás e ANEEL (2019)

Considerando os dados e analisando a quantidade de energia comercializada, apresentada no gráfico 1, constata-se que os vencimentos dos contratos vão ocorrer em 2026 com a fatia de 963,99MW, referente aos empreendimentos do PROINFA. Observa-se também, que a partir de 2032 haverá sucessivas finalizações de contratos oriundos dos referidos Leilões.

Apesar de existirem técnicas para aumentar a vida útil dos parques eólicos sendo aplicadas em alguns países da Europa, existem lacunas quanto à pesquisa e estudos a respeito do desmonte de empreendimentos eólicos ou de parte de seus equipamentos.

Para entender melhor a questão do descomissionamento deste tipo de empreendimento é necessário compreender como é sua composição, e de forma genérica, como pode ser divida sua estrutura, tais como: o aerogerador e sua fundação (considerado o equipamento), as subestações, postes e linhas de distribuição e de transmissão, além das estruturas socioambientais, que envolvem meio ambiente, aspecto social e também territorial.

Bonou, (2016) ao elaborar estudo desenvolvimento de parque eólico composto por aerogeradores com capacidade de 2,3MW e 3,2MW, considerados modernos ao comparar com as máquinas utilizadas nos empreendimentos do PROINFA, por exemplo, possui 35.700t de material, sendo composto por: 72,8% de concreto, 20,5% de aço, 1,8% de ferro, 1,2% de epóxi, 1% de fibra de vidro, 0,8% de plástico, 0,7% de alumínio, 0,7% de cobre e 0,2% de madeira.

Quanto ao aspecto socioambiental, conforme a ABEEólica (2018) é composto de: arrendamento de terra, aprofundamentos das informações cientificas do território através de estudos desenvolvidos para meio físico, biótico e social, bem como, o aumento de receita para o município.

Assim, ao chegar ao final da vida das estruturas, seja ela parcial ou total, é necessário decidir o que fazer para gerenciar o desmonte, a destinação dos materiais, seja eles nobres ou não, e os aspectos socioambientais advindos desse novo contexto.

Diante do exposto, este estudo busca analisar a necessidade do descomissionamento sustentável no setor eólico, inserindo-o no conceito de economia circular, considerando a situação atual dos seus empreendimentos e contratos de comercialização de energia. o estudo é baseado nos dados já disponibilizados pelas fontes oficias como Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Eletrobrás e ABEEólica com foco de propor ações a serem executadas quando do final de vida dos parques eólicos.

Neste contexto, o conceito de Economia Circular (EC), para possibilitar uma proposta de descomissionamento sustentável do empreendimento. Segundo Leitão (2015), entende que a "EC visa manter os produtos e materiais em uso tanto quanto possível, bem como, com o maior valor possível. Seu conceito está associado ao uso dos materiais no final de vida, no qual o termo resíduo não existe (Stahel, 1984, 2010). Em contraste com o modelo linear atual, a EC trata-se de uma abordagem do tipo do berço ao berço (Cradle-to-Cradle, C2C) (Braungart et al., 2007; Ellen MacArthur Foundation, 2012)".

A Economia Circular (EC) representa uma importante mudança para as empresas, pois as obriga a repensar em mais do que apenas nas suas extrações de recursos e na eficiência energética.

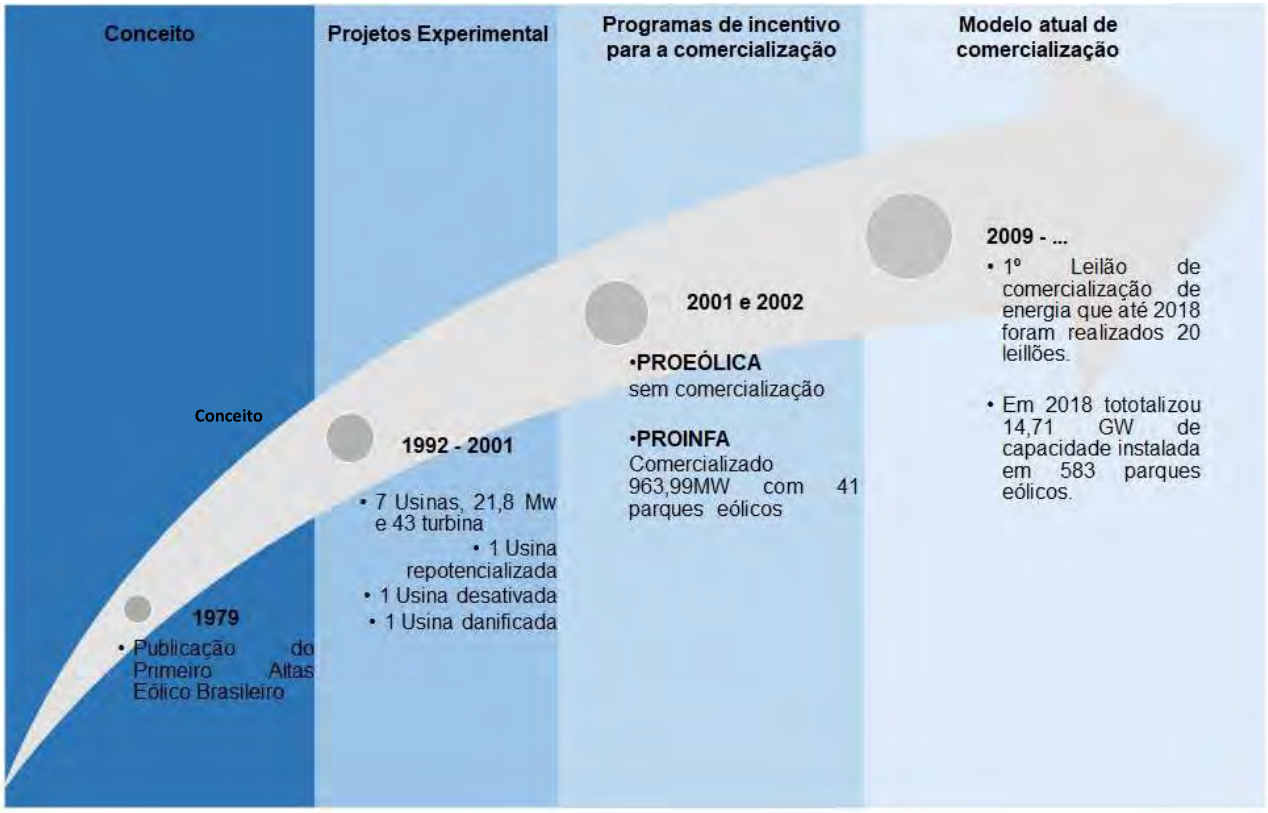
Para que seja possível então ser aplicado o conceito da Economia Circular com o objetivo de oferecer um novo uso na reentrada no ciclo, através da dinamização de redes de retorno, reuso, remanufatura ou reciclagem, na tentativa de evitar a exploração excessiva de recursos e por sua vez o esgotamento de matérias-primas.

Ressalta-se que os modelos de contrato e de comercialização que não preveem o final do empreendimento e que não aplicam o conceito da economia circular são ineficientes e insustentáveis. Assim, urge a necessidade da mudança de paradigma e dos modelos de gestão, pois estas situações já estão estabelecidas para um futuro bem próximo.

2 O DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA E SUA COMERCIALIZAÇÃO NO BRASIL

Ao longo dos anos o Governo foi desenvolvendo ações para a expansão da energia eólica no Brasil, passando pelo desenvolvimento do estudo, implantação de projetos experimentais, programas de incentivos até o estabelecimento do modelo atual de comercialização, conforme a Figura 1.

Figura 1 - Evolução da produção e comercialização da energia eólica no Brasil



Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

Iniciando em 1979 com a publicação do Primeiro Atlas de Potencial Eólico, o desenvolvimento eólico no país tem como marco a instalação em 1992 do primeiro aerogerador em caráter experimental no arquipélago de Fernando de Noronha. (Tolmasquim 2003).

Outro marco importante foi a aprovação da Resolução nº 24 de 5 de julho de 2001, que criou o Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA do Governo

Federal através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica com os seguintes objetivos:

a) Viabilizar a implantação de 1.050MW, até dezembro de 2003, de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, integrada ao Sistema Interligado Nacional (SIN);

b) Promover o aproveitamento da fonte eólica de energia, como alternativa de desenvolvimento energético, econômico, social e ambiental;

c) Promover a complementaridade sazonal com os fluxos hidrológicos nos reservatórios do sistema interligado nacional.

Contudo, não houve sucesso devido ao alto custo para a execução dos projetos e por isso não se tornou atrativo para os investidores. (Ferreira 2008). Diante dessa dificuldade, em 2003, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que teve o objetivo de:

a) aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, que inclui Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Usinas Eólicas e Biomassa. Segundo a Eletrobrás:

> *"O Proinfa é o maior programa do mundo de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, o qual contribuiu para a diversificação da matriz energética nacional, além de ter fomentado a geração de milhares de empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grande avanço industrial e internalização de tecnologia de ponta". (Eletrobrás, 2019)*

Esse Programa foi considerado por diversos especialistas como um "divisor de águas" para a produção de energia eólica, porque despertou o interesse das indústrias de componentes a se instalar no Brasil, tornando, assim, mais competitivo e interessante investir no setor.

Mediante este movimento, com a vinda de indústria de componentes eólicos para o Brasil possibilitou que o Governo estruturasse a comercialização de venda de energia eólica através de Leilões de energia, sendo desenvolvido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Esses Leilões, que foram iniciados em 2009, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), são aplicados até os dias de hoje com o objetivo de contratar energia pelo menor preço possível (modicidade tarifária); atrair investidores para construção de novas usinas com vistas na expansão da geração; e reter a geração existente.

Contundo, no Brasil, ainda não foram identificadas ações de planejamento sobre o momento de finalização dos contratos celebrados no mercado regulado. E como evidência deste fato, pode-se citar o Parque Eólico de Camelinho em Minas Gerais, o primeiro a interligar ao Sistema Interligado Nacional - SIN, que está desativado desde 2015 e ainda não houve o desmonte. (Rodrigues, 2018). E, ao analisar o histórico de geração de energia eólica, observa-se que outros empreendimentos muito em breve estarão em situação semelhante devida o término do prazo de contrato.

2.1 DESCOMISSIONAMENTO DE EMPREENDIMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

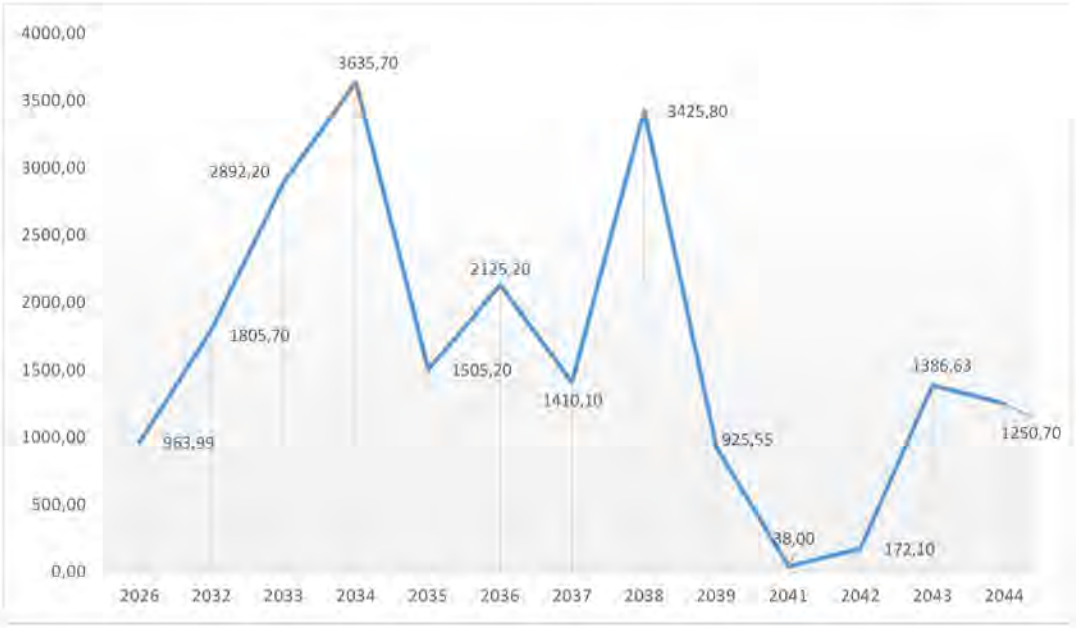
O descomissionamento é a última fase do ciclo de vida de um projeto e pode ser considerado como o oposto da fase de instalação. Ele precisa ser planejado para evitar complicações que possam surgir, pois implica em operações importantes e de altos custos. (Topham, 2017)

Estes aspectos se aplicam diretamente aos empreendimentos de energia eólica, pois eles possuem equipamentos de grandes dimensões, de materiais diversos e em grande volume, o que requer equipamentos, mão de obra e logística específicos para execução do desmonte.

O descomissionamento pode ser motivado por danos irreversíveis ao equipamento ou como uma das alternativas para quando da finalização do contrato de energia. Considerando-se estas premissas, ao analisar a base de dados tanto da Eletrobrás

quanto na ANEEL é possível obter informações dos eventos realizados pelo Governo para a comercialização de energia eólica, tais como: prazo de vigência do contrato e volume de energia vendida e assim ter a previsão do encerramento dos contratos que são de 20 anos a partir da data de suprimento de energia, conforme Gráfico 2.

Gráfico 2: Previsão de encerramento de contrato em MW.



Fonte: Elaborado pelos autores. Adaptado de Eletrobrás e Aneel (2019)

Ao analisar o gráfico é possível constatar que os contratos celebrados tanto no PROINFA quanto no primeiro Leilão de fonte de energia eólica realizado em 2009, terão o encerramento previsto para ocorrer em 2026 e 2032, respectivamente. Assim em 2026 será iniciada uma nova fase no setor de geração de energia eólica, que é o encerramento dos contratos, isso representa inicialmente 963,99 MW. E, já é possível prever um pico de 3,4 GW em 2038, sendo que este volume poderá oscilar até 2044, quando vencerá o último leilão realizado em 2018, ou posteriormente, considerando o Leilão realizado em 2019 e outros previstos pelo Governo Federal.

Atualmente as ações do poder público, das empresas e da sociedade são voltadas para analisar e viabilizar a implantação e operação desses empreendimentos, e pouco se fala da necessidade de fazer um planejamento para quando chegar o término dos

contratos de geração de energia eólica. Nesse sentido já é possível identificar algumas alternativas, que são:

- Revenda e ou renovação do contrato com o empreendimento no seu formato original;

- Renovação do contrato, com aplicação de técnicas para aumentar a vida útil dos parques eólicos, denominada repotenciação, pode ser considerado um tipo de descomissionamento, e definem duas opções:

    - Parcial (recondicionamento): Instalando componentes secundários (dependendo do caso), como rotores, pás, caixas de câmbio, *drivetrains*, eletrônica de potência e / ou torres;
    - Total: Substituindo turbinas antigas por novas, o que pode acarretar na necessidade de fundações maiores devido ao aumento do peso. (Topham, 2017).

- Encerramento do contrato, sendo necessário o desmonte total dos equipamentos e o desenvolvimento de gestão socioambiental para essa fase, principalmente com o distrato dos arrendamentos das propriedades e da interrupção da arrecadação de impostos para município.

Contudo, o que se pode constatar, em suas devidas proporções de tempo e volume, pois todas as alternativas para a fase final do contrato desencadeiam o descarte de componentes dos parques eólicos. Outro fator que provoca este descarte, apesar de ocorrer eventualmente, mas muito relevante e pouco divulgado, é quando há danos irreparáveis em componentes do aerogerador (conjunto equipamentos específicos para a geração de energia eólica), acarretando que o mesmo seja desmontado e efetuado destino de suas peças.

3 ECONOMIA CIRCULAR: CONCEITO E ASPECTOS – APLICAÇÃO AO DESCOMISSIONAMENTO DOS PARQUES EÓLICOS

O modelo linear de negócios atual é baseado em extrair, transformar, produzir, utilizar e descartar dando assim um tratamento fim de tubo, que na melhor da hipótese pode ser utilizada a reciclagem e/ou reutilização dos materiais.

Contudo esse modelo não é mais visto como o ideal, pois devido à disponibilidade limitada de recursos naturais se fez necessário repensar esse propósito. Assim, a Economia Circular almejando a descentralização inteligente por meio da modularidade, o compartilhamento e/ou a conectividade dos produtos, transformando-os em serviços e, por conseguinte, o consumidor como usuário (Borschiver, 2018).

A Economia Circular passou a ganhar representatividade com o apoio de instituições como a Fundação Ellen MacArthur, British Standards Institution (BSI), Circle Economy, entre outras, que iniciaram programas e parcerias com organizações públicas e privadas para acelerar a transição da economia linear para o modelo circular. (Borschiver, 2018)

Nessa linha e na busca pela continuidade de uma gestão sustentável ao final do ciclo do empreendimento eólico é necessário que sejam avaliadas as condições estruturais, humanas e de logísticas que o desmonte de empreendimento de energia eólica precisa.

3.1 DESCOMISSIONAMENTO DOS PARQUES EÓLICOS NO CONTEXTO DA AGENDA 2030 E DOS OBJETIVOS DO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável estabelece uma visão transformadora para a sustentabilidade econômica, social e ambiental adotas pelos193 países membros das Nações Unidas. A agenda foi aprovada em 2015 com duração de 15 anos. Ela coloca a “pessoa” como centro e visa alcançar um desenvolvimento sustentável baseado nos direitos, no âmbito de uma parceria global renovada, na qual todos os países participam em pé de igualdade. A erradicação da pobreza e o enfrentamento das desigualdades são centrais na nova Agenda e são prioridades-chave para a América Latina e o Caribe. (ONU, 2019)

Para tanto foram estabelecidos 17 objetivos de Desenvolvimento Sustentável com 169 metas que são integrados e indivisíveis, e equilibram as três dimensões do desenvolvimento sustentável: a econômica, a social e a ambiental. (ONU, 2019)

Nesse contexto a produção de energia eólica trouxe algumas transformações socioambientais, conforme citada no relatório anual de 2018 pela ABEEólica, que se relacionam com os 17 objetivos da Agenda 2030, sendo estes:

- Arrecadação de tributos através dos pagamentos dos arrendamentos, trazendo o desenvolvimento territorial;
- Geração de emprego;
- Pagamento de arrendamentos a proprietários de terra e assim gera renda e melhoria de vida para proprietários de terra;
- Possibilidade de coexistência de atividades de agricultura e pecuária com as eólicas;
- Fixação do homem no campo;
- Energia produzida pelos ventos que não polui e possui baixo impacto ambiental e contribui para que o Brasil cumpra seus objetivos no Acordo do Clima.

Para a fase do descomissionamento faz-se necessário um planejamento para minimizar os impactos inversos que a implantação e operação traz de legado. Falando em números, segundo a Renewables Now 21 (REN21), que é uma rede global que fornece informações atualizadas e de alta qualidade para moldar o debate sobre energia renováveis, no seu relatório publicado com dados de 2018, o setor eólico empregou direta e indiretamente 1,1 milhões de pessoas no mundo. No Brasil, a ABEEólica (2018) divulgou, no seu relatório com dados do ano de 2017, onde houve a movimentação de quase 30 mil postos de trabalho.

A empregabilidade no setor é diretamente proporcional a comercialização dos leilões de energia realizados, acarretando resultados positivos a manutenção do crescimento do setor. Contudo, essa fase de encerramento do contrato com a possibilidade de desmonte do parque, também pode haver um incremento na taxa de empregabilidade, pois, haverá ampliação da área de atuação com a inclusão de serviços, mão de obra

e indústrias especializadas na reciclagem dos materiais nobres oriundos do desmonte dos parques eólicos, por exemplo, sendo necessárias novas contratações. Este fato está alinhado com os propósitos do Objetivo 8 que é promover o crescimento econômico sustentado, inclusivo e sustentável, emprego pleno e produtivo e trabalho decente para todas e todos.

Porém um dos aspectos preocupantes é quanto à destinação incorreta dos materiais oriunda do desmonte do parque eólico, pois há má gestão pode acarretar no aumento substancial na geração de resíduo, não possibilitando assim a sua redução, reciclagem e reuso, ou seja, contrário o que é preconizado no Objetivo 12 que busca assegurar padrões de produção e de consumo sustentáveis.

3.2 DESAFIOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO DE EMPREENDIMENTO DE ENERGIA EÓLICA

O grande desafio para a criação e implementação do descomissionamento dos empreendimentos eólicos de forma sustentável é a quebra de paradigma da economia linear, quando é mais fácil se pensar no problema quando ele já existe.

Como exemplo dessa conduta pode-se citar o Parque Eólico de Kamaoa, instalado nos Estados Unidos, Estado do Havaí, que foi o primeiro a ser desativado por falta de interesse comercial: as máquinas ficaram obsoletas e os custos de desmonte não compensava, o que resultou no abandono. Este parque iniciou a sua operação em 1987 e tinha a capacidade instalada 9,3MW, sendo considerado a primeira grande experiência do mundo em energia eólica e também uma relíquia do *boom* da “corrida do vento” (Tom, 2012).

Pela cronologia dos fatos, acredita-se que, após estas ocorrências com o Parque Kamaoa houve a revisão do Estatuto de 2015 do Havaí. Nesta revisão, no Título 13 - Planejamento e desenvolvimento econômico, no item 201N - processo de localização de instalações de energia renovável, e no item 201N-32 - descomissionamento de instalações de energia eólica, definem-se diretrizes especificas para quando chegar esse momento, que resumidamente diz que (Estatuto do Havaí, 2015):

- O proprietário do empreendimento é responsável pelos custos do desmonte da instalação de energia eólica;
- O desmonte de um parque eólico compreende:

a) Remoção de turbinas eólicas, torres, prédios, cabeamento, componentes elétricos, fundações e quaisquer outras instalações associadas, a uma profundidade de trinta polegadas abaixo do nível do solo, e
b) Restaurar terra perturbada para substancialmente a mesma condição física que existia antes do início da instalação de energia eólica pelo proprietário.

- Prazo de desmonte da usina eólica ou de peças individuais de equipamento comercial de energia eólica:

a) Remoção deve ocorrer dentro de doze meses após o abandono ou o fim da vida útil do equipamento de energia eólica comercial na instalação de energia eólica; ou
b) Se o proprietário da usina de energia eólica não concluir o descomissionamento dentro do prazo estabelecido no parágrafo (a), o proprietário do terreno no qual a instalação de energia eólica está localizada deverá tomar as medidas necessárias para concluir o descomissionamento da energia eólica.

O que se percebe, entretanto, é que este problema apresenta aspectos de origem econômica e ambiental, tornando o benefício futuro associado ao alto investimento hoje, porém minimizará o impacto ambiental amanhã.

Para tanto, se faz necessário o engajamento dos diversos atores, como empresários, sociedade e principalmente o poder público, através de suas políticas ajustadas para cada contexto e promover o desenvolvimento estruturado para atender esse novo mercado do setor eólico.

O grande desafio da destinação final dos resíduos dos parques é a reciclagem dos aerogeradores, identificando como uma das soluções, a reutilização das torres e pás em área de recreação como *playground* (Machuca 2015).

Ratificando, de acordo com Bomgardner, a WindEuropa prevê 300 mil toneladas por ano de pás de turbinas eólicas desativadas nas próximas duas décadas, ou seja, já em 2038. Contudo, a composição de um aerogerador possui materiais valiosos e que merecem um destino mais nobre ao final do seu uso, constando aí o desafio de como recuperá-lo técnica e economicamente.

Alguns estudos apresentam 3 tipos de técnicas para recuperar as matérias que compõem as pás, sendo esses: (Bomgardner,2018)

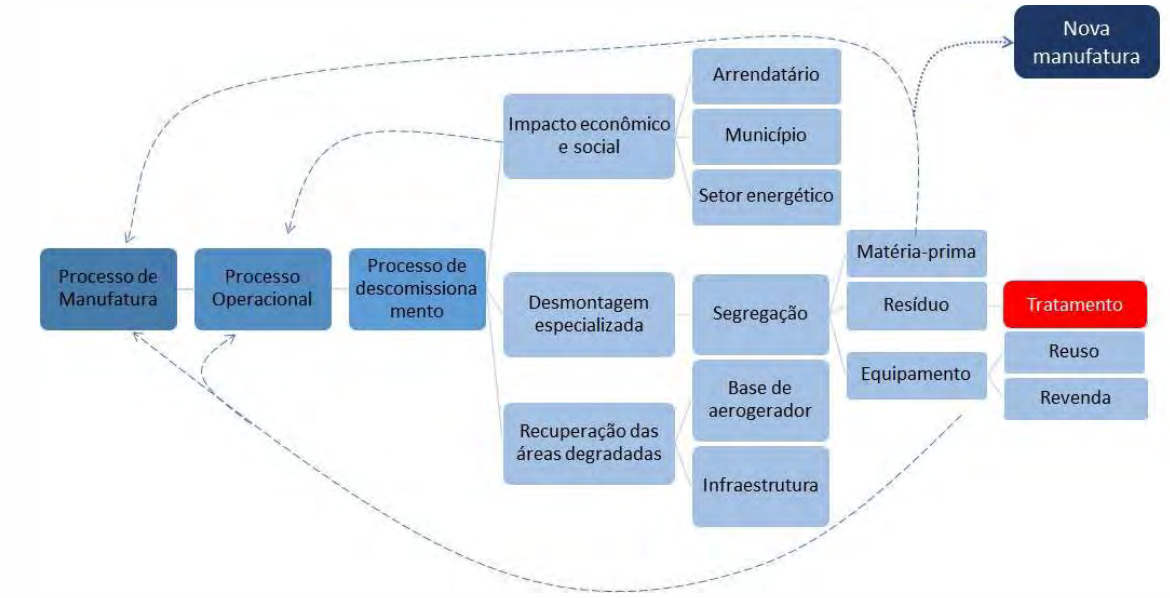
- Trituração das pás de forma manual e mecanizada até ficaram bem pequenos e esse material ser combinado com adesivos e prensado em painéis compostos de alta performance, como painéis de partículas à base de madeira ou painéis de fibras orientadas, que resiste a fogo e umidade, sendo úteis para edifícios comerciais e industriais e segundo já existem clientes interessados nesses materiais.
- Pirólise a qual transformar a fibra de vidro das antigas lâminas das turbinas eólica de poliéster ou epóxi que são material fibroso adequado para uso como isolamento de edifícios.
- Confecção de resinas termoplásticas elaborada pela empresa de especialidade química francesa Arkema que fez uma única amostragem que utilizou um composto de fibra de vidro e resina de metacrilato.

Apesar de haver movimentos para dar uma destinação nobre aos resíduos oriundos do descomissionamento dos parques eólicos, ressalta-se que esse é apenas um dos problemas que podem surgir com o descomissionamento total. Conforme o estudo de Topham (2017) poderá haver necessidade de remoção das fundações dos aerogeradores, das estruturas de subestações e linhas de transmissão, das áreas de apoio, do centro de operação, local de armazenamento temporário de resíduo, e ter que recuperar as áreas degradadas permitindo que ambiente se regenere de forma mais rápida e segura.

Sobre a ótica da economia circular precisa olhar para o ciclo de desenvolvimento do mercado eólico e assim visualizar as soluções para minimizar o impacto da fase de descomissionamento. Na figura 2 apresenta o mapa mental de como esta fase precisa

se comportar no conceito circular de produção, ou seja, todo recurso de material retornando para a fase de manufatura, seja nesse setor ou em outro setor.

Figura 2 - Mapa mental da aplicabilidade da economia circular na etapa de descomissionamento parcial ou total de um empreendimento eólico.



Fonte: Elaborado pelos autores

Contudo pouco se discute sobre a necessidade de desenvolvimento de uma cadeia de empresas estruturadas e capacitadas para manusear os equipamentos e materiais complexos com o objetivo de reaproveitar, reciclar e/ou tratar se for o caso, isso sem mencionar a mão de obra especializada requerida para realizar a engenharia reversa.

Acrescenta-se a estes desafios as mudanças de paradigmas quanto à abordagem tradicional que as organizações públicas e privadas lidam com a dinâmica do mercado, com o modo de consumo e com os recursos naturais, promovendo o fortalecimento dos princípios da Economia Circular no país.

4 RELAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO DE EMPREENDIMENTO DE ENERGIA EÓLICA COM O "BIG PUSH PARA A SUSTENTABILIDADE"

O *Big Push* Ambiental no Brasil busca investimentos coordenados para um estilo de desenvolvimento sustentável, representa uma articulação e coordenação de políticas

(públicas e privadas, nacionais e subnacionais, setoriais, tributárias, regulatórias, fiscais, de financiamento, de planejamento etc.) que alavanquem investimentos nacionais e estrangeiros para produzir um ciclo virtuoso de crescimento econômico, gerador de emprego e renda, redutor de desigualdades e brechas estruturais e promotor de sustentabilidade. (Gramkow, 2019)

Nesse sentido com a identificação das necessidades dos projetos que visam a sustentabilidade o *Big Push* Ambiental "contribuirá para soluções resilientes e de baixo carbono e para uma inserção externa mais diversificada e competitiva, construindo as bases para mais e melhores políticas sociais". (Gramkow, 2019)

Em concordância, a relação do descomissionamento de um empreendimento de geração de energia eólica com o *Big Push* para a Sustentabilidade é a possibilidade de viabilizar o desenvolvimento de uma cadeia de empresas estruturadas e capacitadas para manusear os equipamentos e materiais complexos com o objetivo de reaproveitar, reciclar e/ou tratar. E assim, possibilitar a inserção deste setor no conceito da economia circular, de forma a construir um ciclo virtuoso de crescimento econômico, geração de empregos, desenvolvimento de cadeias produtivas, diminuição da pegada e dos impactos ambientais, ao mesmo tempo em que recupera a capacidade produtiva do capital natural, tudo isso junto e ao mesmo tempo. (Gramkow, 2019)

Para tanto é importante sinalizar que a etapa de descomissionamento ainda será iniciada, com finalização dos contratos de energia, com opções de desmonte parcial ou total dos parques. O *Big Push* Ambiental apresenta-se como oportunidade de um planejamento sustentável, tendo em vista sua capacidade de realização e articulação do poder público e privado.

5 CONCLUSÃO

Ao analisar o estudo percebe-se que ainda há lacuna nas diretrizes e gestão quando a finalização dos contratos de geração de energia eólica oriundos do mercado regulado, previsto para iniciar em 2026. Nesta oportunidade, almeja-se sensibilizar todas as partes envolvidas nesse seguimento da economia: o poder público, as empresas tanto as geradoras quanto as produtoras de insumos para a produção de

energia e a sociedade em geral para o descomissionamento parcial ou total das suas estruturas eólicas. Destaca-se que o descomissionamento pode e deve ser eficaz e efetivo, se inserido definitivamente na Economia Circular que visa à ampliação da sustentabilidade de um empreendimento.

Assim, a Economia Circular é uma opção viável para a implantação de um modelo de sustentabilidade, tornando-se imprescindível que os empresários compreendam os tempos atuais e tomem ações concretas. Ela é apresentada como uma solução prática para a emergente crise de recursos do planeta e excesso de poluição, além de trazer benefícios de natureza económica e social.

Por outro lado, à implementação da EC não é, contudo, uma tarefa que envolve somente as empresas. É necessário que todos os envolvidos no ciclo de vida de um produto, incluindo o consumidor, entendam o seu papel nesse novo modelo, ou seja, é necessário e fundamental a cooperação entre poder público, autoridades locais e empresas.

Além disso, a ausência de uma estruturação das políticas públicas e da cadeia de fornecedores para retirada e destinação nobre dos materiais gerados no descomissionamento do parque eólico, poder ir na linha inversa da sustentabilidade e passar a gerar CO_2 tanto no tratamento quanto na necessidade de extração de novos recursos naturais para a implantação de novos parques.

Para tanto é possível identificar o *Big Push* Ambiental para a Sustentabilidade como propulsor da implementação do descomissionamento de empreendimento de energia eólica dentro do conceito de Economia Circular.

Sendo assim, conclui-se que o atual mundo dos negócios se caracteriza por uma forte volatilidade, incerteza, complexidade, concorrência e rapidez. E, numa conjuntura empresarial cada vez mais competitiva, as organizações não se pode dar ao luxo de dispensar as boas ideias, muito menos de não as implementar.

6 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. Boletim Anual de Geração Eólica 2017, (2018).

ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. Boletim Anual de Geração Eólica 2018, (2019).

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, (2019) [online] http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes

Bomgardner, M. M.; SCOTT,(2018) A. Reciclagem de Energias Renováveis, CEN, [online] https://cen.acs.org/energy/renewables/Recycling-renewables/96/i15.

Bonou, A., A., Laurent, S., Olsen (2016) "Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy-from theory to application", Applied Energy nº180 p. 327–337.

Borschiver, S. e A., Tavares (2018), Economia Circular e o Setor Energético, Fundação Getúlio Vargas, 2018.

Braungart, M., McDonough, W., e Bollinger, A. (2007). Cradle-to-cradle design: creating healthy emissions: a strategy for eco-effective product and system design. Journal of Cleaner Production, 15(13-14), 1337-1348.

ELETROBRAS (2019). [Online] http://eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx,.

Ellen MacArthur Foundation. (2012). Towards the circular economy 1: economic and business rationale for an accelerated transition. Cowes, Isle of Wight: Ellen MacArthur Foundation.

Estatuto do Havaí revisado de 2015, [online] https://law.justia.com/codes/hawaii/2015/title-13/chapter-201n/section-201n-32/

Ferreira H. (2008) Energia Eólica: Barreiras a sua participação no setor eletrico Brasileiro, Universidade de São Paulo.

Gramkow, C., O Big Push Ambiental no Brasil Investimentos coordenados para um estilo de desenvolvimento sustentável, (2019) Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe – CEPAL, Nações Unidas.

GWEC – Global Wind Energy Council [online] https://gwec.net/publications/global-wind-report-2/

Leitão, A (2015) Economia circular: uma nova filosofia de gestão para o séc. XXI., Portuguese Journal of Finance,Management and Accounting ISSN: 2183-3826. Vol 1, Nº 2.

Machuca, M. N. Análise Ambiental, Técnica e Econômica da Pós-Operação de Parque Eólico, Trabalho de conclusão de curso, Florianópolis, SC, 2015.118p.

ONU - Nações Unidas Brasil: Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável (2019) [online] https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/

Rodriguez (2018) “Pioneiro no país, parque eólico do Morro do Camelinho acabou abandonado” [online] https://www.em.com.br/app/noticia/gerais/2018/08/27/interna_gerais,983688/pioneiro-no-pais-parque-eolico-do-morro-do-camelinho-acabou-abandonad.shtml.

Stahel, W. R. (1984). The product-life factor. In S. G. Or (Ed.), An inquiry into the natureof sustainable societies, the role of the private sector. HARC Houston, TX: The Mitchell Prizes 1982.

Stahel, W. R. (2010). The performance economy. London: Palgrave McMillan.

Stripling, W. S, (2016) Wind Energy’s Dirty Word: Decommissioning. Texas Law Review, v. 95, p. 123 – 151.

Tolmasquim, M. T. et al (2003). Fontes Renováveis de energia no Brasil. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA.

Tolmasquim, M. T. et al (2004), Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil. Rio de Janeiro: Relume Dumará: COPPE: CENERGIA.

Tom, L. (2012), Broken Down and Rusting, is this the Future of Britain's 'Wind Rush'? Mail Oline News, Reino Unido, [online] <http://www.dailymail.co.uk/news/article-2116877/Is-future-Britains-wind-rush.html#ixzz1pbANJuGk>.

Topham, E.; D.,MCMILLAN (2017) Sustainable Decommissionig of an Offshore Wind Farm, Renewable Energy v.102 p. 470-480.

7 AUTORES:

Lívia Fernanda Tavares Ornellas (36 anos) – livia_ftavares@yahoo.com.br;

Engenheira Ambiental pela Faculdade de Tecnologia e Ciências (2009), com especialização de Gerenciamento de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas – FGV (2017) e mestranda na área de Gestão de Tecnologia Industrial no Senai Cimatec, com o objetivo de analisar o Ciclo de vida de um empreendimento de geração de energia renováveis. Tem experiência na área de gestão e licenciamento ambiental, atuando na coordenação de processos de licenciamento ambiental de unidades industriais, que inclui descomissionamento, além de licenciar e gerenciar unidades de geração de energia renovável como eólica e PCH bem como os sistemas de transmissão que chega quase 2 GW entre Licença Prévia, Implantação,

Operação e Renovação de Licença de Operação. Também ministra a disciplina de Gestão Ambiental do curso de Pós-Gradução em Energia Renováveis na Faculdade Área 1.

Luzia Aparecida Tofaneli (42 anos) – luzia.tofaneli@fieb.org.br;

Possui graduação em Licenciatura Plena Em Matemática pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (1999), mestrado em Engenharia Aeronáutica e Mecânica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (2003) e doutorado em Engenharia Aeronâutica e Mecânica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (2009). Atualmente é professora adjunto e pesquisadora da Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC. Tem experiência na área de Engenharia Mecânica, com ênfase em Mecânica dos Fluidos, atuando principalmente nos seguintes temas: meios porosos, simulação numérica, energias renováveis.

Marinilda Lima Souza (51 anos) - marinilda.lima@fieb.org.br;

Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial; MBA em Gestão da Manutenção; Pós Graduada em Políticas Públicas(UFBA) - Bacharel em Ciências Sociais pela Universidade Federal da Bahia - concentração Antropologia. Atua em pesquisa e docência na área de Fator Humano em Sistemas Complexos e Gestão da Manutenção. É membro do grupo de Pesquisa em Manutenção de Equipamentos Industriais e do grupo Fatores Humanos e Aprendizagem Tecnológica. Docente da Graduação e Pós Graduação -Centro Universitário SENAI CIMATEC. É pesquisadora e docente na área de Gestão da Manutenção e Fator Humano em Sistemas Complexos.

Ana Paula dos Santos Monção Almeida (46 anos) – anapaulamoncao@hotmail.com

Engenheira química (FAENQUIL/USP) e mestre em Ciência dos Materiais (UNICAMP), pós-graduada em Engenharia de Segurança do Trabalho (UFBA) e em Direito Ambiental e Urbano (Fundação do Ministério Público – RS). Especialista em Meio Ambiente e Recursos Hídricos do órgão ambiental do Estado da Bahia, INEMA. Atua na área de licenciamento ambiental de empreendimentos de infraestrutura e energia, principalmente de Complexos Eólicos, com experiência em liderança e análise de processos ambientais, elaboração de Termos de Referência, Normas Técnicas e Estudos Ambientais. Com vivência profissional em Sistema de Gestão de SSMA - Saúde, Segurança e Meio Ambiente, Análise e Gerenciamento de Riscos, na iniciativa privada, consultoria e órgão público.

BRAZIL WINDPOWER

OTÁVIO ANTÔNIO TRINDADE PEPE

ESTUDOS E CASES COM INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS NA OPERAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

TRABALHO TÉCNICO

SÃO PAULO

2020

Information Classification: General

RESUMO

O trabalho apresenta os resultados obtidos com a gestão de fornecedores e prestadores de serviços em 08 parques eólicos brasileiros, utilizando tecnologias disruptivas, análise de dados, controle de acesso e auditoria, além de melhoras no processo de comunicação entre as donas dos parques e os respectivos fornecedores e prestadores de serviços. O escopo do trabalho abrange a legislação vigente e as normas regulamentadoras nas áreas da Saúde e Segurança no Trabalho, Fiscal e Previdenciária. As empresas que aderiram ao novo processo e tecnologia tiveram resultados significativos e com a redução de no mínimo 50% dos riscos com passivos.

Palavras-chave: Tecnologia. Terceirização. Legislação. Controle.

Information Classification: General

ABSTRACT

The work presents the results obtained with the management of suppliers and service providers in 08 Brazilian wind farms, using disruptive technologies, data analysis, access control and auditing, as well as improvements in the communication process between the owners of the parks and their respective suppliers and service providers. The scope of work covers current legislation and regulatory standards in the areas of Health and Safety at Work, Tax and Social Security. The companies that adhered to the new process and technology had significant results and with a reduction of at least 50% of the risks with liabilities.

Keywords: Technology. Subcontracting. Legislation. Control.

Information Classification: General

Sumário

RESUMO 1
ABSTRACT 2
1. INTRODUÇÃO 5
2. TECNOLOGIA NO CONTROLE DA TERCEIRIZAÇÃO 5
3. INOVAÇÕES NÁ ÁREA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE PARQUES EÓLICOS 6
3.1. CADASTRO DE EMPRESAS FORNECEDORAS 6
3.2. GESTÃO E AVALIAÇÃO DOCUMENTAL 6
3.3. CONTROLE DE ACESSO INTELIGENTE 7
3.4. FLUXO DO TRABALHO EXECUTADOS NOS CASES: 7
4. CASES DE PARQUES EÓLICOS EXECUTADOS: 7
5. GRÁFICO: EVOLUÇÃO DA QUANTIDADE DE TRABALHADORES SUBCONTRATADOS: 8
6. DISTRIBUIÇÃO DOS ESTADOS DE CADA ESPRESA FORNECEDORA DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS: 8
7. CONCLUSÃO DOS TRABALHOS: 9
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS: 11

Information Classification: General

Lista de Figuras e Gráficos:

Figura 1 - Fluxo de Trabalho. 7
Figura 2 – Evolução da Quantidade de Trabalhadores Subcontratados. 7
Figura 3 – Distribuição dos estados de cada empresa fornecedora de prestação de serviços. 8
Figura 4 – Documentos / Colaborador.....10
Figura 5 – Status por Documento: Pendente, Pendente de Validar, Rejeitado e Validado. 11

Information Classification: General

1. INTRODUÇÃO

Vivemos o período da informação, que é matéria-prima da revolução tecnológica e da organização da informação e armazenamento de dados. Sob esse ponto de vista, acreditamos que vivenciamos um período em que a tecnologia da informação e a comunicação possibilitam novas atividades. Essa nova conjuntura vai se refletir no âmbito econômico, na medida em que surgem novas propostas e projetos de gestão idealizados em consonância com novos arranjos da legislação Trabalhista, Fiscal e Previdenciária, além de novas percepções de tempo para os projetos destinados, principalmente, ao controle de empresas fornecedoras de mão de obra.

2. TECNOLOGIA NO CONTROLE DA TERCEIRIZAÇÃO

É possível dizer que estamos vivenciando um paradigma gerencial, de base tecnológica, comercial e industrial. A ideia de gerenciar e controlar a terceirização de empresas permite a existência de plataformas tecnológicas únicas para armazenamento de dados em grande escala. Podemos afirmar que a convergência digital cria integrações entre as áreas de produção no processo de armazenamento de dados, fazendo surgir novos canais a partir de cruzamento de informações e setores, antes isolados.

Mesmo com a possibilidade do cruzamento de informações e dados em grande escala, existem empresas que insistem no controle de dados de seus *fornecedores* a “moda antiga”. Isso impossibilita o controle total da terceirização de sua mão de obra.

Embora a terceirização não seja recente na história do Brasil, a adoção deste processo foi intensificada e disseminada no âmbito da reestruturação produtiva que marcou os anos 90, quando o tema ganhou destaque na agenda de governos, trabalhadores e empresários e tornou-se objeto de inúmeras análises. Passado esse período, ainda que a terceirização tenha assumido dimensões significativas, sendo utilizada como um dos principais instrumentos para a precarização das relações de trabalho, a presença do tema no debate nacional diminuiu gradativamente. Os efeitos negativos que a questão exerce sobre o cumprimento da legislação, condições de

Information Classification: General

trabalho, em vez de provocarem reflexão e discussão, incorporaram-se ao cotidiano das empresas.

Essa naturalização negativa sobre o não cumprimento legal e das condições de trabalho precárias impõe a necessidade de retomada da discussão de implantação das novas ideias tecnológicas no que diz respeito ao controle da terceirização.

3. INOVAÇÕES NÁ ÁREA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

Nos 08 Cases que serão apresentados, mostraremos soluções inovadoras no que tange o controle de informações e manutenção de dados. A solução adotada tem como base a integração das áreas de trabalho em etapas:

3.1. CADASTRO DE EMPRESAS FORNECEDORAS

Cadastrar toda a cadeia de fornecedores em uma plataforma para que seja possível acompanhar a saúde financeira de uma empresa antes de sua homologação.

3.2. GESTÃO E AVALIAÇÃO DOCUMENTAL

Uma vez que o fornecedor tenha sido homologado, aprovado e contratado iniciou-se o processo para integração e início dos trabalhos. O processo de cobrança da documentação dos fornecedores, todos os fornecedores receberam login e senha para acesso a um sistema para que fosse feito o *upload* dos documentos de acordo com as funções e atividades de cada trabalhador. A documentação foi postada e avaliada por uma equipe técnica especializada em saúde e segurança do trabalho, após a documentação ser avaliada ela pôde ser validada ou rejeitada, sendo validada o próprio sistema ficou responsável por acompanhar os prazos de vencimento de cada documento, caso o documento fosse rejeitado o fornecedor responsável pelo *upload* recebeu uma notificação informando o motivo da rejeição e o que necessitava ser regularizado para que os documentos fossem aprovados. Esse processo de avaliação

Information Classification: General

documental utilizou um sistema que conversa entre as áreas da empresa e fornecedores prestadores de serviço, facilita a comunicação e acompanhamento das integrações, desta forma é possível acelerar o prazo de entrada nas obras e projetos.
O sistema disponibiliza relatórios automatizados informativos para tomada de decisões internas.

3.3. CONTROLE DE ACESSO INTELIGENTE

O controle de acesso trabalha em conjunto com o sistema de gestão documental que só permite a entrada nos projetos após toda documentação necessária para mobilização tenha sido validada no sistema, caso algum documento venha a vencer e o fornecedor não realize a atualização do mesmo a entrada não será autorizada.
O sistema disponibiliza relatórios automatizados informativos para tomada de decisões internas.

3.4. FLUXO DO TRABALHO EXECUTADOS NOS CASES:

Figura 1 - Fluxo de Trabalho.

4. CASES DE PARQUES EÓLICOS EXECUTADOS:

Information Classification: General

1. Parque Eólico Fonte dos Ventos, Tacarutu, PE.
2. Parque Eólico Cristal, Morro do Chapéu, BA.
3. Parque Eólico Curva dos Ventos, Igaporã, BA.
4. Parque Eólico Modelo, Ro Grande do Norte.
5. Parque Eólico Serra Azul, Cafarnaum, BA.
6. Parque Eólico Delfina, Campo Formoso, BA.
7. Parque Eólico Morro do Chapéu, Lagoa do Barro do Piauí, PI.
8. Parque Eólico Cristalândia, Brumado, BA.

5. GRÁFICO: EVOLUÇÃO DA QUANTIDADE DE TRABALHADORES SUBCONTRATADOS:

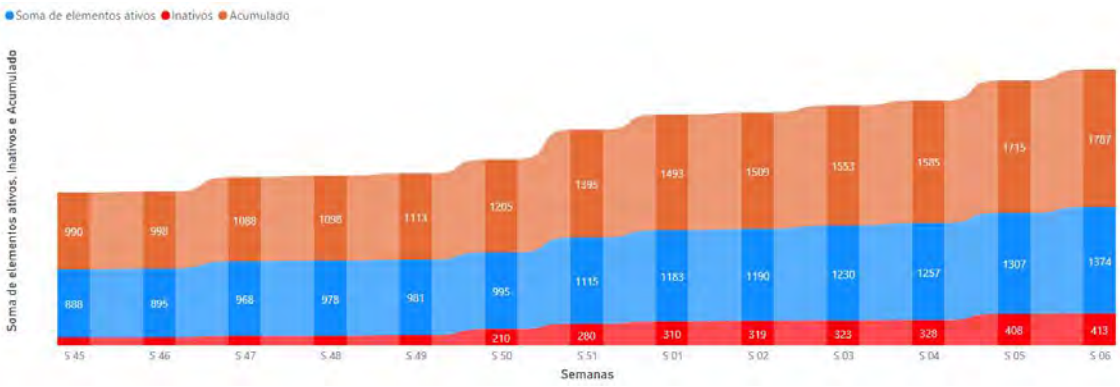


Figura 2 – Evolução da Quantidade de Trabalhadores Subcontratados.

6. DISTRIBUIÇÃO DOS ESTADOS DE CADA ESPRESA FORNECEDORA DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS:

Information Classification: General

Figura 3 – Distribuição dos estados de cada empresa fornecedora de prestação de serviços.

7. CONCLUSÃO DOS TRABALHOS:

Se analisássemos os documentos isoladamente por cada área, sendo as áreas: Previdenciária, Saúde e Segurança do Trabalho e Fiscal, na sua maioria os documentos estariam corretos, porém quando fazemos uma análise conjunta, das funções dos trabalhadores, dos riscos apontados nos respectivos programas (PPRA e PCMSO), das ordens de serviço encontramos diversas não conformidades, que causam passivos às empresas donas dos parques eólicos.

Estes passivos, variam desde trabalhadores registrados em CNPJ diferentes aos contratados, até funções expostas à riscos apontados nos programas, mas onde o trabalhador não foi capacitado ou treinado para mitigá-los. Até porque a sua função na ordem de serviço estava diferente da função na carteira de trabalho.

Information Classification: General

Estas não conformidades estavam deixando altos os números de acidentes de trabalho nos parques eólicos, e também aumentando os passivos trabalhistas após a prestação de serviço, além da sonegação fiscal em alguns casos, por falta de acompanhamento da empresa contratante a qual é corresponsável solidária.

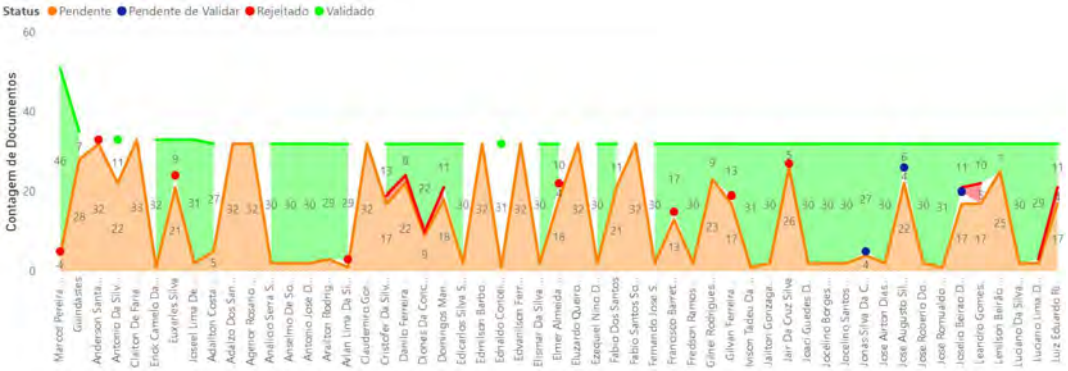


Figura 4 – Documentos / Colaborador.

Quando iniciamos os trabalhos com a auditoria dos documentos, das empresas, trabalhadores, máquinas e veículos, subcontratados dos parques eólicos, estávamos com um índice de documentos rejeitados (errados) por não atenderem a legislação, de 53% dos documentos auditados.

Após 6 meses de trabalho, com auditoria de 100% dos documentos e um trabalho exaustivo de treinamento, capacitação e orientação dos fornecedores, de como e porque corrigir os documentos, atingimos o objetivo de apenas 5% de rejeição da documentação auditada.

1 ano após o início das nossas atividades, diminuímos em mais de 50% o trabalho realizado pelo departamento jurídico, pois os documentos estavam organizados e auditados.

3 anos após o início das nossas atividades, diminuímos em mais 28% a quantidade de processos, principalmente trabalhistas, dos parques.

Information Classification: General

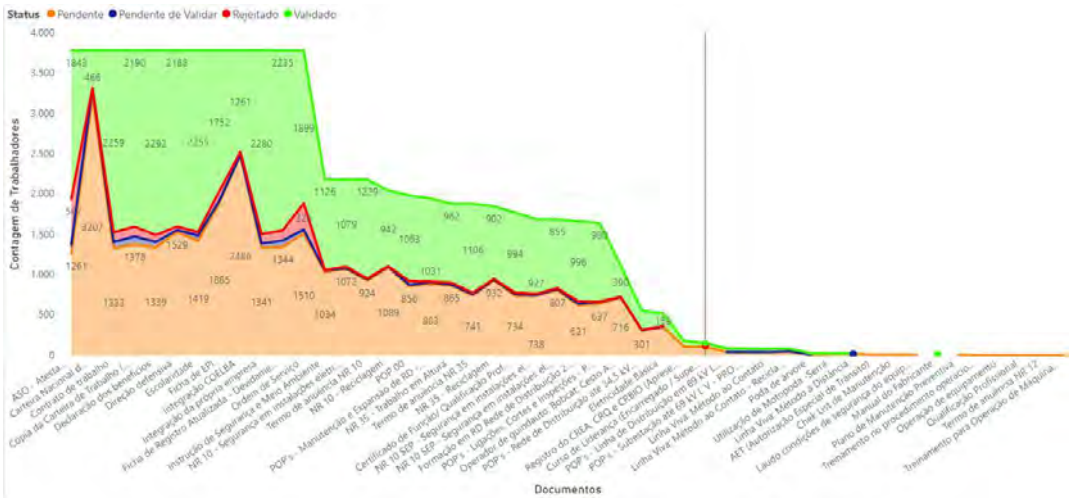


Figura 5 – Status por Documento: Pendente, Pendente de Validar, Rejeitado e Validado.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

1. Art. 74, parágrafo 2º da CLT e Portaria MTPS 3626/91
2. Cap. III - Resolucão COFEN 238/2000
3. Decreto de *Lei* nº 13.329 de 2017
4. Decreto de *Lei* nº 13.467 de 2017
5. Decreto de *Lei* nº 2.959 de 1956
6. Decreto de *Lei* nº 9.703
7. Decreto *Lei* nº 4.785/1942
8. Decreto *Lei* nº 5.452/1943 Art. 41
9. Decreto *Lei* nº 5.452/1943 Art. 464
10. Decreto *Lei* nº 5.452/1943 Art. 477
11. Decreto n° 99.274/1990
12. Decreto nº 76.900/1975
13. *Introdução* Normativa 67/1996; 81/1996; 82/1996; 9/1997; 96/2001; 422/2004; 631/2006; 672/2006; 736/2007; 1222/2001
14. *Introdução* Normativa IBAMA n° 5/2012
15. *Introdução* Normativa RFB nº 1.634/2016
16. *Lei* complementaria n° 140/11
17. *Lei* complementaria nº 128 Art. 18- A
18. *Lei* de nº 12.440 Art. 642-A

Information Classification: General

19. *Lei* de nº 8.212
20. *Lei* n° 6.529/1975 Decreto n° 78.231/1976
21. *Lei* n° 9.061, 21/01/1998
22. *Lei* n° 9.503/1997
23. *Lei* n°6.938/1981
24. *Lei* nº 12.506/2011
25. *Lei* nº 8.036/90
26. *Lei* nº 9.012/96
27. *Lei* nº 9.528/97
28. NR 01 (1.7 "b", "c" e "e")
29. NR 04 (4.17)
30. NR 05
31. NR 06
32. NR 07
33. NR 09
34. NR 10
35. NR 11
36. NR 12
37. NR 13
38. NR 16
39. NR 18
40. NR 20 (20.11) e Anexo II
41. NR 23 (23.1.1)
42. NR 33 (33.3.5)
43. NR 35
44. Portaria Codac nº 89/2013
45. Portaria n° 30.544/2013 GAB/CGCSP
46. Portaria nº 1.129/2014 *Lei* nº 4.923/1965
47. Portaria nº 1.621/2012
48. Portaria nº 3.158 de 18 de maio de 1971 - Art 3º
49. Portaria SRF nº 274/2006
50. Resolução ANTT n° 420/2004
51. Resolução ANTT n° 3763/2012

Information Classification: General

52. Resolução CONAMA n° 237/2000

53. Resolução CONAMA n° 334/2003

54. Resolução CONAMA n° 16/1995

Information Classification: General

CARACTERÍSTICAS NECESSÁRIAS DE UM PORTO DE SUPORTE À USINAS EÓLICAS *OFFSHORE*: ESTUDO DE CASOS

João Victor Furtado da Silva Castro[1], Monalisa da Silva Godeiro [2], Gabriela Soares do Nascimento [3], Andressa Medeiros Santiso [4], Mario Orestes Aguirre González [5]

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

Grupo de Pesquisa Cri-Ação: Renewable Energy

joaovfscastro@gmail.com[1], monasg@ufrn.edu.br[2], gabrielasoaresdn@gmail.com[3], andressamsantiso@gmail.com[4], mario@ct.ufrn.br[5]

RESUMO: *Com o passar do tempo a fonte de energia eólica cresceu até tornar-se essencial para a matriz energética e um instrumento elementar para o desenvolvimento sustentável das nações. Devido a fatores impeditivos países passaram a buscar alternativas à geração de energia eólica em terra, surgindo a geração eólica offshore, que possui turbinas com potência duas vezes maior que as onshore. Entre os requisitos para a implantação de usinas eólicas no mar, está a utilização de um porto adequado para as especificidades que a atividade requer, como a estocagem e movimentação de cargas volumosas, e o emprego de embarcações adequadas. Dessa forma, o estudo tem como objetivo agrupar as características necessárias para um porto suportar a instalação de usinas eólica offshore. Para tanto, foi realizada a revisão da literatura sobre energia eólica e portos para aprofundamento do tema e, posteriormente, conduzidos três estudos de casos dos portos no Reino Unido, Dinamarca e Estados Unidos. Para obter o resultado do estudo, foi realizada uma análise intercasos com os portos analisados. Por conseguinte, essas orientações são fundamentais na prospecção de áreas portuárias e podem determinar o sucesso das fases de instalação, operação e manutenção dos parques eólicos offshore.*

Palavras-chaves: *Eólica offshore, porto-indústria, infraestrutura portuária.*

ABSTRACT: *Over time, the source of wind energy has grown and become essential for the energy matrix and an elementary instrument for the sustainable development of nations. Due to impeding factors, countries started to look for alternatives to the generation of wind energy on land, an option is the emergence of offshore wind generation, which has turbines with twice the power of onshore ones. Among the requirements for the deployment of wind farms at sea, the use of a suitable port for the specificities is require, such as the storage and handling of bulky loads, and the use of suitable vessels. Thus, the study aims to group the characteristics necessary for a port to support the installation of offshore wind farms. To this end, a review of the literature on wind energy and ports was carried out, subsequently, three case studies of ports in the United Kingdom, Denmark and the United States were conducted. To obtain the result of the study, an inter-case analysis was carried out with the analysed ports. Consequently, these guidelines are fundamental in the prospecting of port areas and can determine the success of the phases of installation, operation and maintenance of offshore wind farms.*

Keywords*: Offshore wind, port industry, port infrastructure.*

1. Introdução

A energia eólica tem aumentado em capacidade instalada nos últimos anos. O relatório anual do Global Wind Energy Council (2019) afirma que até o final de 2018 já havia 591 GW de potência instalada acumulada, sendo 51,3 GW só nesse ano. Com isso, é observado um amadurecimento dessa tecnologia e o seu aperfeiçoamento para poder competir com indústrias mais tradicionais, como hidroelétrica, nuclear e termelétrica (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2019).

No entanto, devido a particularidades de alguns países, como esgotamento de terras, expectativa de menores impactos ambientais e qualidade do vento, desenvolveu-se um modelo de geração de energia eólica no mar a fim de suprir essas limitações (ESTEBAN et al., 2011; KURIAN, GANAPATHY e SAMBU, 2010). Pensando nisso, a Dinamarca implementou o primeiro projeto de energia eólica *offshore* (no mar) instalando o parque Vindeby em 1991. Esse fato serviu como início de uma modalidade de geração de energia cada vez mais atraente e com nítido potencial (MOSTAFAEIPOUR, 2010).

Com relação ao Brasil, para as áreas consideradas atrativas com velocidade acima de 7m/s, os resultados indicam que o potencial do Brasil seria de 697 GW em locais com profundidade até 50 m, com um fator de capacidade que pode chegar até 68% (EPE, 2020). Ortiz e Kampel (2011) corroboram com a indicação desse potencial. Os resultados demonstram que três regiões de alta magnitude de vento, variando entre 7 e 12 m/s, podem ser destacadas com alto potencial eólico offshore: margem de Sergipe e Alagoas; Rio Grande do Norte e Ceará; bem como Rio grande do Sul e Santa Catarina. Além disso destacaram, considerando um nível batimétrico de até 50 m de profundidade, que o Brasil apresenta um potencial de geração de 399 GW. Assim, nos Estados em que já há alto grau de aproveitamento energético eólico em terra, há também perspectivas favoráveis para aproveitamento oceânico.

Com isso, projetos conceituais de parques eólicos offshore já são uma realidade no país. O Parque Eólico Asa Branca é um projeto que prevê a instalação de uma usina com capacidade de 500 MW na região costeira do estado de Ceará, com operação prevista para 2022. Além disso, a própria Petrobras estaria realizando medições em plataformas com o objetivo de estudar o potencial da fonte eólica (COSTA, 2018). Vale salientar a evolução de pesquisas que investigam a possibilidade de reutilizar plataformas ativas ou desativadas como desenvolvimento economicamente viável de um empreendimento eólico offshore, porém ainda não se chegou a uma conclusão concreta. Costa (2018) afirma que apesar da redução de custos graças à utilização de plataformas já existentes, ainda assim o projeto não se mostrou viável economicamente, e o resultado mostrou dependência significativa com o modelo da turbina a ser utilizada e com o tamanho do parque eólico.

Diante disso, muitos investimentos foram feitos nesses países para que a indústria pudesse se desenvolver, entre eles, em portos capacitados. Conforme a European Wind Energy Association (2011) e o relatório Fowind (EUROPEAN UNION, 2016) as operações de implantação, operação e manutenção em sites exigem complexos portuários com características específicas para dar suporte à execução, assim como embarcações de grande porte.

Durante a construção de parques eólicos *offshore*, o porto é utilizado para a fabricação e/ou recebimento dos componentes para serem montados e em seguida carregados nos navios de instalação para serem transportados para o mar. Assim, o seu suporte propicia reduzir o tempo de instalação do parque, usar com eficiência as janelas meteorológicas limitadas e minimizar o

trabalho realizado em alto mar por meio da montagem da maior parte da turbina em solo (AKBARI et al., 2017 apud SNYDER e KAISER, 2011). Já nas atividades de operação e manutenção, o porto serve de base para que os parques eólicos *offshore* possam ser servidos rotineiramente.

Por outro lado, observa-se nos últimos anos o desenvolvimento acelerado da tecnologia de turbinas eólicas *offshore* em potência e dimensões. Em 2008, o aerogerador disponível no mercado possuía uma potência de 3,6 MW; em 2015, 6 MW; em 2018, 10 MW; e para 2021 está previsto a disponibilidade no mercado de uma turbina de 12 MW. Esse aumento de tamanho das turbinas causa uma necessidade de um porto que atenda além do serviço tradicional, relacionado ao recebimento, armazenagem, movimentação e carregamento de componentes, e também possua uma cadeia produtiva dos principais componentes em sua área devido à complexidade no transporte terrestre e ao alto custo do transporte marítimo. Desse modo, essa pesquisa objetiva agrupar as características necessárias a um porto para suportar a exploração da atividade eólica *offshore,* por meio de estudo de casos em portos da Dinamarca, Reino Unido e Estados Unidos.

O artigo está desenvolvido em 5 seções subsequentes: a segunda trata-se da fundamentação teórica abordando conceitos sobre portos; a terceira aborda o método da pesquisa; a quarta, análises dos casos do Green Port Hull, do porto de Esbjerg e do Portsmouth Marine Terminal; a quinta seção é a comparação e discussão entre os casos estudados; e por fim, as considerações finais.

2. Fundamentação teórica

2.1. Conceito de portos

De acordo com Falcão e Correia (2012) e Gonzalez e Trujillo (2008), o porto é um elo da cadeia de transporte responsável por promover desenvolvimento econômico à uma região por meio do fluxo de pessoas e mercadorias entre o mar e a terra. No ponto de vista econômico, acrescentam que o nível de eficiência portuária afeta diretamente a competitividade de um país.

A estrutura de um porto é composta por várias instalações e a depender das atividades desempenhadas, pode variar de um para outro. Assim, pode-se apresentar um porto de acordo com as seguintes definições (KEEDI e MENDONÇA, 2003): Terminal portuário é a menor unidade em que um porto é dividido; Cais é onde os navios efetuam embarque e desembarque de carga ou passageiros, já o berço é o espaço de um terminal onde a embarcação atraca para as suas operações;

Pátios ou armazéns são espaços reservados para disposição das cargas a serem embarcadas ou desembarcadas; Equipamentos portuários abrangem todos os equipamentos de movimentação, embarque e desembarque de cargas gerais.

2.2.Porto indústria

Segundo Cabral (2014), o conceito de porto-indústria surgiu a partir da formação de clusters de indústrias próximo às áreas portuárias com enfoque na redução de custos, riscos e tempo no transporte de mercadorias. O autor acredita que essas concentrações podem ser formadas por empresas que possuem pouca relação entre seus setores, tendo como motivo crucial as vantagens resultantes do vínculo entre o negócio e o porto.

Na literatura, há muitas denominações de porto-indústria como clusters portuários. Haezendonck (2001) define cluster portuário como um conjunto de empreendimentos localizados dentro da mesma região portuária e com atividades ligadas diretamente à operação do porto com estratégias similares que levam à vantagem competitiva. De Langen (2004) afirma que apesar de algumas atividades, como manuseio de carga, estarem localizadas na área principal do porto, indústrias de componentes, por exemplo, costumam estar localizadas em áreas externas aos portos onde ocorrem atividades essenciais para o seu funcionamento conhecidas como retroárea.

2.3.Portos para indústria eólica *offshore*

A Wind Europe (2017) considera que os portos desempenham um papel fundamental na redução de custos e eficiência em projetos eólicos *offshore*, pois sua participação abrange todo o ciclo de vida dos ativos, desde a instalação até a operação e manutenção e o descomissionamento. O avanço da atividade eólica *offshore* está correlacionada ao desenvolvimento da infraestrutura portuária, já que os componentes e a logística de transportes devem transitar por essas instalações, como centros estratégicos na cadeia de fornecimento (ELKINTON, BLATIAK e AMEEN, 2014).

A Tetra Tech (2010) afirma que se um porto consegue dar suporte à geração eólica *offshore*, provavelmente atenderá aos requisitos de outras tecnologias renováveis de base marinha. Segundo Akbari et al. (2017), no processo de seleção de um porto para suporte à atividade eólica *offshore*, deve ser considerado três aspectos: características físicas, conectividade e layout.

No aspecto físico, cinco fatores são analisados: profundidade do porto, comprimento do cais, capacidade de carga no cais, adequação do leito marinho e equipamentos de manuseio de componentes. Já no aspecto conectividade, os seguintes pontos como essenciais: distância dos

principais fornecedores de componentes, distância da rede rodoviária e distância de helipontos. E no aspecto layout, deve possuir: disponibilidade de espaço para armazenagem, disponibilidade de áreas de fabricação de componentes, disponibilidade de área para montagem de componentes, área para manutenção, instalações destinadas a escritórios, potencial para expansão (AKBARI et al., 2017; GUILLEN, WETZLER E ABSTOSS, 2011)

A distância do porto até o parque eólico é um importante fator de conectividade, seja na fase de instalação ou operação e manutenção. A distância entre esses dois pontos implica diretamente no tempo e custo da instalação e na fase de O&M (AKBARI et al., 2017; GUILLEN, WETZLER E ABSTOSS, 2011; FORWIND, 2016).

3. Método da pesquisa

A pesquisa é caracterizada como teórica quanto o seu gênero e exploratória quanto ao objetivo, pois pretendeu-se construir conceitos e aprimorar fundamentos teóricos sobre portos de suporte à indústria eólica *offshore* (DEMO,2000, GIL, 2002). Quanto a sua abordagem é uma pesquisa quali-quantitativa, pois utilizou-se de dados qualitativos e dados numéricos para chegar ao resultado (CRESWELL, 2009). Já nos procedimentos técnicos é caracterizada como uma pesquisa bibliográfica, por utilizar artigos e relatórios como fonte de dados, e um estudo de multicasos, pois foram analisados três casos distintos (YIN, 2003, GIL, 2002).

O desenvolvimento deu-se em três etapas: a primeira foi a formulação do problema, em que foi entendido o foco da pesquisa e delimitado o objetivo final; a segunda etapa foi a elaboração da pesquisa bibliográfica, por meio da análise de artigos, livros, teses, dissertações e de relatórios técnicos sendo possível entender e definir conceitos e especificações sobre portos em eólica *offshore*; e a terceira fase foi a análise dos casos, em que foram sistematizadas informações sobre os três portos, Hull, Esbjerg e Portsmouth, por meio de sítios eletrônicos e relatórios técnicos.

4. Estudo de casos

O estudo aborda o levantamento de informações sobre o desenvolvimento e estrutura portuária dos portos de Green Port Hull, Esbjerg e Portsmouth Marine Terminal localizados no Reino Unido, Dinamarca e Estados Unidos, respectivamente, por meio do estudo de multicasos. Além disso, sistematiza as características e requisitos encontrados em cada porto.

Foram escolhidos esses portos e países, pois sabe-se que o continente europeu, além de contemplar as regiões com maior produção de energia eólica offshore do mundo, foi pioneiro no desenvolvimento dessa tecnologia com mais de 20 anos de expertise (PWC, 2017).

4.1.Green Port Hull – Reino Unido

No Reino Unido, há uma região abundante para a exploração offshore denominada Humber. A região lidera o setor de energias renováveis do Reino Unido com investimentos em energia eólica, biocombustíveis e outras fontes semelhantes e há décadas alimenta a economia do Reino Unido servindo como base para produção, armazenamento e manuseio de energia. Através dos portos dessa região, como o Green Port Hull, são fornecidas e acessadas mais de 400 turbinas em mais de 20 parques (INVEST HUMBER, 2019).

Quatro em cada cinco zonas eólicas do Mar do Norte ficam a 12 horas de Hull, entre elas a Hornsea que deverá se tornar a maior zona de parque eólico do mundo com 4 GW de capacidade instalada. Com isso, o Green Port Hull passou a ser observado como um fator-chave para o setor eólico offshore atraindo cerca de US$ 3 bilhões em investimentos dos setores público e privado nos últimos anos, incluindo a instalação da fábrica de pás da Siemens Gamesa, responsável pela criação de mais de mil empregos na região e fornecimento de componentes para os parques Race Bank, Walney Extension, Hornsea I e, em breve, para o projeto Hornsea II, fornecendo 174 turbinas de 8 MW para o futuro maior parque eólico offshore do mundo quando for comissionado em 2022. (INVEST HULL, 2019b; CARR, 2015). Em 2018, a Siemens Gamesa expandiu suas operações no Port of Hull, adquirindo novas terras nas docas para armazenamento de enormes pás de 75 metros e 30 toneladas, podendo armazenar até 40 unidades no novo local (WINTER, 2019; WIND EUROPE, 2018; ØRSTED, 2019a; VAUGHAN, 2016).

Assim, o Green Port Hull possui uma localização favorável, além de disponibilizar infraestrutura, experiência e capacidade consolidadas para lidar com atividades marítimas (GREEN PORT HULL, 2017). O porto fica a apenas 32 km do Mar do Norte e 320 km de Londres e é conectado ao sistema rodoviário do Reino Unido pela rodovia M62. Já o Aeroporto de Humberside fica a apenas 30 minutos de carro do centro da cidade de Hull, servindo mais de meio milhão de passageiros por ano. Por via marítima, o porto acolhe embarcações de até 214 metros de comprimento, 40 metros de largura e até 10,4 metros de calado (BOWLAS, 2019).

O Quadro 1 apresenta em síntese informações do Green Port Hull comparadas às características portuárias requeridas pela indústria eólica offshore, levando em consideração o tipo de embarcação utilizado e o peso e as dimensões dos componentes.

Quadro 1 - Comparativo das características portuárias requeridas e o Green Port Hull

CATEGORIA	CARACTERÍSTICA	CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS PELA INDÚSTRIA DE COMPONENTES							PORT OF HULL
		FABRICAÇÃO DE MOTORES	MONTAGEM DE NACELE	FABRICAÇÃO DE TORRES	FABRICAÇÃO DE PÁS	FABRICAÇÃO DE FUNDAÇÃO	FABRICAÇÃO DE CABOS	ÁREA DE MONTAGEM	
Canal de acesso	Folga horizontal	35 m	25 m	25 m	25 m	35 m	27,5 m	110 m	**Irrestrito**
	Folga vertical	15 m	20 m	20 m	20 m	85 m	30 m	130 m	**Irrestrito**
	Profundida da água	5 m	9 m	9 m	9 m	5 m	5,8 m	8 m	**10,4**
Terminal	Área total	70.000 m²	100.000 m²	150.000 m²	222.500 m²	220.000 m²	90.000 m²	50.000 m²	-
Cais	Comprimento	200 m	300 m	300 m	200 m	125 m	125 m	200 m	**13.572 m**
	Acomodação de *jack-up*	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	**Sim**
Área de armazenagem	Aberto	0 m²	10.500 m²	75.000 m²	125.000 m²	120.000 m²	0 m²	80.000 m²	**650.000 m²**
	Fechada	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	**230.000 m²**
Acessibilidade	Rodoviário	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	**Sim**
	Ferroviário	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	**Sim**

Fonte: Elaboração própria (2020)

4.2.Porto de Esbjerg – Dinamarca

A Dinamarca é o país pioneiro na implantação de turbinas eólicas offshore, sendo o primeiro país a produzir energia eólica offshore, no ano de 1991, com o parque Vindeby (DANISH ENERGY AGENCY, 2017). Nos anos seguintes outros projetos foram desenvolvidos, como Tunø Knob, em 1995, e Middelgrunden, em 2000 (DANISH ENERGY AGENCY, 2006). A projeção do país para 2050 é excluir fontes fósseis de sua matriz energética configurando-se como uma sociedade de baixo carbono (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2011). Ferreira (2008) acredita que a política precoce de apoio à energia eólica fez da Dinamarca um líder da indústria com empresas de destaque.

Em 2018, a Dinamarca esteve como terceiro maior produtor eólico *offshore* europeu, representando 7,2% do mercado, atrás apenas do Reino Unido e Alemanha, e o quarto em âmbito global, com a inclusão da China. No final desse mesmo ano, o país contava com 1,3 GW

distribuídos em 14 parques (WIND EUROPE, 2019c). Até 2021 será agregado mais 1 GW ao final da construção das usinas de Horns Rev 3 e Krieger's Flak aumentando ainda mais sua capacidade.

Nesse contexto, o Porto de Esbjerg foi fator-chave para o crescimento e desenvolvimento da indústria eólica offshore, servindo de base, não só para a instalação, mas também para a operação e manutenção dos parques. Devido a isso, o porto hoje é líder na Europa em termos de manuseio e transporte de componentes eólicos e é visto como referência no mercado portuário. É o principal elo comercial e de transporte marítimo entre a Dinamarca e o resto do mundo, e por isso, é o maior porto da Dinamarca no Mar do Norte e um centro internacional de transporte multimodal com mais de 200 empresas e 10.000 pessoas trabalhando em sua área, apresentando uma cadeia de suprimentos bem estabelecida (PORT OF ESBJERG, 2019a; PORT OF ESBJERG, 2019c; WADDEN SEAPORTS, 2019).

Além disso, é o principal porto de cargas roll-on/roll-off da Dinamarca e de cargas eólicas offshore do mundo com cerca de 4,5 milhões de toneladas de carga transitando pelo empreendimento a cada ano (PORT OF ESBJERG, 2019a). Em 2018, o porto contribuiu para a instalação de 1.210 MW de capacidade instalada. Com relação aos parques, além de Horns Rev I e Horns Rev II, o Port of Esbjerg tem servido como base de apoio para operação e manutenção de parques eólicos em outros países, como Butendiek, Northwind, Sandbank, Dantysk, Humber Gateway e Westermost Rough.

De 2003 a 2014, o Port of Esbjerg investiu cerca de um bilhão de coroas dinamarquesas em novas áreas e instalações portuárias para atender às demandas da indústria offshore. Em 2013, a Eastern Port foi inaugurada, como uma nova área responsável por cobrir 650.000 metros quadrados, principalmente destinados a pré-montagem, teste e envio de turbinas eólicas para os sites. Devido aos avanços na indústria, essa área cobre, atualmente, o total de um milhão de metros quadrados (PORT OF ESBJERG, 2019a).

Com as dimensões do porto, é permitido ao porto receber pás de 88,4 metros de comprimento e nacelles pesando 390 toneladas, além de torres de 100 metros de altura. Em outras palavras, o porto se adaptou para acomodar o enorme crescimento do mercado e dos componentes eólicos nos últimos anos (PORT OF ESBJERG, 2018).

Essas dimensões são adequadas para a acomodação de vários tipos de embarcações, permitindo o acesso de navios de até 225 metros de comprimento, 71 metros de largura e 10,3

metros de calado, e outros os terminais suportam embarcações de até 254 metros. Outros meios de acesso às instalações portuárias podem ser realizados através da rede ferroviária e pela rodovia E20, que conecta o porto à toda malha viária da Europa, enquanto o Airport of Esbjerg fica distante apenas 8 quilômetros (PORT OF ESBJERG, 2017).

Para sistematizar, o Quadro 2 apresenta informações do Port of Esbjerg acerca de sua aptidão a indústria eólica offshore. São descritas as características portuárias requeridas pelas indústrias dos principais componentes de um aerogerador levando em consideração o tipo de embarcação utilizado, o peso e as dimensões dos componentes em comparativo com as características do Port of Esbjerg.

Quadro 2 – Comparativo das características portuárias requeridas e o Port of Esbjerg

CATEGORIA	CARACTERÍSTICA	CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS PELA INDÚSTRIA DE COMPONENTES							PORT OF ESBJERG
		FABRICAÇÃO DE MOTORES	MONTAGEM DE NACELE	FABRICAÇÃO DE TORRES	FABRICAÇÃO DE PÁS	FABRICAÇÃO DE FUNDAÇÃO	FABRICAÇÃO DE CABOS	ÁREA DE MONTAGEM	
Canal de acesso	Folga horizontal	35 m	25 m	25 m	25 m	35 m	27,5 m	110 m	**Irrestrito**
	Folga vertical	15 m	20 m	20 m	20 m	85 m	30 m	130 m	**Irrestrito**
	Profundida da água	5 m	9 m	9 m	9 m	5 m	5,8 m	8 m	**11,6 m**
Terminal	Área total	70.000 m²	100.000 m²	150.000 m²	222.500 m²	220.000 m²	90.000 m²	50.000 m²	**4.500.000 m²**
Cais	Comprimento	200 m	300 m	300 m	200 m	125 m	125 m	200 m	**14.000 m**
	Acomodação de *jack-up*	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	**Sim**
Área de armazenagem	Aberto	0 m²	10.500 m²	75.000 m²	125.000 m²	120.000 m²	0 m²	80.000 m²	**1.000.000 m²**
	Fechada	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	-
Acessibilidade	Rodoviário	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	**Sim**
	Ferroviário	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	**Sim**

Fonte: Elaboração própria (2020)

4.3.Porto de Portsmouth – Estados Unidos

A indústria eólica dos Estados Unidos triplicou sua produção de energia ao longo da última década, tornando-se a maior fonte renovável geradora de eletricidade do país (AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION, 2019b). E apesar da energia eólica *offshore* estar nos estágios iniciais de desenvolvimento nos Estados Unidos, o país tem um vasto recurso para exploração com um potencial de geração de mais de 2.000 GW.

O primeiro parque eólico *offshore* foi o Block Island, em operação desde 2016, desenvolvido pela Deepwater Wind, cujo projeto comporta 30 MW com cinco turbinas localizadas a cinco quilômetros da costa de Rhode Island. (GREAT EASTERN ENERGY, 2019; AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION, 2019a).

Com relação aos portos, ainda não há uma área portuária já desenvolvida e apta para suporte a operacionalização da indústria eólica *offshore*. Porém, na região de Virginia, além de ter um forte potencial para geração de energia eólica *offshore*, há uma boa disponibilidade de portos com características adequadas e que pode ser adaptado como um facilitador para as atividades que envolvem a eólica.

De acordo com a BVG (2015b), há no Estado cinco portos com potencial para dar suporte em uma ou mais fases do ciclo de vida dos parques eólica *offshore*. Apesar de todos requererem adequações para atender ao setor, o Portsmouth Marine Terminal é o único capaz de absorver todas as atividades industriais de fabricação de componentes, por possuir áreas extensas e dimensões necessárias para atracação das embarcações (BVG, 2015c).

Esse porto está localizado na costa leste do Rio Elizabeth, no coração da área industrial marinha em Portsmouth, com área disponível de 1.161.000 metros quadrados, o que o torna apto à implantação de fábricas, e tem como fator competitivo o fácil acesso marítimo, ferroviário e rodoviário (BVG, 2015b). Entretanto, o porto ainda precisa de adequações para suporte à indústria eólica *offshore* em quase todas as vertentes da indústria de componentes, com exceção da fabricação de cabos subaquáticos (BVG, 2015a).

A grande área da propriedade, o comprimento do cais e a falta de obstruções aéreas são fatores determinantes para a fabricação de fundações e a presença de grandes guindastes de até 40 toneladas é decisiva para a instalação e fabricação de componentes como naceles, pás e aerogeradores. Entretanto, não é de conhecimento a capacidade de suporte de carga do solo no cais, sendo necessário ser avaliada para saber se atende os padrões de produção dos componentes eólicos (BVG, 2018; PORT OF VIRGINIA, 2017

Já em relação a operação e manutenção, as características do porto o enquadram como apto às atividades, pois os navios de serviço podem atracar nas instalações e as áreas de armazenamento são apropriadas, porém a distância até as zonas de parques eólicos pode ser um fator impeditivo (BVG, 2018). O Quadro 3 apresenta em síntese informações do Portsmouth Marine Terminal

comparando-se com os requisitos portuários, para comprovar seu potencial de desenvolvimento para a indústria eólica *offshore*.

Quadro 3 – Comparativo das características portuárias requeridas e o Portsmouth Marine Terminal

CATEGORIA	CARACTERÍSTICA	CARACTERÍSTICAS REQUERIDAS PELA INDÚSTRIA DE COMPONENTES							PORTSMOUTH MARINE TERMINAL
		FABRICAÇÃO DE MOTORES	MONTAGEM DE NACELE	FABRICAÇÃO DE TORRES	FABRICAÇÃO DE PÁS	FABRICAÇÃO DE FUNDAÇÃO	FABRICAÇÃO DE CABOS	ÁREA DE MONTAGEM	
Canal de acesso	Folga horizontal	35 m	25 m	25 m	25 m	35 m	27,5 m	110 m	**228 m**
	Folga vertical	15 m	20 m	20 m	20 m	85 m	30 m	130 m	**Irrestrito**
	Profundida da água	5 m	9 m	9 m	9 m	5 m	5,8 m	8 m	**15 m**
Terminal portuário	Área total	70.000 m²	100.000 m²	150.000 m²	222.500 m²	220.000 m²	90.000 m²	50.000 m²	**1.161.500 m²**
Cais	Comprimento	200 m	300 m	300 m	200 m	125 m	125 m	200 m	**1.079 m**
	Acomodação de *jack-up*	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	**Não**
Área de armazenagem	Aberto	0 m²	10.500 m²	75.000 m²	125.000 m²	120.000 m²	0 m²	80.000 m²	**748.668 m²**
	Fechada	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	0 m²	**0 m²**
Acessibilidade	Rodoviário	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	**Sim**
	Ferroviário	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	**Sim**

Fonte: Elaboração própria (2020)

5. Análise dos casos

Os portos escolhidos para utilização nas fases de instalação, operação e manutenção de uma usina eólica *offshore* são os pontos de apoio dessas usinas em terra, sendo assim, possuem uma grande relevância no funcionamento e nos custos relacionados com a usina eólica *offshore*.

Nesta pesquisa foram estudados três portos, dois deles, o Green Port Hull e o porto de Esbjerg, já são responsáveis pelo suporte de usinas eólicas *offshore*, e o porto de Portsmouth, ainda não dar suporte a uma usina, mas possui potencial de desenvolvimento para dar suporte ao setor, visto que o mercado eólico *offshore* norte-americano é emergente.

Foram elencadas três categorias para análise e comparação entre os portos, estas são: a cadeia de suprimentos da indústria eólica *offshore* presente no porto, o potencial de expansão e a infraestrutura e especificações do porto.

Quanto a cadeia de suprimentos, os portos de Hull e Esbjerg possuem empresas atuando no suporte às atividades de instalação, operação e manutenção de usinas eólicas *offshore*. No porto de

Esbjerg, uma das empresas líderes no mercado eólico e de energias, a MHI VESTAS, possui uma fábrica que produz turbinas de 8 MW, e a Siemens Gamesa está presente com um escritório para dar suporte na fase de operação e manutenção. No porto de Hull, a Siemens Gamesa, investiu na construção de uma área específica para o setor eólico *offshore*, e possui uma fábrica no porto, para produção de turbinas, montagem e outros serviços.

Já o porto de Portsmouth não possui uma cadeia estruturada, mas possui características apropriadas para a criação de uma cadeia de suprimentos no porto, como a localização, a disponibilidade de espaço e a acessibilidade marítima, rodoviária e ferroviária.

O Green Port Hull e o porto de Esbjerg possuem planos de crescimento com o foco em investimentos na expansão territorial e de adequabilidade da infraestrutura para acondicionar o crescimento das usinas eólicas, principalmente as áreas do cais e para o estabelecimento de indústrias. Já o porto norte-americano aguarda o desenvolvimento da indústria eólica no país com a expectativa de se tornar um hub no estado da Virginia através do recebimento de investimentos.

Quanto à infraestrutura e as características, foi possível analisar em seis variáveis: canal de acesso, território portuário, cais, área de armazenagem, acessibilidade e embarcações. Em relação ao canal de acesso, avaliou-se a folga horizontal, que só o porto de Portsmouth possui restrição, a folga vertical que nenhum dos três portos possui restrição, e a profundidade da água, sendo o Green Port Hull o mais raso (10,4 metros) e o porto de Portsmouth o mais profundo (15 metros).

Quanto ao território portuário, o porto de Esbjerg possui a maior extensão, 4.500.000 m². Já acerca do cais, o Green Port Hull e Esbjerg possuem comprimentos similares, e o porto de Portsmouth possuem um comprimento pequeno, para a acomodação de embarcações jack-up, só o porto de Esbjerg e o Green Port Hull estão adequados, e na profundidade da água Esbjerg e Green Port Hull possuem profundidades semelhantes, enquanto a profundidade de Portsmouth é quase 3 metros maior.

Sobre a disposição da armazenagem, os três portos possuem opção de armazém aberto, quanto a armazém coberto, só há informação do Green Port Hull, o porto de Portsmouth não possui, e não foram encontradas informações do porto de Esbjerg.

No que diz respeito a acessibilidade, os três portos possuem ligações com redes rodoviárias e ferroviárias. E quanto às embarcações, foi considerado o calado, sendo Esbjerg o menor, depois

Hull, e o maior Portsmouth; a largura, que só há informação de restrição do porto de Hull (até 40 metros), o porto de Esbjerg não possui restrição; e o calado, sendo o Green Port Hull o menor, depois Esbjerg e o maior Portsmouth. O Quadro 4 resume as comparações a respeito da infraestrutura dos portos.

Quadro 4 – Comparações da infraestrutura dos portos de Esbjerg, Portsmouth e Hull.

Categoria	Característica	Port of esbjerg	Portsmouth marine terminal	Port of hull
Canal de acesso	Folga horizontal	Irrestrito	228 m	Irrestrito
	Folga vertical	Irrestrito	Irrestrito	Irrestrito
	Profundidade da água	11,6 m	15 m	10,4 m
Território portuário	Área total	4.500.000 m²	1.161.500 m²	-
Cais	Comprimento	14.000 m	1.079 m	13.572 m
	Acomodação de jack-up	Sim	Não	Sim
	Quantidade de berços	21	3	-
	Profundidade da água	10,3 m	13 m	10,5 m
Área de armazenagem	Aberto	1.000.000 m²	748.668 m²	650.000 m²
	Fechada	-	0 m²	230.000 m²
Acessibilidade	Rodoviário	Sim	Sim	Sim
	Ferroviário	Sim	Sim	Sim
Embarcação	Calado	Até 9,5 m	Até 12,3 m	Até 10,4 m
	Largura	Irrestrito	-	Até 40 m
	Comprimento	Até 250 m	305 m	Até 214 m

Fonte: Elaboração própria (2020)

Os três portos apresentam características adequadas para a necessidade da indústria eólica *offshore*. Os três suportam grandes embarcações, têm boa acessibilidade, disponibilizam ferramentas de elevação eficientes e possuem retroáreas para desenvolvimento de uma cadeia de valor. Contudo, o porto de Portsmouth necessita de estudos relacionados a capacidade de carga e adequação do solo para acomodar embarcações *jack-up*, visando a sustentação dos equipamentos eólicos *offshore*, que são componentes pesados.

6. Considerações finais

O desenvolvimento da energia eólica *offshore* está crescendo, devido a diferentes motivos, os principais são a necessidade por reduzir as emissões de CO2 no ambiente, provindo da utilização de fontes convencionais; o incentivo dos governos para utilização de energias renováveis; e as restrições de terra e de eficiência em relação a energia eólica *onshore*.

Dessa forma, a energia eólica *offshore* mostra-se com potencial de expansão e novas possibilidades para a matriz energética dos países que dispõem dos recursos. Porém, essa modalidade possui desafios logísticos por unir as adversidades do ambiente marítimo e a utilização de componentes grandes e pesados.

Consequentemente, as unidades portuárias possuem um papel fundamental para o desenvolvimento da energia eólica *offshore*, sendo indispensáveis em todas as fases do ciclo de vida de uma usina eólica, assim, a pesquisa teve como objetivo agrupar as características necessárias para um porto suportar a exploração da atividade eólica *offshore* por meio de estudo de casos no Porto de Esbjerg (Dinamarca), Green Port Hull (Reino Unido) e Portsmouth (Estados Unidos), portos com grandes potenciais de atuação na atividade.

Para isso, foi feita uma pesquisa bibliográfica por meio de artigos, livros, dissertações, teses e relatórios técnicos para definir conceitos sobre portos; e foi feito estudo de casos com três portos de diferentes países, por meio de pesquisas em sítios eletrônicos e relatórios técnicos acerca de informações relevantes sobre os três portos.

Em relação ao estudo de casos, foram avaliados critérios como cadeia de suprimentos presente nos portos, o potencial de expansão e a infraestrutura dos portos. Na infraestrutura dos portos foi detalhada a informação em seis categorias: canal de acesso, território portuário, cais, área de armazenagem, acessibilidade e embarcações.

Por fim, foi possível elencar características significativas dos três portos, servindo de exemplo para portos que estejam sendo modificados para o setor eólico *offshore*, de comparação para demais portos da área como incentivos a melhorias e podem ser utilizados como parâmetro para caracterização de um modelo ideal.

O estudo obteve limitações quanto às informações disponíveis sobre os portos, em que algumas informações não estavam disponíveis. E para futuros estudos sugere-se a construção de diretrizes mínimas para portos em atuação na indústria eólica *offshore*.

Agradecimentos: Este artigo é resultado da parceria entre a Petrobras e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e com o suporte financeiro da R&D – Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/2016). Também com agradecimentos a CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil) e MCTIC (Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações) pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

AKBARI, N.; et al. A multi-criteria port suitability assessment for developments in the offshore wind industry. Renewable Energy, n. 102, out. 2016.

AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. “Offshore Wind”. American Wind Energy Association. 2019a. Disponível em: <https://www.awea.org/policy-and-issues/u-s-offshore-wind>. Acesso em: 10 out. 2019.

AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. “Wind energy at the United States”. American Wind Energy Association. 2019b. Disponível em: <https://www.awea.org/wind-101/basics-of-wind-energy/wind-facts-at-a-glance>. Acesso em: 10 out. 2019.

ASSOCIATED BRITISH PORTS. “Regions and Ports”. Associated British Ports. 2019. Disponível em: <https://www.abports.co.uk/contacts/regions-and-ports/> . Acesso em: 01 nov. 2019.

BOWLAS, C. “Hull”. Associated British Ports. 2019. Disponível em: <https://www.abports.co.uk/locations/hull/> . Acesso em: 05 out. 2019.

BVG. Report 1: port utilization scenarios. An evaluation of 10 Virginia ports. BVG Associates, mai. 2015a.

BVG. Report 2: port utilization scenarios. A report to the Virginia Department of Mines, Minerals and Energy. BVG Associates, mai. 2015b.

BVG. Report 3: high impact investment opportunities. A report to the Virginia Department of Mines, Minerals and Energy. BVG Associates, mai. 2015c.

BVG. The Virginia advantage: the roadmap for the offshore wind supply chain in Virginia. BVG Associates, dez. 2018. Disponível em: <https://static1.squarespace.com/static/5b3cf461d274cb109aa488d8/t/5c23e225562fa7be221fe841/1545855531929/BVGA-20802-Report-r2-final-20181227.pdf>. Acesso em: 20 out. 2019.

CABRAL, T. P. Porto-Indústria e Clusters Portuários: uma Análise Comparativa. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas). Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2014.

CARR, D. “Dong Energy acquires whole of Hornsea zone”. Wind Power Offshore. 21 ago. 2015. Disponível em:<https://www.windpowermonthly.com/article/1361073/dong-energy-acquires-whole-hornsea-zone> . Acesso em: 05 out. 2019.

Costa, K. M. Reutilização de Plataformas Fixas para Geração de Energia Eólica Offshore. Monografia em Engenharia Naval e Oceânica. Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 64 p. 2018.

CRESWELL, J. Research design: Qualitative, quantitative, and mixed methods approaches. 3. ed. Thousand Oaks, CA: Sage, 2009.

DE LANGEN, P. W. Governance in Seaport Clusters. Maritime Economics & Logistics, v. 6, n. 2, p. 141-156, jun. 2004.

DANISH ENERGY AGENCY. Danish Experiences from Offshore Wind Development. Copenhagen: Danish Energy Agency, 2017. Disponível em: <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/offshore_wind_development_0.pdf>. Acesso em 04 set. 2019.

DANISH ENERGY AGENCY. Offshore Wind Farms and the Environment: Danish Experiences from Horns Rev and Nysted. Copenhagen: DEA, 2006. Disponível em: <https://naturstyrelsen.dk/media/nst/Attachments/havvindm_korr_16nov_UK.pdf.>. Acesso em 04 set. 2019.

DEMO, P. Metodologia do conhecimento científico. São Paulo: Atlas, 2000.

DRY CARGO INTERNATIONAL. "New opportunities opening up for Port of Esbjerg". Dry Cargo International. 29 mai. 2019. Disponível em: <https://www.drycargomag.com/new-opportunities-opening-up-for-port-esbjerg> . Acesso em: 01 nov. 2019.

ELKINTON, C.; BLATIAK, A.; AMEEN, H. Assessment of ports for offshore wind development in the United States. Califórnia: Garrad Hassan America, Inc., 21 mar. 2014. Disponível em: <https://bit.ly/2Nyixnb>. Acesso em: 05 out. 2019.

EPE Empresa de Pesquisa Energética. Roadmap Eólica Offshore Brasil: perspectivas e caminhos para a energia eólica offshore no Brasil. 2020. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R1.pdf>. Acesso em: 14 de abril de 2020.

ESTEBAN, M. D.; et al. Why offshore wind energy? Renewable Energy, v. 36, n. 2, p. 444-450, fev. 2011.

EUROPEAN UNION. Supply chain, port infrastructure and logistics study: for offshore wind farm development in Gujarat and Tamil Nadu. Fowind. União Europeia, jun. 2016. Disponível em: <https://bit.ly/2Q49RGQ>. Acesso em: 10 out. 2019.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. Wind in our Sails: The coming of Europe's offshore wind energy industry. Bruxelas: European Wind Energy Association, nov. 2011. Disponível em: <https://bit.ly/2q1JQx0>. Acesso em: 17 out. 2019.

EUROPEAN UNION. Supply chain, port infrastructure and logistics study: for offshore wind farm development in Gujarat and Tamil Nadu. Fowind. União Europeia, jun. 2016. Disponível em: <https://bit.ly/2Q49RGQ>. Acesso em: 10 out. 2019.

FALCÃO, V. A.; CORREIA, A. R. Eficiência portuária: análise das principais metodologias para o caso dos portos brasileiros. Journal of Transport Literature, v. 6, n. 4, p. 133-146, 2012.

FERREIRA, H. T. Energia Eólica: Barreiras a sua participação no setor elétrico brasileiro. Dissertação (Mestrado em Energia). São Paulo: Universidade de São Paulo, 2008.

GIL, A. C. Como elaborar projetos de pesquisa. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2002.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. "Reports". Global Wind Energy Council. S/d. Disponível em: <https://bit.ly/36PoMKX>. Acesso em: 20 out. 2019.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Wind Report 2018. Bruxelas: Global Wind Energy Council, abr. 2019. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf> . Acesso em: 10 out. 2019.

GONZÁLEZ, M. M.; TRUJILLO, L. Reforms and Infrastructure Efficiency in Spain's Container Ports. Transportation Research Part A Policy and Practice, v. 42, n. 1, p. 243-257, jan. 2008.

GREAT EASTERN ENERGY. "The first offshore wind farm in America". Great Eastern Energy. 2019. Disponível em: <https://www.greateasternenergy.com/energyblog/the-first-offshore-wind-farm-in-america/> . Acesso em: 10 out. 2019.

GREEN PORT HULL. "Job Roles in Offshore Wind". Green Port Hull. 2017. Disponível em: <https://greenporthull.co.uk/uploads/files/Job_Roles_in_Offshore_Wind.pdf>. Acesso em: 05 out. 2019.

GREEN PORT HULL. "Strategic location". Green Port Hull. 2019. Disponível em: <https://greenporthull.co.uk/about-green-port/strategic-location> . Acesso em: 05 out. 2019.

GUILLEN, P.; WETZLER, N.; ABSTOSS, N. Analysis of Maryland Steel Facilities for Sufficiency to Support Offshore Wind Energy Deployment. Maryland: Kinetik Partners, 12 dez. 2011. Disponível em: <https://bit.ly/33DG3Vm>. Acesso em: 05 out. 2019.

HAEZENDONCK, E. Essays on Strategy Analysis for Seaports. Leuven: Garant, 2001.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Danish Energy Agreement for 2008-2011. Dinamarca: IEA, 2011. Disponível em: <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/denmark/name24487-en.php>. Acesso em: 09 out. 2019.

INVEST HUMBER. "The Humber is generating more electricity from renewables than anywhere else in the UK". Invest Humber. 2019. Disponível em: <https://investhumber.com/growth-sectors/energy-renewables>. Acesso em: 05 out. 2019.

INVEST HULL. "Economy". Invest Humber. 2019a. Disponível em: <https://investhull.co.uk/why-hull/economy>. Acesso em: 05 out. 2019.

INVEST HULL. "Hull – the capital of the Humber region – is fast becoming the UK's leader in renewable energy". Invest Humber. 2019b. Disponível em: <https://investhull.co.uk/sectors/renewable-energy>. Acesso em: 05 out. 2019.

KEEDI, S.; MENDONÇA, P. C. C. Transportes e seguros no comércio exterior. 2. ed. São Paulo: Aduaneiras, 2003.

KURIAN, V. J.; NARAYANAN, S. P.; GANAPATHY, C. Towers for Offshore Wind Turbines. In: The 10th Asian International Conference on Fluid Machinery. Anais […]. AIP Conference Proceedings, Malaysia, (2010).

ØRSTED. "Hornsea One: Powering one million homes with green electricity". Ørsted. 2019a. Disponível em: <https://hornseaprojectone.co.uk/> . Acesso em: 05 out. 2019.

ØRSTED. "Offshore wind". Ørsted. 2019b. Disponível em: <https://orsted.com/en/Our-business/Offshore-wind>. Acesso em: 05 out. 2019.

ORTIZ, G. P.; KAMPEL, M. Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. V Simpósio Brasileiro de Oceanografia. Santos/SP: Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo, 2011.

PORT ESBJERG. Port Facilities 2017. 2017. Disponível em: <https://portesbjerg.dk/sites/default/files/files/documents/port_facilities_2017_1.pdf>. Acesso em: 01 nov. 2019.

PORT ESBJERG. Annual Report: Port of Esbjerg 2018. 2018. Disponível em: <http://portesbjerg.dk/sites/default/files/eh_arsberetning_2018_en_web.pdf> . Acesso em: 01 nov. 2019.

PORT ESBJERG. “History”. Port Esbjerg. 2019a. Disponível em: < http://portesbjerg.dk/en/about/history>. Acesso em: 01 nov. 2019.

PORT ESBJERG. “Land & Lease”. Port Esbjerg. 2019b. Disponível em: <http://portesbjerg.dk/en/business-area/land-and-lease>. Acesso em: 01 nov. 2019.

PORT ESBJERG. “Press”. Port Esbjerg. 2019c. Disponível em: <http://portesbjerg.dk/en/about/history>. Acesso em: 01 nov. 2019.

PORT ESBJERG. Port details & services. Set. 2019d. Disponível em: <http://portesbjerg.dk/sites/default/files/files/documents/port_facilities_2019.pdf>. Acesso em: 01 nov. 2019.

PORT OF VIRGINIA. Truck reservation system expansion and automated work flow data model. Port of Virginia, jun. 2017. Disponível em: <https://ops.fhwa.dot.gov/fastact/atcmtd/2017/applications/portofva/portofvaredacted.pdf>. Acesso em: 01 nov. 2019.

PWC. Unlocking Europe’s offshore wind potential: Moving towards a subsidy free industry. Amsterdam: PricewaterhouseCoopers B.V, 2017. Disponível em: <https://www.pwc.nl/nl/assets/documents/pwc-unlocking-europes-offshore-wind-potential.pdf> . Acesso em: 20 out. 2019.

MOSTAFAEIPOUR, A. Feasibility study of offshore wind turbine installation in Iran compared with the world. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, n. 7, p. 1722-1743, set. 2010.

RAMPION OFFSHORE WIND. “Photos – offshore construction”. Rampion Offshore Wind. Disponível em: <https://www.rampionoffshore.com/news/galleries/photos-offshore-construction/> . Acesso em: 01 nov. 2019.

TETRA TECH. Port and Infrastructure Analysis for Offshore Wind Energy Development. Boston: Massachusetts Clean Energy Center, fev. 2010. Disponível em: <https://bit.ly/2CtDk4V>. Acesso em: 05 out. 2019.

VAUGHAN, A. “Hull's Siemens factory produces first batch of wind turbine blades”. Tge Guardian. 01 dez. 2016. Disponível em: <https://www.theguardian.com/business/2016/dec/01/hull-siemens-factory-wind-turbine-blades>. Acesso em: 25 set. 2019.

VESTAS. “Company Profile”. MVH Vestas. 2019. Disponível em: < https://www.vestas.com/en/about/profile#!>. Acesso em: 30 set. 2019.

WADDEN SEAPORTS. “Port of Esbjerg”. Wadden Seaports. 2019. Disponível em: <https://www.waddenseaports.com/ports/port-of-esbjerg/> . Acesso em: 01 nov. 2019.

WIND EUROPE. A statement from the offshore wind ports. Bruxelas: Wind Europe, jun. 2017. Disponível em: <https://bit.ly/32BlkA6>. Acesso em: 05 out. 2019.

WIND EUROPE. “WindEurope Ports Platform visits Hull as ports take on expanded role in offshore wind”. Wind Europe. 07 mar. 2018. Disponível em: <https://windeurope.org/newsroom/news/windeurope-ports-platform-visits-hull-as-ports-take-on-expanded-role-in-offshore-wind/ >. Acesso em: 29 set. 2019

WIND EUROPE. Wind energy in Europe in 2018: Trends and statistics. Bruxelas: Wind Europe, fev. 2019c. Disponível em: < https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2018.pdf> . Acesso em: 05 out. 2019

WIND EUROPE. Wind energy in Europe in 2018: Trends and statistics. Bruxelas: Wind Europe, fev. 2019c. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2018.pdf>. Acesso em: 05 out. 2019

WINTER, P. “Siemens in Hull is expanding - this is the reason why”. Hull Live. 03 jan. 2019. Disponível em: <https://www.hulldailymail.co.uk/news/business/siemens-hull-expanding-reason-2385084>. Acesso em: 25 set. 2019.

WORLD PORT SOURCE. “Port of Hull”. World Port Source. 2019. Disponível em: <http://www.worldportsource.com/ports/commerce/GBR_Port_of_Hull_1001.php> . Acesso em: 05 out. 2019.

YIN, R. K. Case study research Design and methods. 2. ed. California: Sage Publications, 2003.

Modelagem da Fundação da base do aerogerador: Importância da eleição do tipo de elemento finito adotado no modelo matemático

Igor Otiniano Mejia (Doutor Engenharia Civil – PUC Rio de Janeiro. E-mail: iotinian@gmail.com)
Luana Meiry dos Passos Rimes (Engenheira Civil – UERJ. E-mail: luana.rimes@gmail.com)

ABSTRACT

The paper aims to report a comparison of modeling methodologies to more accurately determine the efforts that determine the reinforcement on the foundations of wind turbines to wind farms. After the analysis, it was observed the importance of checking the model geometry due to the type of finite element to then determine the strengthening element in the foundation block. It was found that the simplification of the real model (in solids) for Shell models generates responses in terms of greater deformations than the responses in the solid model.

Key world: Foundation of Aerogenerator, Finite element, Shell Model, Solid Model.

1 INTRODUÇÃO

Um dos temas mais relevantes nos projetos dos parques eólicos é o dimensionamento e construção das fundações dos aerogeradores. Estas fundações são comumente concebidas como blocos sólidos de concreto armado resistentes aos esforços de tombamento e deslizamento, dentre outros. Nos últimos anos a potência e dimensões dos aerogeradores cresceram rapidamente. Alguns anos atrás, projetar fundações para máquinas de potências 2MW, era o estado de arte; atualmente é uma tarefa comum projetos de máquinas com potências na ordem de 6MW. Como consequência do incremento gradual das cargas solicitantes, as fundações em concreto armado aumentaram o volume de concreto e as quantidades de aço de reforço inserido no concreto. Diante estes fatos, apresentamos uma comparação nas metodologias de modelagem usadas para determinar de forma mais acurada as tensões que determinam as armaduras de reforço nas fundações dos aerogeradores visando obter quantidades otimizadas.

Information Classification: General

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 Modelo em elementos Shell vs. Modelo em elementos Sólido

É tarefa dos engenheiros estruturais definir os critérios e parâmetros que devem ser usados no desenvolvimento dos modelos em elementos finitos; levando em conta o custo computacional, os elementos finitos sólidos frequentemente não são a melhor opção, motivo pelo qual geralmente modelos em elementos sólidos são descartados inicialmente. Atualmente as ferramentas computacionais e programas comerciais dispõem de muito "poder computacional" tornando viáveis, cálculos que décadas atrás não eram nem considerados. Aproveitando a capacidade de análise disponível, aprender quando um tipo de elemento finito pode ser adequado ou quando pode ser utilizado para validar um estudo é de grande importância.

Citando o caso dos reservatórios cilíndricos a de parede delgada, teoricamente a melhor aproximação seria feita com elemento sólido, pois elementos sólidos incluem tensões em todas as direções, em quanto Shell finos não consideram a tensão na direção perpendicular à superfície do elemento, em este caso em particular modelos em elementos tipo Shell são uma simplificação matemática válida do modelo real devido a que as tensões na direção perpendicular podem ser desprezadas.

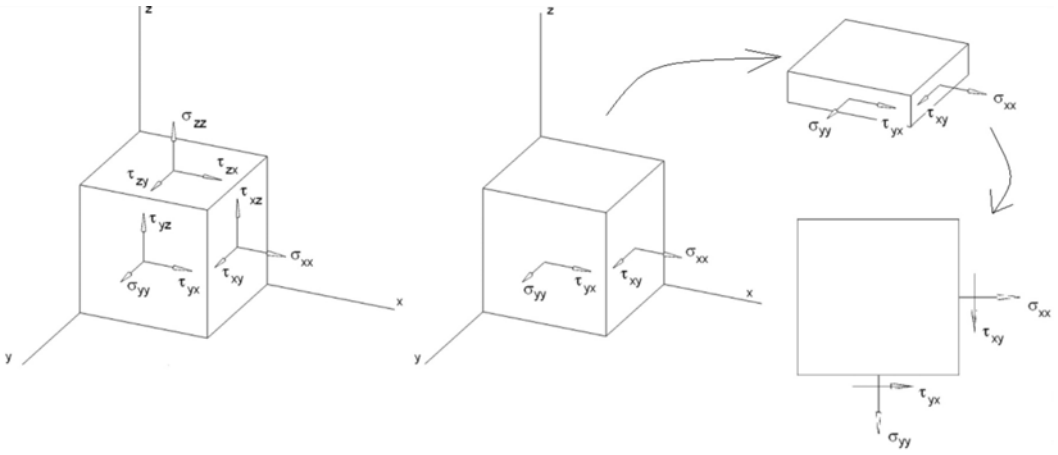


Figura 1 – Componentes das tensões em 2D e 3D.

Shell grossos (como vigas profundas) podem considerar as tensões através da espessura do Shell, na direção normal para a superfície do meio, e levar em conta deformações de cisalhamento transversal com certa precisão.

Seja h a espessura típica de um componente enquanto seu comprimento típico é

Information Classification: General

indicado por L. A relação espessura/comprimento (h/L), fornece algumas orientações sobre quando um tipo de elemento específico fornece uma melhor resposta para uma análise. Quando a relação h/L é grande a deformação por cisalhamento é muito importante e devem-se usar elementos finitos Sólidos.

Por outro lado, quando a relação h/L é muito pequena, a deformação de cisalhamento transversal não é não importante e elementos do tipo Shell podem ser a melhor escolha.

As faixas h/L sobrepostas para os três tipos de elementos contínuos são sugeridas na seguinte figura.

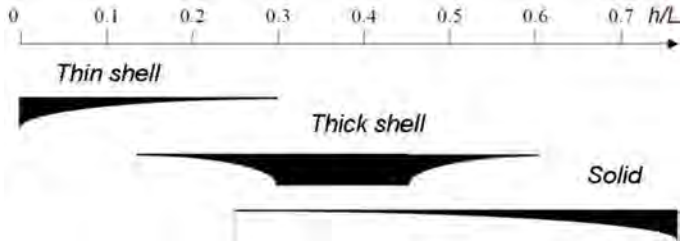


Figura 2 – Faixas de altura/largura segundo os tipos de elementos.

FONTE: Finite element analysis concepts via Solid Works J. Ed Akin 2009 Rice University

As espessuras das linhas sugerem aquelas regiões onde um tipo de elemento finito específico é geralmente considerado. Os intervalos sobrepostos sugerem onde um tipo de elemento finito pode ser usado para validar um resultado, com maior ou menor precisão dependendo da altura da projeção na vertical da figura no gráfico. Os cálculos de validação incluem as diferentes abordagens das condições de contorno e cargas requeridas por diferentes formulações de elementos.

Para o caso em particular das fundações de base de Aerogeradores geralmente temos a relação espessura/comprimento, h/L, superior a 0,55, quando nos referimos especificamente na parte da fundação onde o "*Anchor Cage*" é inserido no bloco de concreto, por este motivo é recomendável modelar estas fundações com elementos sólidos.

Nas figuras 3 e 4 são apresentados os modelos elaborados com ajuda do programa de análises estrutural SAP200 neste estudo para validar os temas descritos linhas acima.

Information Classification: General

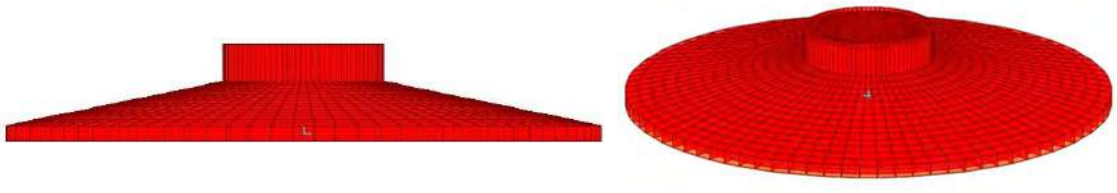


Figura 3 - Modelo em elementos tipo Shell.

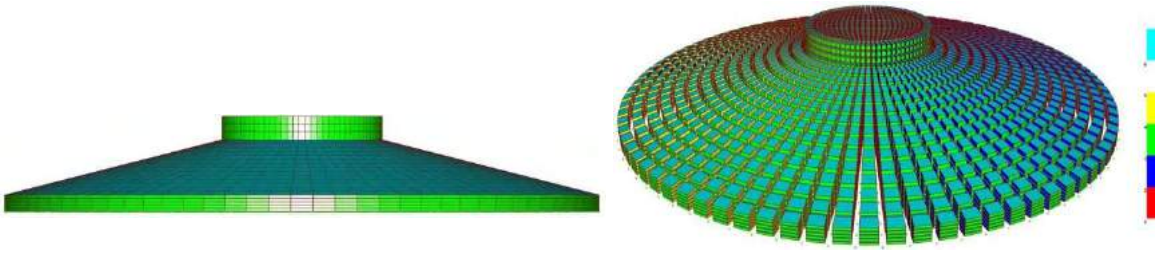


Figura 4 - Modelo em elementos tipo Sólidos.

2.2 Parâmetros e características dos modelos matemáticos

A geometria do bloco de fundação adotada neste estudo é apresentada na seguinte figura.

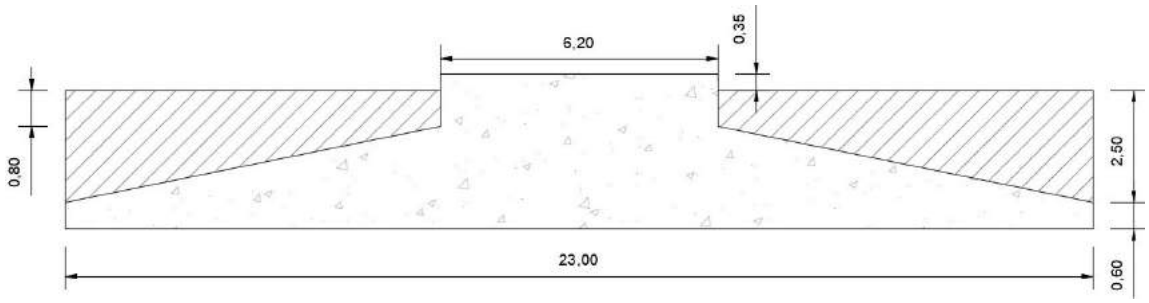
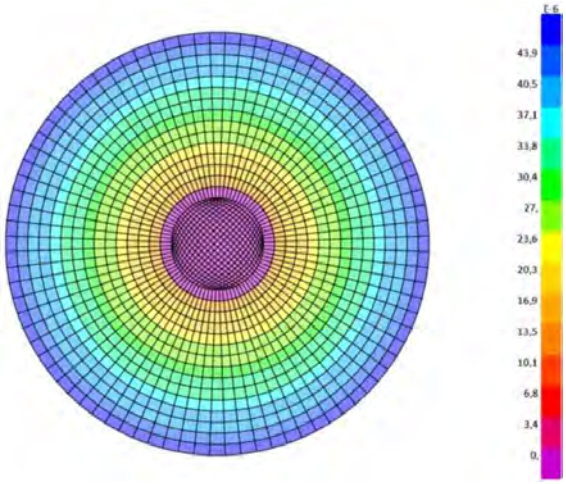


Figura 5 – Geometria da fundação do aerogerador.

O detalhe em hachura representa o material de aterro compactado considerado acima da fundação, este material é compactado até apresentar um peso especifico de 18 kN/m^3 e foi inserido nos modelos matemáticos como uma carga distribuída acima dos elementos de ambos modelos como indicado na figura 6.

Information Classification: General



$P_1 = h_1 * \gamma_1 = 2{,}5m \times 18\ kN/m3 = 45\ kN/m2$

$P_2 = h_2 * \gamma_2 = 0{,}8m \times 18\ kN/m3 = 14{,}4\ kN/m2$

Figura 6 - Distribuição do carregamento do aterro (N/mm²).

O concreto considerado no modelo atende a dois clases de concreto geralmente utilizados em este tipo de fundações, considerando a resistência à compressão, f_{ck} de 30MPa e 35MPa para o material indicado em cor vermelho e cor verde respetivamente como indicado na figura 7.

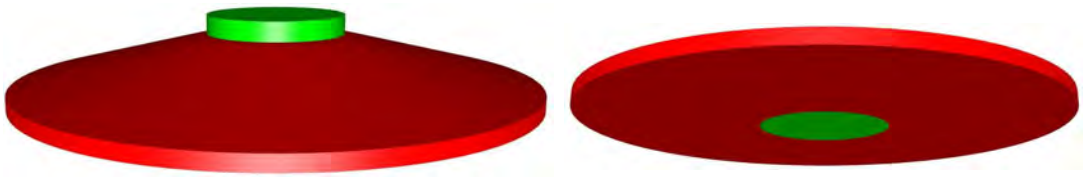


Figura 7 - Tipos de concreto usados na modelagem.

As cargas geradas pela incidência do vento no aerogerador foram utilizando elementos do tipo frame simulando o “anchor cage”, como apresentado na sequência.

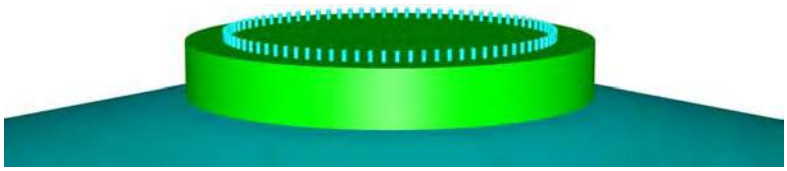


Figura 8 - Modelagem do “anchor cage”.

O solo de apoio foi considerado como molas verticais não lineares com rigidez unicamente à compressão e na direção horizontal foram consideradas molas lineares.

Information Classification: General

2.3 Comparação de deslocamentos no contato solo - bloco de fundação

Logo após concluir e ajustar os modelos é verificado que os deslocamentos no contato entre a fundação e o solo são maiores no caso do modelo desenvolvido com elementos Shell.

Na seguinte figura são apresentados os deslocamentos verticais em termos de intensidade de cor para o modelo em elementos Shell (lado esquerdo da figura 9) e elementos Sólidos (lado direito da figura 9).

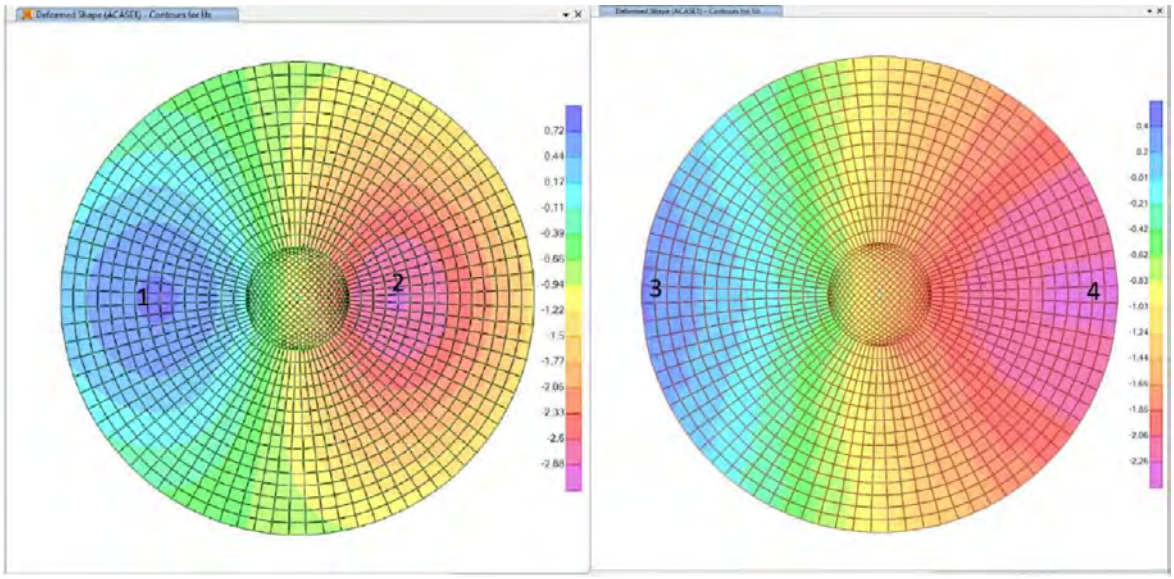


Figura 9 - Deslocamento vertical na fundação (mm.).

Para os modelos desenvolvidos para este estudo específico temos deslocamentos de levantamento de 0,72mm. (modelo em Shell, ponto 1 da figura 9) e 0,50mm. (modelo em sólidos, ponto 3 da figura 9). Esta analise verifica que o modelo em elementos sólidos tem uma distribuição mais homogênea de deslocamentos, quanto o modelo em elementos Shell apresenta concentrações mais notórias.

Na parte do solo da fundação em compressão temos deslocamentos de 2,88mm. (modelo Shell, ponto 2 da figura 9) e 2,36mm. (modelo em Sólidos, ponto 4 da figura 9) respetivamente para os modelos em elementos Shell e Sólidos.

Considerando que as deformações são proporcionais as tensões e que a matriz que contém as propriedades físicas do modelo da fundação do aerogerador é a similar para ambos os casos podemos afirmar que o modelo desenvolvido com elementos sólidos apresenta tensões menores.

Information Classification: General

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{12} \\ \varepsilon_{13} \\ \varepsilon_{22} \\ \varepsilon_{23} \\ \varepsilon_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/E & -\nu/E & -\nu/E & 0 & 0 & 0 \\ -\nu/E & 1/E & -\nu/E & 0 & 0 & 0 \\ -\nu/E & -\nu/E. & 1/E & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1/G & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1/G & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1/G \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{12} \\ \sigma_{13} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{23} \\ \sigma_{33} \end{bmatrix}$$

Figura 10 – Matriz de deformação em função à matriz de tensão.

Outro fato importante é que no modelo desenvolvido em elementos Sólidos permite representar melhor o fato do que as cargas são introduzidas pelo "*anchor cage*" na parte superior da fundação e leva as cargas até a parte inferior da fundação na parte de concentração da massa do concreto.

2.4 Tensões no modelo 3D

A diferença do modelo em elementos Shell, o modelo em elementos sólidos fornece informação da distribuição de tensões na altura dos elementos o que é de grande a ajuda para o engenheiro estrutural pois com esta informação a distribuição das armaduras de reforço no bloco de concreto pode ser otimizada.

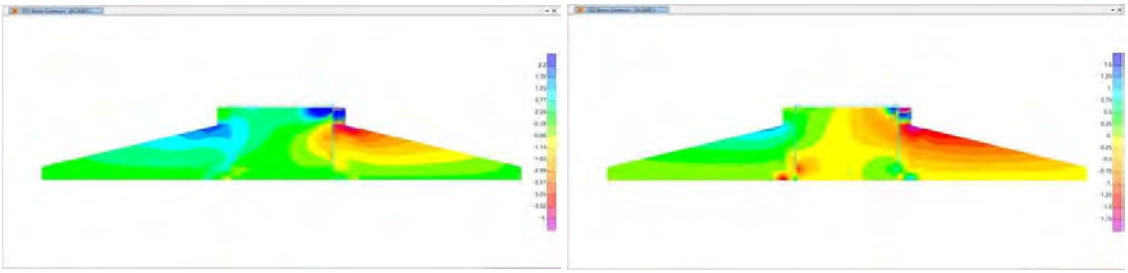


Figura 11 – Tensões S11 e S22 na seção meia do modelo (MPa).

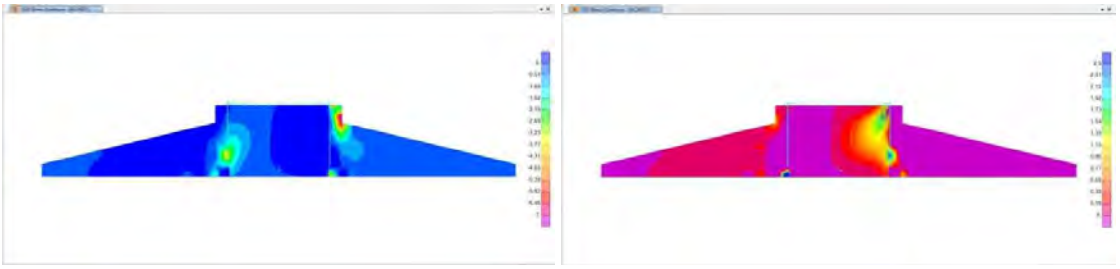


Figura 12 – Tensões S33 negativas e S33 positivas na seção meia do modelo (MPa).

É importante indicar que o modelo elaborado em elementos Sólidos requer de maior esforço computacional em comparação ao modelo em Shell, mas na atualidade este detalhe

Information Classification: General

não é um limitador. Por outro lado, quando tratamos com elementos sólidos é necessária uma integração de tensões nas seções em estudo para obter as forças axiais, cortantes e momentos que finalmente utilizamos para determinar as armaduras de reforço a se dispor na fundação de concreto.

3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

É importante analisar a geometria do modelo antes da eleição do tipo de elemento finito a usar no desenvolvimento do modelo.

Do mesmo modo do que a geometria, torna-se necessário avaliar os carregamentos e como serão inseridos no modelo matemático.

Devido ao que o modelo em sólidos apresenta os resultados em termos de tensões, é necessário integrá-las para obter as grandezas que precisamos para determinar as armaduras de reforço no bloco da fundação.

Podemos afirmar que a simplificação do modelo mais próximo do modelo real (modelo em sólidos) para modelos em Shell gera respostas em termos de deformações maiores do que as respostas no modelo solido, sendo assim as armaduras de reforço adotadas nos modelos simplificados estão sendo conservadoras.

Consideramos que uma adequada modelagem em elementos sólidos e apropriado pós processamento dos resultados gera uma otimização nas quantidades de armaduras de reforço utilizadas quando comparadas com as armaduras avaliadas com modelos em Shell.

4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Finite element analysis concepts via Solid Works J. Ed Akin 2009 Rice University

Robert D. Cook, **Finite Element Modeling for Stress Analysis** - 1995

CSI Analysis Reference manual for SAP2000 2019

Celso Romanel, **Tópicos Especiais em Geotécnica** Engenharia Civil - PUC-RIO 2008

Information Classification: General

PANORAMA HISTÓRICOS DO APROVEITAMENTO EÓLICO: MUNDIAL E BRASILEIRO

Yan Felipe de Oliveira Cavalcante

Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP)

RESUMO

Em 1860, durante a palestra intitulada de “Discoveries and Inventions” (Descobertas e Invenções), o Presidente Norte Americano Abraham Lincoln, afirma:

> “*Of all the forces of nature, I should think the wind contains the largest amount of motive power... As yet the wind is an untamed, unharnessed force, and quite possibly one of the greatest discoveries hereafter to be made will be the taming and harnessing of it*.”
>
> (LINCOLN, 1953, p. 441 - 442).

Lincoln acreditava na grande energia que o vento continha, que era feroz e acarretaria uma admirável descoberta o aproveitamento dela. Certamente ficaria encantando com a forma encontrada para “domar” o vento. A energia eólica é o aproveitamento da energia contida no vento, e convertida em energia cinética ou elétrica. A palavra eólica deriva do nome do deus grego Éolo, cuja o significado seja rápido.

Antes da invenção do motor a vapor e o uso da energia da queima do carvão, a força dos ventos é utilizada pela humanidade, usada para se locomover através de embarcações a vela, moer grãos e especiarias, bombear água, serrarias, extração de óleo de sementes, nozes e grãos, através de moinhos de vento. Mas somente nas últimas décadas a energia eólica tem sido usada para produzir eletricidade, sendo este um dos recursos energéticos renováveis mais abundantes na natureza.

OBJETIVO

Information Classification: General

O objetivo do trabalho apresentado neste artigo é fazer uma revisão histórica dos aproveitamentos eólicos mundial com foco no desenvolvimento de turbinas desenvolvidas através dos anos, e seu histórico em território brasileiro. O artigo apresenta uma visão geral de diferentes turbinas eólicas, dos moinhos de ventos aos modelos modernos e comerciais de eixo horizontal, e a implementação desta tecnologia em território nacional através de incentivos fiscais. Pretende-se apresentado o início do uso da energia dos ventos de maneira funcional ao desenvolvimento da robusta tecnologia implementada em larga escala atualmente, passando por cada um de seus avanços, até seu incorporação ao SIN. Essa abordagem permite uma simplificação a história desta tecnologia e auxiliar um o entendimento do passado para compreender o presente e idealizar o futuro.

PANORAMA HISTÓRICOS MUNDIAL

Embora a indústria moderna das turbinas eólicas tenha iniciado na década de 1970, conforme apresentado mais a frente, o princípio básico da turbina eólica foi estabelecido anteriormente. O uso do vento era utilizado anteriormente para transporte em embarcações, logo a adaptação desta tecnologia para reduzir esforços para moer grãos era consequência tecnológica.

Alguns historiadores relatam a possibilidade do uso de moinhos de ventos no Egito, a cerca de 3.000 anos, entretanto não possuem provas para sustentar esta teoria. Entretanto, Heron de Alexandria foi o primeiro a referencias um equipamento que realizava a conversão da energia do vento para acionar um instrumento musical, na Grécia, mas existem discussões a respeito da veracidade de tal registro (SHEPHERD, 1990; MANWELL *et al*., 2009; WOODCROFT, 1851).

Em 1700 a. C., o rei Hamurabi, do Império Babilônico, utilizava um sistema de irrigação movido a energia eólica nas planícies da Mesopotâmia. E para moer grãos, era utilizado moinhos de vento do tipo Sistão, que possui esse nome por se localizar na região de mesmo nome atualmente (SHEPHERD, 1990; GOLDING, 1976; BRASIL, 2017).

Information Classification: General

Entretanto, a hipótese mais aceita é que os primeiros moinhos de ventos foram desenvolvidos de maneira bem simples e com baixa eficiência, tendo suas dimensões limitadas pelo material disponível, entre os anos 700 e 900, na antiga Pérsia. Atuavam com eixo de rotação vertical, as pás eram velas de tecido fixadas por molduras de madeira ligas diretamente ao eixo, e atuavam pela força de arrasto exercida pelo ventos sobre as velas, consequentemente movimentando o eixo central. Utilizada para moer grãos, conseguindo moer uma tonelada de grãos em 24 horas, equivalente a um motor de 16 HP (SHEPHERD, 1990; MANWELL *et al*., 2009; RAGHEB, 2017).

Nos séculos que se seguiram, essa tecnologia se espalhou, através da rota de comercio estabelecida entre a Europa e o Oriente Médio. Na China, durante a dinastia Ming, os moinhos de vento tornaram-se muito utilizados. Eles tinham palhetas como a vela de pano de veleiros chineses e eram usadas principalmente para acionar bombas d'água (ZHANG, 2008; SHEPHERD, 1990).

Com a chegada da tecnologia dos moinhos de vento na Europa, tornaram-se os principais impulsionadores para moer grãos, bombear água, extrair óleo de sementes e serrar madeira para construção (RAGHEB, 2017; MANWELL *et al*., 2009).

A maneira que ocorreu a transição de moinhos com eixo vertical para horizontal é considerada um mistério, mas se supõem que a evolução se deu conforme o uso da energia do vento para transporte marinho, com o uso das velas. Outros consideram que é inspirado nas rodas d'água (SHEPHERD, 1990; MANWELL *et al*., 2009).

Mas o primeiro moinho de eixo horizontal é datado de 1191, possuindo altas estruturas em relação ao seu antecessor, nas quais as velas giravam em ângulo reto em relação ao solo. Por ser mais eficiente que os moinhos com eixo vertical, foi amplamente adotado na Europa. (RAGHEB, 2017; JOHNSON, 2006).

Entretanto, essa alteração na configuração representou três grande desafio de engenharia da época. A transmissão de energia do eixo do rotor horizontal para uma eixo na vertical, mas com o conceito de engrenagem dentada antes

Information Classification: General

utilizadas em roda d'água foi a maneira para contornar este desafio (SHEPHERD, 1990).

Outros dois grandes desafios são, como colocar o moinho sempre contra o vento, para isto os moinhos eram desenvolvidos em torno de um eixo central, que era possível deslocar toda a estrutura para a direção desejada. E por fim, parar o moinho quando necessário, assim foram desenvolvidos sistema de freios de fricção na roda dentada, e o moinho era posicionado de maneira paralela ao vento (SHEPHERD, 1990).

Segundo Ragheb (2017), a Holanda adotou a utilização dos moinhos convencionais, de eixo horizontal, para drenar lagos, e futuramente pântanos. Os moinhos holandeses alcançam dimensões de aproximadamente 29 metros de diâmetro. Sendo que no século XVI, havia mais de dois mil moinhos operando.

No meado da década de 1700, com a imigração, os colonos holandeses trouxeram sua expertise com o uso da energia eólica para América. Então em 1800 com a necessidade de bombear água, foi desenvolvido o princípio das turbinas eólicas, o moinho multipás (*multibladed*). Possui um alto torque e eficiência suficiente para a finalidade desejada (JOHNSON, 2006; FERRER, 2019).

O inglês John Smeaton, no século XVIII, desenvolveu as três regras de proporcionalidade básicas dos moinhos de ventos, que ainda são aplicados atualmente. A da velocidade da ponta da pá é com a velocidade do vento. O torque máximo é proporcional a velocidade do vento ao quadrado. E da potência máxima com a velocidade do vento ao cubo (MANWELL *et al*, 2009).

Entre os séculos XVI e XVIII pesquisas sobre aerodinâmica obtiveram grandes avanços. Leonardo da Vinci, Galileu Galilei, John William Strutt (Lorde Rayleigh) e Isaac Newton, contribuíram para a compreensão da relação entre a resistência e a área de superfície de um objeto exposto ao fluxo e a densidade (BILSTEIN *et al*, 2018).

O primórdio da relação entre pressão e velocidade foi desenvolvido pelos matemáticos Daniel Bernoulli e Leonhard Euler. O barão inglês, George Cayley,

Information Classification: General

observou que pássaros e suas assas, e constatou que objetos com uma concepção arqueada ou curvada geraria maior sustentação do que uma plana, devido o padrão de fluxo não simétrico, permitindo que as partículas do fluido acelerem sobre a superfície superior e desacelerem sobre a superfície inferior. E conforme o Teorema de Bernoulli descreve, há uma diminuição na pressão do ar acima da objeto arqueado e um aumento abaixo dela, essa diferença que produz uma força de sustentação que gera o movimento (MCCORMICK, 1995; BILSTEIN *et al*, 2018).

Em 1871, foi desenvolvido o primeiro túnel de vento, pelos engenheiros britânicos Francis H. Wenham e John Browning. Que posteriormente foi aperfeiçoado por Horatio Phillips. Sendo essas pesquisas e descobertas de profundo impacto nos estudos do aproveitamento da energia eólica para geração de energia (BILSTEIN *et al*, 2018).

Após o engenheiro belga Zénobe T. Gramme, apresentar o Anel de Gramme, considerado o primeiro gerador a produzir energia em escala comercial para a indústria, na Academia de Ciências em Paris, no ano de 1871, foi aberto um novo cenário para o uso das máquinas eólicas, assim nos anos subsequentes surgindo diversas evoluções (KOSOW, 1982; EniSchool, 2017).

No ano de 1887 existem diversos relatos a respeito do desenvolvimento do primeiro aerogerador de energia eólica. EniSchool (2017) apresenta que o francês Duc de La Peltrie construiu o primeiro aerogerador na Europa para a produção de energia.

Price (2005), apresenta que também em 1887, o escocês James Blyth, desenvolveu um aerogerador de 10 metros de altura para converter a energia eólica em energia elétrica, com o intuito de alimentar a iluminação de sua residência, o qual não foi bem aceito por seus contemporâneos, por considerar a eletricidade algo vil (BREEZE, 2016).

Charles F. Brush, no mesmo período, utilizando a tecnologia da multipás, desenvolveu um aerogerador com 18 metros de altura, 17 metros de diâmetro e com 144 pás, que gerava uma potência de 12 kW (BURTON *et al*, 2011; BRASIL, 2017; MANWELL *et al*, 2009).

Information Classification: General

A Dinamarca, foi o primeiro país a usar o vento para geração de eletricidade, utilizando mais de 100 turbinas eólicas com uma capacidade média de 25 kW, construído por Poul La Cour, entre os anos de 1891 e 1918 (JOHNSON, 2006; MANWELL *et al*, 2009).

Os aerogeradores eram muito utilizados em áreas remotas, sem acesso a eletricidade para equipamentos de baixa voltagem, como rádios e luzes. Contudo, a baixa eficiência dos aerogeradores para geração de eletricidade, e o acesso as linhas de transmissão e distribuição, tornou a tecnologia obsoleta (JOHNSON, 2006; BURTON *et al*, 2011).

Entretanto o engenheiro Palmer Cosslett Putnam, em 1941, projetou uma aerogerador com rotor de aço, 53 metros de diâmetro e potência de 1250 kW, desenvolveu juntamente com a S. Morgan Smith Company, a turbina eólica Smith-Putnam. Está notável máquina foi a maior turbina por 40 anos e conectada à rede de Vermont, EUA (ANDERSEN *et al*, 1980; BURTON *et al*, 2011; BRASIL, 2017; JOHNSON, 2006).

Nos anos seguintes houve o investimento em pesquisas para o aproveitamento da energia do vento em diferentes países, entretanto o custo da geração de energia através de carvão e petróleo era menor, assim os aerogeradores entravam em desuso e paulatinamente eram abandonados. Até o aumento drástico do preço do petróleo na década de 70 (BURTON *et al*, 2011; BRASIL, 2017; JOHNSON, 2006).

Embora o movimento ambientalista tenha ajudado na promoção do setor eólico em diversos países, o maior salto de desenvolvimento se deu com o marco da primeira crise do petróleo, na década de 70, que o preço do barril de petróleo saiu de US$ 3,00 para US$ 12,00 no início da década, chegando a US$ 40,00 no final (BURTON *et al*, 2011).

Esse fator obrigou os países consumidores do hidrocarboneto a buscar alternativas para seu gargalo energético, passando a incentivar programas de desenvolvimento de fontes de geração de energia e eficiência energética. Havendo diferentes programas de financiados pelo governo dos EUA,

Information Classification: General

programas semelhantes foram realizados no Reino Unido, Canadá, Alemanha e Suécia (BURTON *et al*, 2011; BRASIL, 2017).

No início da década de 70, o Conselho Nacional de Pesquisa do Canadá investiu esforço no desenvolvimento de uma turbina Darrieus, em 1974, os Laboratórios Sandia construíram uma turbina de cinco metros de diâmetro. E no ano de 1987, a margem do lago Lawrence foi instalada a turbina de eixo vertical do tipo Darrieus, conhecida como Éole, de 4 MW, com altura de 96 metros e diâmetro de 64 metros. Que ficou em operação até o ano de 1993, por falha em seu rolamento principal, desde então se tornou um monumento a energias renováveis (JOHNSON, 2006; BREEZE, 2016).

Os Estados Unidos, sob a administração do presidente Jimmy Carter, deram início ao seu Programa Federal de Energia Eólica em 1972, com financiamento da Fundação Nacional da Ciência (*National Science Foundation* – NSF) e mais tarde do Departamento de Energia dos Estados Unidos (*United States Department of Energy* – DOE), justamente com Administração Nacional da Aeronáutica e Espaço (*National Aeronautics and Space Administration* - NASA), investiram em treze diferentes projetos de turbinas eólicas, com prioridade em turbinas de grande porte. O objetivo que a energia eólica fosse desenvolvida para ampliar as opções energéticas para geração em grande escala (ANDERSEN *et al*, 1980; JOHNSON, 2006; MANWELL *et al*, 2009).

Aplicando os conceitos aerodinâmicos desenvolvidos, um aerogerador usando como modelo a turbina Smith-Putnam, com duas pás e o diâmetro de 38 metros, e capacidade de 100 kW, foi desenvolvido o MOD-0. Foi projetado para atuar contra o vento com velocidade constante a 40 RPM (JOHNSON, 2006; ANDERSEN *et al*, 1980).

O MOD-0 apresentou um desempenho razoável e forneceu uma boa base de experiência para projetar turbinas maiores e melhores. Este modelo chegou a produzir uma potência média de 178 kW nas primeiras 573 horas de operação (ANDERSEN *et al*, 1980; JOHNSON, 2006).

A *General Electric Company* (GE), foi a contratada para projetar, fabricar e instalar o MOD-1. Entretanto o projeto apresentava ser mais pesado e caro que

Information Classification: General

seu antecessor, por esses fatores seria mais difícil ter um preço competitivo (JOHNSON, 2006).

Seu peso extra se dá por diversos fatores de projetos como torre rígida, espaços excessivamente grandes na área do cubo, entre outros. Apesar disso foi desenvolvido um protótipo, que gerou muitas vibrações, oscilando as janelas de residências das proximidades. Por outros problemas operacionais e redução do financiamento, este modelo não deu prosseguimento (JOHNSON, 2006).

O modelo seguinte, MOD-2, incorporou todo o conhecimento obtido. Com o cubo a 61 metros do solo, duas pás com diâmetro de 91,5 metros, o vento incidia contra as pás e com potência de 2500 kW. Sua concepção cilíndrica foi considerada mais econômica que os demais modelos (JOHNSON, 2006).

Muitas pesquisas foram desenvolvidas a partir desses programas de pesquisa, no entanto turbinas de pequena escalas para uso residencial obtiveram melhores resultados. Sendo que a Califórnia instalou diversos pequenos aerogeradores de até 100 kW (BURTON et al, 2011).

Então no final da década de 70, o conceito de turbina dinamarquesa com o uso de três pás a favor do vento, foi considera uma grande evolução nas turbinas eólicas, marcando o início da produção em massa de grandes turbinas eólicas, que para os padrões atuais são consideradas pequenas. (IRENA, 2018; BURTON *et al*, 2011).

Um grande incentivador do desenvolvimento das turbinas eólicas foi a Lei de Política de Serviços Públicos de 1978 nos EUA, permitindo que os parques eólicos se conectassem a rede e pagando o “custo evitado” gerado pelas turbinas. Além de incentivos fiscais àqueles que instalaram turbinas eólicas (MANWELL *et al*, 2009).

A empresa Norte Americana FloWind, foi considerada uma das maiores desenvolvedoras de VAWT nos anos 80, instalando mais de 500 turbinas Darrieus pelo estado da Califórnia, alcançando 95 megawatts instalados. Entretanto por uma falhas nas juntas do rotor, resultante da fadiga das pás, reduzindo a confiabilidade na turbina. Ao final dos anos 90, a FloWind possui um

Information Classification: General

decimo das turbinas que teve em seu ápice em 1987, levando ao sucateamento das turbinas e a remoção destas (GIPE, 2009).

A turbina MOD-5, foi desenvolvida em 1987, sendo projetada por duas empresas diferentes, GE e Boeing, com dimensão do rotor de 128 metros e potência nominal de 7,2 MW, sendo considerada a maior turbina em operação do mundo na época, reduzindo o preço da energia dos seus antecessores em 25% (JOHNSON, 2006; BRASIL, 2017).

Em meado dos anos 80, no auge do desenvolvimento das turbinas eólicas, foi finalizado os programas de incentivo e pesquisas pelo governo americano. Johnson (2006) e Manwell et al (2009), apresenta alguns fatores que impulsionaram a desaceleração do desenvolvimento tecnológico eólico:

- O custo benéfico do investimento em pequenas turbinas eólicas;
- O desinteresse da NASA sobre o desenvolvimento de pesquisas no tema;
- Incentivos fiscais retirados pela administração de Ronald Reagan no início dos anos 80;
- A redução de cerca de 70% do preço do barril de petróleo;
- E a descobertas de novas reservas de gás natural nos Estados Unidos, ocasionando o barateamento do o custo da energia fóssil.

Assim com a falta de incentivo governamentais, e a baixa do preço de produtos petrolíferos, muitos fabricantes deixaram o setor.

Na década de 90 surgiu um novo e singelo estímulo para o desenvolvimento das turbinas eólicas, a conscientização ambiental e a luta para reduzir o consumo de combustíveis fosseis. Assim, Vindeby *Offshore Wind Farm* foi o primeiro parque eólico offshore do mundo em 1991, com onze turbinas de 450 kW a três quilômetros da costa da Dinamarca (BURTON *et al*, 2011).

Entretanto ainda na década de 90 as turbinas comerciais não tinham alta eficiência, com potência média de 225 quilowatts, mas com a evolução tecnológica, no começo do século XX, elas haviam crescido em uma proporção de dez vezes (HEMAMI, 2012).

Information Classification: General

Em 2006, com o aumento do preço do petróleo, preocupação sobre segurança energética e iniciativas para combater as alterações climáticas, como protocolo de Quioto ter entrado em vigor no ano anterior, foram incentivos para uma revolução pouco divulgada da energia eólica nos anos de 2008 e 2009, com crescimento de 29% em relação ao início do século (IRENA, 2018; BURTON *et al*, 2011; HEMAMI, 2012).

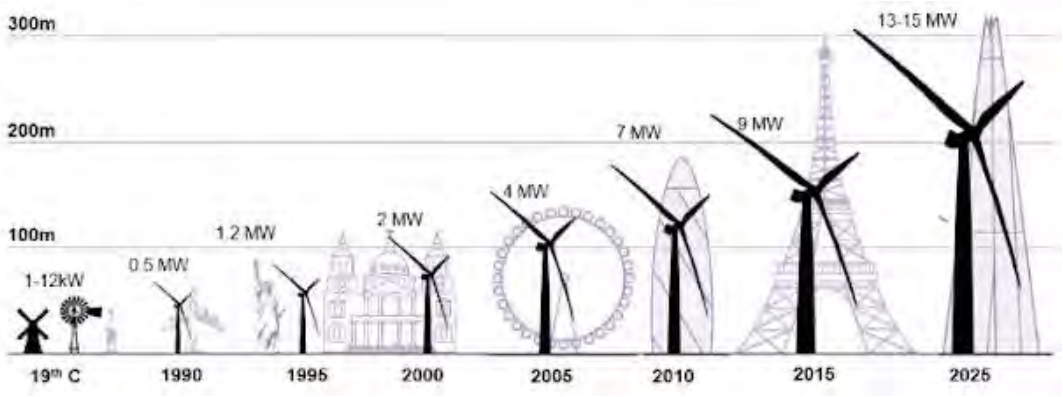


Figura 1 - Evolução das turbinas eólicas (Fonte: LIEBREICH, 2017).

Com a evolução da tecnologia, como aumento da altura e área varrida pelas pás, aumento dos fatores de capacidade. A queda do custo dos preços de projeto, fabricação, instalação e manutenção e associado a política energética e ambientais, acarretou um expansão no mercado eólica a ser explorado (IRENA, 2018).

Os principais fabricantes de turbinas eólica praticamente dobraram o número de modelos em seu portfólio desde 2010. Entretanto os principais avanços tecnológicos estão relacionados ao aumento da potência das turbinas, que estão relacionadas a sua localização, sendo onshore ou offshore, e a alturas da turbina e a áreas varridas. Sendo grandes desafios da engenharia, pois quanto mais alto estiver a turbina, ela sofre esforços de ventos mais velozes, nas pás e na torre, exigindo projetos estruturais diferentes. Além do avaliar perfis de pás para maior desempenho e limitando os impactos gerados, como o acústico (IRENA, 2018).

Information Classification: General

PANORAMA HISTÓRICO BRASILEIRO

Pela busca em diversificar sua matriz energética desde a crise energética na década de 70, um dos principais motivadores para os incentivos às fontes alternativas era o baixo impacto ao meio ambiente. No Brasil, as discussões em questão iniciaram no final da década de 90. Elas derivavam pelo fato de o mercado não precificar corretamente o benefício para a sociedade dessas fontes, e falhas de mercado para indústria nascente e para restrições concorrenciais.

A energia eólica teve seu início no Brasil no ano de 1992, de uma parceria entre a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) e o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), através do financiamento do instituto de pesquisas dinamarquês Folkecenter. A turbina eólica, de 225 KW, entrou em funcionamento no arquipélago de Fernando de Noronha, no estado de Pernambuco, sendo a primeira em operação comercial na América Latina (ANEEL, 2005; FEIROSA, 2014).

Mesmo apresentando um grande potencial eólico, o Brasil encontrou barreiras a serem ultrapassadas para que deixasse a figura de potencial e se tornasse plenamente utilizável.

Com o geração de energia elétrica advinda majoritariamente de hidrelétrica, cerca de 80% da demanda energética. E no início ano 2001, uma grande seca acarretou uma grave crise energética e subsequentemente econômica, que foi batizada de “apagão” (FEIROSA, 2014; ZAPAROLLI, 2019).

Alguns instrumentos foram adotados como forma de tornar não somente rentável, mas de abrir espaço para esta nova fonte de geração de energia. O Proeólica (Programa Emergencial de Energia Eólica), resolução GCE nº 24, de 5 de julho de 2001, foi uma iniciativa mal sucedida de implementar uma fonte energética de rápida implementação por conta da crise energética, tendo como objetivo a contratação de 1.050 MW até o ano de 2003 (ZAPAROLLI, 2019).

A política energética brasileira tem buscado dispor de infraestrutura eficiente e integradora do território, com redução de desigualdades regionais. A fim de alcançar segurança do suprimento de energia elétrica, modicidade tarifária e

Information Classification: General

inserção social no setor elétrico foram desenvolvidos programas de incentivos, como o PROINFA.

O programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, denominado PROINFA, foi instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para priorizar a geração a partir das fontes eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e biomassa. Tratou-se de contratação obrigatória de até 3.3 GW de capacidade a partir das fontes alternativas pela Eletrobrás, com contratos de 20 anos, distribuídos equitativamente entre as três fontes (BRASIL, 2009).

O PROINFA é baseado em leilões competitivos de quantidade fixa de energia com preços estipulados, assim o governo que decide quanto ira compra de energia e qual o preço. Sendo considerado o incentivador do desenvolvimento da indústria energética eólica, que era a mais incipiente e cara que as fontes energéticas tradicionais, como a hidrelétrica, o gás natural e outros, sendo grande relevância até o ano de 2012 (FEIROSA, 2014; LAGE e PROCESSI, 2013).

A contração ocorreu por meio de duas chamadas públicas, permitida a participação de consórcios e de fabricantes de equipamentos, exigido o mínimo de 60% de conteúdo nacional. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) através do Financiamento de Máquinas e Equipamentos (Finame), financiou os empreendimentos do Proinfa (BRASIL, 2009; ZAPAROLLI, 2019).

No ano de 2007, a energia eólica começou a participar dos leilões, no 1º Leilão de Fontes Alternativas (LFA), entretanto, não obteve êxito, e saiu sem nenhum contrato de geração de energia, pois não possuiu o menor preço dentre as opções apresentadas (LAGE e PROCESSI, 2013).

Mas os parques eólicos se tornaram competitivos a partir do ano de 2009, quando houve o primeiro leilão exclusivo para fonte eólica, no 2º Leilão de Energia de Reserva (LER), contratando 1,8 GW, acarretando a queda no preço da energia. No ano de 2011 a fonte eólica participou do leilão geral de energia (BRASIL, 2017; ZAPAROLLI, 2019; FEIROSA, 2014; LAGE e PROCESSI, 2013).

Information Classification: General

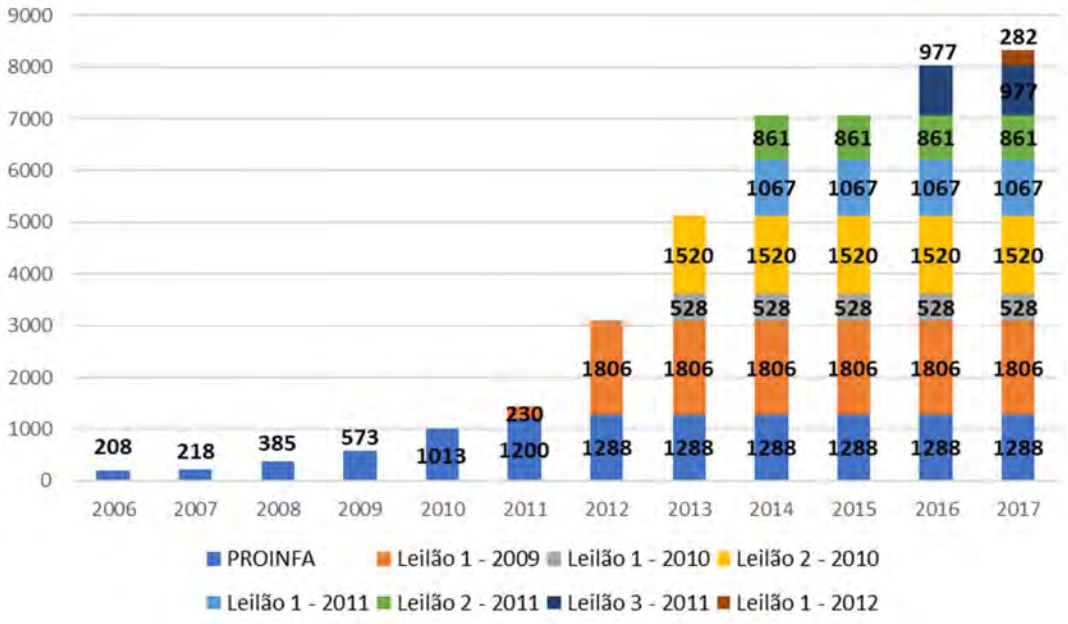


Gráfico 1 - Evolução da capacidade eólica instalada do Brasil sob o programa PROINFA e Leilões (Adaptado: FEIROSA, 2014)

Devido a esses fatores, além de incentivos fiscais, nos últimos anos, o que se viu foi um aumento substancial na capacidade instalada eólica no Brasil, uma média de 20% ao ano nos últimos 5 anos, fazendo com que o país seja hoje o oitavo país do mundo neste quesito, com aproximadamente 15 GW em aerogeradores, valor próximo a da hidrelétrica de Itaipu. Deste total, mais de 80% estão localizados na região Nordeste do país (ABEEÓLICA, 2018; GANNOUM e SAAB, 2019).

No Brasil, a geração eólica tem batido sucessivos recordes quando se considera o atendimento da demanda nacional por energia elétrica, comumente durante o mês de setembro, mês onde ocorre a maior geração sazonal de energia eólica no Brasil (ONS, 2018).

No ano de 2016, o Brasil passou o Canadá em participação de geração de energia eólica, se tornando o 7º maior país em capacidade instalado do mundo, e sendo o país com maior fator de capacidade, superior a 40% (BRASIL, 2017).

Information Classification: General

Segundo a Trigueiro (2019), o Brasil possui atualmente 601 parques eólicos, com a capacidade instalada de 15.088 MW, sendo que aproximadamente 150 parques (25%) se encontram no estado do Rio Grande do Norte (RN) com a maior capacidade instalada e seguido pela Bahia (BA) com cerca de 25% dos parques, e outros estados q se destacam são o Ceará (CE), Rio Grande do Sul (RS) e Piauí (PI) (ABEEólica, 2018).

O Brasil apresenta um dos maiores fatores de capacidade do mundo, atingindo picos superiores a 70%, e com média de 42,2%, e o fator de capacidade média mundial de 24,7%. A região que concentra o maior fator capacidade médio, é o Nordeste (NE) brasileiro, sendo Maranhão (50,7%), Pernambuco (47,8%), Bahia (46,2%), Piauí (44,3%) e Rio Grande do Norte (42,0%), os estados com o maior fator (ABEEólica, 2019; BRASIL, 2017)

Entretanto, o Brasil teve a redução de 38% no custo de instalação de parques eólicos desde 1991, entretanto esse é considerada uma redução muito baixa se comparada a de outros países, havendo uma redução média de aproximadamente 50%, e EUA e Índia se destacando com reduções próximas a 70% no mesmo período. A média do custo instalado no Brasil é de US$ 1.994/kW (IRENA, 2018).

Mas as perspectivas para investimento em energia eólica no Brasil, para os próximos anos, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), aumentar a capacidade instalada para 25,8 GW, que irá corresponder com aproximadamente 13% da matriz energética brasileira, e o subsistema Nordeste tem a previsão de crescimento de 9.460 MW, por ser uma região com alto potencial eólico e fator de capacidade (BRASIL, 2017).

Esta expansão é motivada para suprir a demanda por energéticos e além de manter o caráter renovável da geração de energia elétrica brasileira. Um aspecto importante é que um terço de todo o investimento previsto será destinado a fonte eólica. Em destaque está o subsistema Nordeste que terá um investimento de aproximadamente R$ 50 bilhões até 2026 (BRASIL, 2017).

Além do caráter disperso dos parques eólicos no Brasil, por se concentrar na região Nordeste e Sul, o tempo de licenciamento e construção é menor do que

Information Classification: General

o dos empreendimentos de grande porte, o que impõe desafios ao planejamento da transmissão, cujo licenciamento, não raro, pode ser mais longo do que o da geração eólica.

Diante do crescimento acentuado de contratação de energia eólica no Brasil, com significativa predominância na região Nordeste, se faz necessário o adequado dimensionamento da capacidade de exportação dessa região, a fim de escoar a energia já contratada, bem como prover de folga o sistema elétrico de transmissão para a conexão de novos empreendimentos. É previsto um aumento da exportação de energia elétrica em cerca de 6.000 MW da região Nordeste para a região Sudeste (BRASIL, 2017).

Com o desenvolvimento da indústria eólica brasileira ao longo dos anos e seu potencial eólico promissor atraíram diversos investidores do mercado mundial para investir. Destaca-se que não existe a exploração de energia eólica offshore no Brasil, que possui fator de capacidade superior ao onshore. Assim se tornando um país promissor em investimento no mercado onshore e offshore nos anos vindouro.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, conseguimos analisar de maneira geral o desenvolvimento da turbina eólica, desde sua concepção como moinho de vento, e enfatizar o processo que sofreu até chegar ao tempo presente e seu uso para obter energia dos ventos.

Sendo uma tecnologia que causou um grande impacto social, melhorando a qualidade de vida dos povos e trabalhadores agrícolas que a utilizaram. É possível contatar que após a revolução industrial o usos das turbinas eólicas para moer grãos ou bombeamento de água foram modernizados, dando espaço para turbinas com função de geração de energia.

Entretanto o motor a vapor e o a combustão reduziram sua utilização por consequência seu desenvolvimento. Contudo, atualmente, estamos adentrando em uma terceira revolução industrial, considerada a Era do Baixo Carbono; e a

Information Classification: General

energia eólica está sendo reinventada para ajudar a suprir a necessidade, sendo assim se faz necessário conhecê-la para desenvolvê-la.

Por fim, atualmente poucas turbinas eólicas sejam utilizadas com sua função original, muitas atualmente têm a função de adornas as paisagens e lembrar dos grandes avanços que sofreram.

AGRADECIMENTOS

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela concessão da bolsa de estudo, tornando possível a produção deste trabalho.

Aos Professores da Universidade de São Paulo por ser parte fundamental da minha formação, em especial ao Professor Dr. Demetrio Cornilios Zachariadis sou grato pela competência e auxílio de boa vontade.

Por fim, ao Programa de Pós-Graduação em Energia (PPGE) do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP) pelas oportunidades e experiencias oferecidas.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. **Energia Eólica: Os bons ventos do Brasil**. ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica, 2018.

ANDERSEN, T. S., BODENSCHATZ, C. A., EGGERS, A. G., HUGHES, P. S., LAMPE, R. F., LIPNER, M. H., SCHARNHORST, J. R. **Mod-OA 200 kW Wind Turbine Generator Design and Analysis Report**. National Aeronautics and Space Administration – NASA, 1980. Disponível em: <https://ntrs.nasa.gov/archive/nasa/casi.ntrs.nasa.gov/19810019978.pdf>. Acesso em 01 jul. 2019

ANEEL. **Atlas da energia elétrica do Brasil**. Agência Nacional de Energia Elétrica, Ed. 2. Brasília: ANEEL, 2005.

Information Classification: General

BILSTEIN, R. E. CROUCH, T. D. BOYNE, W. J. **History of flight**. Encyclopedia Britannica, inc., 2018. Disponível em: <https://www.britannica.com/technology/history-of-flight>. Acesso em: 13 jun. 2019.

BRASIL. **Energia Eólica no Brasil e Mundo: Ano de referência - 2016**. Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/15+-+Energia+E%C3%B3lica+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2016+%28PDF%29+-+NOVO/f63a15ea-9d2c-4d27-9400-5d7c3fd97b22?version=1.4>. Acesso em 1 set. 2018.

BRASIL. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>. Acesso em 1 set. 2018.

BRASIL. **PROINFA**. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, 2009. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/programas/proinfa>. Acesso em 1 set. 2018.

BREEZE, P. **Wind Power Generation**. Academic Press, 2016.

BURTON, T., JENKINS, N., SHARPE, D., BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons, Ed. 2, 2011.

EniSchool. **Wind**. EniScuola Energia e Ambiente, Roma, 2017. Disponível em: <www.eniscuola.net/en/argomento/wind/>. Acesso em: 31 mar. 2018.

FEIROSA, E. A. **Wind Power for the World: International Reviews and Developments.** Pan Stanford Series On Renewable Energy, Vol. 3, 2014.

FERRER, A. G. **Evolución De Una Tipología Estructural: El molino de viento**. Universitat Politècnica de València, Valência, 2019. Disponível em: <https://riunet.upv.es/handle/10251/134736>. Acesso em: 24 dez. 2019.

Information Classification: General

GANNOUM, E. S; SAAB, J. Y. J. **Ventos promissores a caminho**. (6 min 11 segs.). Pesquisa Fapesp, 2019. Disponível em: <https://youtu.be/tbSnnIB6gH4>. Acesso em: 04 mar. 2019.

GIPE, P. **Wind Energy Basics: A Guide to Home and Community Scale Wind-Energy Systems**. Chelsea Green Publishing, 2 Ed., pag. 192, 2009.

GOLDING, E. **The Generation of Electricity by Wind Power**. Halsted Press, New York, 1976.

HEMAMI, A. **Wind Turbine Technology**. Cengage Learning. New York, 2012.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2017**. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.

JOHNSON, G. L. **Wind Energy Systems: Electronic Edition**. Kansas State University, Manhattan, 2006.

KOSOW, I. L. **Máquinas Elétricas e Transformadores**. Globo Editora, Porto Alegre, 1982.

LAGE, E. S., PROCESSI, L. D. **Panorama do setor de energia eólica**. Revista do BNDES 39, p. 183 - 205, Brasília, 2013. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev3906.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2019.

LETCHER, T. M. **Why Wind Energy?.** Wind Energy Engineering, Elsevier, p. 3 - 16, 2017.

LIEBREICH, M. **London Summit 2017**. Bloombery: New Energy Finance, p. 32, 2017. Disponível em: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/09/BNEF-Summit-London-2017-Michael-Liebreich-State-of-the-Industry.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2019.

LINCOLN, A. **The Collected Works of Abraham Lincoln**. Rutgers University Press, Vol. 2, New Jersey, 1953.

MANWELL, J. F., MCGOWAN, J. G., ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. John Wiley & Sons Ltd. 2º Ed, Chichester, 2009.

Information Classification: General

MCCORMICK, B. W. **Aerodynamics, Aeronautics, And Flight Mechanics**. John Wiley & Sons, Inc, 2 Ed. New York, 1995. Disponível em: <http://docshare01.docshare.tips/files/9792/97922256.pdf>. Acesso em 1 ago. 2019.

ONS. Site oficial do Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em 01 dez. 2018.

PRICE, T. J. **James Blyth — Britain's First Modern Wind Power Pioneer**. Wind Engineering, Sage Journals. Vol. 29, issue: 3, p. 191 - 200, 2005.

RAGHEB, M. **History of Harnessing Wind Power**. Wind Energy Engineering, Elsevier, p. 127 - 144, 2017.

SHEPHERD, D. G. **Historical development of the windmill**. U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information, 1990. Disponível em: <https://www.osti.gov/servlets/purl/6342767>. Acesso em: 06 dez. 2019.

WOODCROFT, B. **Translation from the Greek of The Pneumatics of Hero of Alexandria**. Taylor Walton and Maberly, London, 1851. Disponível em: <https://cdn.loc.gov/service/rbc/rbc0001/2009/2009gen41532/2009gen41532.pdf>. Acesso em: 01 ago. 2019.

ZAPAROLLI, D. **Ventos promissores a caminho**. Pesquisa FAPESP Nº 27, p. 78 - 83, 2019. Disponível em: <https://revistapesquisa.fapesp.br/wp-content/uploads/2019/01/078-083_Energia-e%C3%B3lica_275.pdf>. Acesso em: 02 jun. 2019.

ZHANG, B. **Ancient Chinese Windmills**. International Symposium on History of Machines and Mechanisms, p. 203 – 214, 2008.

Information Classification: General