



16-17 Agosto / 23
PLATAFORMA DIGITAL BWP

Categoria 4

Offshore

FATORES QUE INFLUENCIAM NA REDUÇÃO DE CUSTOS NA INDÚSTRIA EÓLICA *OFFSHORE*: O CASO NO REINO UNIDO

Andressa Santiso¹, Monalisa Godeiro², Nícolas Oliveira³, David Cassimiro⁴,
Jéssica Rodrigues⁵, Mario González⁶, Rafael Vasconcelos⁷

1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7 Creation – Grupo de pesquisa em Inovação de Produtos e Processos para Energias
Renováveis/ Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção/ UFRN

andressa.santiso.014@ufrn.edu.br; monalisa.godeiro.104@ufrn.edu.br; nicolas.oliveira.115@ufrn.edu.br;
david.cassimiro.096@ufrn.edu.br; jessica.rayany.jr@gmail.com; mariogonzalez@ufrn.edu.br;
rafaelmonteirov@yahoo.com.br

RESUMO

O desenvolvimento da energia eólica *offshore* é uma realidade em diversos países, como uma fonte com grande contribuição para a transição energética global. Embora existam desafios logísticos e de implantação dessa tecnologia, percebe-se a existência de aspectos que estão corroborando para, dentre variados benefícios, a redução nos custos. Portanto, o objetivo deste estudo é analisar os principais impulsionadores e fatores que têm contribuído para essa redução de custos na indústria eólica *offshore*, além de fornecer um panorama atual de sua evolução. Para alcançar esse objetivo, o estudo adotou uma abordagem qualitativa-quantitativa, utilizando uma revisão sistemática da literatura e um estudo de caso focado no Reino Unido. Os resultados obtidos revelaram dez fatores principais que justificam o rápido desenvolvimento dessa fonte de energia e a subsequente redução de custos ao longo dos anos: 1) o ganho de aprendizado (*learn-by-doing*) na cadeia de valor; 2) custos de financiamento; 3) desenvolvimento tecnológico da turbina, do BoP e da cadeia de suporte; 4) economia de escala; 5) sinergias com outros setores econômicos; 6) maior colaboração com os *stakeholders* no detalhamento do projeto; 7) maior concorrência na cadeia de valor; 8) otimização na construção de parques eólicos; 9) produção em massa de alguns componentes (estrutura de suporte e outros); 10) otimização de atividades de O&M. Além disso, por meio do estudo de caso do Reino Unido, observaram-se direcionadores que foram cruciais para o desenvolvimento do setor: estabelecimento de uma cadeia de suprimentos madura; P&D e parcerias público-privadas; adoção do mecanismo de CfD; e a criação de grupos de trabalho de estudos para a redução de custos.

Palavras-chaves:

Energia eólica *offshore*; redução de custos; LCOE; desenvolvimento tecnológico.

ABSTRACT

The development of offshore wind energy is a reality in several countries, as a source with great contribution to the global energy transition. Although there are logistical and implementation challenges associated with this technology, various factors are driving cost reduction and providing numerous benefits. Therefore, the objective of this study is to analyze the primary factors and drivers that have contributed to the substantial cost reduction in the offshore wind industry, as well as provide an overview of the current state of its evolution. To achieve this objective, the study employed a qualitative-quantitative approach, including a systematic literature review and a case study focused on the UK. The study identified ten key factors that

have facilitated the rapid development of offshore wind energy and the subsequent cost reduction over the years: 1) the learning gain (Learn-by-Doing); 2) financing costs; 3) technological development of the turbine, BoP (Balance of Plant), and support chain; 4) economy of scale; 5) synergies with other economic sectors; 6) increased collaboration with stakeholders in project detailing; 7) increased competition in the value chain; 8) optimization in wind farm construction; 9) mass production of certain components (support structure and others); 10) optimization of O&M (Operations and Maintenance) activities. Furthermore, through the UK case study, drivers were found to be crucial for the development of the sector: establishment of a mature supply chain; R&D and public-private partnerships; adoption of the CfD mechanism; and the creation of study working groups for cost reduction.

Keywords:

Offshore wind power; cost reduction; LCOE; technological development.

1. INTRODUÇÃO

Em razão da complexidade de sua instalação em escala marítima, a energia eólica *offshore* possui maiores custos atrelados a cadeia de valor quando comparada a tecnologia *onshore*, que variam conforme modelos de fundações instaladas, profundidade de lâmina d'água, distância a costa, dentre outros fatores (JOHNSTON et al., 2020).

Nos últimos anos, o setor eólico *offshore* tem experimentado avanços tecnológicos, inovações e uma conseqüente economia de escala, tornando-se uma indústria madura e ainda mais eficiente em termos de custos de produção (GWEC, 2022; VAN DER ZWAAN et al., 2012), além de atingir maior competitividade em alguns países em comparação a outras fontes fósseis e renováveis (GWEC, 2022).

Uma das principais razões para essa redução é o aumento do tamanho e da capacidade das turbinas eólicas *offshore* (VAN DER ZWAAN et al., 2012). Além disso, melhorias nas técnicas de instalação, como a utilização de embarcações especializadas, contribuíram para a otimização dos processos e redução dos custos de construção e manutenção dos parques eólicos *offshore*.

Outro fator importante é o aprendizado e a experiência acumulada ao longo do tempo. Com a crescente instalação de parques eólicos *offshore* em todo o mundo, as empresas têm adquirido conhecimentos que permitem aprimorar a eficiência operacional, a manutenção preventiva e a gestão dos ativos. O conjunto desses aspectos resulta em uma maior disponibilidade das turbinas, reduzindo os custos associados a paradas não programadas e reparos técnicos (VAN DER ZWAAN et al., 2012).

Além disso, a concorrência na cadeia de suprimentos do setor eólico *offshore* tem aumentado, impulsionando a inovação e a busca por soluções mais eficientes e econômicas. Fabricantes de turbinas e equipamentos estão investindo em pesquisa e desenvolvimento para criar tecnologias avançadas, reduzindo os custos de produção e aumentando o desempenho das turbinas (BVG, 2015; ORE CATAPULT, 2021).

A redução de custos, provocada pela combinação desses fatores, tem impulsionado o crescimento do setor eólico *offshore*, permitindo que mais países ao redor do mundo explorem o potencial das energias renováveis em ambiente marítimo como uma fonte de energia viável para investimentos. À medida que a energia eólica *offshore* se torna mais acessível e competitiva em termos de custos, abre-se um vasto

potencial para o desenvolvimento de projetos em regiões com recursos eólicos marítimos promissores, visto que mercados emergentes podem enfrentar desafios na implantação de infraestrutura devido aos altos custos iniciais de desenvolvimento e instalação de parques eólicos *offshore*.

Nesse sentido, com a finalidade de promover a energia eólica *offshore* em novos mercados e demonstrar que é esta uma fonte viável, o presente estudo tem como objetivo analisar os principais fatores e direcionadores que têm contribuído para a significativa redução de custos na indústria eólica *offshore*, bem como o status atual da evolução desses custos nesse setor, considerando o caso do Reino Unido.

O artigo está organizado em cinco seções, sendo a primeira delas a introdução à temática abordada. A segunda seção apresenta a fundamentação teórica, com os componentes de custos de um parque eólico e a evolução dos custos e direcionadores para a redução dos custos no setor eólico *offshore*. A terceira seção descreve o método da pesquisa. Na quarta seção é apresentado um estudo de caso detalhado sobre a evolução dos custos da energia eólica *offshore* no Reino Unido, considerado como mercado maduro no setor. Por fim, na quinta seção estão concentradas as considerações finais, conclusões e recomendações da pesquisa.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Componentes de custos de uma usina eólica *offshore*

Para se ter uma visão macro dos custos envolvidos na usina eólica *offshore* é importante analisar o conjunto de fases que o empreendimento percorre ao longo de sua criação, desenvolvimento e finalização. Nesse sentido, o ciclo de vida de uma usina eólica *offshore*, representado na Figura 2.1, possui três macrofases (pré-desenvolvimento, desenvolvimento e operação; e pós-operação), no qual cada macrofase é um conjunto de fases (CREATION, 2019).



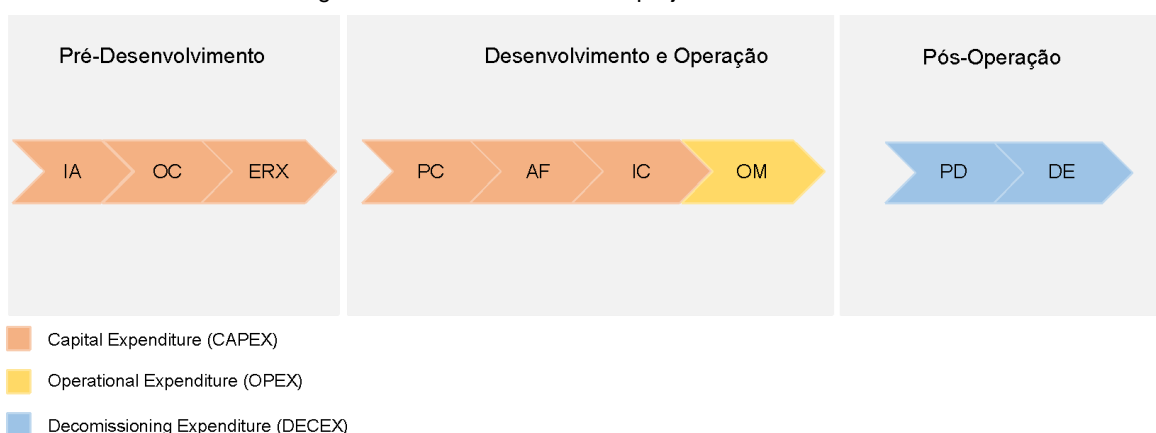
A macrofase de **pré-desenvolvimento** considera a concepção do projeto, tendo como principal meta o resultado do estudo de viabilidade técnico-econômica. Compreende três fases: identificação da área; obtenção da concessão da área; e estudo do recurso eólico, ambiental, econômico e outros.

A macrofase de **desenvolvimento e operação** considera a tradução de informações do projeto em ações concretas e objetos tangíveis. Compreende as fases: planejamento detalhado de construção; aquisição e fabricação; instalação e comissionamento; e operação e manutenção.

A macrofase de **pós-operação** considera a retirada de todos os componentes da usina do local do empreendimento. Compreende as fases: planejamento detalhado para o descomissionamento e descomissionamento.

Considerando esse ciclo de vida, os elementos de custos de uma usina são agrupados nas categorias *Capital Expenditure* (CAPEX), *Operational Expenditure* (OPEX), *Decommissioning Expenditure* (DECEX) e *Financial Expenditure* (FINEX) (GONZALEZ-RODRIGUES, 2017), conforme ilustra a Figura 2.2.

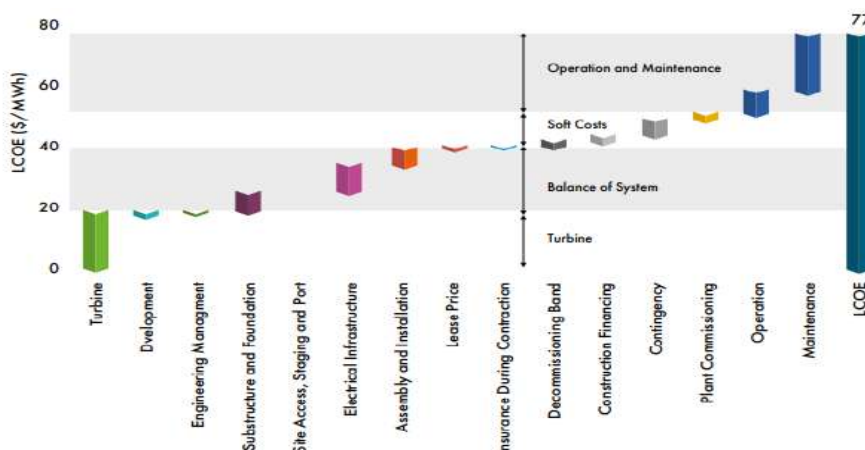
Figura 2.2: Ciclo de vida de um projeto de usina eólica *offshore*



Fonte: Creation (2019).

O custo nivelado de energia ou LCOE representa o custo equivalente de cada unidade de eletricidade gerada ao longo da vida útil do projeto, levando em consideração o investimento inicial (CAPEX), os custos de manutenção e operação (OPEX) e os demais custos associados a juros sobre quaisquer empréstimos (CASTRO-SANTOS, 2016). Assim, o LCOE relaciona os custos envolvidos e a energia gerada pelo empreendimento ao longo da sua vida útil, representando quanto o produtor de energia deveria obter de receita por kWh, de modo que seja suficiente cobrir as despesas operacionais, os investimentos, os juros e remunerar os investidores (NAKABAYASHI, 2014). Conjecturando o ciclo de vida, a Figura 2.3 ilustra a participação de cada componente nos custos do projeto refletido no LCOE.

Figura 2.3: Composição do LCOE a partir dos componentes da turbina



Fonte: NREL (2021).

2.2 Direcionadores para a redução de custos no setor eólico offshore

Devido ao avanço tecnológico, turbinas de maiores dimensões têm sido desenvolvidas, e o *design* e operação de usinas têm sido otimizadas, resultando no ganho de escala dos projetos e na redução no custo de geração de energia. De acordo com Irena (2019), estima-se que o custo médio total de instalação de projetos eólicos *offshore* cairá ainda mais nas próximas décadas, entre USD 1.700 e 3.200/kW até 2030 e entre USD 1.400 e 2.800/kW até 2050.

A capacidade das turbinas é considerada o fator que mais contribui para a redução do custo, visto que, às mais longas e com maior área de varredura, maior diâmetro do rotor e maior altura da torre, podem alcançar maiores velocidades de vento, maior potencial de captura e, conseqüentemente, maior capacidade nominal e aumento no fator de capacidade técnica, o que por sua vez expande a Produção Anual de Energia (AEP) (EPE, 2020; GWEC, 2020; IEA, 2019).

Com maior capacidade de geração, é necessária uma menor quantidade de turbinas para gerar a mesma quantidade de energia, o que também permite reduzir a quantidade dos componentes, como fundações e cabos, além de diminuir os tempos de instalação, operação e manutenção (JENNINGS et al., 2020). Em contrapartida, há uma pressão sobre os custos de investimento, pois turbinas maiores representam desafios de construção e exigem fundações maiores, os custos de operação e manutenção são reduzidos, o que leva a menores custos nivelados de eletricidade (IEA, 2019). A Tabela 2.1 descreve exemplos de modelos de turbinas e algumas de suas especificações.

Tabela 2.1 - Modelos de turbinas ao longo do tempo

Modelo	SG 8.0 MW - 167 DD	GW175-8,0 MW	V174-9,5 MW	V164-10,0 MW	DEC 10MW	SG 11.0 MW-200 DD	Haliade-X 12 MW	SG 14 MW-222 DD	V236-15.0 MW	MySE1 6 MW - 242	GWH252 16MW
Fabricante	Siemens Gamesa	Goldwind	MHI Vestas	MHI Vestas	Dongfang	Siemens Gamesa	GE	Siemens Gamesa	Vestas	Mingyang	Goldwind
Disponível no mercado	2019	2020	-	2018	2020	2020	2021	2024	2025	-	2023
Comprimento da pá (m)	81,5	~ 87	85	80	90	97	107	108	115,5	118	123

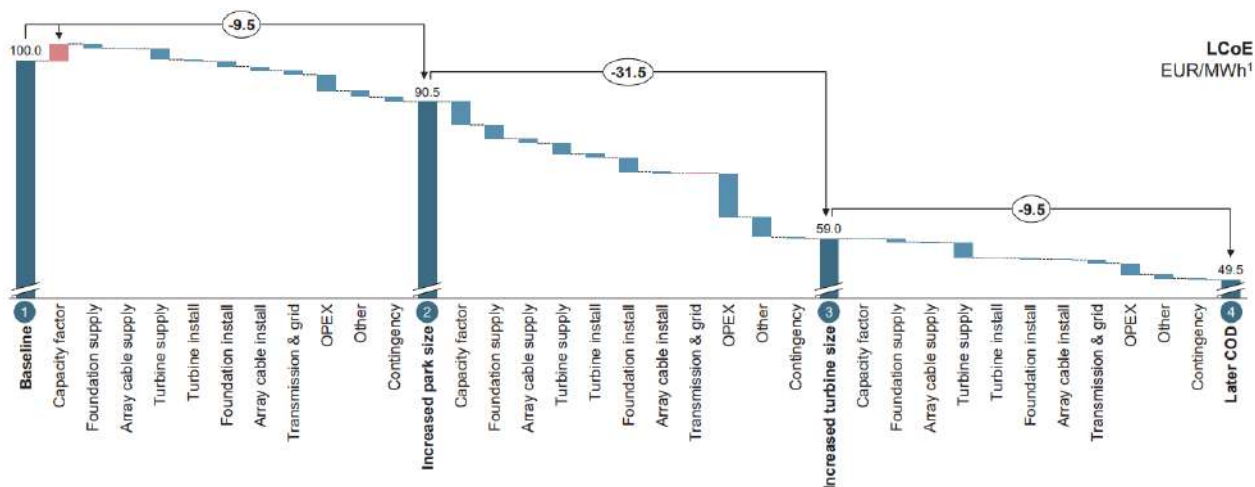
Altura da turbina (m)	-	110 (hub)	197	187	115 (hub)	-	260	-	-	264 (hub)	152 (hub)
Diâmetro do rotor (m)	167	175	174	164	185	200	220	222	236	242	252
Área de varredura do rotor (m²)	21900	24053	23779	21124	-	31400	38000	39000	43742	-	50000

Fonte: Adaptado de Bauer; Matysik (2020); Gaertner et al. (2020); GE Renewable Energy (2020); MHI Vestas Offshore Wind (2018); Renewables BIZ (2020); Siemens Gamesa Renewable Energy (2020a, 2020b); Vestas (2021); China Three Gorges Corporation (2023); Mingyang (2023).

De acordo com análises da Rystad Energy (2023), comparando essas tecnologias em termos de custos, a ação de utilizar turbinas de 14 MW ao invés de turbinas de 10 MW implica que o número de unidades necessárias para um projeto de 1 GW reduz em 28 unidades, ou seja, de 100 para 72. No geral, a análise evidencia que usar as maiores turbinas para um novo parque eólico de 1 GW oferece uma economia de custos de quase US\$100 milhões em comparação com a instalação das turbinas de 10 MW. As fundações são os principais componentes que oferecem oportunidades de redução de custos, estimando-se que uma fundação normalmente custa entre US\$3 milhões e US\$4 milhões, com variações relacionadas principalmente ao tipo de fundação e à profundidade da água. Em uma mudança de 10 MW para 14 MW, essa economia de custos pode ultrapassar US\$100 milhões para o desenvolvedor. Nesse sentido o desenvolvimento tecnológico da turbina, do BoP e da cadeia de suporte são fatores essenciais para a redução de custos no setor eólico *offshore*.

Um estudo feito por Jensen (2022), ilustrado na Figura 2.4, demonstra o potencial de redução no LCOE em relação ao aumento do projeto, aumento da turbina e otimização de desempenho em operações. O estudo aponta como o aumento do tamanho dos projetos pode reduzir o LCOE 9,5 EUR/MWh devido a economia de escala ganho pela redução de custos fixos e do OPEX/MWh. Além disso, com o aumento da turbina é possível reduzir em 31,5 EUR/MWh com a redução do CAPEX/MWh e maior capacidade de geração devido a melhor recurso de vento. As atividades de operação também possuem potencial de redução de LCOE, com uma redução de 9,5 EUR/MWh com a diminuição do custo de fornecimento, otimização de técnicas (que reduzem tempo de trabalho e aumentam disponibilidade da turbina) e redução do OPEX. Ao analisar o estudo observamos que a redução de custos pode ser obtida com economia de escala e otimização de técnicas de instalação e de operação.

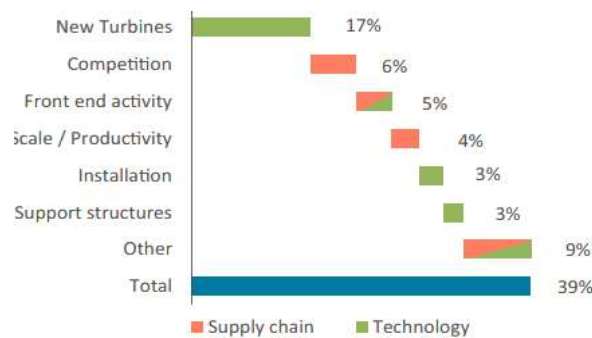
Figura 2.4: Potencial de redução de custos causados pela maior escala do projeto, aumento de turbina e otimização em O&M



Fonte: Jensen (2022).

Segundo o TCE (2012), os custos da energia eólica *offshore* são influenciados não somente por avanços da tecnologia e otimização de atividades, representados pelo aumento da turbina, economia de escalas e otimização de atividades, mas também por fatores da cadeia de suprimentos, conforme a Figura 2.5, sendo eles: 1) maior competitividade entre mercados fornecedores (turbinas, estruturas de suporte e instalação), com a inserção de novas empresas no setor (Ex: inserção de fabricantes de turbinas chinesas como Mingyang, Dongfang e Goldwind; 2) maior colaboração de *stakeholders* da cadeia de valor no início do desenvolvimento do projeto, com otimização de *layout* do parque eólico e pesquisas de *site* mais extensas; e 3) produção em massa de componentes, como estruturas de suporte, auxiliando na produtividade e redução do custo dos componentes.

Figura 2.5: Potencial de redução de custos no setor eólico *offshore* por fator



Fonte: TCE (2012).

Alguns outros aspectos também são facilitadores para este fim, como o ganho de aprendizado (*learn-by-doing*), custos de financiamento e sinergias com outros setores (JENNINGS et al., 2020; PENNOCK et al., 2022). O ganho de aprendizado refere-se ao *know-how* adquirido pelos profissionais ao realizar as atividades do novo setor, que possibilita melhores serviços e tomadas de decisão baseadas em situações já vivenciadas e evita erros e retrabalhos, consequentemente reduzindo custos no processo (JENNINGS et al., 2020; PENNOCK et al., 2022).

Os custos de financiamento estão relacionados aos custos de capitais que reduziram significativamente devido ao ganho de escala e confiança que a indústria ganhou a cada geração de turbinas associado a instalação e operação reduzindo riscos associados a tecnologia (JENNINGS et al., 2020).

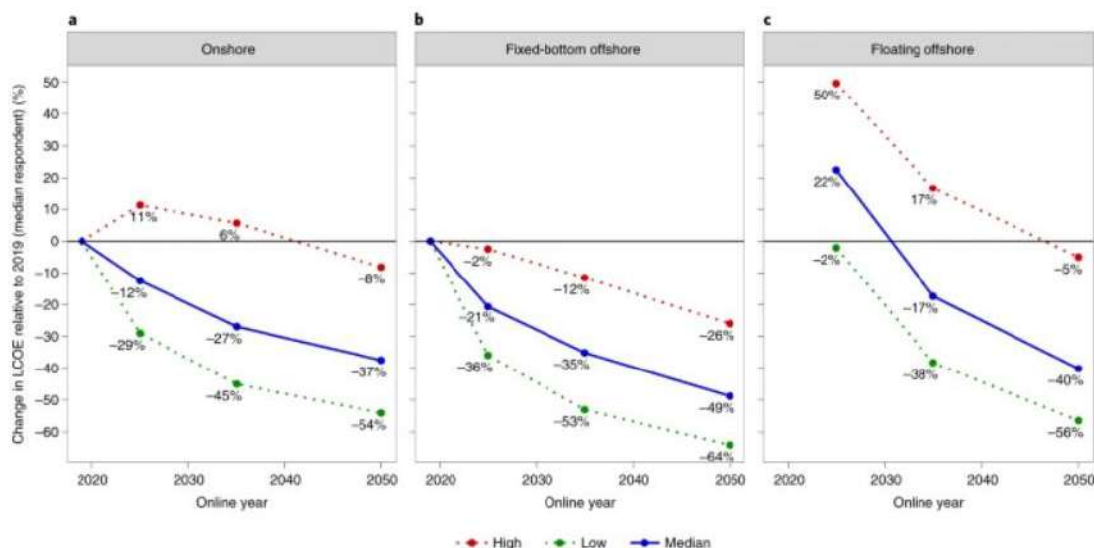
A sinergia com outros setores permite ganhos de aprendizado e inovações de conhecimento e experiência que são trazidos de outros setores, permitindo que boas práticas sejam utilizadas e haja uma redução de erros já anteriormente cometidos, consequentemente reduzindo custos agregados a atividade (PENNOCK et al., 2022).

2.3 Evolução dos custos no setor eólico offshore

O LCOE da fonte eólica *offshore* vem reduzindo e se tornando competitivo em alguns mercados europeus (Reino Unido, Alemanha, Holanda), e a previsão é que outros mercados em todo o mundo também se tornem competitivos até 2030. Em termos numéricos, o LCOE eólico *offshore* cairia de uma média de US\$ 0,13/kWh em 2018 para uma média entre US\$ 0,05 e 0,09/kWh em 2030 e US\$ 0,03 a 0,07/kWh até 2050 (RYSTAD ENERGY, 2023).

Para ilustrar a redução de custos em termos quantitativos, o estudo de Wiser et al. (2021) apresenta a expectativa de redução do LCOE na tecnologia *offshore* tanto fixa como flutuante quando comparada com a tecnologia *onshore* de acordo com diferentes cenários. O cenário de baixo custo reflete um cenário otimista com o que pode ser possível com pesquisa, desenvolvimento e implantação aprimorados. Espera-se que, nesse cenário haja uma redução de 38 a 53% no LCOE até 2035 e de 54 a 64% até 2050, conforme ilustra a Figura 2.6 (WISER et al., 2021).

Figura 2.6: Panorama de redução do LCOE nas tecnologias eólicas

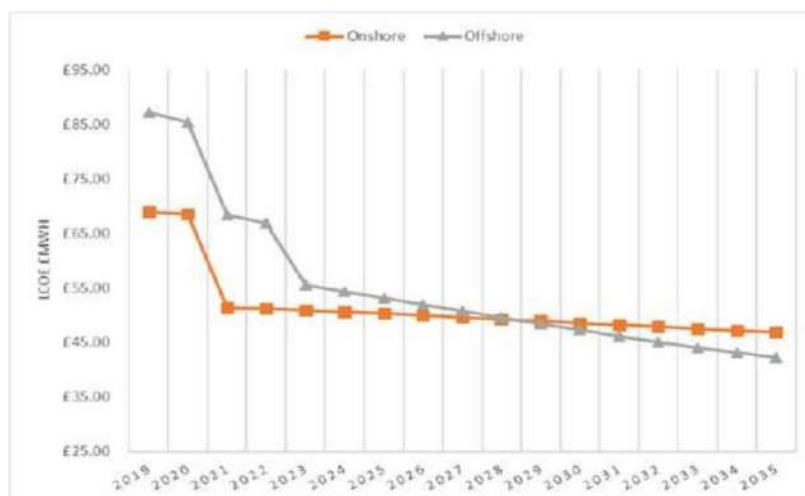


Fonte: WISER et al. (2021).

É possível observar que a energia eólica *offshore* fixa possui expectativa de redução de custos maior que a energia eólica *onshore*, chegando a se tornar mais viável, com menor LCOE. Corroborando

com esse estudo, um estudo feito pela Cornwall Insight (2019), mostra que o LCOE da energia eólica *offshore* pode cair abaixo da energia eólica terrestre até 2028, conforme mostra a Figura 2.7.

Figura 2.7: Comparação de LCOE entre tecnologia eólica *onshore* e *offshore*



Fonte: Cornwall Insight (2019).

3. MÉTODO DA PESQUISA

Segundo Marconi e Lakatos (2003), uma pesquisa deve ser classificada quanto ao gênero, objetivo, abordagem e método. Em relação ao objetivo, classifica-se a pesquisa como exploratória pela finalidade de desenvolver, esclarecer e introduzir novos conceitos (GIL, 2008). Além disso, a abordagem do artigo é categorizada como qualitativa-quantitativa, sendo qualitativa pela busca dos fatores e direcionadores, e quantitativa pela utilização de gráficos e comparações numéricas ao longo dos anos.

Os métodos utilizados para a estruturação da pesquisa foram a revisão sistemática da literatura e o estudo de caso. Foi realizada uma revisão da literatura acerca da temática abordada, a fim de verificar o estado da arte relacionado a custos da energia eólica *offshore* e suas prospecções futuras, incluindo a análise de relatórios técnicos relevantes nessa temática. Em seguida, realizou-se o estudo de caso, focando no cenário da evolução do custo da energia eólica *offshore* no Reino Unido por intermédio de uma análise documental para, em seguida, sistematizar os dados obtidos. Por fim, a última etapa descreve as considerações finais da pesquisa, as dificuldades encontradas ao longo da construção do estudo e as principais recomendações para trabalhos futuros. O procedimento metodológico utilizado pode ser visualizado na Figura 3.1.

Figura 3.1: Método da pesquisa



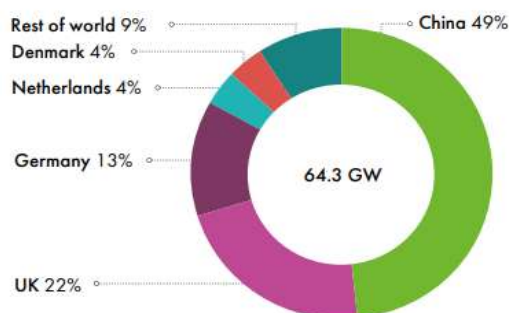
Fonte: Autoria própria (2023).

4. ESTUDO DE CASO

4.1. Contexto do país

O Reino Unido é o segundo maior mercado no *ranking* de capacidade instalada no mundo, com 14 GW em usinas já instaladas, conforme mostra a Figura 4.1, enquadrando-se atrás apenas da China, que vem experienciando significativo crescimento e investimentos no setor (GWEC, 2023).

Figura 4.1: Distribuição de capacidade instalada total por país em 2023



Fonte: GWEC (2023).

Com 50 usinas eólicas *offshore* em operação e em processo de construção, o país é um dos líderes de mercado mundial no setor, totalizando uma capacidade total de 20,3 GW (UK GOVERNMENT, 2022). A Figura 4.2 ilustra a quantidade de ativos que o país possui, incluindo turbinas, parques, subestações, cabos e estações meteorológicas.

Figura 4.2: Ativos do setor eólico *offshore* no Reino Unido em 2022



Fonte: UK GOVERNMENT (2022).

Assim como outros países da Europa, possui metas ambiciosas de desenvolvimento eólico *offshore* e descarbonização, com 50 GW de instalação em eólica *offshore* até 2030, sendo 5GW de projetos flutuantes. Como forma de promover o setor e atingir as metas estabelecidas pelo país, ainda em 2022, o governo anunciou a realização de leilões CfD anuais de 2023 em diante para aumentar a escalabilidade de fornecimento renovável do país (GWEC, 2022).

Em 2011, o governo do Reino Unido criou o *Offshore Wind Reduction Task Force*, com o objetivo de áreas que deveriam ser visadas pela indústria para desenvolvimento em prol da redução de custos no setor. O relatório gerado pelo trabalho, em 2012, estimou que o custo da energia poderia chegar a £100/MWh até 2020, se vários obstáculos técnicos e financeiros pudessem ser superados entre aspectos

de cadeia de suprimentos, inovação, estratégias de contratação, planejamento e consentimento, transmissão e financiamento (UK GOVERNMENT, 2023).

A redução de custos no setor é um aspecto constantemente abordado pelo país. Contado com uma alta capacidade de P&D, com centros de referência, como a ORE Catapult, o Reino Unido conta com estudos em inovação em áreas de turbinas, subestruturas (incluindo flutuantes), infraestrutura elétrica e operações e manutenção (UK GOVERNMENT, 2020).

Outro aspecto importante nesse contexto é a maturidade da cadeia de suprimentos no setor. As empresas do Reino Unido são líderes mundiais em serviços importantes, como projeto, construção e operação de parques eólicos *offshore*. Além disso, existem instalações de fabricação em todo o Reino Unido, fornecendo uma variedade de produtos *offshore*, como pás, cabos, torres, componentes de turbinas eólicas e de naceles (ORE CATAPULT, 2022). Com uma cadeia de suprimentos madura de serviços e produtos, o país consegue efetivamente redução de custos vinculada a logística, qualidade, inovação e capacitação.

4.2. Evolução de custos

Como parte da reforma no mercado de eletricidade (EMR), em 2010, foi criado um novo mecanismo de apoio: o *Contracts for Difference* (CfD), para substituição do *Renewable Obligation* (RO) (YOSHIOKA, 2020). O mecanismo passou a ser fornecido a partir de 2015 para garantir o investimento necessário por meio do fornecimento de receitas estáveis de longo prazo para projetos eólicos *offshore*, dando certeza sobre os retornos para os investidores ao garantir que os geradores recebem um preço fixo pré-pago pela eletricidade de baixo carbono que produzem durante a vigência do contrato.

Conforme o mecanismo de CfD, a primeira rodada de leilão teve resultados em 2015, seguida pela segunda em 2017, terceira em 2019 e quarta em 2022. Analisando os custos de contratação das fontes eólica *onshore* e *offshore* ao longo desse período, torna-se possível observar a crescente redução dos custos na eólica *offshore*, tornando-se mais barata que a eólica *onshore* (UK GOVERNMENT, 2022). A Figura 4.3 ilustra essa evolução de valores. É importante ressaltar que na segunda e terceira rodadas do leilão de CfD não houve ganhadores de benefícios de eólica *onshore*.

Figura 4.3: Valores aprovados (MWh) de energia eólica *onshore* e *offshore* nos leilões de CfD



Fonte: Autoria própria (2023) com base em UK GOVERNMENT (2022).

Em 2022, a energia eólica *offshore* atingiu um valor de £37,35 MWh se tornando mais barata quando comparada a energia eólica *onshore* contratada, no mesmo leilão, a um valor de £42,47 MWh. Nesse sentido, a expectativa que a eólica *offshore* igualaria seus custos com a *onshore* em 2028 foi antecipada, demonstrando o potencial dessa tecnologia.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A energia eólica *offshore* tem apresentado um notável progresso na redução de custos nos últimos anos. Devido à construção e operação de usinas eólicas no mar, um dos desafios enfrentados por essa indústria era o alto custo associado. No entanto, ao longo dos últimos anos, avanços tecnológicos e estratégias inovadoras têm permitido uma redução nos custos da energia eólica *offshore*, tornando-a cada vez mais competitiva apesar do aumento dos custos de matéria-prima enfrentados pela cadeia.

Em resposta ao objetivo do artigo, foram identificados alguns fatores que têm contribuído para a significativa redução de custos na indústria eólica *offshore*, dentre eles: 1) o ganho de aprendizado (*learn-by-doing*) na cadeia de valor; 2) custos de financiamento; 3) desenvolvimento tecnológico da turbina, do BoP e da cadeia de suporte; 4) economia de escala; 5) sinergias com outros setores econômicos; 6) maior colaboração com os stakeholders no detalhamento do projeto; 7) maior concorrência na cadeia de valor; 8) otimização na construção de parques eólicos; 9) produção em massa de alguns componentes (estrutura de suporte e outros); 10) otimização de atividades de O&M.

Conforme o estudo de caso do Reino Unido, observaram-se fatores que foram cruciais para o desenvolvimento do setor e na redução dos custos dos projetos no país, como o estabelecimento de uma cadeia de suprimentos madura; a pesquisa e desenvolvimento, com a cooperação entre instituições públicas e privadas; a adoção do mecanismo de CfD; e a criação de um grupo de trabalho de estudos para a redução de custos nesse setor. Ao observar os valores aprovados nos leilões de CfD, identifica-se o potencial dessa fonte ao atingir, em 2022, valores inferiores a demais fontes fósseis e renováveis, como eólica *onshore* e solar, superando as expectativas do mercado, que previam que ocorresse apenas em 2028.

Esses avanços tornam a energia eólica *offshore* cada vez mais competitiva em comparação com outras fontes de energia, contribuindo para a expansão dessa indústria e impulsionando a transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (Brasil). **Infovento 2023**. São Paulo: ABEEólica, 2023.

BAUER, L.; MATYSIK, S. **Goldwind GW 175/8000**. Disponível em: <<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2236-goldwind-gw-175-8000>>. Acesso em: 25 de junho de 2023.

BVG ASSOCIATES. **Approaches to cost-reduction in offshore wind**: A report for the Committee on Climate Change, 2022.

CASTRO-SANTOS, L. et al. Economic feasibility of floating offshore wind farms. **Energy**, v. 112, p. 868–882, 2016.

CHINA THREE GORGES CORPORATION. **The world's first 16MW offshore wind turbine has been hoisted at Fujian Offshore Wind Farm**, 2023. Disponível em:

<<https://www.ctg.com.cn/sxjt/xwzx55/zhxw23/1434757/index.html>>. Acesso em: 25 de junho de 2023.

EPE. **Roadmap Eólica Offshore Brasil**. Perspectivas para a energia eólica marítima. 2020.

GAERTNER, E. et al. **IEA Wind TCP Task 37: Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine**. 2020.

GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 5a edição ed. São Paulo: Atlas, v. 264, 2008.

GE RENEWABLE ENERGY. **Haliade-X 12 MW offshore wind turbine platform**. Disponível em: <<https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>>. Acesso em: 25 de junho de 2023.

GWEC. **Global Offshore Wind: Annual Market Report 2020**, 2020.

GWEC, **Global Offshore Wind Report 2022**, 2022.

GWEC, **Global Offshore Wind Report 2023**, 2023.

IEA. **Offshore Wind Outlook 2019: World Energy Outlook Special Report**, 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.

IRENA. **Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

JENNINGS, T.; TIPPER, H. A.; DAGLISH, J.; GRUBB, M.; DRUMMOND, P. **Policy, innovation and cost reduction in UK offshore wind**. UCL, CARBON TRUST. 2020.

JENSEN, M. K. **LCOE: Update of recent trends (Offshore)**. 2022. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/wind/assets/pdfs/engineering-wkshp2022-1-1-jensen.pdf>>. Acesso em: 06 de julho de 2023.

MARCONI, M.; LAKATOS, E. **Fundamentos de metodologia científica**. 5. ed., 2003.

MHI VESTAS OFFSHORE WIND. **The V174-9.5 MWTM Turbine**. Disponível em: <<https://mhivestasoffshore.com/innovations/>>. Acesso em: 26 de jun. 2023.

MINGYANG. Leading innovation: MingYang Smart Energy launches MySE 16.0-242, the world's largest offshore Hybrid Drive wind turbine. Disponível em: <<http://www.myse.com.cn/en/jtxw/info.aspx?itemid=825>>. Acesso em: 26 de jun. 2023.

NAKABAYASHI, R. K. **Instituto De Energia E Ambiente Programa De Pós-Graduação Em Energia Rennyo Kunizo Nakabayashi Microgeração Fotovoltaica No Brasil: Condições Atuais E Perspectivas Futuras**. 2014.

ORE CATAPULT, **Floating Offshore Wind: Cost reduction pathways to subsidy free**, 2021.

ORE CATAPULT. **Three ways the UK offshore wind supply chain boosts the economy**. Disponível em: <<https://ore.catapult.org.uk/blog/3-ways-the-uk-offshore-wind-supply-chain-boosts-the-economy/>>. Acesso em: 26 de jun. 2023.

PENNOCK, S.; GARCIA-TERUEL, A.; NOBLE, D. R.; ROBERTS, O. DE ANDRES, A.; COCHRANE, C.; JEFFREY, H. Deriving Current Cost Requirements from Future Targets: Case Studies for Emerging Offshore Renewable Energy Technologies. **Energies** 2022, 15, 1732.

RENEWS BIZ. **Dongfang 10MW giant powers Chinese grid**. Disponível em: <<https://renews.biz/61642/dongfang-10mw-giant-powers-chinese-grid/>>. Acesso em: 26 de jun. 2023.

RYSTAD ENERGY. **Size matters in offshore wind**: Why costlier 14 MW turbines actually reduce the large-scale farm bill. Disponível em: <<https://w3.windfair.net/wind-energy/pr/35555-rystad-energy-size-turbine-wind-turbine-wind-farm-commercially-offshore-manufacturer-savings-costs-investments-cabling-segment>>. Acesso em: 26 de jun. 2023.

SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY. **SG 14-222 DD Offshore Wind Turbine**. Disponível em: <<https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-222-dd>>. Acesso em: 25 de junho de 2023.

STEHLY, T.; DUFFY, P. 2020 **Cost of Wind Energy Review**, NREL, 2021. NREL/TP-5000-81209. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81209.pdf>>. Acesso em: 26 de jun. 2023.

TCE, **Offshore Wind Report 2022**. Disponível em: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/4378/final-published_11720_owoperationalreport_2022_tp_250423.pdf>. Acesso em: 29 de jun. de 2023.

TCE, **Offshore Wind Cost Reduction Pathways Study**, 2012.

UK GOVERNMENT, **Contracts for Difference**, 2022 Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference>>. Acesso em: 27 de jun. de 2023.

UK GOVERNMENT, **Offshore Wind Cost Reduction Task Force**. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/groups/offshore-wind-cost-reduction-task-force>>. Acesso em: 27 de jun. de 2023.

UK GOVERNMENT, **Offshore Wind Sector Deal** Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/publications/offshore-wind-sector-deal/offshore-wind-sector-deal>>. Acesso em: 27 de jun. de 2023.

VAN DER ZWAAN, B.; RIVERA-TINOCO, R.; LENSINK, S.; VAN DEN OOSTERKAMP, P. Cost reductions for offshore wind power: Exploring the balance between scaling, learning and R&D. **Renewable Energy**, v. 41, p. 389-393, 2012.

VESTAS. V236-15.0 **MWTM at a glance**. Disponível em: <https://www.vestas.com/en/products/offshore-platforms/v236_15_mw#!technical-specifications>. Acesso em: 27 de jun. de 2023.

WISER, R.; RAND, J.; SEEL, J.; VEITER, P.; BAKER, E.; LANTZ, E.; GILMAN, P. Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050. **Nature Energy**, v. 6, p. 555-565, 2021.

YOSHIOKA, N. The UK's Approach to Climate Change as Seen in Offshore Wind Power Generation. OPRI Perspectives, n.5, 2020.

Long distance offshore wakes

Bernardo Letsch¹, Leonardo Barriatto¹

DNV Energy Systems

bernardo.letsch@dnv.com, leonardo.barriatto@dnv.com

ABSTRACT

The utilization of offshore wind energy has experienced significant growth since its conception in the 1970s, driven by advancements in turbine design, materials, and manufacturing techniques, enabling the development of larger and more powerful turbines and consequently increasing offshore wind farms' size and capacity. Nevertheless, a challenge faced by offshore wind farms is the aerodynamic interaction between wind turbines, wherein energy extraction from the wind creates regions of reduced wind speed and increased turbulence, impacting neighboring turbines' efficiency and productivity, leading to substantial energy losses. To tackle these challenges, numerical models have been developed to quantify and predict turbine interaction effects, considering factors such as atmospheric turbulence, wind speed, wind direction, and wake recovery. However, traditional single-fidelity models used in wind farm design oversimplify the physics and neglect critical physical influences, limiting their applicability to larger and more complex wind farms. Recent studies have highlighted the need for higher-fidelity modelling approaches, such as computational fluid dynamics (CFD) simulations coupled with mesoscale atmospheric modelling (WRF), which offer a more realistic representation of turbine interaction effects. These higher-fidelity models consider the coupled interactions between turbines and the atmosphere, and validation studies have demonstrated their accuracy in reproducing power production patterns observed in operational wind farms. By incorporating atmospheric stability and long-range wake propagation, these models provide improved predictions, particularly for larger and more complex wind farm configurations. As the offshore wind industry continues to expand, encompassing projects of unprecedented scales, it is crucial to adopt higher-fidelity turbine interaction models to ensure accurate assessments of energy production and to mitigate risks associated with larger projects. Embracing these advanced modelling approaches allows the offshore wind industry to optimize wind farm layouts, maximize energy production, and drive the transition towards a more sustainable and greener energy future.

Keywords:

Large offshore wind farms, aerodynamic interaction effects, numerical modelling, long cluster wakes.

1. INTRODUCTION: THE GROWTH OF OFFSHORE WIND FARMS

The utilization of offshore wind energy was first conceived in the 1970s. In 1991, the inaugural experimental offshore wind farm was established near the city of Vindeby [1], Denmark, consisting of 11 relatively small wind turbines with a capacity of 450 kW each. This marked the beginning of offshore wind power as a viable energy source.

Over the next two decades, more countries in Europe began investing in offshore wind farms, including the UK, Germany, the Netherlands, Belgium, and Sweden. These projects demonstrated the potential of offshore wind energy to generate large amounts of electricity and provided valuable experience for the industry.

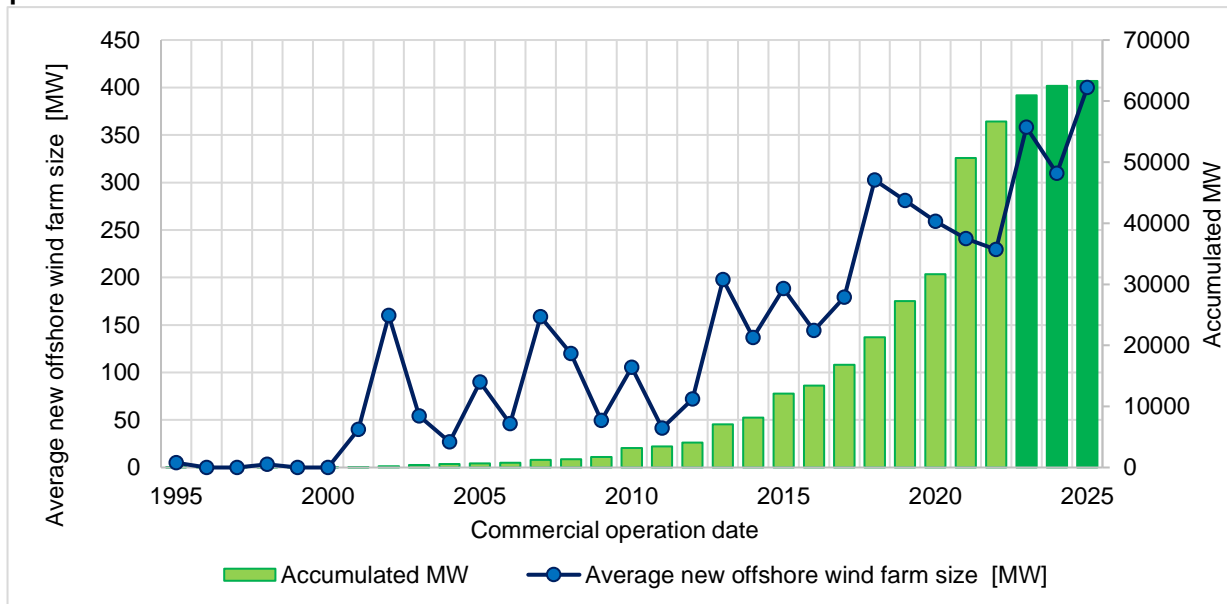
The size of offshore wind farms has steadily grown over the years due to technological advancements in turbine design, materials, and manufacturing techniques that have enabled the development of larger, and more powerful turbines. The economies of scale have also played a role in this process. Larger turbines can generate more electricity, leading to a lower overall cost per unit of energy produced.

As the offshore wind industry grew, better infrastructure and specialized vessels were also developed to support the construction and maintenance of larger wind farms in more challenging marine environments. In addition to that, governments and energy companies around the world recognized the potential of offshore wind as a clean and renewable energy source, leading to increased investment and commitment to developing larger and more ambitious projects.

Some of the world’s largest offshore wind farms have recently been built or are currently under construction. For example, the Hornsea One wind farm in the UK, which began operations in 2020, had a capacity of 1.2 gigawatts (GW). It is the largest operational offshore wind farm globally at present.

Figure 1-1 illustrates this trend for the operational offshore fixed-bottom wind turbines, which currently represent over 99.5% of the total power capacity of the global fleet (with floating wind turbines representing only 0.5% of that total).

Figure 1-1 : Worldwide average size of new fixed bottom offshore wind farms per year of start of operations



Source: DNV, December 2022.

The growth of modern wind turbines is not limited to their size and rated power; it also extends to the count of wind turbines per wind farm, which has been steadily increasing. As a result, modern wind farms are characterized by higher turbine densities, with turbines placed in relatively close proximity to each other. Consequently, turbine aerodynamic interactions emerge as a prominent challenge in the development of offshore wind farms, significantly impacting the efficiency and productivity of the turbines within the farm.

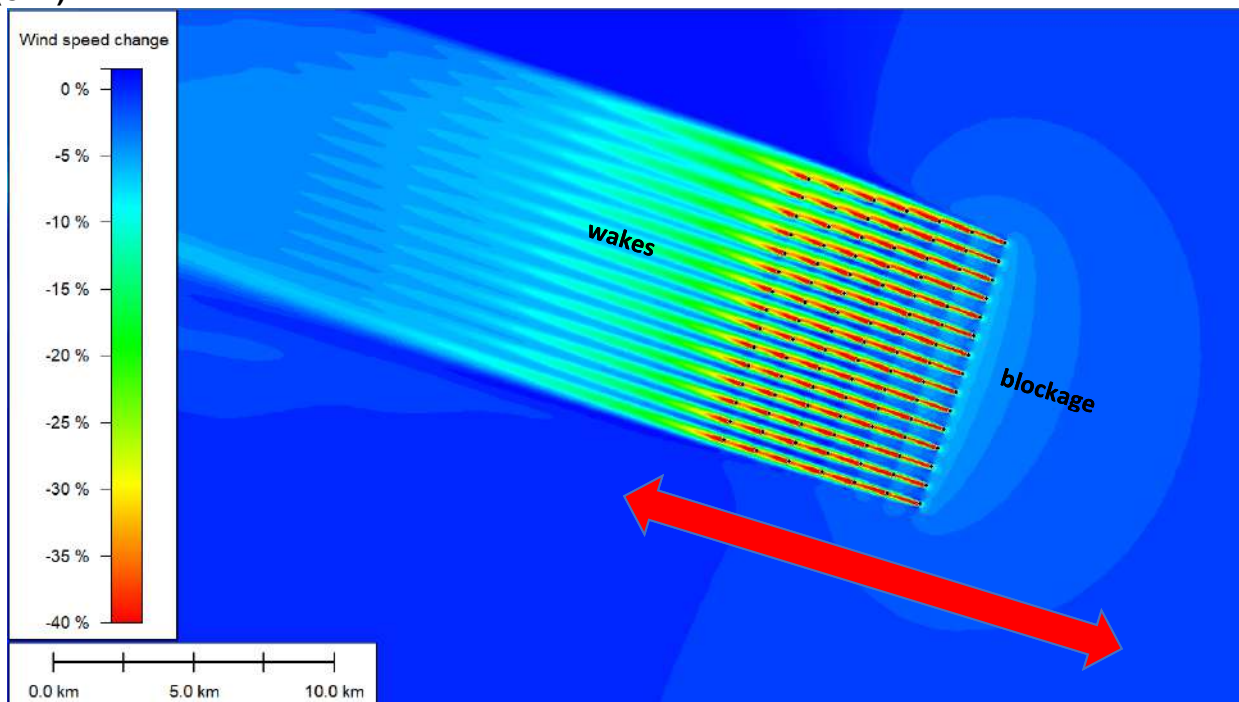
These aerodynamic interaction effects manifest as regions of reduced wind speed and increased turbulence surrounding each wind turbine as it extracts energy from the wind. With the escalation in both the number and size of turbines, the complexity of these interactions intensifies, as they mutually influence one another, thereby magnifying their adverse effects and leading to more pronounced energy losses. In light of these challenges, ongoing research and development efforts are directed toward developing and advancing numerical models that can accurately quantify and predict these phenomena.

2. DEVELOPMENT OF THE TURBINE INTERACTION MODELS

Turbine interaction models are the numerical methods used in the wind industry to quantify the interactions between operating wind turbines and the freestream atmospheric wind flow. These aerodynamic interaction effects are conventionally broken down into subcomponents: the wakes that develop downwind of the offshore wind farm, and the blockage or induction zone that develops upwind of the wind farm, considering the prevailing wind direction.

Figure 2-1 illustrates these interaction effects at a symbolic offshore wind farm composed of 105 wind turbines equally spread along an array of 7 rows. The hub-height from each turbine is 125 meters above sea level, and the rotor diameter is 174 meters. The physical conditions inside the surface boundary layer were set to resemble a neutral atmosphere.

Figure 2-1 : Top view of an offshore wind farm simulation with Computational Fluid Dynamics (CFD)



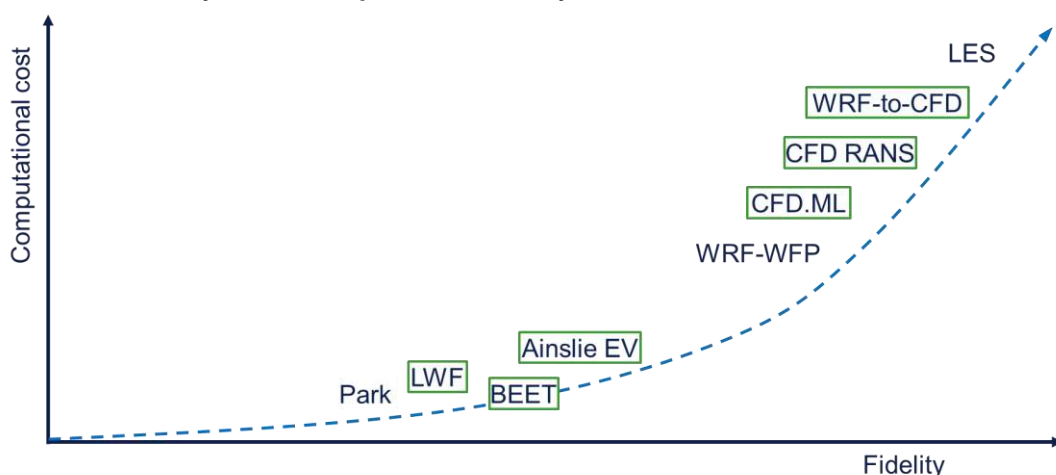
Source: DNV.

Most numerical models for turbine interaction effects consider factors like atmospheric turbulence, wind speed, wind direction, and wake recovery to quantify the impact of one operating turbine on its neighboring wind turbines. Understanding these interactions is essential for optimizing wind farm layouts, maximizing energy production, and ensuring efficient turbine operation. In offshore wind farms, the turbines are usually arranged in large arrays, where turbine interaction effects can have a significant impact on energy production.

Porté-Agel et al. [3] provided an extensive overview of the history of the numerical models for quantifying the wind turbine interaction effects. The authors also summarized the latest experimental, computational, and theoretical research endeavours that have played a crucial role in enhancing human comprehension and predictive capabilities concerning the interactions between the atmospheric boundary layer (ABL) flow and wind farms.

The models for wind turbines' interactions have been evolving since the early 1980s. Researchers and wind energy developers continue to improve and refine these models to enhance their accuracy and applicability in real-world scenarios. But regardless of their specific nature or age, most numerical models tend to follow a similar cost-fidelity relationship. Typically, the more advanced the physics or fidelity of the numerical model, the more expensive it is to execute or solve. Figure 2-2 provides a qualitative illustration of DNV's view of this cost-fidelity trend that is inherent to the turbine interaction models.

Figure 2-2 : Cost-fidelity relationship for an arbitrary selection of turbine interaction models



Source: DNV.

The list of existing models is extensive, and Figure 2-2 presents only a particular collection of models that are known by DNV to be frequently used in the wind industry and academy. The models encapsulated by green boxes are the ones currently applied by DNV during the development phase of offshore commercial wind farms across the globe.

This collection includes the Park wakes-only model, proposed by Jensen in 1983 [4][5]. The Large Wind Farm (LWF) correction model [6][7]. The Blockage Effect Estimator Tool (BEET) [14], and the Eddy Viscosity (EV) wakes-only model based on work conducted by Ainslie [9][10].

The models populating the lower left corner of Figure 2-2 are commonly labelled "engineering models". This terminology typically refers to a simplified representation of a complex system or process that is used by engineers to analyse, understand, and predict its behaviour. For the purpose of this paper, the term "single-fidelity" models will be used to describe these models due to their simplified approach to physics. These models often decompose the intricate aerodynamic interactions imposed by a wind farm on the free

atmosphere into theoretical and simplified components. Consequently, they exclusively address or simulate individual components separately.

Among these models, some are referred to as "wakes-only" models, as they exclusively solve for the average flow downstream of the rotors in the far-wake region. Others fall under the category of "induction-only" models, which focus solely on the phenomena occurring upwind of the turbines within the induction or blockage zone. Additionally, there exists a type of model known as the large wind farm (deep array) model, which emphasizes the two-way coupling between wind farms and the atmospheric wind flow. Traditional software utilized for wind energy production forecasts then aggregates the outcomes of each single-fidelity model, considering them as distinct physical phenomena in isolation.

It is essential to emphasize that single-fidelity models are characterized by their cost-effectiveness and fast execution. Due to these advantages, they still play a crucial role in wind farm design, particularly in layout optimization. Furthermore, many of the models presented in the lower-left corner of Figure 2-2 have been well validated against real data collected from different operational offshore wind farms in the past. Notable examples of validation cases commonly employed for single-fidelity interaction models include (but are not limited to) the Vindeby wind farm, which was operational off the coast of Denmark from 1991 to 2017, boasting a rated capacity of 4.95 MW [11]. Similarly, the Horns Rev I wind farm, operating in the North Sea since 2002 with a total capacity of 160 MW, and the Nysted (Rødsand I) wind farm, operational in the Baltic Sea since 2003 with 166 MW capacity, have been widely utilized for validation purposes [12].

In numerous instances, single-fidelity models for turbine interaction have also been fine-tuned and calibrated using operational data from early offshore wind farms. However, as discussed in section 0, the offshore wind farms of the future are expected to be larger and more complex in many cases. Due to the simplified approach to physics inherent in these single-fidelity models, they tend to overlook critical physical influences. As a result, they cannot be expected to generalize beyond the conditions of their validation envelope.

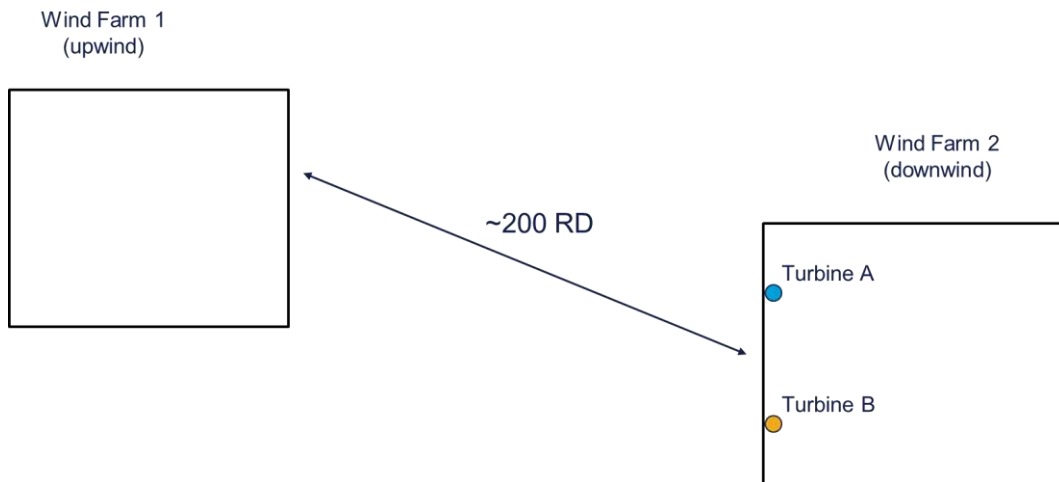
3. EXTRAPOLATING THE VALIDATION ENVELOPE

Repeated experiments conducted using real data from more contemporary and larger wind farms have begun to reveal indications that many of the technical assumptions underlying the validation and fine-tuning of single-fidelity models in the past are gradually becoming obsolete.

For example, the Large Wind Farm (LWF) correction model [8] has extensively been deployed with a maximum downstream recovery distance set to 60 rotor diameters, under the assumption that after this distance downwind of a wind farm, the wind speed would fully recover to the ambient (freestream) levels. Similarly, widely employed software in the offshore wind industry defaulted to a maximum wake length of 50 rotor diameters for the Eddy Viscosity (EV) wakes-only model [15]. However, recent field experiments using empirical data have demonstrated that these distances are inadequate when compared to observed wakes in modern operational wind farms.

In a study led by Williams [13], DNV investigated the relative power generation recorded by two modern wind turbines belonging to the same offshore wind farm in the North Sea. This investigation was conducted for wind directions in which only one of these wind farms would be affected by the wakes generated from a neighboring operational wind farm, located approximately 200 rotor diameters upstream. The relative layout of these wind farms is presented in Figure 3-1.

Figure 3-1 : Relative position of the wind farms being assessed in the North Sea

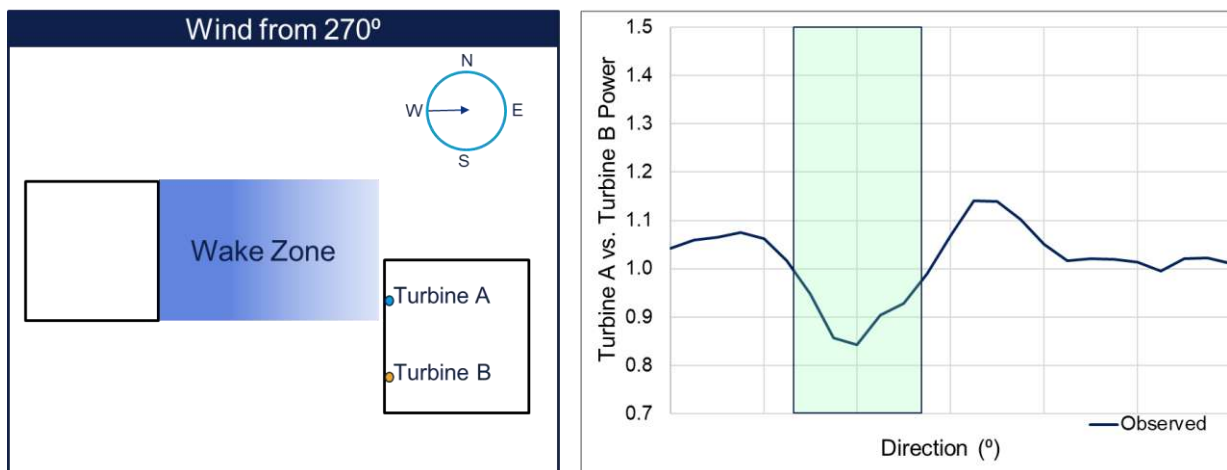


Source: DNV [13].

Approximately 3 years of operational data (SCADA) from each of the wind farms were analysed. The hub heights of the rotors ranged from 80 m to 120 m above sea level, and the rotor diameters varied between 100 m and 150 m.

When the wind blows from the direction of 270° (relative to true north), turbine "A" in the first row of wind farm 2 is affected by the wake generated by wind farm 1 operating upstream. The data collected by the SCADA system from these turbines and analysed by DNV demonstrate that under these conditions, turbine "A" generates approximately 15% less power than turbine "B", which would be free from external wakes. This situation is illustrated in Figure 3-2.

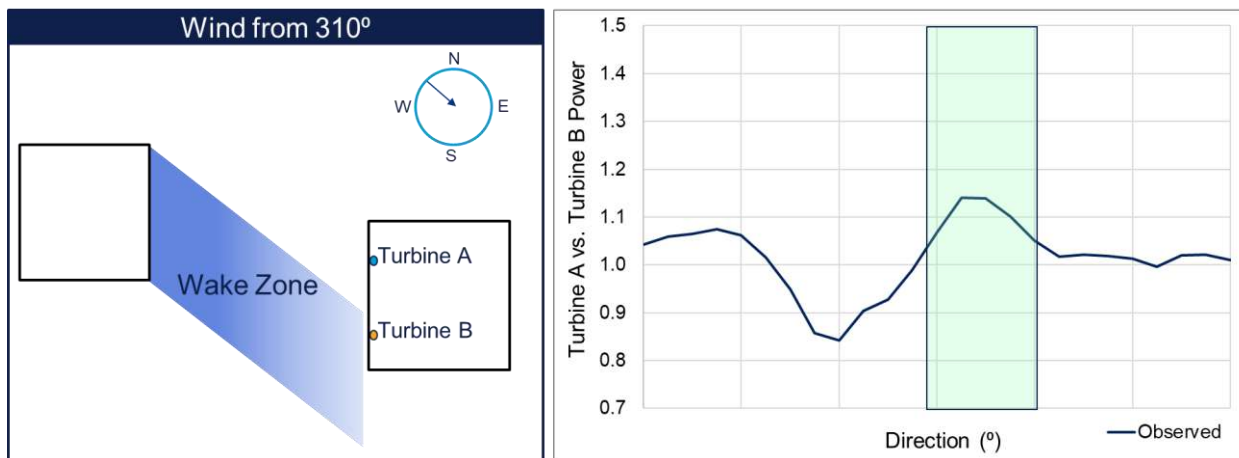
Figure 3-2 : Power ratio between front row turbines 'A' and 'B'. Wind direction from 270° degrees.



Source: DNV [13].

When the wind flow originates from the direction of 310° (relative to true north), turbine 'B' in the first row of wind farm 2 is affected by the wake generated by wind farm 1 operating upstream. The analysed data suggests that under these conditions, turbine 'B' generates approximately 15% less power than turbine 'A'. This situation is illustrated in Figure 3-3.

For the remaining wind flow directions, the power generation ratio between turbines 'A' and 'B' is closer to 1.0 when both are free from the external wake effects generated by wind farm 1, considering the 3 years of analysed data.

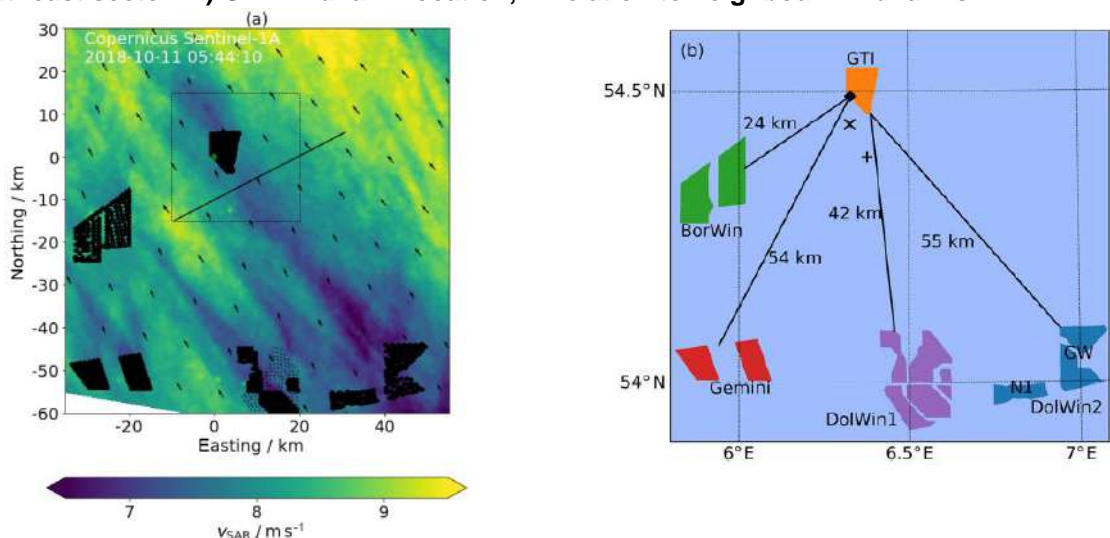
Figure 3-3 : Power ratio between front row turbines 'A' and 'B'. Wind direction from 310° degrees.


Source: DNV [13].

So, according to these findings, the wake formed by the operation of a large wind farm was intense enough to cause a power deficit of 15% in neighboring wind turbines even after travelling over 200 rotor diameters (~ 20 km) through the North Sea. Many single-fidelity wakes-only models would predict this power deficit to be negligible at this distance.

In a second study, Schneemann et al. [16] evaluated the Global Tech I (GTI) offshore wind farm, with 400 MW of installed capacity, located in German waters in the North Sea. This wind farm is accompanied by four other operational neighboring wind farms, situated at distances of up to 55 km, as illustrated in Figure 3-4.

A long-range horizontal scanning LiDAR remote sensor (model WindCube 200S) was mounted on a fixed platform located within the wind farm's perimeter, and its measurements were compared with Synthetic Aperture Radar (SAR) measurements from the European space agency's Sentinel-1A monitoring satellite.

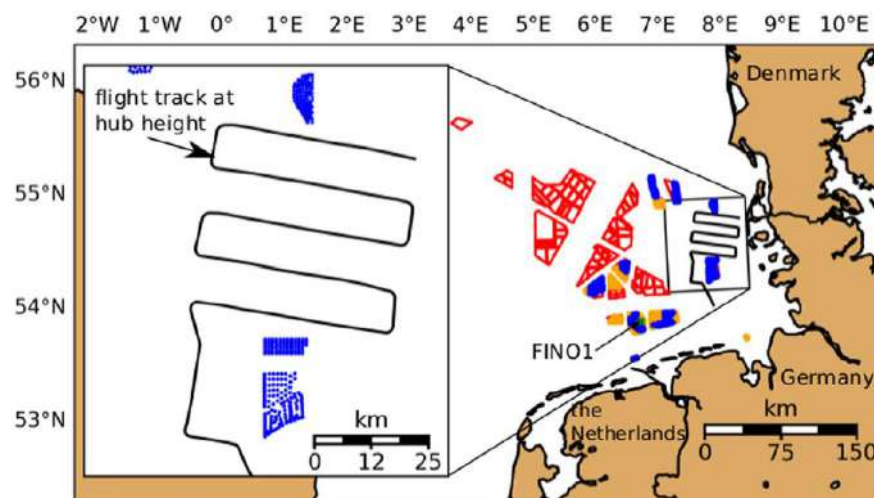
Figure 3-4 : a) Horizontal mean wind speed field, as measured by SAR satellite. Wind blowing from the southeast sector. B) GTI wind farm location, in relation to neighbour wind farms.


Source: Schneemann et al. [16] (Creative Commons license).

Upon analyzing the measured data, the authors concluded that during conditions of stable atmospheric stability ¹(typically when hot air masses flow over cold waters), wakes have travelled 55km, originating from the DolWin2 wind cluster and reaching the GTI wind farm. These super-long cluster wakes persisted for periods of 2.5 hours and caused wind speed reductions of up to 21% (-2.2 m/s) in the first rows of the GTI park.

In a third study, Platis et al.[17] used a specially instrumented aircraft to directly measure the wakes produced by large offshore wind farms in the North Sea, operating near the border between Germany and Denmark. A total of 41 flights were performed, at a constant altitude of 90 m above sea level, on a pre-defined route downwind of the wind farms, presented in Figure 3-5. The altitude chosen is representative of the hub height of the wind farms located in the vicinity of the flight path.

Figure 3-5 : Flight track. The locations of Amrumbank West, Nordsee Ost e Meerwind Süd/Ost wind farms, as well as the FINO1 station are also shown.



Source: Platis et al. [17] (Creative Commons license).

Each overflight lasted between 3 and 4 hours, depending on the daily weather conditions. Throughout the 6-month data collection period, the authors were able to cover different atmospheric conditions: stability, neutrality, and instability. Using instruments installed on the aircraft specifically for this purpose, it was possible to reconstruct the horizontal component of wind velocity in the region upstream of the following offshore wind farms: Amrumbank West, Nordsee Ost, and Meerwind Süd/Ost.

Based on the data they collected, the authors found evidence of offshore wakes propagating up to:

- 55 km when the atmospheric boundary layer was stable (warm air mass over cold water).
- 35 km when the atmospheric boundary layer was in a neutral condition.
- 10 km when the atmospheric boundary layer was unstable (cold air mass over warm water).

The aerodynamic interactions investigated in the independent studies conducted by Williams [13], Schneemann et al. [16] and Platis et al.[17] exhibit substantial magnitudes. These interactions are significantly more intense and propagate over considerably greater distances compared to the samples

¹ Atmospheric stability is a measure of the atmospheric condition that determines whether air masses will rise, descend, or remain neutral. In general, an unstable atmosphere will enhance or promote vertical air movement, a stable atmosphere will suppress or resist vertical movement, and a neutral atmosphere will neither suppress nor enhance vertical movement.

utilized for validating and refining the wakes-only single-fidelity models developed in the early 1980s [11][12].

The single-fidelity models incorporate physics and mathematical simplifications, rendering them fast and efficient. Consequently, they have become indispensable in wind farm design and analysis. However, the issue lies in the exclusive reliance on these models when more reliable and higher-fidelity alternatives are available. Wind projects valued at over a billion euros are routinely financed and constructed without undergoing assessments employing anything beyond a basic wakes-only model and a separate, even simpler, blockage model.

4. HIGHER-FIDELITY MODELLING AND FURTHER VALIDATIONS

In the context of this work, the higher-fidelity models are those capable of reproducing the aerodynamic interactions between the operating wind turbines and the atmosphere with greater physical realism. The physical phenomena at play are no longer assessed as independent components but are rather solved for their coupled interactions.

CFD RANS, or the deployment of the Reynolds-Averaged Navier-Stokes (RANS) equations within a Computational Fluid Dynamics (CFD) domain is perhaps of one the most cost-effective solutions within these higher-fidelity models.

DNV's CFD service to model flow conditions within and around wind farms solves the steady-state RANS equations, using the $k-\epsilon$ model for turbulence closure, with a modified set of constants [21]. DNV customized the model for simulating the atmosphere at wind-farm-scale, with emphasis on accounting for thermal stratification both within and above the boundary layer (BL) [21], [22]. This is done by accounting for buoyancy effects in the vertical momentum equation and in the turbulence model, using a shallow Boussinesq formulation [22]. The effect of the Coriolis force and the associated development of an Ekman spiral are also modelled, implementing the Coriolis force in the horizontal momentum equations.

In these CFD simulations, the turbine interaction losses are captured by modelling the turbines with actuator disks [26]. The disk volumes comprise cubic mesh cells with edge lengths equal to 5% of the rotor diameter (20 cells across the rotor diameter and 5 cells across the disk thickness). The axial and tangential body forces applied to the cells ultimately derive from manufacturer-provided curves for power and thrust coefficient. Through these simulations it is possible to quantify for each individual turbine the difference between its power production in isolation and its production when the other wind farm turbines are present. This wind farm model has been validated across a range of commercial projects, with a limited set of validation results presented in [27] and [28].

To better represent the offshore inflow conditions that are imposed to the boundaries of the CFD numerical domain and enable the accurate simulation of the mesoscale thermal effects within and above the atmospheric boundary layer, DNV has recently been investigating the coupling between Weather Research and Forecast (WRF) modelling and its CFD RANS engine.

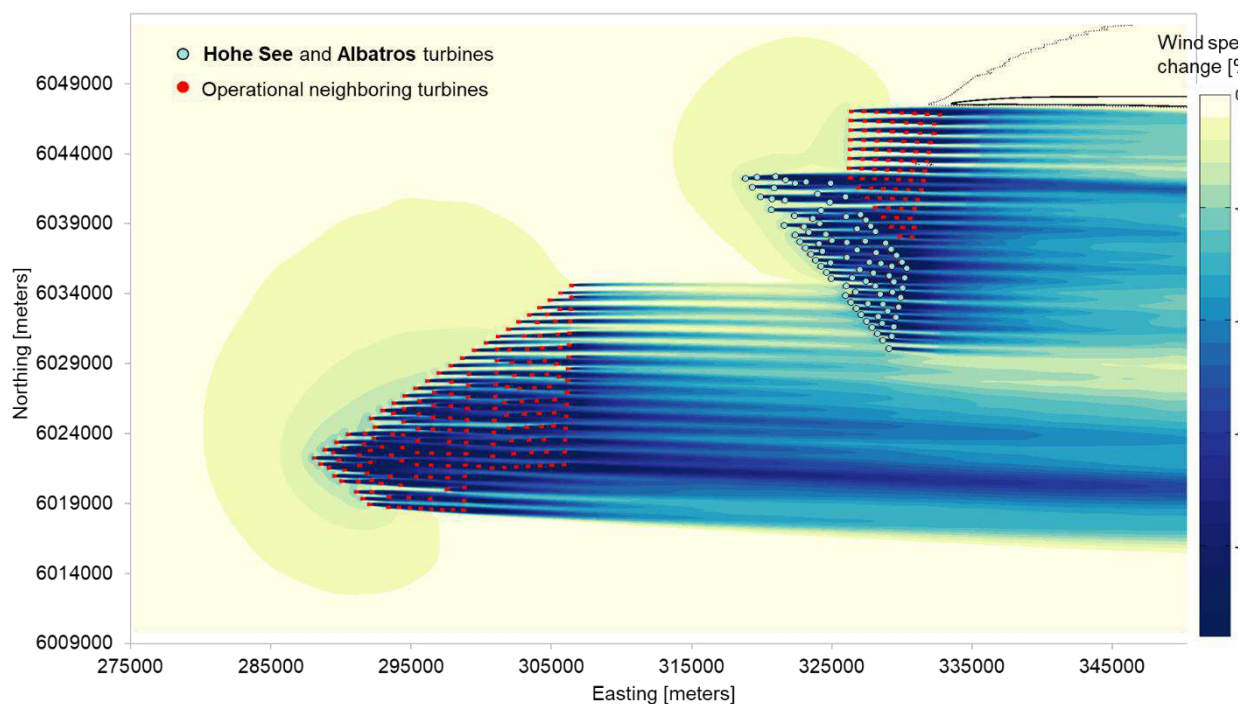
WRF [23] is a mesoscale transient numerical weather prediction system that is suitable for running high-resolution simulations with horizontal grid spacing down to 1-2 km. WRF is developed and maintained by a consortium of more than 150 international agencies, laboratories, and universities. Data is typically produced as virtual hourly time series on a high-resolution grid, centred on the site or wind farm under consideration. The outputs of the WRF simulations are then time-averaged and used to derive the inflow boundary conditions for CFD simulations.

These simulations for turbine interaction effects naturally account for long cluster wakes superposition effects, by enforcing mass, momentum and energy conservation. Contrary to the single-fidelity models, they do not require ad hoc assumptions about these superpositions.

This new WRF-to-CFD model developed was used by Montavon et al.[28] to quantify the turbine interaction effects on two offshore operational neighboring wind farms in the North Sea, namely Hohe See and Albatros, which combined sum to over 639 MW of power capacity. The WRF simulation was run with 4 nested domains, with resolutions starting from 62 km x 62 km and reaching a final grid with a horizontal resolution of 1 km. The model included simulations for 41 atmospheric levels, up to a 19.3km altitude, and its initial conditions were driven by the ERA-5 reanalysis [24], during a period concurrent with the measurement campaign (Nov 2021 – Feb 2023). The simulations were performed multiple times, to generate various sets of both stable and unstable atmospheric boundary conditions for the CFD RANS engine.

These offshore wind farms along with their operational neighbours, and a heat map of interaction effects calculated with WRF-to-CFD at 105 meters above sea level are presented in Figure 4-1.

Figure 4-1 : Neighbour wind farms operating approximately 18km upwind of Hohe See and Albatros. WRF-to-CFD simulations for Wind direction: 268°. Unstable atmospheric conditions.

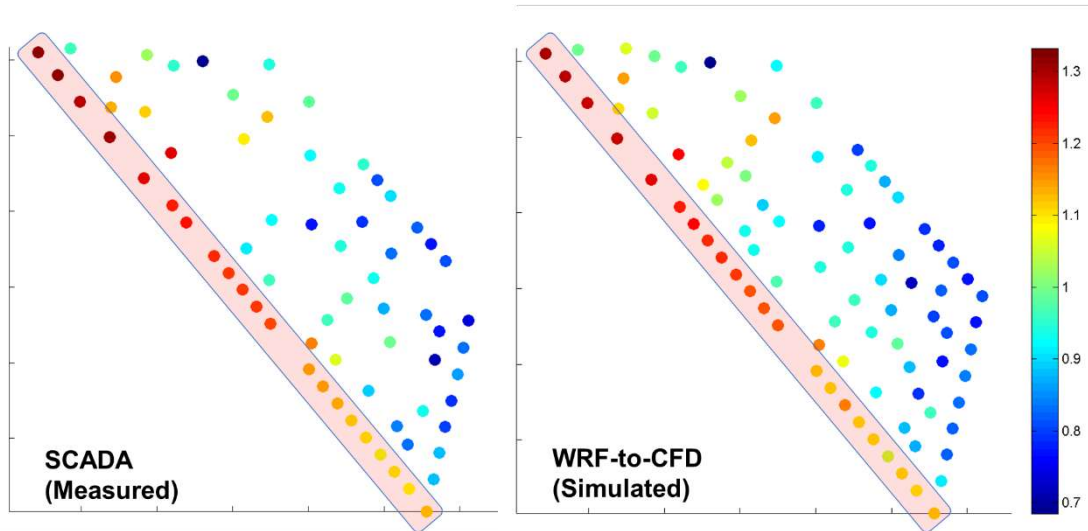


Source. DNV [28].

CFD-based predictions were utilized to estimate the energy production of wind turbines, and the results were compared with the actual power production data recorded by the Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) systems. This comparison facilitated the validation of the CFD-predicted distribution of energy production within the wind farms. To ensure accuracy, the historical operational data underwent appropriate filtering based on wind turbine availability (>85%), wind direction, and atmospheric conditions.

One of the many such comparisons investigated by Montavon et al.[28] is presented in Figure 4-2, for a period when the wind farm was operating under unstable atmospheric conditions and the wind was blowing from the west.

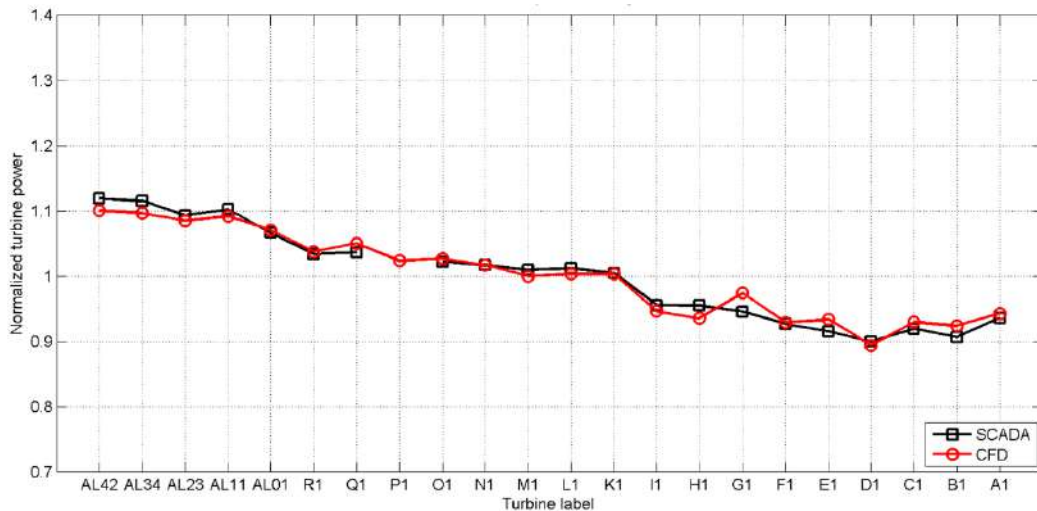
Figure 4-2 : Normalized power: measured and simulated. Unstable atmospheric conditions. Wind direction: 268°.



Source. DNV [28].

A similar comparison, made only with the front-row turbines of Hohe See and Albatros, is presented in Figure 4-3. The numerical simulations with WRF-to-CFD were able to capture very well the distribution of power within the Albatros and Hohe See projects, including the first row's pattern of production. It's also worth noting that there's a large variation of power across the line of leading turbines, with the lowest producing 20% less than the highest producing turbine. This difference is primarily due to the recovering cluster wakes from the upstream neighbouring wind farms sited over 18 km away.

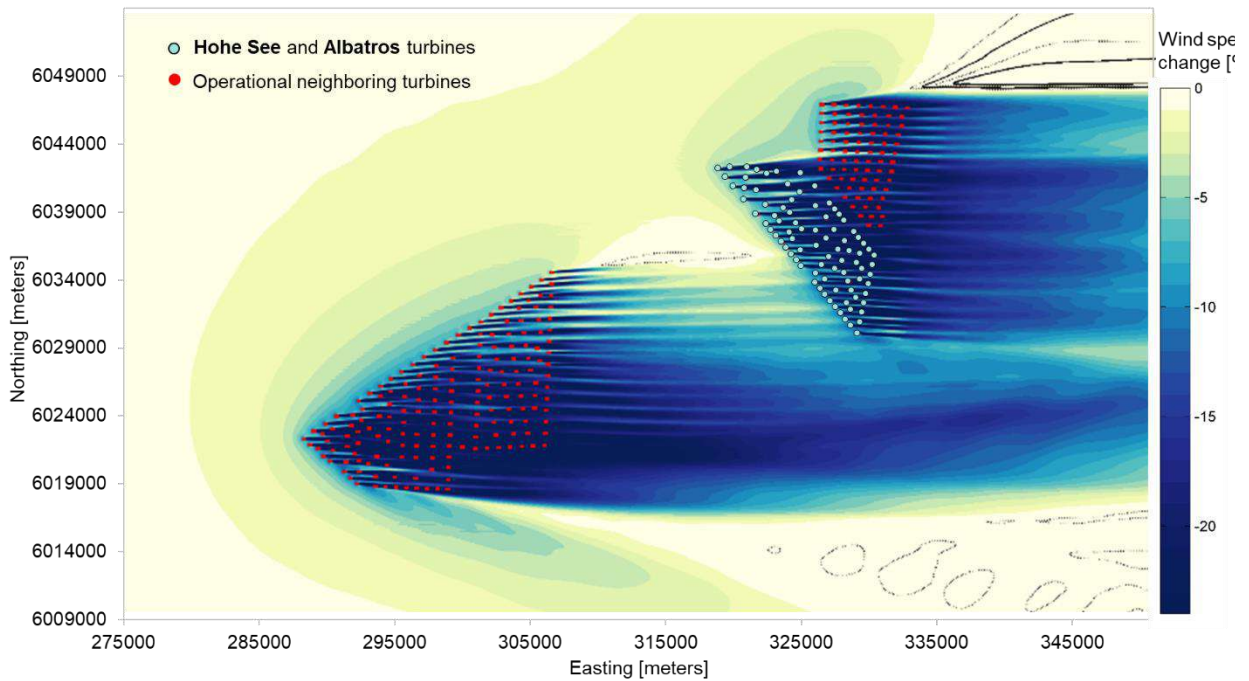
Figure 4-3 : Normalized power for front row turbines: measured and simulated. Unstable atmosphere. WD: 268°.



Source. DNV [28].

The same exercise was repeated, but instead of filtering the operational data for moments when the surface boundary layer was presenting stable behaviour. Likewise, the equivalent set of numerical WRF-to-CFD simulations was re-run with the proper modifications to represent these same conditions. The heat map of horizontal wind speed deficit for one of these simulations is presented in Figure 4-3.

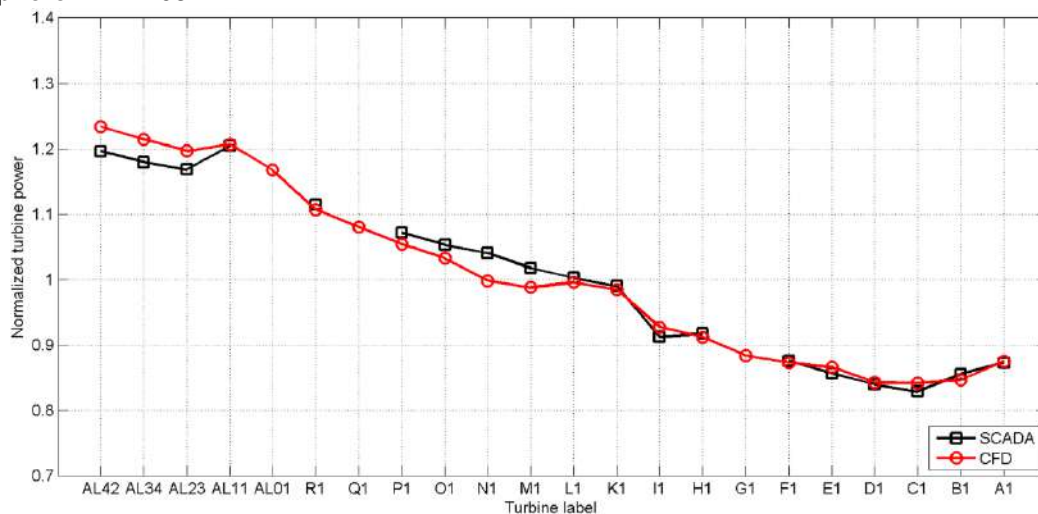
Figure 4-4 : Neighbour wind farms operating at approximately 18km upwind of Hohe See and Albatros. WRF-to-CFD simulations for wind direction 268°. Stable atmospheric conditions.



Source. DNV [28].

Figure 4-5 illustrates the normalized power production of the primary turbines in the Albatros and Hohe See projects. These results are derived from a new series of numerical simulations conducted under stable atmospheric conditions and are compared with the power production data obtained from filtered operational SCADA records. Once again, the utilization of WRF-to-CFD numerical simulations yielded excellent accuracy in capturing the power distribution patterns within the Albatros and Hohe See projects, including the production pattern observed in the first row of turbines. Notably, the discrepancy in power output among the leading turbines has significantly increased, with the lowest-performing turbine producing 33% less power than the highest-performing turbine. That’s a clear register of large offshore cluster wakes travelling over 18 km and still being able to considerably lower the performance of a downwind wind farm.

Figure 4-5 : Normalized power for front row turbines: measured and simulated. Stable atmosphere. WD: 268°.



Source. DNV [28].

5. DISCUSSION AND CONCLUSION

In conclusion, the findings of this study demonstrate that the increase in wind farm capacity density, larger turbines, and regional clustering will lead to the extended propagation distances of offshore cluster wakes. Empirical evidence and measurements have shown that under stable atmospheric conditions, the wakes formed downwind and the blockage zone formed upwind of offshore wind farms can propagate over considerably longer distances and may be up to twice as intense compared to neutral or unstable atmospheric conditions.

The measurements and numerical simulations conducted by DNV using the latest WRF-to-CFD model for turbine aerodynamic interactions have further supported these findings. It is important to note that many of the single-fidelity models currently utilized in the wind industry do not explicitly consider atmospheric stability. Therefore, incorporating atmospheric stability into models will result in a more accurate representation of wakes over long distances.

While single-fidelity models are suitable for early design phases and optimization exercises due to their cost-effectiveness, it should be acknowledged that Brazilian offshore wind projects are expected to be significantly large, surpassing the validation envelopes of these models. To mitigate the risks associated with these larger projects, DNV strongly recommends the utilization of high-fidelity turbine interaction models capable of accurately simulating both internal and external turbine interaction effects.

An analysis performed with a higher-fidelity model enhances accuracy and provides detailed insights into turbine interaction effects within the wind farm, surpassing the capabilities of single-fidelity models. WRF-to-CFD simulations, due to their improved representation of the physics surrounding wind farms, are significantly more capable than single-fidelity models in delivering scalable results as turbine and wind farm sizes increase. This mitigates the risk of systematic biases in numerical predictions when applied to future wind farms that greatly differ in size from those in the current validation datasets.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to express sincere gratitude to Christiane Montavon and James Bleeg for their immense contributions in advancing and validating the numerical modelling of aerodynamic interaction effects in large offshore wind farms. Their combined work and research have broken new ground and have been of paramount importance to the wind industry worldwide in recent years. Additionally, the authors would like to thank EnBW and Enbridge for granting permission to make the validations conducted at the Hohe See and Albatros offshore wind farms public.

6. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

- [1] "Making Green Energy Affordable How the Offshore Wind Energy Industry Matured – and What We Can Learn from It." *1991-2001 The First Offshore Wind Farms (Chapter 2/6)* | Ørsted, orsted.com/en/insights/white-papers/making-green-energy-affordable/1991-to-2001-the-first-offshore-wind-farms. Accessed 1 July 2023.
- [2] "Hornsea 1 Offshore Wind Farm." *Hornsea One - Offshore Wind Farm* | Ørsted, orsted.co.uk/energy-solutions/offshore-wind/our-wind-farms/hornsea1. Accessed 1 July 2023.
- [3] Porté-Agel, Fernando, et al. "Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review." *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 174, no. 1, 2019, pp. 1–59, <https://doi.org/10.1007/s10546-019-00473-0>.
- [4] N, Jensen, "A note on wind generator interaction," RISØ M-2411, 1983.
- [5] Katic I, Høstrup J and Jensen N, "A simple model for cluster efficiency," in EWEC, 1986.
- [6] Schlez, W., Neubert, A and Smith, G M, "New Developments in Precision Wake Modelling," in DEWEK, Bremen, 2006.

- [7] Schlez, W. Neubert, A., “New Developments in Large Wind Farm Modelling,” in EWEC, Marseille, France, 2009.
- [8] Large Wind Farm Correction | Windfarmer Documentation, dnvgldocs.azureedge.net/WindFarmer:%20Analyst_Latest/CalcRef/TurbineInteractions/LargeWindFarmCorrection/largeWindFarmCorrection.html. Accessed 5 July 2023.
- [9] F, Ainslie J, “Development of an eddy viscosity model for wind turbine wakes,” in Proceedings of 7th BWEA Wind Energy Conference, Oxford, 1985.
- [10] F, Ainslie J, “Development of an Eddy Viscosity model of a Wind Turbine Wake,” CERL Memorandum TPRD/L/AP/0081/M83, 1983.
- [11] “Windfarmer Validation Report, Version 5.3”. Garrad Haasan & Partners Ltd. April 2014.
- [12] “Windfarmer White Paper, April 2016. DNV.” www.dnv.com/publications/windfarmer-white-paper-april-2016-65253. Accessed 2 July 2023.
- [13] Williams, Ben. “Far-distant offshore wakes: How far is too far and are we getting it right?.” *Wind Europe Technology Workshop 2022*. <https://windeurope.org/tech2022/proceedings/>.
- [14] “Wind Farm Blockage.” WindFarmer Documentation, dnvgldocs.azureedge.net/WindFarmer:%20Analyst_Latest/CalcRef/TurbineInteractions/BlockageModel/blockageModel.html. Accessed 4 July 2023.
- [15] LLC, UL Renewables. “Openwind Online Help.” Basic Wake Models, openwind.ul-renewables.com/basicwakemodels.html. Accessed 4 July 2023.
- [16] Schneemann, Jörg, et al. “Cluster Wakes Impact on a Far-Distant Offshore Wind Farm's Power.” *Wind Energy Science*, vol. 5, no. 1, 3 Jan. 2020, pp. 29–49., <https://doi.org/10.5194/wes-5-29-20>.
- [17] Platis, Andreas, et al. “First in Situ Evidence of Wakes in the Far Field behind Offshore Wind Farms.” *Scientific Reports*, vol. 8, no. 1, 1 Feb. 2018, <https://doi.org/10.1038/s41598-018-20389-y>.
- [18] Fitch A.C, Olson J.B, Lundquist J.K., Dudhia J, Gupta A.K., Michalakes J., Barstad I. Local and mesoscale impacts of wind farms as parameterized in a mesoscale NWP model. *Monthly Weather Review*. 2012; 140: 3017– 3038.
- [19] Fitch, A. C. (2016) Notes on using the mesoscale wind farm parameterization of Fitch et al. (2012) in WRF. *Wind Energ.*, 19: 1757– 1758. doi: 10.1002/we.1945.
- [20] T Levick *et al* 2022 *J. Phys.: Conf. Ser.* 2257 012010.
- [21] Bleeg, J.; Digraaskar, D.; Woodcock, J.; Corbett, J. F. Modeling Stable Thermal Stratification and Its Impact on Wind Flow over Topography. *Wind Energy*, Wiley Online, 14 Jan. 2014, <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/we.1692/>.
- [22] Bleeg, J.; Digraaskar, D.; Horn, U.; Corbett, J. F. Modelling stability at microscale, both within and above the atmospheric boundary layer, substantially improves wind speed predictions. Proceedings from EWEA, Paris, France, 2015.
- [23] Weather Research and Forecasting Model, <https://www.mmm.ucar.edu/weather-research-and-forecasting-model>.
- [24] The European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF); ERA-5; website at <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/archive-datasets/reanalysis-datasets/era5>.
- [25] Montavon, Christiane, et al. Blockage and cluster-to-cluster interactions from dual scanning lidar measurements. *Wind Energy Science (WESC) 2023*, Glasgow. <https://doi.org/10.5281/zenodo.8000511>.
- [26] Van der Laan, M.; Sørensen, N.N.; Réthoré, P.E.; Mann, J.; Kelly, M.C. “The k-ε-fp model applied to double wind turbine wakes using different actuator disk force methods”. *Wind Energy* 2014, doi:10.1002/we.1816.
- [27] Bleeg, J.; Purcell, M.; Ruisi, R.; Traiger, E. “Wind Farm Blockage and the Consequences of Neglecting Its Impact on Energy Production”. *Energies* 2018, 11, 1609. Available at <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/6/1609>.
- [28] C. Montavon, J. Bleeg, J. Riechert, M. Steger, S. Soderberg, C. Schmitt, ‘Measuring and Modelling Wind Farm Blockage Offshore’, *Wind Europe WRA Technical Workshop 2021*, <https://windeurope.org/tech2021/proceedings/>.

Panorama sobre tecnologias relacionadas à energia eólica offshore protegidas por patentes: potencial estímulo à inovação

Cesar Vianna Moreira Júnior¹, Maria Raquel Catalano de Sousa¹, Maria Ângela de Souza Fernandes²,
Ricardo Carvalho Rodrigues², Adelaide Maria de Souza Antunes²

¹Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI) – Diretoria de Patentes, ²Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI) – Academia de Propriedade Intelectual

cvmjunior@gmail.com, mcatalanodesousa@gmail.com, mariaangela.souzafernandes@gmail.com,
ricardo.rodrigues@inpi.gov.br, aantunes@inpi.gov.br

RESUMO

O presente trabalho apresenta um panorama de tecnologias relativas à energia eólica offshore protegidas por patentes. Para tal, emprega a metodologia de prospecção tecnológica utilizando a base de dados patentária Derwent Innovation. Os resultados obtidos apontam uma forte presença de patentes da Alemanha, Dinamarca e Estados Unidos, com destaque para as empresas Siemens, Vestas, Wobben/Enercon e GE, ratificando os países como líderes no desenvolvimento e proteção de tecnologias relacionadas à energia eólica offshore e principais mercados de interesse global. Contribuição relevante do trabalho consiste numa estratificação de dados nacionais e internacionais em diferentes áreas de desenvolvimento tecnológico. Destacam-se as tecnologias referentes à montagem e sustentação de instalações de energia eólica offshore, manutenção/reparo, além de fundações submersas, referendando grandes desafios do setor.

Palavras-chaves:

Propriedade Industrial; Patentes; Tecnologia; Energia Eólica; Offshore.

ABSTRACT

This paper presents a panorama of technologies related to the offshore windpower sector protected by patents. Therefore, it employs the methodology of technological prospection using the Derwent Innovation patent database. The results indicate strong leadership of Germany, Denmark and United States, with emphasis on the companies Siemens, Vestas, Wobben/Enercon and General Electric, confirming the countries as leaders in the development and protection of technologies related to the offshore windpower sector and main markets of global interest. Relevant contribution is a stratification of national and international data in different areas of technological development such as support of offshore wind energy installations, maintenance/repair and submerged foundations, addressing huge challenges of the sector.

Keywords:

Industrial Property; Patent; Technology; Wind Energy; Offshore.

1. INTRODUÇÃO

A geração de energia eólica offshore é considerada uma das fontes de energia renovável mais promissoras, com potencial de atender a demanda de energia de grandes centros populacionais nos próximos anos. De acordo com a IRENA (Agência Internacional de Energia Renovável), o mercado global de energia eólica offshore deve crescer oito vezes até 2050.

A maioria dos parques eólicos offshore em operação no mundo, atualmente, estão localizados na Europa, seguida pela Ásia e Estados Unidos (NREL, 2017), sendo que Reino Unido, Alemanha e China concentram mais de 90% dos 23,1 GW instalados (GWEC, 2019a). Após a implementação da primeira usina eólica offshore na Dinamarca em 1991, novos parques entraram em operação na Finlândia, Noruega, Índia, Canadá, Austrália, Polônia, Croácia, Grécia, Sri Lanka, Brasil, entre outros países (DIAZ e SOARES, 2020).

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2050, a capacidade de geração de energia elétrica advinda de eólicas offshore no Brasil está projetada para 16 Giga Watts (EPE, 2020; EPBR, 2022; PNE, 2020). A extensão da costa brasileira é de aproximadamente 7.300km contemplando projetos conceituais alocados nas regiões sul, nordeste e sudeste. Estima-se 38% da capacidade instalada no Rio Grande do Sul e Santa Catarina; 37% no Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte e 25% no Espírito Santo e Rio de Janeiro (IBAMA (2022)).

Hagedoorn e Zobel (2015) enfatizam a colaboração entre indústrias para otimizar os esforços de desenvolvimento e difusão de tecnologias sustentáveis complexas para impulsionar a inovação. Carvalho (2019) ressalta potencial sinergia entre a exploração e a produção de petróleo e gás e a geração de energia eólica offshore, enquanto (Hernandez et al. (2021)) argumentam que a indústria de Óleo e Gás (O&G) apresenta potencial de contribuição na concretização do cenário projetado, sendo que a maioria das grandes operadoras já alocou parte relevante de seus recursos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) para projetos de parques eólicos offshore. Cabe ressaltar que o detalhamento das tecnologias desenvolvidas pelas equipes de P&D raramente são publicadas em artigos científicos, embora, em geral, sejam publicadas em documentos de patentes.

Neste contexto, este artigo busca responder a seguinte questão: Quais são as tecnologias protegidas por patentes no setor de energia eólica offshore?

Dentre os principais resultados, cabe ressaltar que tanto no Brasil, quanto no âmbito internacional, verificou-se uma forte presença de patentes da Alemanha, Dinamarca e Estados Unidos, com destaque para as empresas Siemens, Vestas, Wobben/Enercon e GE. Tal fato ratifica os países como líderes no desenvolvimento e proteção de tecnologias relacionadas à energia eólica offshore e principais mercados de interesse global. Uma surpresa no âmbito internacional foi a liderança da Coreia do Sul e Japão, seja com relação ao número de depósitos de pedidos de patentes, seja em número de empresas atuantes.

Contribuição relevante do trabalho é a estratificação de dados nacionais e internacionais em diferentes áreas de desenvolvimento tecnológico, com destaque para tecnologias referentes à montagem e sustentação de motores movidos a vento/instalações de energia eólica offshore, manutenção/reparo e

fundações. Considerando-se que as tecnologias protegidas por patente estão geralmente vinculadas à originalidade, novidade técnica e aplicação na indústria, a análise dos dados apresentados na prospecção tecnológica oferece potencial de colaboração em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P, D&I) entre as indústrias de eólica offshore e O&G.

Além desta introdução, o trabalho está dividido da seguinte forma: a seção 2 trata de instrumentos de Propriedade Industrial, principalmente as patentes; a seção 3 apresenta o sistema de classificação de patentes e a metodologia de prospecção tecnológica utilizada; a seção 4 apresenta panoramas tecnológicos com abrangência internacional e nacional e discute os resultados; e, por fim, a seção 5 tece considerações finais e sugere trabalhos futuros.

2. INSTRUMENTOS DE PROPRIEDADE INDUSTRIAL – PATENTES

Criado em 1970, o Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI) é uma autarquia federal vinculada ao Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços, sendo responsável pelo aperfeiçoamento, disseminação e gestão do sistema brasileiro de concessão e garantia de direitos de propriedade industrial para a indústria. Entre os serviços do INPI está incluída a concessão de patentes. A patente é um direito, conferido pelo Estado, que dá ao seu titular a exclusividade da exploração de uma tecnologia. Como contrapartida pelo acesso do público ao conhecimento dos pontos essenciais do invento, a lei confere ao titular da patente um direito limitado no tempo, no pressuposto de que é socialmente mais produtiva a troca da exclusividade de fato (a do segredo da tecnologia) pela exclusividade temporária de direito (Barbosa, 2009). Sua duração, a partir da data de depósito, varia de acordo com a modalidade da patente depositada, podendo ser de invenção (20 anos) ou de modelo de utilidade (15 anos).

Cabe destacar que, no âmbito nacional, conforme definido pela Lei nº 9.279 (Lei de Propriedade Industrial – LPI), é patenteável a invenção que atenda aos requisitos de novidade, atividade inventiva e aplicação industrial. Uma invenção é considerada nova quando não compreendida no estado da técnica, ou seja, é diferente de tudo que já existe. Será dotada de atividade inventiva sempre que, para um técnico no assunto, não decorra de maneira evidente ou óbvia do estado da técnica. Adicionalmente, uma invenção é suscetível de aplicação industrial quando pode ser utilizada ou produzida em qualquer tipo de indústria.

Por fim, vale ressaltar que o pedido de patente é mantido em sigilo durante 18 (dezoito) meses contados da data de depósito.

3. CLASSIFICAÇÃO DE PATENTES E PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA

3.1 Classificação Internacional de Patentes

A Classificação Internacional de Patentes (IPC, do inglês *International Patent Classification*) de uma tecnologia é construída, inicialmente, por uma seção, representada por uma letra (por exemplo, F), seguida de dois algarismos, indicando a classe (por exemplo, F03). Cada classe pode envolver uma ou mais subclasses, representada por uma letra (por exemplo, F03D), tendo cada subclasse suas subdivisões

chamadas de grupos, podendo ser grupos principais ou subgrupos. Cada representação do grupo principal é constituída pelo símbolo da subclasse, seguido de um número com um a três dígitos, da barra oblíqua e o número 00 (por exemplo, F03D 13/00). Os subgrupos formam subdivisões sob os grupos principais onde os números após a barra oblíqua contem com pelo menos dois dígitos que não sejam 00 (por exemplo, F03D 13/25). Dessa forma, cada seção é subdividida por subcategorias, até que o resultado final de uma IPC esteja apresentado da seguinte forma:

Exemplo: **F03D 13/25**, onde:

- Seção – representada por uma letra entre A e H: **Engenharia mecânica**;
- Classe – representada por dois dígitos numéricos: **Máquinas**;
- Subclasse – representada por uma letra variando de A até Z: **Motores movidos a vento**;
- Grupo – representado por um ou mais dígitos numéricos: **Montagem, instalação ou colocação em operação**;
- Subgrupo – representado por pelo menos dois dígitos numéricos: **montagem de motores a vento adaptados especialmente para instalação em alto mar**.

3.2 Estudos de Prospecção Tecnológica

Há três tipos de abordagens passíveis de serem empregadas na tarefa de prospectar o futuro: i) através de inferências, que projetam o futuro por meio da reprodução do passado, dentro de certos limites, desconsiderando descontinuidades ou rupturas; ii) através da geração sistemática de trajetórias alternativas, com a construção de cenários possíveis; ou iii) por consenso, através da visão subjetiva de especialistas.

Os estudos de Prospecção Tecnológica encontram, no sistema de Propriedade Intelectual, especificamente no sistema de Patentes, um recurso valioso, uma vez que este sistema alimenta uma base de dados que vem crescendo significativamente nas últimas décadas, em função da crescente importância das patentes na economia (Fisher, 2001).

Há uma série de vantagens na utilização das patentes como fonte de informação, além da quantidade crescente de documentos e da relevância dos mesmos em relação ao mercado tecnológico. Dentre elas, destaca-se a facilidade de acesso às bases de dados disponibilizadas gratuitamente na Internet.

Algumas bases de dados gratuitas são consideradas importantes, seja em função da amplitude de cobertura temporal e territorial das publicações, como é o caso da base do Escritório Europeu de Patentes (*Espacenet*), seja em função da relevância do país no sistema de Propriedade Intelectual, como a base do Escritório Americano de Marcas e Patentes (USPTO) e a base do Escritório Japonês de Patentes (JPO). Entretanto, tais bases de dados apresentam limitações, e é importante que, ao utilizá-las, tais limitações

sejam consideradas e a coleta e o tratamento das informações seja planejado de forma a evitar os problemas que as mesmas possam ocasionar.

Por outro lado, existem bases de dados comerciais e softwares específicos para a recuperação e o tratamento de dados obtidos através do sistema de patentes, como *Google Patents*, *Derwent Innovation* (DWPI) e EPOQUE. Na maioria das vezes, esses recursos possibilitam a automatização de muitas das etapas que, quando utilizada uma base de dados gratuita, devem ser realizadas manualmente.

A Tabela 1 permite comparar recursos de interesse disponíveis em algumas das principais bases patentárias.

Tabela 1 – Comparação dos recursos disponíveis nas bases patentárias.

Recursos de interesse das bases patentárias	Bases comerciais			Bases oficiais			
	Google Patents	Derwent Innovation	EPOQUE	Espacenet	USPTO	JPO	INPI
Dados de vários países		X	X	X			
Dados atualizados	X	X	X	X	X	X	X
Classificação própria		X					
Edição e revisão de pedidos de patentes		X					
Sistema de fácil utilização	X	X	X	X			
Utilizadas em escritórios de patentes	X	X	X	X	X	X	X
Suporte aos usuários		X	X				
Múltiplas opções de busca	X	X	X	X	X	X	X
Compilação dos resultados em gráficos		X					
Acesso gratuito	X			X	X	X	X

As bases comerciais têm a desvantagem de serem pagas, porém, a base *Derwent Innovation* (DWPI) possui mais de 900 profissionais que editam e revisam os pedidos de patentes e possui uma classificação própria dos pedidos, o que melhora o resultado das buscas. O sistema possui múltiplas opções de busca, permite compilar os resultados obtidos em gráficos e é bem simples de usar. Assim, optou-se por utilizar a *Derwent Innovation* (DWPI) neste trabalho.

3.3 Metodologia de Busca

Em um primeiro momento, foi realizada uma busca preliminar na IPC a fim de obter as classificações referentes às tecnologias de energia eólica, de modo a auxiliar na delimitação do escopo das buscas posteriores. Adicionalmente, como estamos especialmente interessados nos desenvolvimentos relativos às eólicas no mar, foi também incluída a palavra chave “offshore”. Nesse sentido, para obter um panorama internacional, a primeira estratégia de busca adotada considerou as seguintes categorias: delimitação do escopo do pedido; utilização das palavras-chave; classificação (IPC) e limite temporal. Em seguida, para obter os dados específicos de cada país, a segunda estratégia de busca considerou, além das categorias

supracitadas, operador de proximidade e o país ou região de depósito. A Tabela 2 ilustra as categorias adotadas e variáveis utilizadas nas estratégias de busca.

Tabela 2 – Estratégia de busca.

Categorias adotadas	Variáveis utilizadas
Delimitação de Escopo	Título, Resumo e Reivindicações
Palavras-chave	"wind"
Operador de proximidade	"near"
Palavras-chave extras	("generation" OR "power" OR "energy") AND ("offshore")
Classificação	F03D
Limite temporal	2013 a 2023
País de depósito	Brasil, Estados Unidos, etc.

Com o limite temporal configurado para 2013 a 2023, executou-se a primeira busca em âmbito internacional e a segunda em âmbito nacional. Assim, foi identificado o número de ocorrências de depósitos e publicações a cada ano, observando seu comportamento neste recorte temporal. Após essa etapa, foi identificado um número bastante elevado de documentos chineses, em sua grande maioria depositados somente na China, dados estes que ensejariam uma análise específica futura em separado somente para o país.

Sendo assim, incluiu-se um operador para filtrar/eliminar os documentos de origem chinesa e executou-se novamente as buscas internacional e nacional, respectivamente. Assim, foi possível obter as principais classificações utilizadas nestas tecnologias, os países com mais pedidos de depósito de patentes, as principais empresas do setor em número de patentes e, finalmente, identificar quais áreas tecnológicas destacam-se no âmbito da energia eólica offshore em termos de proteção por patentes no Brasil e no âmbito internacional.

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Com a busca internacional, foi encontrado um total de 1315 documentos a serem analisados. A Figura 1 mostra o comportamento internacional de depósitos e publicações de pedidos de patentes relacionados à energia eólica offshore de 2013 a 2021. Observa-se uma tendência constante entre 2015 e 2018 sendo que, a partir de então, verifica-se uma tendência crescente até 2021. Devido ao chamado efeito de borda, os anos de 2022 e 2023 foram suprimidos. Este efeito pode ser ocasionado pelos seguintes motivos: i) atraso da publicação dos pedidos por parte dos escritórios de patente; ii) período de sigilo de até 18 meses da data de depósito até a publicação do referido pedido de patente; e iii) atraso da base comercial na atualização dos dados provenientes das bases oficiais dos escritórios de patente. Os anos anteriores a 2013 não foram apresentados de modo a evidenciar as tecnologias mais recentes, isto é, dos últimos 10 anos.

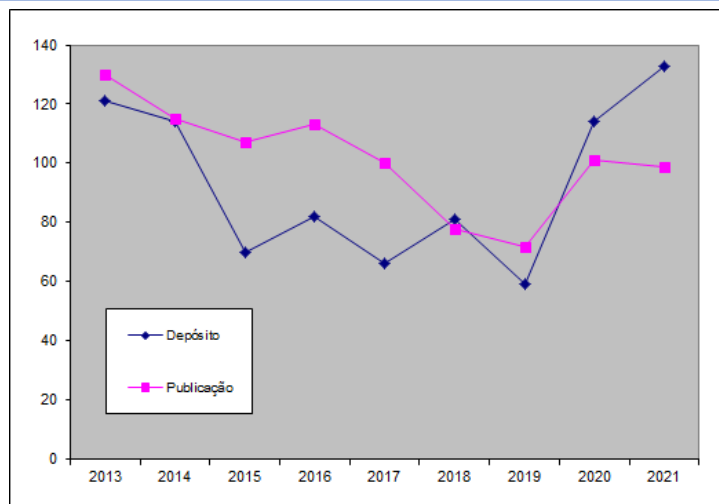


Figura 1 – Comparação dos dados internacionais de reivindicações de prioridade, depósitos e publicações de pedidos de patentes relacionados à energia eólica offshore por ano.

Conforme o esperado, o perfil das curvas é similar. Observa-se que a curva de publicação está deslocada em cerca de um ano em relação à curva de depósito, devido ao período de sigilo do pedido de patente. A seguir são apresentados resultados mais específicos, considerando separadamente os dados internacionais e nacionais.

4.1 Panorama Internacional

A Figura 2 ilustra o comportamento dos depósitos de pedidos de patentes, relacionados à energia eólica offshore, nos principais países em número de depósitos. Observa-se claramente a liderança da Coreia do Sul e do Japão na proteção dessas tecnologias, seguidos por Alemanha, Dinamarca, Suécia, Estados Unidos, Taiwan e Singapura, evidenciando-se como os principais mercados de interesse em termos de proteção patentária.

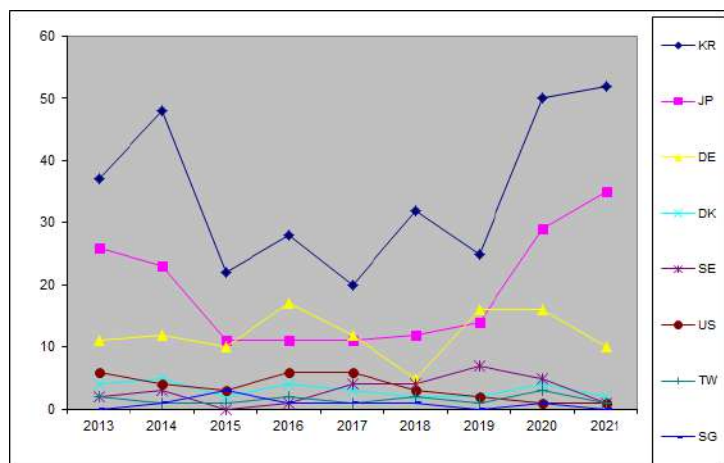


Figura 2 - Depósitos de patentes referentes à eólica offshore por ano no âmbito internacional.

A Figura 3 mostra o ranking das empresas com maior número de depósitos de patentes agrupadas por país de origem. Novamente, verifica-se a liderança de Coréia do Sul e Japão tanto em número de empresas quanto de depósitos. Com relação à Europa e Estados Unidos, destacam-se grandes empresas conhecidas como players no setor tais como a alemã Siemens e a dinamarquesa Vestas com 32 depósitos cada, a alemã Wobben com 8 e a norte americana GE com 13. Cabe um destaque para a Coreana Samsung Heavy Ind. Co., líder com 54 depósitos e para a Japonesa Hitachi LTD que ocupa o segundo lugar do ranking com 39.

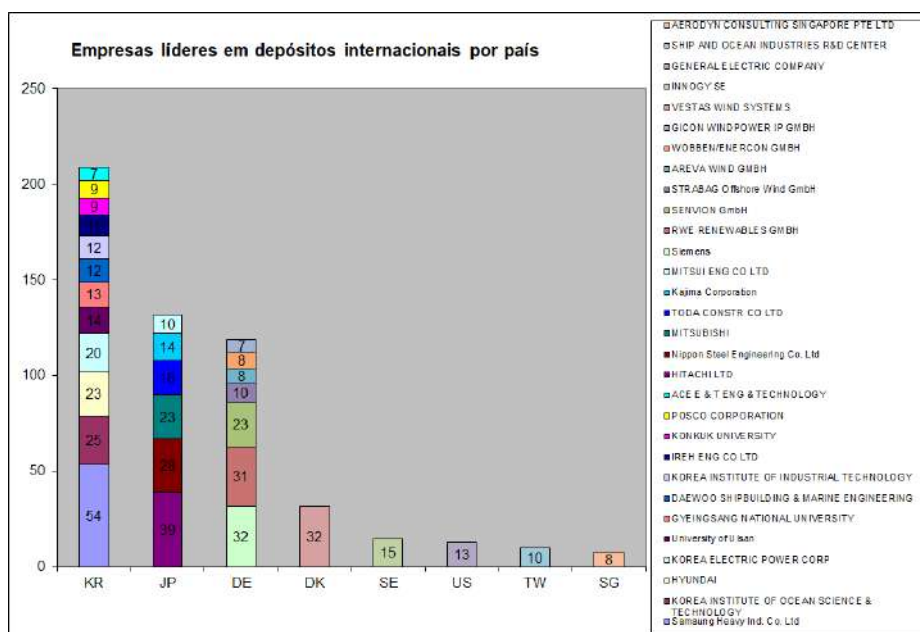


Figura 3 - Ranking das empresas em depósitos de patentes referentes à energia eólica offshore, agrupadas por país de origem, entre 2013 e 2023.

Diferentemente da Figura 2 que evidencia os mercados de interesse em proteção, a Figura 3, através da atuação direta das empresas, mostra os países líderes na proteção dos seus desenvolvimentos e pesquisas de tecnologia no setor de energia eólica offshore.

4.2 Panorama Nacional

No âmbito nacional foram encontrados 36 documentos relevantes a serem analisados. A Tabela 3 ilustra o comportamento dos depósitos de pedidos de patentes no Brasil, relacionados ao setor de energia eólica offshore. Observa-se que, embora a partir de 2015 tenha ocorrido um aumento do número de depósitos, estes ainda são poucos.

Tabela 3 – Número de depósitos de pedidos de patentes por ano no Brasil referente ao setor de eólica offshore.

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Depósitos	2	2	2	3	6	9	0	1	5	2	4

A Figura 4 mostra o ranking das empresas com maior número de depósitos de patentes no Brasil, agrupadas por país de origem. Verifica-se a liderança de empresas oriundas da Alemanha tanto em número de empresas quanto de depósitos. Destaca-se que a alemã Aloys Wobben/Enercon, com forte atuação no desenvolvimento de processos de operação, controle e fabricação de turbinas eólicas, foi a primeira do ranking nacional (4 depósitos no total). Em segundo lugar aparecem as também alemãs Siemens e Areva, com dois depósitos cada, sendo a Siemens também a terceira no ranking internacional (Figura 3).

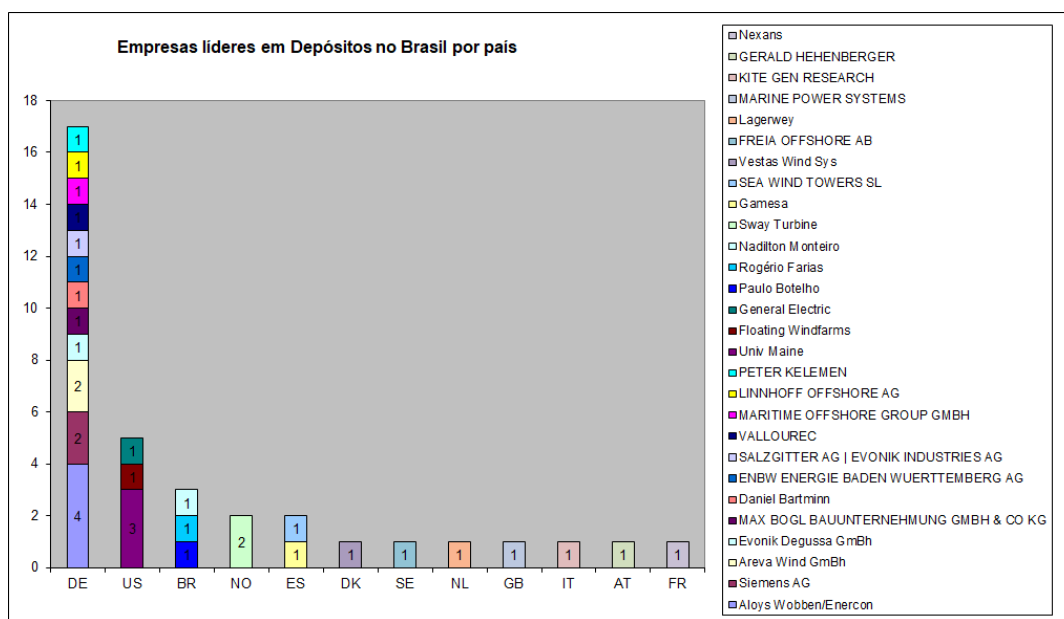


Figura 4 - Ranking das empresas em depósitos de patentes referentes à energia eólica offshore no Brasil, agrupadas por país de origem, entre 2013 e 2022.

Adicionalmente, procurou-se identificar as principais áreas tecnológicas envolvidas. Nesse sentido, a Figura 5 apresenta as principais subclasses da IPC encontradas em ordem decrescente de ocorrência.

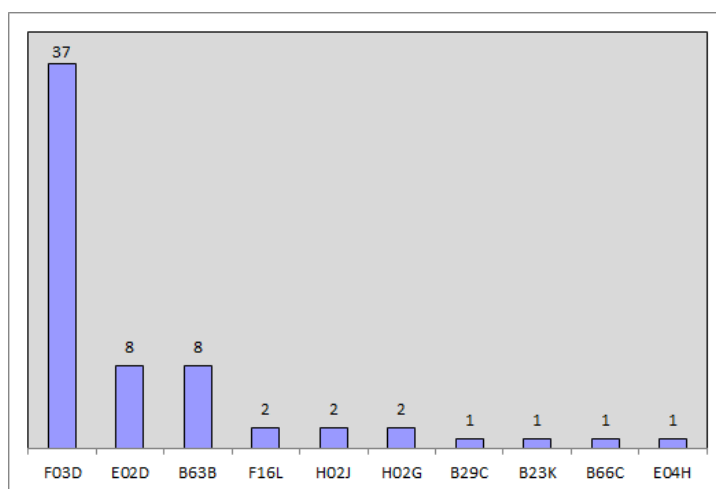


Figura 5 - Principais subclasses da IPC em ordem decrescente de ocorrência.

Pela análise da Figura 5, observa-se que a subclasse F03D, referente motores movidos a vento, aparece com o maior número de ocorrências, conforme esperado. Em segundo lugar estão as subclasses E02D e B63B empatadas, referentes, respectivamente a: fundações e/ou estruturas subterrâneas ou subaquáticas; e navios ou outras embarcações, neste caso, plataformas flutuantes. Em seguida, tem-se a subclasse F16L, referente a tubos, juntas ou acessórios, algo relacionado diretamente com partes de turbinas, torres, elementos de ancoragem etc. Por fim, na quinta posição, encontra-se a subclasse H02J, que inclui aspectos elétricos ligados especialmente a disposição de circuitos para fornecimento ou distribuição de energia elétrica (por exemplo: cabos, disposições paralelas etc.).

De posse das classificações obtidas, foi possível separar as tecnologias protegidas em seis grupos distintos, em ordem decrescente de ocorrência de depósitos de pedidos de patentes, conforme mostrado na Figura 6.

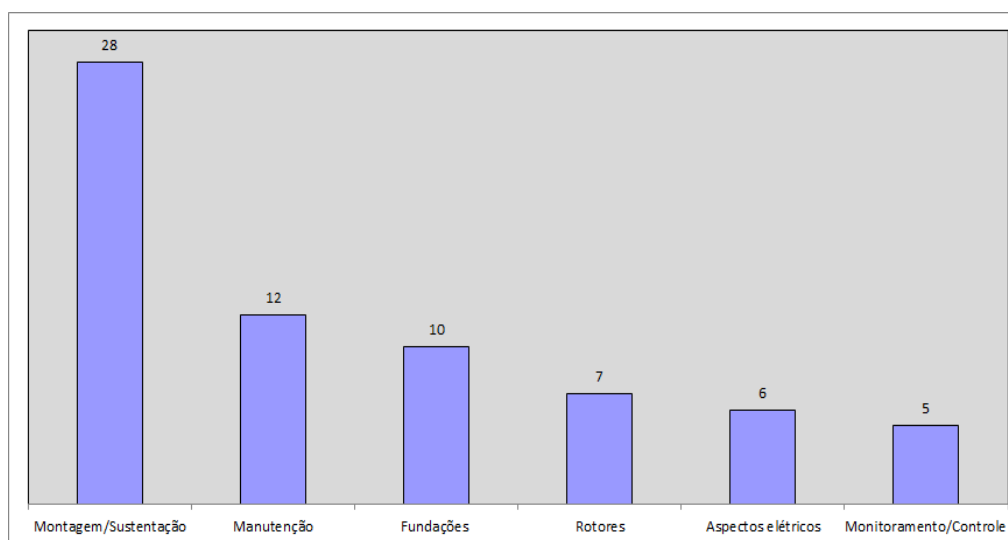


Figura 6 – Principais áreas tecnológicas identificadas no âmbito da energia eólica offshore.

Pela análise da Figura 6, observa-se que a área referente à montagem e sustentação de motores movidos a vento/instalações de energia eólica offshore aparece com o maior número de ocorrências. Tal fato evidencia a relevância das estruturas de uma turbina eólica e o desafio de se manter equilibrada principalmente em alto mar. Em segundo e terceiro lugares aparecem, respectivamente as áreas referentes à manutenção e às fundações. Com relação à manutenção e reparo, percebe-se que é uma área bastante desafiadora, dados seus custos, dificuldades técnicas e riscos associados. Já quanto às fundações, estas estão também associadas à parte de sustentação e ancoragem, incorrendo nas mesmas dificuldades e desafios já apontados. Em seguida, surgem os rotores, que incluem desenvolvimentos diversos tais como sua quantidade, disposição de peças/partes, esquemas de lubrificação etc. Em quinto lugar aparecem alguns aspectos elétricos, tais como diferentes cabos, sistema de para-raios e circuitos de corrente contínua e alternada. Por fim, em sexto lugar aparece a área de monitoramento/controle, que inclui sistemas de alerta/diagnósticos de falha, comunicação, regulagem de velocidade e controle de temperatura (resfriamento e aquecimento).

4.3 Panorama Nacional x Internacional: informações tecnológicas em Domínio Público no Brasil

Conforme evidenciado anteriormente, foram encontrados 1315 documentos de patentes já publicados internacionalmente relativos à energia eólica offshore. Por outro lado, no Brasil, somente 36 destes documentos foram depositados e publicados. Sabe-se ainda que o direito de propriedade intelectual relativo às patentes é territorial, portanto, em um primeiro momento, já são identificados pelo menos 1276 (1315 - 36) documentos técnicos de patentes livres para serem estudados e explorados no Brasil sem que seja necessário pagamento de royalties ou qualquer licenciamento, ou seja, em domínio público.

De maneira a detalhar o perfil destes documentos em domínio público no Brasil de acordo com as suas áreas tecnológicas, a tabela 4 apresenta as principais classificações IPC completas dos pedidos internacionais e nacionais, além de uma comparação entre elas de modo a explicitar o tamanho do domínio público em cada uma destas áreas.

Cabe destacar que as nove primeiras classificações com maiores ocorrências são as mesmas tanto internacionalmente quanto no Brasil, demonstrando que em ambos os casos são as mesmas áreas tecnológicas de interesse em termos de desenvolvimento e proteção patentária.

Tabela 4 – Comparação entre as principais classificações IPC dos documentos nacionais e internacionais.

Classificação IPC	Frequência Internacional	Frequência Brasil	Descrição IPC	Domínio Público
F03D 13/25	469	6	Disposição de montagem ou sustentação de motores a vento; Mastros ou torres para motores a vento adaptados especialmente para instalação em alto mar.	463
B63B 35/44	354	3	Edificações, depósitos, plataformas de perfuração ou oficinas flutuantes.	351
E02D 27/52	336	5	Fundações para fins especiais; Fundações submersas.	331
E02D 27/42	213	3	Fundações para fins especiais; Fundações para postes, mastros ou chaminés.	210
F03D 1/00	159	3	Motores a vento com o eixo de rotação substancialmente paralelo para o fluxo de ar na entrada do rotor.	156
F03D 13/20	154	9	Disposição de montagem ou sustentação de motores a vento; Mastros ou torres para motores a vento.	145
B63B 21/50	146	3	Disposições para ancoragem de embarcações especiais, p. ex. para plataformas flutuantes.	143
F03D 13/10	89	2	Montagem de motores a vento; Disposição de montagem de motores a vento.	87
F03D 80/50	42	3	Detalhes, componentes ou acessórios não previstos nos grupos; Manutenção ou reparo.	39

Pela análise da Tabela 4 fica evidente a grande quantidade de documentos técnicos em domínio público no Brasil nas mais diversas áreas tecnológicas relativas à energia eólica offshore. Merecem

destaque as áreas de montagem, sustentação e ancoragem, além das fundações e manutenção/reparo. Tais resultados mostram-se em linha com as discussões levantadas quando da análise da Figura 6.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um panorama de tecnologias relativas à energia eólica offshore sob a ótica da Propriedade Industrial, através da realização de uma prospecção tecnológica com utilização de bases patentárias, e evidenciou as principais tecnologias relacionadas à energia eólica offshore, no âmbito internacional e nacional.

Os resultados obtidos apontam para uma tendência crescente quanto ao número de depósitos e publicações de pedidos de patentes referentes à energia eólica offshore a partir de 2018. No Brasil, notou-se que o número de depósitos é bastante reduzido, embora venha crescendo a partir de 2015. Isto mostra que, embora tenha condições climáticas e geográficas favoráveis para a aplicação de tecnologias relacionadas à energia eólica offshore, o país ainda não é visto como um mercado de interesse em termos de proteção patentária. Cabe destacar que nos próximos anos espera-se um bom incremento nos dados obtidos de 2022 em diante, devido ao grande atraso das publicações dos pedidos no país.

Tanto no Brasil, quanto em nível internacional, verificou-se uma forte presença de países com grandes players internacionais como Alemanha, Dinamarca e Estados Unidos, com destaque para as empresas Siemens, Vestas, Wobben/Enercon e GE, por exemplo. Tal fato evidencia os países como principais mercados de interesse global e líderes no desenvolvimento e proteção de tecnologias relacionadas à energia eólica offshore. Uma surpresa no âmbito internacional foi a liderança da Coreia do Sul e Japão, seja com relação ao número de depósitos de pedidos de patentes, seja em número de empresas atuantes. Embora estes países tenham o foco mais no depósito dentro de seus próprios territórios, tal fato evidencia uma grande relevância dos mesmos em termos de desenvolvimento e proteção de tecnologias relacionadas à energia eólica offshore, além de provavelmente apresentarem um mercado interno importante.

Contribuição relevante deste trabalho para a prática na indústria é a estratificação dos dados nacionais e internacionais em diferentes áreas de desenvolvimento tecnológico, com destaque para as áreas de montagem e sustentação de motores movidos a vento/instalações de energia eólica offshore, manutenção/reparo e fundações em ambos os casos, evidenciando serem os grandes desafios enfrentados no momento e serem áreas importantes e promissoras.

Como trabalho futuro de pesquisa sugere-se a exploração da análise das tecnologias evidenciadas neste estudo para viabilizar a colaboração no desenvolvimento de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P, D&I) entre as indústrias de eólica offshore e óleo e Gás.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI) pela disponibilidade dos recursos necessários à realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

BARBOSA, D. B.. **Uma Introdução à Propriedade Intelectual**. 2ª ed. Lumen Juris. 2003.

BARBOSA, C. R., 2009. Propriedade Intelectual: Introdução à Propriedade Intelectual como Informação, Elsevier.

BRASIL. Lei nº 9.279, de 14 de maio de 1996 (Lei de Propriedade Industrial – LPI). Regula os direitos e obrigações relativos à propriedade industrial.

CARVALHO, Livia Paiva. **A potencial sinergia entre a exploração e a produção de petróleo e gás natural e a geração de energia eólica offshore: o caso do Brasil**. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p. 245, 2019.

DIAZ, Hugo; SOARES, Carlos Guedes. Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms Ocean Engineering- June 2020. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2020.107381

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA- EPE. **Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima**. 2 edição: Brasília. EPE, 2020. Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf. Acesso em 27 de junho de 2023.

EPBR. Governo publica decreto que promete destravar as eólicas offshore. Disponível em <https://epbr.com.br/governo-publica-decreto-que-pode-destravar-as-eolicas-offshore/>. Acesso em 27 de junho de 2023.

FISCHER, W., 2001. Intellectual property and innovation: theoretical, empirical, and historical perspectives, Industrial Property, Innovation, and the Knowledge-based Economy, Beleidsstudies Technologie Economie, v. 37.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC).. Global Wind Energy Council. Global wind report 2018. 2019a.

HERNANDEZ C, O.M., Shadman, M., Amiri, M.M., Silva, C., Estefen, S.F., La Rovere, E., 2021. Environmental impacts of offshore wind installation, operation and maintenance, and decommissioning activities: A case study of Brazil. Renew. Sustain. Energy Rev. 144, 110994. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110994>

HAGEDOORN J, Zobel AK: The role of contracts and intellectual property rights in open innovation. *Technol Anal Strateg Manag* 2015, 27:1050-1067 <http://dx.doi.org/10.1080/09537325.2015.1056134>.

IBAMA, 2022. Mapa Complexos Eólicos Offshore - 2022Abr27. URL <http://ibama.gov.br/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore> (accessed 4.28.22).

INPI, 2023. Instituto Nacional de Propriedade Industrial. Disponível em: <<https://www.gov.br/inpi/pt-br>>. Acessado em 28 de junho de 2023.

IPC, 2023. International Patent Classification. Disponível em: <<http://www.ipc.inpi.gov.br>>. Acessado em 29 de junho de 2023.

IRENA (2019), *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

NREL. National Renewable Energy Laboratory. 2016 Offshore wind technologies market report. 2017.

PNE. **Plano Nacional de Energia - 2050**. Disponível em:

< <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>. Acesso em: 27 jun. 2023.

TECNOLOGIA DO GÊMEO DIGITAL APLICADO À MANUTENÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE

Letícia Soares¹, Mario González², Luis Aguirre³, Rafael Vasconcelos⁴, Luana Nogueira⁵

1, 2, 3, 4 e 5 Creation – Grupo de pesquisa em Inovação de Produtos e Processos para Energias
Renováveis/Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção/UFRN

leticia.soares.096@ufrn.edu.br; mario.gonzalez@ufrn.br; luis.aguirre.398@ufrn.br;
rafael.monteiro.050@ufrn.br; luanapereiranog@gmail.com

RESUMO

O Gêmeo Digital (Digital Twin - DT) é um modelo virtual que ao ser combinado com entidades físicas pode ser utilizado no monitoramento e otimização da operação e manutenção das turbinas eólicas. O objetivo do artigo é identificar o estado da arte sobre a aplicação do gêmeo digital na manutenção de turbinas eólicas offshore. A base teórica abordou temas referentes à manutenção de turbinas eólica e gêmeo digital. O método de pesquisa utilizada foi uma revisão bibliográfica sistemática (RBS), descrevendo dados sobre os artigos analisados e apresentando perspectivas de pesquisas futuras. O tema é relevante uma vez que permite o melhor planejamento das atividades de operação e manutenção (O&M) das turbinas eólicas, sendo essas cruciais para o funcionamento das turbinas e, conseqüentemente, para a redução de custos dos parques eólicos. Foram analisados 54 artigos que relacionam o tema, no período de 2007 até 2023. Para análise foram extraídas informações específicas de cada artigo e analisadas em conjunto, a fim de obter resultados importantes com o uso de diagramas de afinidade. Como resultado, percebeu-se um número pequeno de artigos relacionados à manutenção de turbinas eólicas offshore usando o gêmeo digital. Essa consideração é feita com base na amostra analisada, expondo essa lacuna da literatura. Também, a quantidade de publicações de artigos, quando analisados por países está correlacionado com a capacidade instalada dos parques eólicos offshore. Por exemplo, o Reino Unido, a China e a Dinamarca que possuem as maiores capacidades instaladas de energia eólica offshore no mundo, também possuem maior número de publicações no tema, o que nos leva a concluir a relevância da aplicação do Gêmeo Digital nas usinas eólicas offshore.

Palavras-chaves:

Turbina eólica offshore; Manutenção; Digital twin; Revisão bibliográfica sistemática

ABSTRACT

The Digital Twin (DT) is a virtual model that when combined with physical entities can be used in monitoring and optimizing the operation and maintenance of wind turbines. The objective of this paper is to identify the state of the art on the application of the digital twin in the maintenance of offshore wind turbines. The theoretical background covered topics concerning wind turbine maintenance and digital twin. The research method used was a systematic literature review (SBR), describing data on the articles analyzed and presenting perspectives for future research. The topic is relevant since it allows for better planning of operation and maintenance (O&M) activities of wind turbines, these being crucial for the operation of the

turbines and, consequently, for reducing the costs of wind farms. We analyzed 54 articles that relate to the topic, in the period from 2007 to 2023. For analysis, specific information was extracted from each article and analyzed together, in order to obtain important results with the use of affinity diagrams. As a result, a small number of articles related to offshore wind turbine maintenance using the digital twin was noticed. This consideration is made based on the sample analyzed, exposing this gap in the literature. Also, the amount of article publications, when analyzed by countries is correlated with the installed capacity of offshore wind farms. For example, the United Kingdom, China and Denmark which have the largest installed capacities of offshore wind power in the world, also have a higher number of publications on the topic, which leads us to conclude the relevance of the application of the Digital Twin in offshore wind power plants.

Keywords:

Offshore wind turbine. Maintenance; Digital twin; Bibliographic review

1. INTRODUÇÃO

A demanda por energia renovável teve um aumento significativo nos últimos anos. Nesse contexto, a energia eólica é uma das fontes, a qual se enquadra nos requisitos de energia renovável, uma vez que o vento, seu principal recurso, é inesgotável, e seu processo de geração não envolve combustão. A energia eólica tem duas subdivisões que se referem ao ambiente onde seus parques estão instalados, sendo elas *onshore* e *offshore*. Na eólica *onshore*, os parques são localizados em terra, já na eólica *offshore*, as usinas são localizadas em diversos pontos do ambiente marítimo (VAICBERG; VALIATT; QUEIROZ, 202; GONZÁLEZ *et al.*, 2021).

Quando comparadas, a energia eólica *offshore*, apresenta várias restrições que influenciam na instalação dos parques, tais como a capacidade de transporte, os equipamentos de instalação e as dimensões das turbinas (GUO; WANG; LIAN, 2022). Além disso, os percalços do ambiente marinho e a variação constante das mudanças climáticas, reduzem os níveis de confiabilidade no sistema, a qual é avaliada entre 60% e 70% para parques eólicos *offshore* (SHAFIEE, 2015), o que ressalta a importância da operação e manutenção (O&M) nesses parques.

Nesse contexto, os custos de O&M são fatores importantes e cruciais, uma vez que, de acordo com Ortegon, Nies e Sutherland (2013), esses custos são partes consideráveis do custo total do ciclo de vida de um parque eólico *offshore*. Os mesmos autores exemplificam que, para uma turbina com vida útil de 20 anos, esses custos variam entre 20% e 35% do custo de geração de energia ao longo da vida. Dessa forma, é importante que, para tornar a energia eólica *offshore* competitiva, em termos de custos, os índices de confiabilidade, disponibilidade e O&M sejam melhorados (SHAFIEE, 2015).

Para que isso aconteça, é necessário ter ferramentas que possibilitem o monitoramento em tempo real dos componentes a serem analisados. Assim, surge o *digital twin* – gêmeo digital (DT), uma tecnologia recente, advinda dos avanços tecnológicos, a qual Boschert *et al.* (2016) definem o gêmeo digital como um método para descrever as características – físicas e funcionais – de um componente, contendo informações que podem ser úteis ao longo do seu ciclo de vida. No mesmo sentido, Fuller *et al.* (2020) reiteram que o DT é uma integração de dados entre máquinas físicas e virtuais. Portanto, o gêmeo digital auxilia na previsibilidade, controle e monitoramento de bens físicos, por meio de dados e simulações, e pode ser aplicado em setores econômicos, incluindo o de energia (HAGHSHENAS, 2022).

Por ser uma tecnologia recente, e ainda pouco utilizada na área de energia eólica *offshore*, faz-se necessário uma pesquisa aprofundada sobre os temas correlacionados. Por isso, o objetivo do artigo identificar o estado da arte sobre a aplicação do gêmeo digital na manutenção de turbinas eólicas *offshore*, por intermédio de uma revisão bibliográfica sistemática (RBS), buscando identificar as principais aplicações dessa tecnologia na energia eólica *offshore* e as perspectivas de pesquisas futuras.

A estrutura do artigo se dá inicialmente pela introdução e contextualização do tema, seguido do método de pesquisa, onde são explanados os procedimentos utilizados. Em seguida, a descrição e análise dos artigos selecionados, e, por fim, as conclusões.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Manutenção em turbinas eólicas *offshore*

A indústria de energia eólica está em constante desenvolvimento, sendo uma das opções renováveis em evidência atualmente. Dessa forma, é importante que o funcionamento de seus parques seja conforme o esperado, com o menor número de falhas e inatividade possível, sendo, a manutenção, essencial para garantir o funcionamento e eficiência das turbinas eólicas. No entanto, pelo sistema de energia eólica *offshore* ser localizado distante da costa, o custo de manutenção é elevado (KERRES; FISCHER; MADLENER, 2015).

De acordo com Ren *et. al.*, (2021), as atividades relacionadas a manutenção das OWTs são críticas, visto que a distância entre a costa e o parque eólico *offshore* dificulta o acesso, a organização da equipe de manutenção, incluindo transportes, é dispendiosa, a complexidade da manutenção é alta, devido aos vários tipos de fundação, e as condições meteorológicas atreladas a altura das turbinas, dificulta a execução das atividades.

Além das dificuldades mencionadas anteriormente, os custos devem ser considerados. O custo nivelado de energia (LCOE) representa o preço médio da eletricidade gerada por determinada fonte de energia. No caso da energia eólica, os custos de manutenção têm uma parcela significativa do LCOE, a qual representa 23% do custo total do investimento (REN *et al.*, 2021). Nesse contexto, os custos de manutenção não são somente relacionados a reposição de peças e reparos, mas também, os custos relacionados a inatividade da turbina, sendo assim, a não produção de energia (SCHEU *et al.*, 2012).

Dessa forma, é importante que haja um plano de manutenção para que o nível de confiabilidade do sistema seja alto, mas com um custo mínimo. Apesar disso, existe um paradigma, uma vez que se forem realizadas poucas manutenções, a taxa de falhas aumenta e o nível de confiabilidade diminui. Em contrapartida, se as manutenções forem realizadas frequentemente, o nível de confiabilidade aumenta, porém, os custos de manutenção se tornam acima do esperado (NGUYEN; CHOU, 2018).

Para a efetivação das atividades de manutenção, existem três tipos de manutenção que são utilizadas nos parques eólicos *offshore*: manutenção corretiva, manutenção preventiva e manutenção baseada na condição (NGUYEN; CHOU, 2018).

2.2 Gêmeo digital

O avanço tecnológico dos últimos anos e o desenvolvimento de áreas como Internet das Coisas (IoT), Inteligência Artificial (IA) e Indústria 4.0, favoreceram a digitalização dos processos e sistemas nos diversos segmentos do mercado (MABKHOT *et al.*, 2018). Consoante ao avanço tecnológico, ocorreu a crescente evolução da energia eólica em várias partes do mundo, a qual comporta o interesse de aplicações dessas tecnologias, incluindo o DT (OLATUNJI *et al.*, 2021).

Apesar de ser uma tecnologia usada com mais frequência nos últimos anos, os primeiros registros da proposição desse conceito aconteceram no ano de 2003, quando o Dr. Michael Grieves declarou que o DT é um modelo virtual que possibilita a combinação com entidades físicas (GRIEVES, 2005). Posteriormente, em 2010, a NASA realizou uma pesquisa sobre o tema, implantando o DT para detecção de falhas em uma aeronave, consolidando, assim, a utilização do DT (GOCKEL *et al.*, 2012).

Na literatura não existe ainda um consenso quanto à definição do conceito de DT. Para Glaessgen e Stargel (2012), o DT utiliza dados de ativos físicos, sensores, indicadores e histórico, e os integra em simulações matemáticas, reduzindo o tempo e projetando um ativo físico em um modelo virtual. Além disso, também pode ser definido como uma integração mútua entre as dimensões físicas e virtuais, onde uma mudança em uma das dimensões afeta a outra, e vice-versa (Rosen *et al.*, 2015; Kritzinger *et al.*, 2018). Nesse contexto, Wang *et al.* (2021), reforçam que a utilização de dados funcionais de um ativo físico, permite integrá-los em uma simulação multidisciplinar, assim, estabelecendo um modelo virtual, sendo este o espelho do sistema original.

Desta forma, Glaessgen e Stargel (2012) e Qi e Tao (2018) sugeriram que um DT é composto por três partes: entidade física, modelo virtual e sistema de conexão. Tao *et al.* (2018) acrescenta a essas, mais duas partes: banco de dados e sistema de serviço. Assim, para construir um DT é necessário realizar a modelagem, fusão de dados, interação e colaboração de dados e serviços, totalizando assim, quatro etapas (Wang *et al.* 2021).

3. MÉTODO DO ESTUDO

A pesquisa é classificada como teórica, uma vez que seu objetivo é realizar uma revisão bibliográfica sistemática, a qual permite a realização de uma análise metódica acerca dos artigos selecionados sobre o tema de estudo, e, também, um detalhamento sobre um estudo de caso de implantação de um DT. Denyer e Tranfield (2009) e González e Toledo (2012) definem a RBS como um método que identifica estudos relevantes sobre determinados temas, seleciona e avalia esses estudos, de forma a permitir a análise e síntese de dados, resultando em conclusões compreensíveis.

Além disso, a pesquisa considerada exploratória com abordagem mista, visto que o levantamento bibliográfico permite tanto a análise quantitativa de dados, como também a análise qualitativa dos conceitos e definições. Para análise e argumentação foi utilizado o método indutivo, já que a partir da sistematização e análise das informações, é possível depreender conclusões sobre o tema.

A pesquisa foi desenvolvida em cinco etapas. A primeira consistiu na definição das palavras-chaves sobre o tema, sendo elas: *offshore wind turbines*, *digital twin* e *maintenance*. Na segunda etapa, a busca de artigos iniciou a partir das bases de dados do SCOPUS, Periódicos Capes, e também, no Google Acadêmico. Na base de dados do SCOPUS, foram utilizadas combinações das palavras-chave – *offshore*

wind power AND maintenance, digital twin AND maintenance, digital twin AND offshore wind power, digital twin AND maintenance AND offshore wind power. Com isso, as pesquisas resultaram em 1.151, 1.245, 28 e 12 documentos, respectivamente.

A terceira etapa consistiu na definição da amostra final a ser analisada. Para isso, foram aplicados quatro filtros de critérios de restrição – Área (*Energy*), Tipo de documento (*Article*), Fonte (*Journal*) e Idioma (*English*) – totalizando em 221, 48, 3 e 6, respectivamente. Em sequência, foram filtrados pelo título e resumo, e por último, pela leitura do artigo completo, restando 35, 7, 3 e 4, respectivamente, totalizando um número de 49 artigos. Junto a estes, foram adicionados 10 artigos selecionados no Google scholar, e excluídos 5, pois estavam duplicados. Assim, a amostra final foi de 54 artigos. A Tabela 3.1 apresenta essas informações.

Tabela 3.1 – *Step by step* para definição da amostra final

	<i>offshore wind power AND maintenance</i>	<i>digital twin AND maintenance</i>	<i>digital twin AND offshore wind power</i>	<i>digital twin AND maintenance AND offshore wind power</i>	Google scholar	Excluídos	TOTAL
TOTAL	1.151	1.245	28	12			
Área (Energia)	597	218	13	10			
Tipo de documento (Artigo)	267	66	3	8			
Fonte (Journal)	255	64	3	6			
Idioma (Inglês)	221	48	3	6			
TOTAL	221	48	3	6	10	5	54
Título e resumo	95	13	3	4			
Texto completo	35	7	3	4			
TOTAL	35	7	3	4			

Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Após a exclusão de filtros e com a amostra final definida, deu-se início a quarta etapa, com a organização e sistematização das principais informações sobre os artigos. As informações extraídas foram título, autores, país, ano, tipo de estudo (método), abordagem, classificação (teórico ou prático), palavras-chaves e área de aplicação. Por fim, a quinta e última etapa consistiu na análise conjunta dos artigos, com a elaboração de gráficos, quadros, etc.

4. ANÁLISE DE CASO DE UM DT DE UMA TURBINA EÓLICA

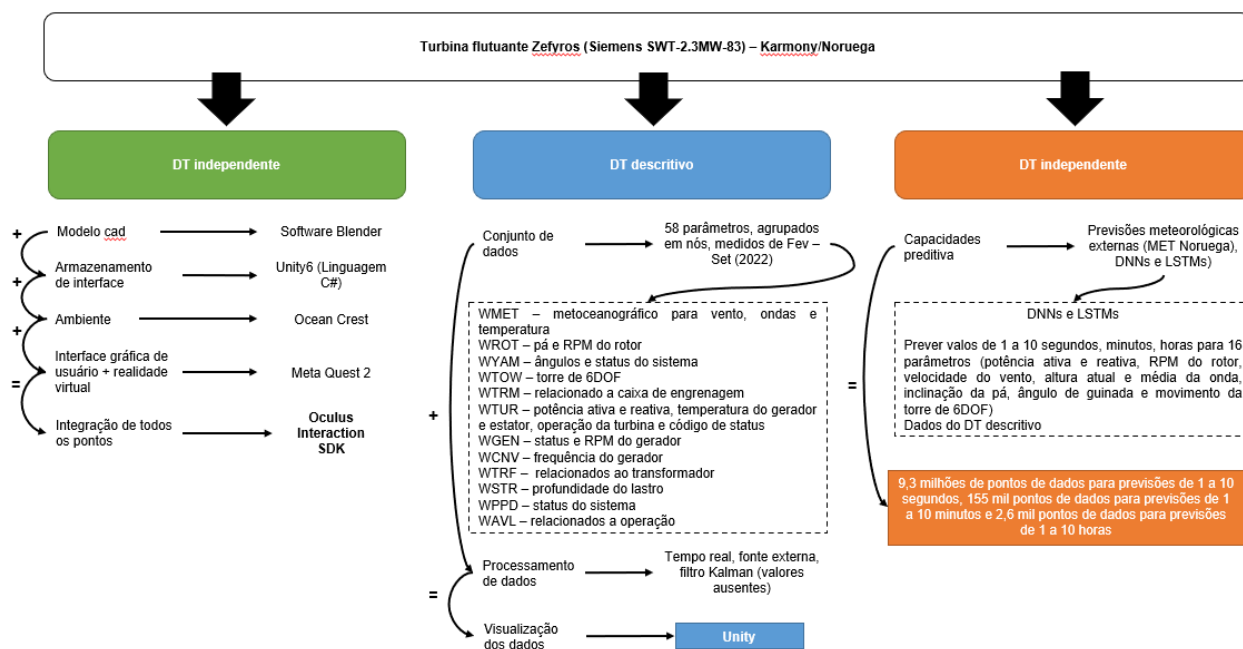
O estudo de caso analisado foi retirado do artigo “*Demonstration of a standalone, descriptive, and predictive digital twin of a floating offshore wind turbine*”, que explica o conceito de gêmeo digital e sua escala de capacidade a nível de energia eólica *offshore*, por meio da demonstração de gêmeos digitais autônomos, descritivos e prescritivos de uma turbina eólica flutuante. Essa nomenclatura é definida por

meio da escala, que vai de 0 a 5, onde 0: independente, 1: descritivo, 2: diagnóstico, 3: preditivo, 4: prescritivo e 5: autônomo.

O DT independente representa um ativo físico o qual não tem nenhuma conexão de dados em tempo real. O DT descritivo permite a inserção de dados em tempo real, com a utilização de sensores, possibilitando o detalhamento do funcionamento do ativo a qualquer momento. O DT de diagnóstico utiliza ferramentas de análise para notificar algum comportamento inesperado do ativo físico. O DT preditivo tem o objetivo de determinar o comportamento futuro do ativo, na função de apoiar a O&M. O DT prescritivo analisa situações hipotéticas, para fornecer recomendações que auxiliam às decisões. E, por fim, o DT autônomo é a substituição do recurso humano no processo, uma vez que os sistemas de controle podem evoluir, com a ajuda do DT, para torna-se totalmente autônomo em relação a O&M.

Os componentes do DT variam de acordo com cada um deles. Dessa forma, o DT independente é composto por um modelo 3D, software (motor de jogo), ambiente e a realidade virtual e aumentada. Já o DT descritivo necessita de um *checklist* ou *pipeline* de dados, para gerenciar o fluxo de informações, uma vez que esse DT é ativado a partir da inserção manual dos dados. O DT preditivo é formado por fontes externas de dados, modelos de programação e métodos para análises de dados. Dessa forma, a Figura 4.1 apresenta o detalhamento de informações para cada um dos tipos de DT implantados no estudo de caso.

Figura 4.1 – Detalhamento do estudo de caso



Fonte: Elaborado pelos autores (2023)

Para o estudo de caso em questão foi construído um modelo 3D da turbina eólica flutuante, com o ambiente de oceano e céu para demonstrar um ambiente o mais realista possível. A interface gráfica do usuário permite que os parâmetros sejam ajustados e visualizados na turbina e seu ambiente.

Para o DT descritivo, foram instalados sensores que realizaram a medição de diversos parâmetros. Esses dados foram combinados com informações das previsões meteorológicas e puderam ser

visualizados em tempo real, o que resultou em uma interface de dados que possibilita a combinação e conexão de todas as fontes de dados para monitoramento e inspeção em tempo real.

Assim como no DT descritivo, o DT preditivo também utilizou as previsões meteorológicas. Essas previsões, unidas aos DNNs e LSTMs em dados históricos, forneceram previsões de curto e médio prazo de parâmetros específicos da turbina.

5. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A análise dos artigos foi realizada com base na amostra final de 54 artigos. Para isso, foram considerados os *Journals* em que foram publicados, os anos de publicação, o método utilizado, os países, as abordagens e as áreas de aplicação. Dessa forma, dentre os 54 artigos selecionados, foram encontrados 25 *Journals* que publicaram sobre o tema. Assim, os que mais se destacaram foram os *Energies* com 12,96%, *Renewable Energy* e *Wind Engineering* com 11,11% e *Wind Energy*, com 7,41%, ocupando as primeiras posições no *ranking* dos *Journals* que mais publicaram sobre o tema.

Nesse contexto, foi observado que o interesse sobre o *digital twin* na manutenção de turbinas eólicas *offshore*, teve início em 2007, data da primeira publicação correlacionando os temas. Em seguida, os anos de 2013 e 2016, mostram um aumento de publicações perante os outros anos analisados, tendo o maior número de publicações em 2022.

Para a classificação dos artigos, considerando o tipo de estudo (método) utilizada pelos autores no desenvolvimento dos referidos artigos, foram encontrados quatro tipos, sendo eles: Estudo de caso, Revisão de literatura, Simulação e Experimento, sendo o Estudo de caso a maior representação entre os quatro.

Quanto às abordagens identificadas no desenvolvimento dos artigos, a abordagem combinada teve o maior percentual, com 37,04%, seguido da abordagem quantitativa, com 35,18%, e, por último, a abordagem qualitativa, com 27,78%.

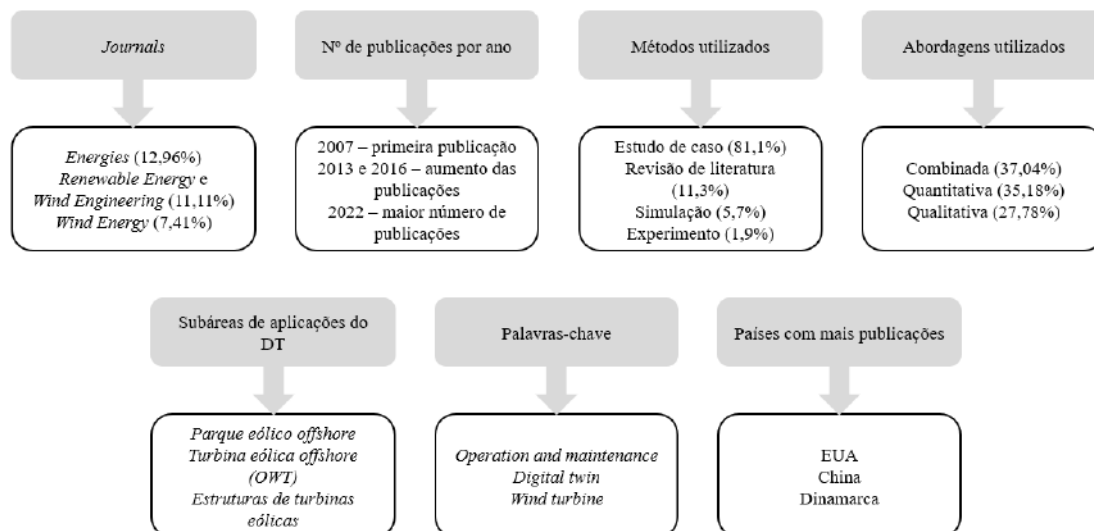
Com relação à localidade, dentre os 54 artigos publicados, foram identificados 14 países que tiveram maior número de publicações sobre os temas da pesquisa. O Reino Unido destacou-se com um número de 13 publicações, seguido da China, com 12, e da Dinamarca, com 7. Outros países, como Espanha, Noruega, Alemanha, e Estados Unidos e Suécia, tiveram 5, 4, 3 e 2 publicações, respectivamente. Os demais tiveram apenas uma publicação.

Por fim, foram identificadas dez subáreas de aplicação do gêmeo digital dentro do contexto eólico *offshore*. As principais subáreas são os parques eólicos *offshore*, com 40,74%, seguido das turbinas eólica *offshore*, com 35,19%, correspondendo ao primeiro e segundo lugar do *ranking*. É válido salientar que outras subáreas também foram identificadas, porém, com um percentual menor comparado às citadas anteriormente.

Uma análise que também deve ser considerada é com relação às palavras-chaves utilizadas nos artigos. Dessa forma, foi possível perceber que a área de O&M é a mais enfatizada na amostra de artigos, relacionando-se com outros termos relevantes, como o *digital twin*. As palavras-chaves que tiveram maior ênfase são termos que estão diretamente ligados ao tema da pesquisa. Além disso, outros termos também

foram listados, termos esses que estão ligados a aspectos específicos dos artigos. A Figura 4.1 apresenta de forma sucinta as informações apresentadas anteriormente.

Figura 5.1 – Informações resumidas da RBS



Fonte: Elaborado pelos autores (2023).

Nesse contexto, é importante considerar os aspectos relacionados ao tema *Digital Twin*, visto que essa tecnologia é recente e faz-se necessária um entendimento aprofundado acerca do tema. Dessa forma, não existe uma definição específica e comum para o conceito de DT. Alguns autores elaboraram definições a partir de suas experiências e estudos com essa tecnologia. A Tabela 4.1 apresenta algumas delas.

Tabela 4.1 - Definições de *Digital Twin*

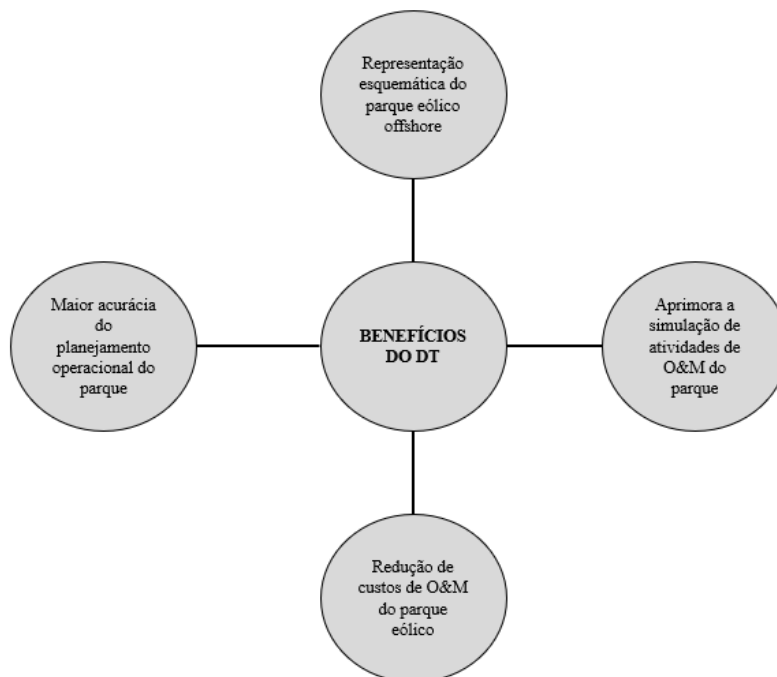
Autor	Definição
-------	-----------

Glaessgen e Stargel (2012)	Uma simulação multifísica e multiescala integrada de um veículo ou sistema que usa os melhores modelos físicos disponíveis, atualizações de sensores, histórico da frota, etc., para espelhar a vida de seu gêmeo correspondente.
Verdouw <i>et al.</i> (2015)	Representação digital de um objeto com uma identificação única que pode ser confiável, é de integridade, está imediatamente disponível e pode servir ao propósito pretendido.
Boschert e Rosen (2016)	Descreve as características físicas e funcionais de um componente, produto ou sistema que inclui mais ou menos todas as informações que podem ser úteis ao longo de todo o seu ciclo de vida.
Chen X. <i>et al.</i> (2021)	Facilita uma previsão consistente e contínua do desempenho estrutural de componentes marcados individualmente, por todo ciclo de vida.
Momber <i>et al.</i> (2022)	Combina modelos matemáticos com sensor de dados adquiridos e processados de ativos físicos durante sua operação em condições do mundo real.
Mehlan, Nejad e Gao (2022)	É atualizado com dados de forma que virtualmente experimenta o mesmo ambiente que sua contraparte física.
Jorgensena <i>et al.</i> (2023)	Oferece uma estrutura definida, estendendo a funcionalidade dos modelos de simulação para a fase operacional de um ativo.
Haghshenas <i>et al.</i> (2023)	Fornecer previsibilidade, controle, monitoramento e otimização de ativos físicos, utilizando dados e simulações durante todo o ciclo de vida dos ativos.
Pujana. <i>et al.</i> (2023)	É uma representação virtual de um sistema ou ativo da vida real com o mesmo comportamento.

Fonte: Elaborado pelos autores (2023)

De modo geral, os autores corroboram com a ideia que o DT utiliza um componente físico e suas características, onde, por meio de sensores e modelos matemáticos de programação, esse ativo pode ter uma modelo virtual, ou seja, o seu gêmeo digital, que apresenta o funcionamento das operações ao longo de todo seu ciclo de vida. Essa simulação auxilia no monitoramento dos ativos físicos, sendo fundamental para a detecção precoce de problemas. A Figura 4.2 apresenta os benefícios da aplicação do DT.

Figura 5.2 – Benefícios do gêmeo digital



Fonte: Elaborado pelos autores (2023)

Dessa forma, fica evidente a importância da utilização do DT para o auxílio das atividades de manutenção das turbinas eólicas *offshore*.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O gêmeo digital é um tema recente e muito relevante para o setor da energia eólica *offshore*, uma vez que as tarefas de operação e manutenção em turbinas deste tipo são complexas. Dessa forma, um planejamento e gerenciamento adequados dessas atividades influencia diretamente nos custos. Assim, é válido o estudo e aprofundamento desses temas inter-relacionados, de forma a entender as atividades de manutenção para uni-las à tecnologia do gêmeo digital.

Nesse contexto, a Revisão Bibliográfica Sistemática, realizada nesse estudo analisou 54 artigos sobre o tema, a fim de extrair informações importantes. Em sua totalidade, a maioria dos artigos utilizaram o método de estudo de caso, e grande parte teórico. Assim, a primeira sugestão é implantar as teorias, a fim de que esses estudos se tornem práticos. Além disso, utilizar o método *survey*, de forma que as conclusões do artigo possam ser extrapoladas para mais situações.

Percebe-se, também, um número pequeno de artigos relacionados à manutenção de turbinas eólicas *offshore* usando o gêmeo digital, mesmo que este tenha se destacado nesse estudo. Essa consideração é feita com base na amostra analisada, um número pequeno, expondo essa lacuna que pode ser sanada.

A quantidade de publicações de artigos, quando analisados por países está correlacionado com a capacidade instalada dos parques eólicos *offshore*. Por exemplo, o Reino Unido, a China e a Dinamarca que possuem as maiores capacidades instaladas de energia eólica *offshore* no mundo, também possuem maior número de publicações no tema, o que nos leva a concluir a relevância da aplicação do Gêmeo Digital nas usinas eólicas *offshore*.

Também, fica claro que não existe um consenso geral acerca do conceito de Digital Twin, onde cada autor apresenta sua visão. Porém, os autores corroboram que o Digital Twin é composto por uma parte física, que seria o gêmeo “original”, sendo este um espelho para o seu gêmeo digital, onde, por meio de sensores e modelos matemáticos, suas características seriam copiadas e anexadas a esta simulação, permitindo, assim, o controle e monitoramento da parte física. Além disso, o detalhamento realizado, mostra os softwares e aplicativos utilizados no estudo de caso analisado, e como estes, unidos a tecnologia DT, são úteis para a previsão de parâmetros.

Para futuros estudos recomenda-se a aplicação dos métodos de pesquisa como: i) o *survey*, para identificar em uma grande amostra de turbinas eólica *offshore*, os benefícios de sua aplicação, ii) a pesquisa-ação, a fim de identificar os desafios de sua implementação nas usinas eólicas *offshore*, e iii) o experimento, para modelar a melhor representação de um gêmeo digital de um parque eólico *offshore*.

REFERÊNCIAS

AHSAN, Dewan; PEDERSEN, Søren. The influence of stakeholder groups in operation and maintenance services of offshore wind farms: Lesson from Denmark. **Renewable Energy**, v. 125, p. 819-828, 2018.

ANDRAWUS, Jesse A.; MACKAY, Laurie. Offshore wind turbine blade coating deterioration maintenance model. **Wind Engineering**, v. 35, n. 5, p. 551-560, 2011.

AUGUSTYN, Dawid; ULRIKSEN, Martin D.; SØRENSEN, John D. Reliability updating of offshore wind substructures by use of digital twin information. **Energies**, v. 14, n. 18, p. 5859, 2021.

BAAGØE-ENGELS, Victoria; STENTOFT, Jan. Operations and maintenance issues in the offshore wind energy sector: An explorative study. **International Journal of Energy Sector Management**, v. 10, n. 2, p. 245-265, 2016.

BESNARD, François; FISCHER, Katharina; TJERNBERG, Lina Bertling. A model for the optimization of the maintenance support organization for offshore wind farms. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 2, p. 443-450, 2012.

BEZZAOUCHA, Fatima Souad; SAHNOUN, M.'hammed; BENSLIMANE, Sidi Mohamed. Multi-component modeling and classification for failure propagation of an offshore wind turbine. **International Journal of Energy Sector Management**, v. 15, n. 2, p. 397-420, 2021.

BOSCHERT, Stefan; ROSEN, Roland. Digital twin: the simulation aspect. **Mechatronic futures: Challenges and solutions for mechatronic systems and their designers**, p. 59-74, 2016.

CARROLL, James et al. Availability, operation and maintenance costs of offshore wind turbines with different drive train configurations. **Wind Energy**, v. 20, n. 2, p. 361-378, 2017.

CHEN, Xiao et al. A human-cyber-physical system toward intelligent wind turbine operation and maintenance. **Sustainability**, v. 13, n. 2, p. 561, 2021.

CHOU, Shuo-Yan et al. Optimal maintenance planning with special emphasis on deterioration process and vessel routing for offshore wind systems. **Energy & Environment**, p. 0958305X211073799, 2022.

CIURIUC, Alexandra et al. Digital tools for floating offshore wind turbines (FOWT): A state of the art. **Energy Reports**, v. 8, p. 1207-1228, 2022.

DALGIC, Yalcin; LAZAKIS, Iraklis; TURAN, Osman. Investigation of optimum crew transfer vessel fleet for offshore wind farm maintenance operations. **Wind Engineering**, v. 39, n. 1, p. 31-52, 2015.

DAO, Cuong D. et al. Integrated condition-based maintenance modelling and optimisation for offshore wind turbines. **Wind Energy**, v. 24, n. 11, p. 1180-1198, 2021.

DAO, Cuong D.; KAZEMTABRIZI, Behzad; CRABTREE, Christopher J. Offshore wind turbine reliability and operational simulation under uncertainties. **Wind Energy**, v. 23, n. 10, p. 1919-1938, 2020.

DENYER, D., TRANFIELD, D. **Producing a systematic review**. In D. A. Buchanan & A. Bryman (Eds.), *The SAGE handbook of organizational research methods* (pp. 671–689). London: Sage Publications Ltd. 2009.

ERRANDONEA, Itxaro; BELTRÁN, Sergio; ARRIZABALAGA, Saioa. Digital Twin for maintenance: A literature review. *Computers in Industry*, v. 123, p. 103316, 2020.

ERTEK, Gürdal; KAILAS, Lakshmi. Analyzing a decade of wind turbine accident news with topic modeling. **Sustainability**, v. 13, n. 22, p. 12757, 2021.

FANG, Xin et al. Fatigue crack growth prediction method for offshore platform based on digital twin. **Ocean Engineering**, v. 244, p. 110320, 2022.

GARCIA-TERUEL, Anna et al. Life cycle assessment of floating offshore wind farms: An evaluation of operation and maintenance. **Applied Energy**, v. 307, p. 118067, 2022.

GLAESSGEN, Edward; STARGEL, David. The digital twin paradigm for future NASA and US Air Force vehicles. In: **53rd AIAA/ASME/ASCE/AHS/ASC structures, structural dynamics and materials conference 20th AIAA/ASME/AHS adaptive structures conference 14th AIAA**. 2012. p. 1818.

GOCKEL, Brian *et al.* Challenges with Structural Life Forecasting Using Realistic Mission Profiles. **53Rd Aiaa/Asme/Asce/Ahs/Asc Structures, Structural Dynamics And Materials Conference<
>20Th Aiaa/Asme/Ahs Adaptive Structures Conference<
>14Th Aiaa**, [S.L.], p. 1-12, 23 abr. 2012. American Institute of Aeronautics and Astronautics. <http://dx.doi.org/10.2514/6.2012-1813>.

GONZÁLEZ, M. O. A.; SANTISO, A. M.; MELO, D. C.; VASCONCELOS, R. M. Regulation for offshore wind power development in Brazil. **Energy Policy**, v. 145, p. 111756, 2020.

[GONZÁLEZ, M. O. A.](#); TOLEDO, J. C.; A integração do cliente no processo de desenvolvimento de produto: revisão bibliográfica sistemática e temas para pesquisa. *Produção* (São Paulo. Impresso), v. 22, p. 14-26, 2012.

GONZALO, Alfredo Peinado et al. Optimal maintenance management of offshore wind turbines by minimizing the costs. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 52, p. 102230, 2022.

GRIEVES, Michael W.. Product lifecycle management: the new paradigm for enterprises. **International Journal Of Product Development**, [S.L.], v. 2, n. 1/2, p. 71, 2005. Inderscience Publishers. <http://dx.doi.org/10.1504/ijpd.2005.006669>.

HAGHSHENAS, Amirashkan et al. Predictive digital twin for offshore wind farms. **Energy Informatics**, v. 6, n. 1, p. 1-26, 2023.

JORGENSEN, Jack et al. Requirements for the application of the Digital Twin Paradigm to offshore wind turbine structures for uncertain fatigue analysis. **Computers in Industry**, v. 145, p. 103806, 2023.

KARYOTAKIS, A.; BUCKNALL, R. Planned intervention as a maintenance and repair strategy for offshore wind turbines. **Journal of marine engineering & technology**, v. 9, n. 1, p. 27-35, 2010.

KERRES, Bertrand; FISCHER, Katharina; MADLENER, Reinhard. Economic evaluation of maintenance strategies for wind turbines: a stochastic analysis. **Iet Renewable Power Generation**, [S.L.], v. 9, n. 7, p. 766-774, set. 2015. Institution of Engineering and Technology (IET). <http://dx.doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0260>.

KRITZINGER, Werner *et al.* Digital Twin in manufacturing: a categorical literature review and classification. **Ifac-Papersonline**, [S.L.], v. 51, n. 11, p. 1016-1022, 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.08.474>.

LI, Mingxin et al. A multi-objective maintenance strategy optimization framework for offshore wind farms considering uncertainty. **Applied Energy**, v. 321, p. 119284, 2022.

LI, Xiaodong et al. A decision support system for strategic maintenance planning in offshore wind farms. **Renewable Energy**, v. 99, p. 784-799, 2016.

- LUBING, Xie et al. An opportunistic maintenance strategy for offshore wind turbine based on accessibility evaluation. **Wind Engineering**, v. 44, n. 5, p. 455-468, 2020.
- MABKHOT, Mohammed M. et al. Requirements of the smart factory system: A survey and perspective. **Machines**, v. 6, n. 2, p. 23, 2018.
- MARTINI, Michele et al. Accessibility assessment for operation and maintenance of offshore wind farms in the North Sea. **Wind Energy**, v. 20, n. 4, p. 637-656, 2017.
- MEHLAN, Felix C.; NEJAD, Amir R.; GAO, Zhen. Digital twin based virtual sensor for online fatigue damage monitoring in offshore wind turbine drivetrains. **Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering**, v. 144, n. 6, p. 060901, 2022.
- MOGHADAM, Farid K.; REBOUÇAS, Geraldo F. de S.; NEJAD, Amir R. Digital twin modeling for predictive maintenance of gearboxes in floating offshore wind turbine drivetrains. **Forschung im Ingenieurwesen**, v. 85, n. 2, p. 273-286, 2021.
- MOMBER, Andreas et al. Digitalization and the use of sensor data for the condition-monitoring of surface protection systems of steel towers of onshore wind power structures. **STAHLBAU**, 2021.
- MOMBER, Andreas W. et al. A Digital Twin concept for the prescriptive maintenance of protective coating systems on wind turbine structures. **Wind Engineering**, v. 46, n. 3, p. 949-971, 2022.
- NGUYEN, Thi Anh Tuyet; CHOU, Shuo-Yan. Maintenance strategy selection for improving cost-effectiveness of offshore wind systems. **Energy conversion and management**, v. 157, p. 86-95, 2018.
- NGUYEN, Trinh Hoang et al. A framework for data integration of offshore wind farms. **Renewable energy**, v. 60, p. 150-161, 2013.
- NIELSEN, Jannie Sønderkær; SØRENSEN, John Dalsgaard. Methods for risk-based planning of O&M of wind turbines. **Energies**, v. 7, n. 10, p. 6645-6664, 2014.
- NILSSON, Julia; BERTLING, Lina. Maintenance management of wind power systems using condition monitoring systems—life cycle cost analysis for two case studies. **IEEE Transactions on energy conversion**, v. 22, n. 1, p. 223-229, 2007.
- OLATUNJI, Obafemi O. *et al.* Overview of Digital Twin Technology in Wind Turbine Fault Diagnosis and Condition Monitoring. **2021 IEEE 12Th International Conference On Mechanical And Intelligent Manufacturing Technologies (Icmimt)**, [S.L.], p. 108952-108971, 13 maio 2021. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/icmimt52186.2021.9476186>.
- PAPADOPOULOS, Petros; COIT, David W.; EZZAT, Ahmed Aziz. Seizing opportunity: maintenance optimization in offshore wind farms considering accessibility, production, and crew dispatch. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 13, n. 1, p. 111-121, 2021.
- PÉREZ, M. et al. Optimal maintenance system for offshore wind turbines. In: **International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPPQ'10). Granada (Spain), 23th to 25th March. 2010.**
- PETERSEN, Kristian R.; MADSEN, Erik Skov; BILBERG, Arne. First Lean, then modularization: improving the maintenance of offshore wind turbines. **International Journal of Energy Sector Management**, v. 10, n. 2, p. 221-244, 2016.
- PLIEGO MARUGÁN, Alberto; GARCÍA MÁRQUEZ, Fausto Pedro; PINAR PEREZ, Jesus Maria. Optimal maintenance management of offshore wind farms. **Energies**, v. 9, n. 1, p. 46, 2016.
- PUJANA, Ainhua et al. Hybrid-Model-Based Digital Twin of the Drivetrain of a Wind Turbine and Its Application for Failure Synthetic Data Generation. **Energies**, v. 16, n. 2, p. 861, 2023.
- QI, Qinglin; TAO, Fei. Digital Twin and Big Data Towards Smart Manufacturing and Industry 4.0: 360 degree comparison. **IEEE Access**, [S.L.], v. 6, p. 3585-3593, 2018. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/access.2018.2793265>.
- REN, Zhengru et al. Offshore wind turbine operations and maintenance: A state-of-the-art review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 144, p. 110886, 2021.

- ROSEN, Roland *et al.* About The Importance of Autonomy and Digital Twins for the Future of Manufacturing. **Ifac-Papersonline**, [S.L.], v. 48, n. 3, p. 567-572, 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ifacol.2015.06.141>.
- SALARI, Mahdi Ebrahimi; COLEMAN, Joseph; TOAL, Daniel. Analysis of direct interconnection technique for offshore airborne wind energy systems under normal and fault conditions. **Renewable Energy**, v. 131, p. 284-296, 2019.
- SARKER, Bhaba R.; FAIZ, Tasnim Ibn. Minimizing maintenance cost for offshore wind turbines following multi-level opportunistic preventive strategy. **Renewable energy**, v. 85, p. 104-113, 2016.
- SCHEU, Matti *et al.* Maintenance strategies for large offshore wind farms. **Energy Procedia**, v. 24, p. 281-288, 2012.
- SHAFIEE, Mahmood. Maintenance logistics organization for offshore wind energy: Current progress and future perspectives. **Renewable energy**, v. 77, p. 182-193, 2015.
- SINHA, Yashwant *et al.* A SMART software package for maintenance optimisation of offshore wind turbines. **Wind engineering**, v. 37, n. 6, p. 569-577, 2013.
- SINHA, Yashwant; STEEL, John A. A Prognostic Decision Model for Offshore Wind Turbines Maintenance. **Wind Engineering**, v. 39, n. 5, p. 569-578, 2015.
- SØRENSEN, John Dalsgaard. Framework for risk-based planning of operation and maintenance for offshore wind turbines. **Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology**, v. 12, n. 5, p. 493-506, 2009.
- VERDOUW, C. N. *et al.* A control model for object virtualization in supply chain management. **Computers in industry**, v. 68, p. 116-131, 2015.
- WALKER, Jake *et al.* Digital twins of the mooring line tension for floating offshore wind turbines to improve monitoring, lifespan, and safety. **Journal of Ocean Engineering and Marine Energy**, p. 1-16, 2022.
- WANG, Mengmeng *et al.* Recent progress on reliability analysis of offshore wind turbine support structures considering digital twin solutions. **Ocean Engineering**, v. 232, p. 109168, 2021.
- XIE, Lubing *et al.* Maintenance optimization of offshore wind turbines based on an opportunistic maintenance strategy. **Energies**, v. 12, n. 14, p. 2650, 2019.
- YANG, Li *et al.* Operations & maintenance optimization of wind turbines integrating wind and aging information. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 12, n. 1, p. 211-221, 2020.
- YU, Vincent F. *et al.* Optimal maintenance policy for offshore wind systems. **Energies**, v. 14, n. 19, p. 6082, 2021.
- ZHANG, Bingying; ZHANG, Zijun. A robust model for scheduling power productions of multiple offshore wind farms using one-to-many maintenance services. **IET Renewable Power Generation**, v. 15, n. 13, p. 2997-3013, 2021.
- ZHANG, Bingying; ZHANG, Zijun. A two-stage model for asynchronously scheduling offshore wind farm maintenance tasks and power productions. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 130, p. 107013, 2021.

ESTIMATIVA DA VELOCIDADE DO VENTO PARA ESTUDO EÓLICO *OFFSHORE* E *ONSHORE*

Alexandre Silva dos Santos¹, Aléxia Monteiro Valentim¹

1 Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER)
Av. Capitão-Mor Gouveia, 2770 - Lagoa Nova, Natal – RN, Brasil

alexandretorres@isi-er.com.br, alexiavalentim@isi-er.com.br

RESUMO

O modelo *Weather Research and Forecasting* (WRF) para simulações da velocidade do vento é uma investigação que provém do interesse das condições meteorológicas que atuam sobre a região litorânea do Nordeste do Brasil (NEB). Neste estudo foi feito um comparativo entre os dados *onshore* e *offshore* por estações meteorológicas automáticas do INMET e boias meteoceanográficas do PNBOIA. O WRF foi uma ferramenta capaz de simular o comportamento do vento significativamente. No entanto, a simulação do WRF alimentada pelo dado ERA-5 foi melhor que as reanálises do ERA-5.

Palavras-chave: velocidade do vento, boia, estação meteorológica automática

ABSTRACT

The *Weather Research and Forecasting* (WRF) model in the simulation of wind speed is an investigation from the interest of meteorological conditions that act on the coastal region Northeastern Brazil. In this study, a comparison was between onshore and offshore data from buoys (PNBOIA) and automated weather stations (INMET). The WRF was a tool capable of significantly simulations of wind speed. However, compared with the reanalysis ERA-5 data itself, the improvements in the WRF simulation forced by ERA-5 were better.

Keyword: wind speed, buoy, station weather, automated weather station.

1. INTRODUÇÃO

O Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), implementado em 2004, foi o ponto de partida do setor eólico no Brasil. O governo disponibilizou 54 usinas eólicas com geração total de energia de 1,4 GW (Agência Nacional de Energia Elétrica. <http://www.anel.gov.br/proinfa>. Acesso 10 janeiro de 2022). No cenário brasileiro atual, a região nordeste é a que apresenta maior fator de capacidade e cada vez mais vem aumentando ao longo dos anos devido seu desenvolvimento tecnológico e os novos parques eólicos instalados. De acordo com Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), o Nordeste do Brasil (NEB) possui o maior potencial eólico *onshore* (20,732 GW) com 706 parques eólicos (ABEEólica. <http://www.abeeolica.org.br>. Acessado no dia 16 de junho de 2023). A maior parte dos parques eólicos estão localizados ao longo do litoral, mais ainda faltam estudos qualificados em áreas oceânicas (*offshore*), próximo da costa.

A condição meteorológica em área oceânica tem sido cada vez mais estudada através de projetos, como, por exemplo, o *Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic* (PIRATA) e pesquisas com o uso de dados de sensoriamento remoto (satélites) (TUCHTENHAGEN et al., 2020). Esses projetos são resultados que a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira pode gerar até 12 vezes à capacidade de energia eólica *offshore* em relação *onshore*. SILVA et al., 2016 apresentaram que a geração de energia na ZEE serve como complemento para a energia hidrelétrica durante período de seca no NEB.

O rápido avanço da energia eólica *offshore* em todo o mundo, desperta o interesse e, em simultâneo, dependência de pesquisas cada vez mais precisas dos recursos de vento através de suas ferramentas (SILVA DOS SANTOS et al., 2016). Os modelos numéricos meteorológicos podem ser uma dessas ferramentas, capaz de simular o comportamento do vento sobre o mar em larga escala. Os modelos numéricos meteorológicos vêm sendo cada vez mais utilizados para estudos de atlas eólicos (HAHMANN et al., 2020), desenvolvimento de *micrositing* (SILVA DOS SANTOS et al., 2016), previsão de curto a médio prazo (TYMVIOS et al., 2018), bem como recursos eólicos em cenários futuros de mudanças climáticas (CHEN, 2020).

Como exemplo de um modelo numérico meteorológico bastante utilizado, pode-se citar *Weather Research and Forecasting* (WRF). O novo Atlas *Offshore* Europeu foi produzido com uso do modelo WRF (HAHMANN et al., 2020). É um modelo não hidrostático de código aberto e flexível, permitindo que os usuários alterem as condições iniciais e de contorno, esquemas de parametrização física, bem como resolução e aninhamento de grades (SILVA DOS SANTOS et al., 2016; CARVALHO et al., 2014b; OLAOFE, 2019; LI et al., 2021).

Diante desse contexto, torna-se importante estudar o perfil de vento e não apenas o vento em superfície, bem como calcular as métricas dos erros das simulações do WRF e dos dados de reanálises utilizados em diferentes áreas (*onshore* e *offshore*). Sabendo disso, o objetivo desse estudo é estudar o perfil do

vento e calcular as métricas dos erros dos conjuntos de dados utilizados em diferentes pontos *offshore* e *onshore*, localizados próximos da costa do NEB.

2. MÉTODO DO ESTUDO

2.1 ÁREA DE ESTUDO

A Figura 1 apresenta a área de estudo e as localizações dos pontos de medições utilizadas.



Figura 1 – Localização dos pontos de medições utilizadas para comparativo das simulações do WRF e ERA-5.

2.2 DADOS OBSERVADOS

Foram utilizados dados de vento medidos por boias fundeadas e estações meteorológicas. As séries temporais de dados de vento *in situ* medidos por 2 (duas) boias meteoceanográficas e três (3) estações meteorológicas automáticas próximas à costa do nordeste brasileiro (Figura 1) foram utilizadas para comparar com as simulações do WRF e as reanálises do ERA-5. Os dados das boias foram obtidos do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) por meio do endereço da “internet” <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-goos-brasil/pnboia-mapa> e as estações meteorológicas automáticas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET)(www.inmet.gov.br). A Tabela 1 apresenta detalhadamente as demais características e suas devidas localizações.

Tabela 1 – Nomes, localização e cobertura temporal dos dados das boias e estações meteorológicas.

Fonte	Tipo	Local	Latitude (°)	Longitude (°)	Altura (m)	Início	Término
PNBOIA	Boia	Recife	-7,29	-34,58	4,7	01/09/2013	22/09/2014
PNBOIA	Boia	Porto Seguro	-16,00	-37,94	4,7	01/09/2013	22/09/2014
INMET	Estação Meteorológica	Caravelas	-17,74	-39,26	10	01/09/2013	22/09/2014
INMET	Estação Meteorológica	Ilhéus	-14,66	-39,18	10	01/09/2013	22/09/2014
INMET	Estação Meteorológica	João Pessoa	-7,17	-34,82	10	01/09/2013	22/09/2014

2.3 DADOS DE REANÁLISES ERA-5

As reanálises ERA-5 foi desenvolvido pelo *Copernicus Climate Change Service* e implementado pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF)* (HERSBACH et al., 2020). Os dados de reanálises são produzidos pela combinação de previsões numéricas e dados observacionais da rede mundial meteorológica. No ERA-5 é adotado uma assimilação de dados em quatro dimensões da atmosfera e superfície por meio do *Integrated Forecast System* com 137 níveis verticais em coordenadas sigma e 31 km de resolução espacial horizontal.

Os dados são disponibilizados com frequência temporal horária para todas as variáveis meteorológicas, incluindo as componentes zonal e meridional do vento nas alturas de 10 e 100 m. Essas alturas também foram utilizadas na pesquisa. Os dados foram disponibilizados para o mesmo período das medições, com os propósitos de alimentar as simulações do modelo WRF e comparativo estatístico.

2.4 MODELO DE MESOESCALA WRF

O modelo de mesoescala utilizado foi o *Weather Research and Forecasting System (WRF)*, versão 4.2, desenvolvido pelo *National Center for Atmospheric Research (NCAR)*. As simulações foram realizadas com três domínios horizontais aninhados, com espaçamento de 27 (domínio 1), 9 (domínio 2) e 3 km (domínio 3). A Figura 2 apresenta as áreas de domínios utilizadas para o cálculo do comportamento do vento. O topo do modelo foi fixado em 50 hPa, como recomendado pelos desenvolvedores do modelo WRF (SKAMAROCK et al., 2019). As simulações ocorreram no período de 01/09/2013 a 22/09/2014.



Figura 2 - Áreas de domínio da simulação realizada pelo modelo meteorológico WRF.

Na elaboração dos resultados desse estudo *offshore* e *onshore* foram extraídos os dados simulados do domínio 3 (3km) para comparar com os dados observados. A extensão dessa grade de maior resolução foi adotada para resolver as condições meteorológicas de mesoescala, bem como para permitir que o modelo desenvolva circulações regionais ocasionadas por efeitos dos processos físicos entre terra e mar.

O aumento na resolução espacial do modelo foi adotado como um método de melhoria dos processos de escoamento atmosférico em mesoescala envolvidos entre a “interface” terra-mar.

O modelo WRF possui um grande número de parametrizações físicas, como camada limite planetária (CLP), esquema superficial (CP), modelo de solo (MS), microfísica de nuvens, cúmulos e radiação. Indiscutivelmente, uma configuração ideal com melhor desempenho em todos os momentos de tempo e escalas espaciais não pode ser esperada. Logo, o foco neste estudo foi fazer uma simulação com a configuração que tende a ter um desempenho melhor na maioria das instâncias dentro do conjunto de experimentos de sensibilidade das condições iniciais e de contorno, camada limite planetária e modelo de solo em pesquisas realizadas. A Tabela 2 ilustra a configuração que melhor se apresentou como resultados. Os outros parâmetros utilizados nas simulações também são apresentados nessa Tabela 2.

Tabela 2 - Configurações e parametrizações físicas utilizadas na simulação do modelo WRF

Parâmetro	Valor/Descrição
Modelo de mesoescala	WRF
Resolução horizontal do modelo de mesoescala	27,9 e 3 km
Base de dados de vento	ERA-5 no período de 09/2013 a 09/2014
Base de dados de topografia	SRTM de resolução espacial 30 m
Base de dados de rugosidade	MODIS de resolução espacial 925 m
Número de níveis verticais da atmosfera	61
Radiação de comprimento de onda longa	<i>Rapid Radiative Transfer Model (RRTMG)</i>
Radiação de comprimento de onda curta	<i>Rapid Radiative Transfer Model (RRTMG)</i>
Microfísica	<i>WRF Single-Moment 6-class</i>
Cumulus	Kain-Fritsh
Camada de superfície	MYJ

2.5 EXTRAPOLAÇÃO VERTICAL DO VENTO

Estudos na área eólica, o interesse atual é em ventos na altura do *hub* do aerogerador, que geralmente varia entre 80 a 150 m. Para extrapolação vertical dos dados observados foram utilizados a Lei Logarítmica, com base na velocidade do vento na altura de referência e rugosidade do terreno (SILVA et al., 2016).

$$U = U_{ref} \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)}$$

Onde:

h_{ref} altura de referência (m);

h altura que se deseja interpolar (m);

U velocidade do vento na altura do *hub* do aerogerador (m/s);

U_{ref} velocidade do vento na altura de referência (m/s);

z_0 comprimento da rugosidade (m).

Nesta pesquisa assumiu uma atmosfera neutra com rugosidade $z_0 = 0.0002 \text{ m}$, um valor apropriado para as condições do mar ameno (MACHRAFI, 2012), para terra foi adotado uma rugosidade de $z_0 = 0.03 \text{ m}$. Para estimativa da velocidade do vento em alturas atraentes para eólica, a extrapolação vertical foi realizada para as alturas de 10 m, 100 m e 150 m para as boias com altura referência 4,7 m e 150 m para as reanálises ERA-5, já que para outras alturas não foi necessário.

2.6 MÉTRICAS DOS ERROS

As séries temporais de dados de ventos medidos *in situ* nas boias e estações meteorológicas foram consideradas como valor de referência nas comparações estatísticas com as demais bases (WRF e ERA-5). As comparações foram feitas considerando-se os mesmos pontos das coordenadas geográficas das boias e estações meteorológicas e os respectivos pontos de grade pelo método de interpolação bilinear. Em todos os casos, as comparações foram baseadas nas seguintes métricas estatísticas: raiz do erro médio quadrático (RMSE, do inglês *Root mean Square error*) e viés ou BIAS, de acordo com as seguintes equações:

Raiz quadrada do erro médio quadrático normalizado (RMSE):

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (p_t - o_t)^2}$$

Viés (BIAS):

$$BIAS = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n p_t - o_t$$

Onde p_t e o_t se referem aos valores de velocidade do vento previstos/reanálises e observados no instante de tempo t .

Na comparação de dados simultâneos foram gerados Diagramas de Taylor (TAYLOR, 2001) para melhor visualização dos resultados.

3. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os resultados dos dois conjuntos (WRF e ERA-5) de dados analisados de forma simultânea, para os cinco pontos avaliados, não divergiram muito com relação às velocidades. Para o conjunto completo de dados, os valores de RMSE, variaram entre 0,34 m/s (João pessoa a 10 m de altura para WRF) e 3,98 m/s (João Pessoa a 150 m para ERA 5), considerando todos os pontos de medições nas três alturas (Tabela 3). Comparando todas as medições, os valores de RMSE são menores para os dados WRF (0,34 m/s para João Pessoa e 0,698 m/s para Caravelas) quando se compara com os dados do ERA-5, exceto o ponto de Porto Seguro com os maiores erros (Tabela 3).

O BIAS, para o modelo WRF, variou entre -0,006 e 1,69 m/s nas análises das três alturas (10, 100 e 150 m)(Tabela 3). Os menores valores do BIAS foram para os dados do WRF para as alturas de 10 e 100 m, em destaque os pontos de medições Caravelas e Porto Seguro (Tabela 3). A Tabela 3 apresenta os maiores valores do BIAS para os dados ERA-5, principalmente na altura de 150 m (Porto Seguro e Ilhéus). De modo geral, foram observadas as maiores diferenças do BIAS nos pontos de medições Recife e Porto Seguro entre os dados WRF e ERA-5, em destaque a altura de 150 m. Os dados do WRF e ERA-5 para

os pontos de medições Recife e Porto Seguro subestimaram os resultados com valores negativos, os demais superestimaram com valores positivos. De modo geral, os dados do ERA-5 apresentaram os maiores erros para as métricas RMSE e BIAS, principalmente na altura de 150 m.

Tabela 3 – Métricas dos erros para os pontos de medições utilizadas.

Medição	Altura (m)	RMSE_WRF (m/s)	RMSE_ERA-5 (m/s)	BIAS_WRF (m/s)	BIAS_ERA-5 (m/s)
Recife	10	1,07915322	1,17016333	-0,1623591	-0,2871143
	100	1,60899641	1,71173731	-0,6579372	-0,6741942
	150	1,62208288	1,79954493	-0,6603881	-0,7285262
Porto Seguro	10	2,034469	2,108812	-1,32507	-1,47711
	100	2,61371	2,769277	-1,78349	-2,23566
	150	3,164579	3,26813	-2,42396	-2,76203
Caravelas	10	0,69831093	0,87471755	0,16420868	0,25739044
	100	0,20353292	0,39839769	0,35537738	0,35537738
	150	1,14056982	1,2487849	0,42397166	0,36875585
João Pessoa	10	0,33971279	2,74215284	0,00600417	0,060887162
	100	0,45103287	3,94118192	0,22278159	0,76417877
	150	0,44542334	3,97805319	0,1581896	0,79040399
Ilhéus	10	1,19242265	1,13863597	-0,3868391	0,38043383
	100	1,55149561	2,13210419	-0,4838649	1,31608127
	150	2,5932059	3,95783992	1,69050082	2,97227897

Os diagramas de Taylor nas Figuras 3,4 e 5 apresentaram a acurácia das simulações do WRF e das reanálises ERA-5 nas três alturas 10, 100 e 150 m. A partir de uma análise visual do diagrama para altura de 10 m, pode-se determinar que ambos os dados WRF e ERA-5 apresentaram pouca diferença para o coeficiente de correlação (R), sendo adequadas para representar as características da velocidade do vento para os pontos de medições. Nota-se que as simulações do WRF apresentaram maiores correlações ($R > 0,7$) para os pontos de Recife, João Pessoa, Caravelas, Ilhéus, sendo o ponto de João Pessoa com a maior correlação (0,95). Os desvios padrões apresentaram que o WRF consegue acompanhar com exatidão a variabilidade dos dados observados.

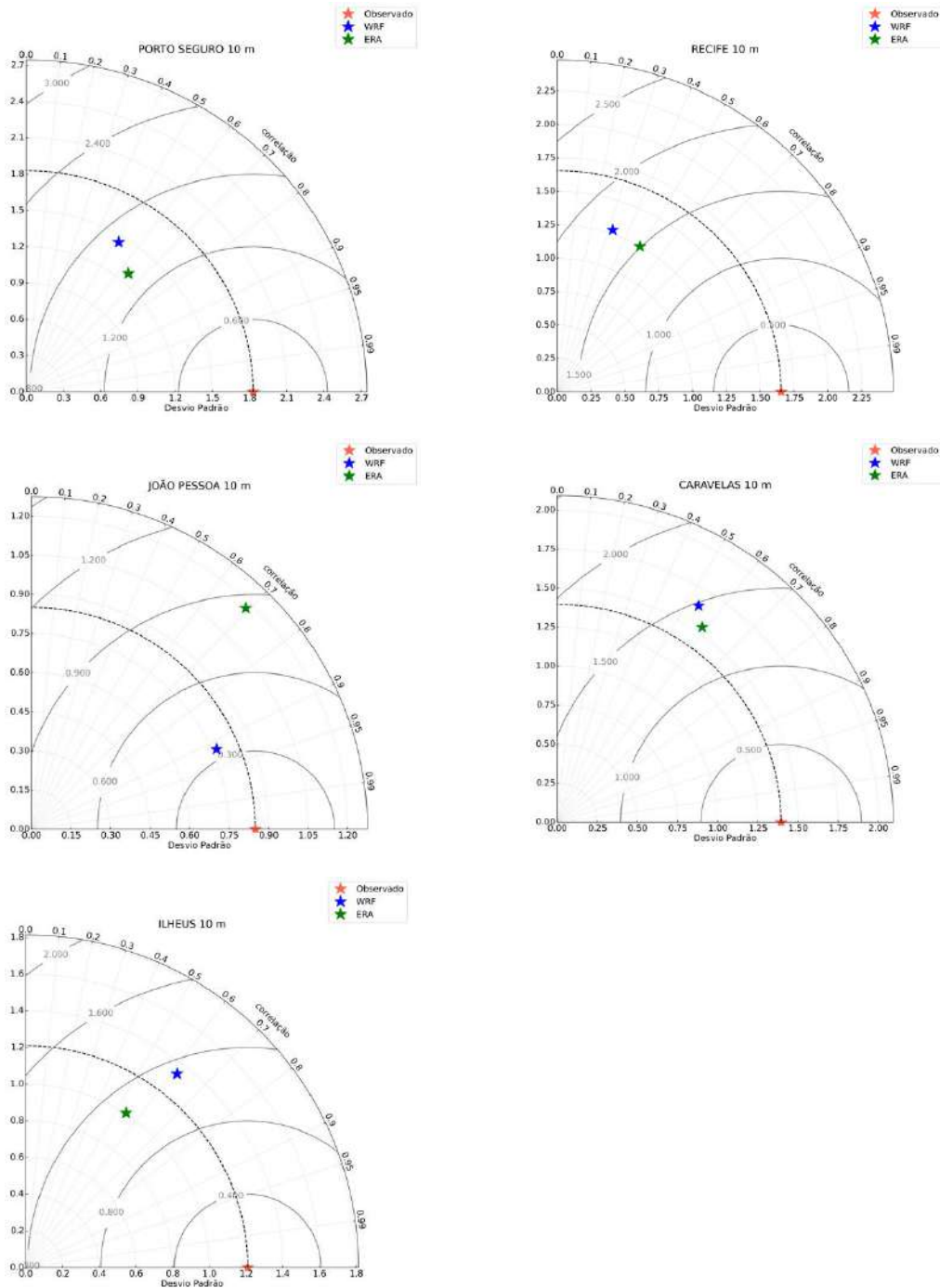


Figura 3 – Diagrama de Taylor para os resultados do WRF, ERA-5 e observados a 10 m de altura.

Os resultados dos diagramas de Taylor para altura de 100 m apresentaram correlações acima de 0,7 em três estações de medições (Porto Seguro, Recife e João Pessoa), exceto para os pontos de medições Caravelas e Ilhéus, com correlações 0,5 e 0,6, respectivamente (Figura 4). De acordo com ULAZIA et al., 2017, esses resultados demonstraram que a velocidade do vento sofre variações devido à capacidade do modelo meteorológico em simular a morfologia do terreno em torno da estação analisada, com peso nesta particularidade do que a resolução de grade utilizada no modelo. Para ERA-5, os valores ficaram

abaixo das simulações, com exceção de Porto Seguro que apresentou uma correlação de 0,7. O menor valor da correlação foi para o ponto de medição ilhéus, 0,4 (Figura 4).

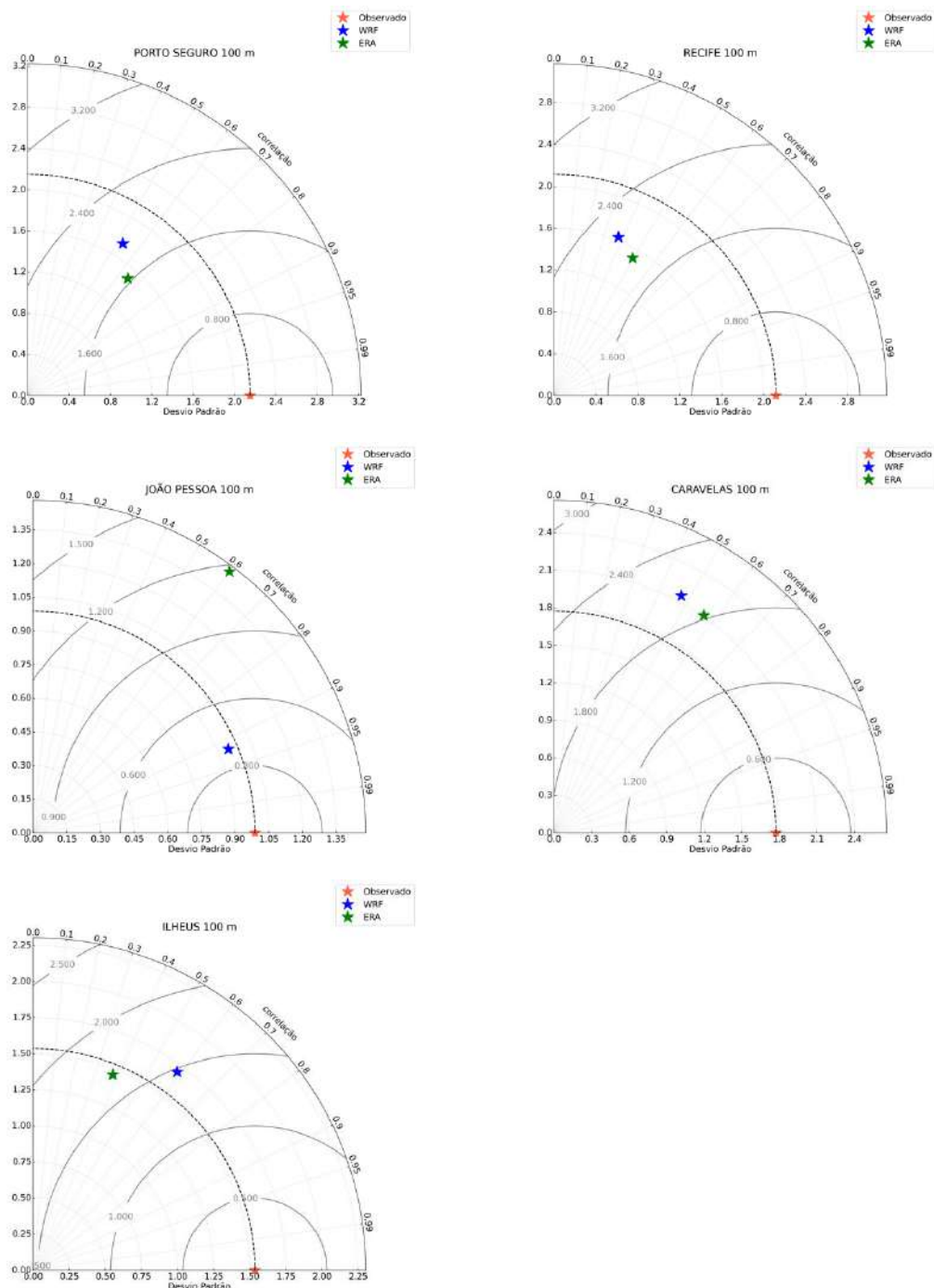


Figura 4 – Diagrama de Taylor para os resultados do WRF,ERA-5 e observados a 100 m de altura.

Por último os diagramas de Taylor para altura de 150m. Os resultados apresentam um coeficiente de correlação para o ponto de João Pessoa de 0,90 e para Ilhéus um valor de 0,3. Em Caravelas ocorreu o maior desvio padrão. Para o ERA-5, apresentou o melhor coeficiente 0,65 no ponto de medição Ponto

Seguro e valor de 0,1 para ponto de Ilhéus. O maior desvio padrão foi observado no ponto de medição de Caravelas.

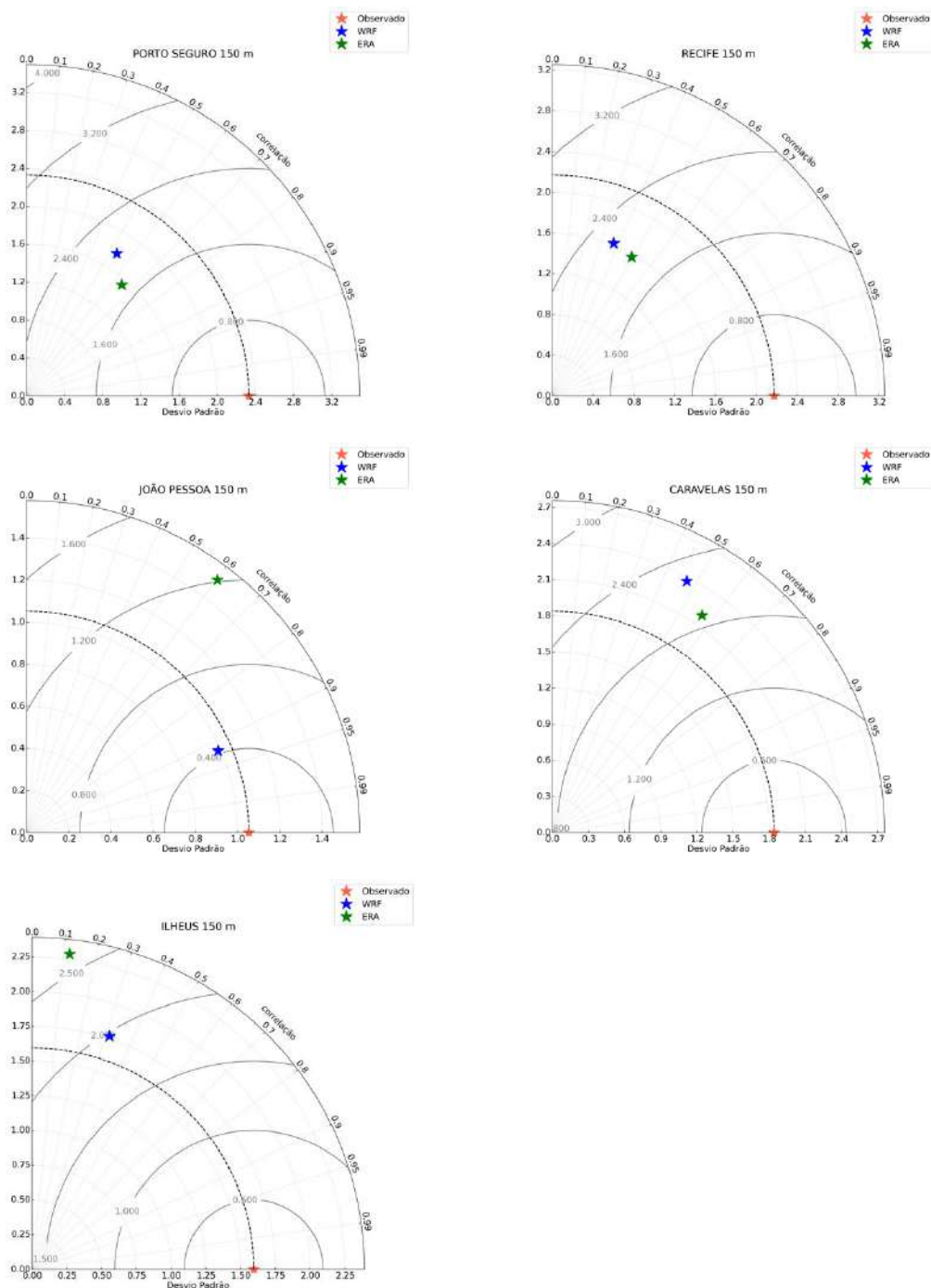


Figura 5 – Diagrama de Taylor para os resultados do WRF, ERA-5 e observados a 150 m de altura.

CARVALHO et al., 2014b, compararam dados de velocidade do vento de reanálises e modelo numérico meteorológico com dados *in situ* medidos por boias fundeadas entre 20 e 55 km de distância da costa, ao longo da Península Ibérica, durante o ano de 2013. Os autores encontraram valores de RMSE e BIAS similares à pesquisa para as velocidades simuladas pelo modelo WRF, variando entre 1,26 a 1,79 m/s e 0,42 a 0,89 m/s, respectivamente. Para reanálises ERA-INTERIM, os resultados encontrados dos valores

de RMSE e BIAS foram maiores em relação ao estudo, variando entre 2,57 a 3,92 m/s e 0,89 a 1,45 m/s, respectivamente. Isso demonstra uma melhoria dos dados do ERA-5 em relação ao ERA-INTERIM. CARVALHO et al., 2012, compararam os dados de velocidade do vento observado de boias fundeadas na Península Ibérica com os dados de velocidade do vento simulado pelo modelo WRF e reanálises NCEP-CFSR e NASA-MERRA. O modelo WRF apresentou melhor desempenho com valores de RMSE, BIAS e r iguais a 1,77 m/s, 0,34 m/s e 0,84 para a velocidade do vento, respectivamente.

ULAZIA; SAENZ; IBARRA-BERASTEGUI, 2017, compararam os dados de velocidade do vento de boias a 10 m de altura com modelo WRF para a região da costa norte ibérica (Golfo da Biscaia) para o período 1990 - 2001. Os autores encontraram valores de coeficiente de correlações similares ao do estudo, variando de 0,65 a 0,85 (r). Os valores de RMSE obtidos no presente estudo pela simulação WRF nas comparações dos dados de velocidade do vento também foram próximos ou menores do que os citados na literatura. Os valores de r (0,38 e 0,95) aqui encontrados, também, foram um pouco menores do que os citados por CARVALHO et al., 2014b, CARVALHO et al., 2012 e ULAZIA; SAENZ; IBARRA-BERASTEGUI, 2016. TUCHTENHAGEN et al., 2020 estudaram a geração de energia eólica *offshore* na região Sul do Brasil com uma simulação de 5 anos (2006 - 2010) e compararam suas velocidades com os dados de satélite (*Blended Sea Winds*). Como conclusão do estudo, o modelo WRF teve bom desempenho para simulação do vento, assim como foi encontrado neste estudo, com valores dos erros similares.

SALVAÇÃO; GUEDES SOARES, 2018, observaram que o modelo WRF com suas velocidades do vento comparados com as medidas das boias localizadas na costa da Península Ibérica, valores de RMSE e BIAS variando de 1,66 a 1,84 m/s e -0,38 a -0,60 (subestimando), respectivamente. Neste estudo também foram encontrados BIAS com valores negativos para os pontos de Recife e Porto Seguro com BIAS do modelo WRF próximos desses valores.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os resultados obtidos mostraram que os dados simulados para as regiões costeiras do NEB são os que conseguem melhor representar o campo de vento, com menor RMSE, viés e maior correlação em relação às reanálises ERA-5. Os dados de reanálises ERA-5 também apresentaram uma boa comparação estatística com as medidas de vento *in situ* (RMSE, BIAS e r), levando em conta sua baixa resolução espacial horizontal (31 km). Estudos futuros mais refinados devem ser feitos, delimitando áreas viáveis para a instalação dos parques eólicos *offshore*. Outro aspecto para melhorar o estudo é aumentar a cobertura dos dados observados em áreas *offshore*, com mais boias, satélites e lidar. É importante também considerar a estabilidade atmosférica (função de estabilidade da equação do comprimento Monin-Obukhov) ao invés de adotar uma condição neutra da atmosfera na extrapolação vertical da velocidade do vento, para melhorar a estimativa. A simulação da velocidade do vento com uso do modelo numérico de previsão constitui um método bem viável para evitar a extrapolação vertical em altitude do vento próximo da superfície. Estudos apresentados aqui apresentaram boas comparações estatísticas entre simulações do modelo WRF e os dados medidos por boias fundeadas e estações meteorológicas.

REFERÊNCIAS

- CARVALHO, D. et al. A sensitivity study of the WRF model in wind simulation for an area of high wind energy. **Environmental Modelling and Software**, v. 33, p. 23–34, 2012.
- CARVALHO, D. et al. Sensitivity of the WRF model wind simulation and wind energy production estimates to planetary boundary layer parameterizations for onshore and offshore areas in the Iberian Peninsula. **Applied Energy**, v. 135, p. 234–246, 2014a.
- CARVALHO, D. et al. Comparison of reanalyzed, analyzed, satellite-retrieved and NWP modelled winds with buoy data along the Iberian Peninsula coast. **Remote Sensing of Environment**, v. 152, p. 480–492, 2014b.
- CHEN, L. Impacts of climate change on wind resources over North America based on NA-CORDEX. **Renewable Energy**, v. 153, p. 1428–1438, 2020.
- HAHMANN, A. N. et al. The making of the New European Wind Atlas - Part 1: Model sensitivity. **Geoscientific Model Development**, v. 13, n. 10, p. 5053–5078, 2020.
- HERSBACH, H. et al. The ERA5 global reanalysis. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, n. June, p. 1999–2049, 2020.
- LI, H. et al. A sensitivity study of the WRF model in offshore wind modeling over the Baltic Sea. **Geoscience Frontiers**, v. 12, n. 6, p. 101229, 2021.
- MACHRAFI, H. **Green Energy and Technology**. 2012.
- OLAOFE, Z. O. Quantification of the near-surface wind conditions of the African coast: A comparative approach (satellite, NCEP CFSR and WRF-based). **Energy**, v. 189, p. 116232, 2019.
- SALVAÇÃO, N.; GUEDES SOARES, C. Wind resource assessment offshore the Atlantic Iberian coast with the WRF model. **Energy**, v. 145, p. 276–287, 2018.
- SILVA, A. R. et al. Complementarity of Brazils hydro and offshore wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 413–427, 2016.
- SILVA DOS SANTOS, A. T. et al. Assessment of wind resources in two parts of Northeast Brazil with the use of numerical models. **Meteorological Applications**, v. 23, n. 4, p. 563–573, 2016.
- SKAMAROCK, W. C. et al. A Description of the Advanced Research WRF Model Version 4. **NCAR Technical Note NCAR/TN-475+STR**, p. 145, 2019.
- TAYLOR, K. E. in a Single Diagram. v. 106, p. 7183–7192, 2001.
- TYMVIOS, F. et al. Intercomparison of boundary layer parameterizations for summer conditions in the eastern Mediterranean island of Cyprus using the WRF - ARW model. **Atmospheric Research**, v. 208, n. September, p. 45–59, 2018.
- TUCHTENHAGEN, P. et al. WRF model assessment for wind intensity and power density simulation in the southern coast of Brazil. **Energy**, v. 190, 2020.
- ULAZIA, A.; SAENZ, J.; IBARRA-BERASTEGUI, G. Sensitivity to the use of 3DVAR data assimilation in a mesoscale model for estimating offshore wind energy potential. A case study of the Iberian northern coastline. **Applied Energy**, v. 180, p. 617–627, 2017.
- WITHA, B. et al. Report on WRF model sensitivity studies and specifications for the mesoscale wind atlas production runs. **New Eur. Wind Atlas Deliv**, n. May, 2019.

Microestrutura de concretos aplicáveis em torres eólicas *offshore*

Leonária Araújo Silva¹, Wanner Kelly Damasceno da Silva², Antônio Eduardo Bezerra Cabral³,
Gustavo de Medeiros Pinheiro⁴ e Antônio Medeiros de Oliveira⁵

¹Universidade Federal do Ceará - UFC, Fortaleza, Brasil, ²Universidade Federal do Ceará - UFC, Fortaleza, Brasil, ³Universidade Federal do Ceará - UFC, Fortaleza, Brasil, ⁴Dois A Engenharia, Natal, Brasil e ⁵Dois A Engenharia, Natal, Brasil

¹leonaria@alu.ufc.br, ²kellydamasceno@alu.ufc.br, ³eduardo.cabral@ufc.br,
⁴gustavo.pinheiro@doisa.com e ⁵antonio@doisa.com

RESUMO

Nanossílica e sílica ativa figuram como alternativas para aumentar a durabilidade das estruturas de concreto *offshore*. Para isso, é importante conhecer os efeitos dessas adições na microestrutura dos concretos produzidos. Assim, este artigo teve como objetivo avaliar a microestrutura de concretos compostos individualmente com 2% de nanossílica e 10% de sílica ativa aplicáveis em torres eólicas *offshore*. As micrografias mostram que a zona de transição é fortemente alterada com o uso dessas adições, apresentando menor largura e menor porosidade, em relação ao concreto de referência. Além disso, os concretos com materiais suplementares apresentam matrizes mais uniformes. Assim, a utilização de nanossílica e de sílica ativa minimizam a permeabilidade das matrizes e, conseqüentemente, aumentam a resistência à entrada de agentes externos, sendo potencialmente adequada para aumentar a durabilidade das estruturas *offshore*.

Palavras-chaves:

Nanossílica; Sílica ativa; Zona de transição interfacial; Concreto *offshore*.

ABSTRACT

Nanosilica and silica fume are alternatives to increase the durability of offshore concrete structures. Therefore, the effects of these additions on the microstructure of the concretes produced are an important issue to be investigated. Thus, this paper aimed to evaluate the microstructure of concretes composed by 2% of nanosilica and 10% of silica fume applicable in *offshore* wind towers. Micrographs demonstrate that the transition zone is strongly altered with the use of these additions, presenting smaller thickness and lower porosity, compared to the reference concrete. Moreover, the concretes with supplementary materials present more uniform aspect. Thus, the use of nano-silica and silica fume decrease the permeability of the matrices and, consequently, increases the resistance to the external agents ingress, being potentially suitable to increase the durability of offshore structures.

Keywords:

Nanosilica; Silica fume; Interfacial transition zone; Offshore concrete.

1. INTRODUÇÃO

Os parques eólicos *offshore* são eficientes para a geração de energia marinha renovável (MENG et al., 2023). Essas estruturas normalmente ficam na plataforma continental em águas com profundidades entre 10 e 30 m, estando localizadas a, aproximadamente, 10 km da costa, o que faz com que apresentem maior grau de complexidade quanto ao projeto, montagem, construção e manutenção em relação às torres eólicas onshore (ambiente terrestre) (CAMPIONE, 2023). Com isso, o custo associado à utilização de energia *offshore* é maior que o da energia onshore. Entretanto, como a velocidade média do vento é muito superior no ambiente marinho que no terrestre, os parques eólicos *offshore* geram maior quantidade de energia e menor impacto ambiental, tornando-se alternativas viáveis (CHENG et al., 2023).

No ambiente marinho, as estruturas de concreto armado sofrem deterioração por meio de ataques químicos (cloretos, sulfatos, magnésio, carbonatação) e físicos (cristalização de sais, ação das ondas) que reduzem a sua vida útil, sendo a penetração de íons cloro por meio da difusão o principal fator que provoca a corrosão do aço embutido no concreto e, conseqüente, a degradação das estruturas (SOMAIYA; BHOGAYATA, 2023). Os mecanismos de deterioração dessas estruturas são influenciados pelo tipo de exposição do concreto. Na zona atmosférica, normalmente, o concreto sofre somente com o intemperismo salino, já, na zona submersa, o ataque químico é o responsável pela degradação do concreto, enquanto, na zona da maré, existem ataques químicos e físicos (ação das ondas, alternância seco-úmido e ciclos de congelamento e degelo), sendo a área mais crítica para as estruturas (YI et al., 2020). As torres eólicas *offshore* devem resistir a todos esses ataques, já que seus componentes estão localizados nas três zonas apresentadas.

Uma alternativa para aumentar a resistência à penetração de íons cloro dos concretos é a adição de materiais pozolânicos, como a sílica ativa e a nanossílica. O uso dessas adições pode tornar mais densa e tortuosa a microestrutura do concreto por meio das reações pozolânicas e, como a entrada de agentes agressivos no concreto está diretamente relacionada com a estrutura de poros do material, há aumento significativo da resistência à penetração de cloretos e da durabilidade (MADANI et al., 2014). Além disso, a nanossílica e a sílica ativa aumentam a resistência mecânica dos compostos cimentícios, além de proporcionar alta resistência à carbonatação (LI et al., 2021).

Um dos principais fatores que interferem no desempenho dos concretos é a zona de transição interfacial entre o agregado e a pasta de cimento (ZTI). Essa zona apresenta, normalmente, maior quantidade e tamanho de poros que a pasta de cimento, sendo necessário aumentar a sua rigidez e resistência a fim de proporcionar estruturas mais duráveis (NILI; EHSANI, 2015). Dessa forma, torna-se importante avaliar a microestrutura dos concretos com sílica ativa e nanossílica para verificar seu efeito na ZTI. Com base no exposto, este artigo tem como objetivo avaliar a microestrutura de concretos aplicáveis em torres eólicas *offshore*, contendo sílica ativa e nanossílica.

2. MATERIAIS E MÉTODO DO ESTUDO

Utilizou-se Cimento Portland tipo III com classe de resistência à compressão de 40 MPa (CP III-40) de acordo com a NBR 16697 (ABNT, 2018), tendo massa específica de 3,06 g/cm³. A sílica ativa e a nanossílica utilizadas apresentaram massa específica de 2,17 g/cm³ e 1,10 g/cm³ e áreas específicas entre 30 m²/g e 50 m²/g e entre 500 m²/g e 900 m²/g, respectivamente. Como agregados graúdos, foram utilizadas duas faixas granulométricas de britas: 4,75 mm - 12,50 e 9,50 mm - 25,0 mm e, como agregado miúdo, foi usada uma areia natural, atendendo aos limites impostos pela NBR 7211 (ABNT, 2022). Também foram utilizados água oriunda da rede de distribuição local e aditivo superplastificante MC-PowerFlow 3100 com massa específica de 1,07 g/cm³ a fim de enquadrar os concretos na classe de consistência S100, tendo abatimento maior ou igual a 100 mm e menor que 160 mm, conforme a NBR 8953 (ABNT, 2015). A Tabela 01 apresenta a distribuição granulométrica dos agregados utilizados neste estudo.

Tabela 01 - Granulometria dos agregados

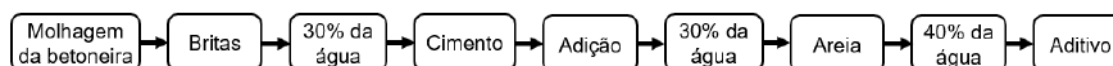
Abertura da peneira (mm)	Porcentagem retida acumulada (%)		
	Areia	Brita 4,75 mm - 12,50 mm	Brita 9,50 mm - 25,0 mm
25,00	0,0	0,0	0,0
19,00	0,0	0,0	15,9
12,50	0,0	0,0	59,5
9,50	0,00	2,0	81,0
6,35	1,13	64,8	98,3
4,76	1,85	89,6	98,9
2,30	5,72	99,0	99,2
1,18	19,70	100,0	100,0
0,60	58,84	100,0	100,0
0,30	91,71	100,0	100,0
0,15	99,09	100,0	100,0
0,10	100	100,0	100,0

Fonte: autoria própria (2023)

Nesta pesquisa, foram avaliados três traços: referência (sem adição) (CR) e com substituição de 2% e 10%, em massa, de cimento por nanossílica (CN) e por sílica ativa (CS), respectivamente. Esses teores foram escolhidos com base nos estudos de Wang et al. (2022) e de Farahani, Taghaddos e Shekarchi (2015). O traço padrão adotado foi 1:1,97:1,18:1,77:0,56 (cimento: areia: brita 4,75 mm - 12,50: brita 9,50 mm - 25,0 mm: água) com consumo de cimento igual a 357,1 kg/m³ de concreto. Para enquadrar os concretos na classe S100, foram necessários 1,1%, 2,5% e 4,3% de superplastificante para os traços CR, CS e CN, respectivamente, em relação à massa de aglomerante. O ensaio de abatimento do tronco de cone foi realizado de acordo com a NBR 16889 (ABNT, 2020).

A Figura 01 apresenta a sequência de etapas adotada para a produção dos concretos. Inicialmente, houve o umedecimento de uma betoneira de 50 L e, em seguida, foram adicionadas e misturadas as duas britas e 30% da água. Logo após, o cimento, a adição e outros 30% da água foram inseridos na betoneira e homogeneizados. Posteriormente, adicionaram-se e misturaram-se a areia, os 40% de água restantes e o aditivo superplastificante.

Figura 01 - Etapas para produção dos concretos



Fonte: autoria própria (2023)

A microestruturas dos concretos CR, CN e CS foi determinada por meio da microscopia eletrônica de varredura (MEV). Por meio dessa técnica, pode-se obter informações de forma rápida a respeito da morfologia e dos elementos químicos de um corpo de prova e solucionar o problema de resolução que ocorre devido à fonte de luz branca do microscópio óptico convencional, já que o MEV aplica um feixe de elétrons no lugar de fótons (DEDAVID; GOMES; MACHADO, 2007). A microscopia ocorre a partir de duas etapas: coleta de dados (preparação do corpo de prova por meio de impregnação, polimento e revestimento) e análise das imagens (segmentação e quantificação de imagens) (BANGARU et al., 2022). Neste estudo, foi utilizado o Microscópio Eletrônico de Varredura Quanta 450-FEG – FEI (Figura 02) da Central Analítica da Universidade Federal do Ceará. O procedimento consistiu em cortar amostras com dimensões de 1,0 cm x 1,0 cm x 0,5 cm (largura x comprimento x altura) da parte central dos corpos de prova, após 28 dias de cura, sendo, em seguida, preparadas e acopladas ao equipamento.

Figura 02 - Microscópio Eletrônico de Varredura Quanta 450-FEG

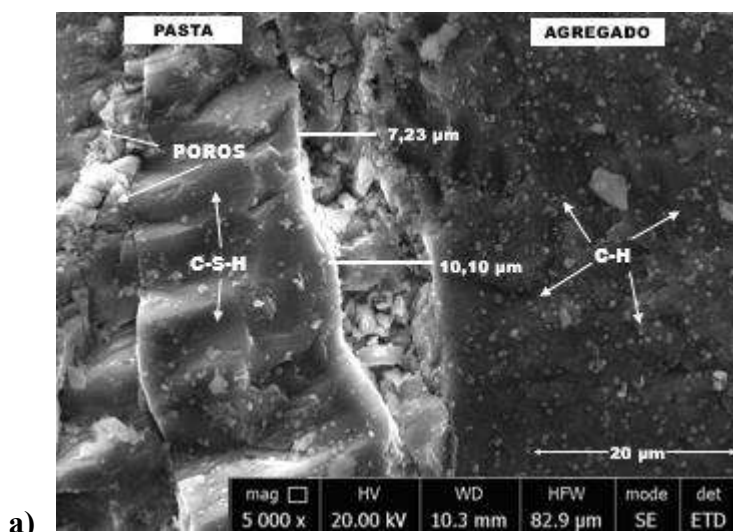


Fonte: autoria própria (2023)

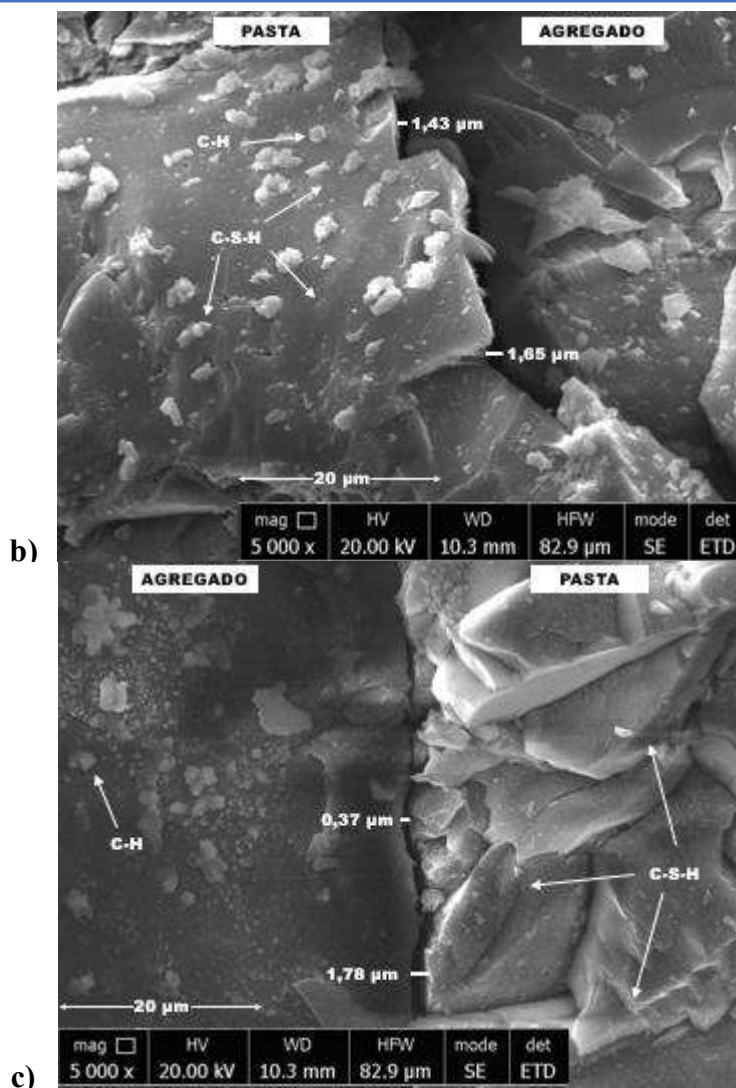
3. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A Figura 03 apresenta as micrografias por MEV das zonas de transição dos concretos de referência (a), com 2% de nanossílica (b) e com 10% de sílica ativa (c). Pode-se observar que o traço CR apresentou grande quantidade de hidróxido de cálcio (C-H) sobre a superfície do agregado. Além disso, notou-se a presença de aglomerados porosos e a formação do gel silicato de cálcio hidratado (C-S-H) de maneira mais descontínua que os outros traços. O gel C-S-H é formado a partir da hidratação do cimento, sendo o principal responsável por impulsionar a fixação e o endurecimento da pasta (ARETXABALETA et al., 2022) e quanto mais denso for este gel, maior tende a ser a durabilidade dos materiais cimentícios.

Figura 03 – MEV: a) CR, b) CN e c) CS



a)



Em relação à zona de transição, o concreto de referência teve uma zona mais porosa e maior, tendo uma largura de até 10,10 μm , enquanto os traços CN e CS apresentaram larguras máximas da ZTI de 1,65 μm e 1,78 μm , respectivamente. Ademais, os traços com materiais pozolânicos, principalmente com nanossílica, apresentaram matrizes de C-S-H mais densas, sem existência de poros visíveis e com a menor presença de C-H. Isso ocorreu porque o C-H foi consumido durante as reações pozolânicas, aumentando a quantidade de C-S-H, o que resultou em menor porosidade na ZTI e na pasta (NILI; EHSANI, 2015). Esse C-S-H adicional provoca o refinamento da ZTI e uma microestrutura mais densa (LIU et al., 2022). A nanossílica tem uma alta área superficial e tamanho reduzido, o que aumenta as reações pozolânicas e a formação do gel C-S-H (VIJAYAN; DEVARAJAN; SIVASURIYAN, 2023), tornando a superfície do concreto mais lisa. Essas propriedades microestruturais interferem diretamente nas propriedades mecânicas e de durabilidade, já que matrizes mais densas apresentam menos poros e são mais resistentes à entrada de agentes agressivos (JALAL et al., 2012). Com base no exposto, os concretos com 2% de nanossílica e 10% de sílica ativa se mostram promissores para aumentar a durabilidade das estruturas, principalmente aquelas expostas a ambientes agressivos, como os parques eólicos *offshore*. Entretanto, devem ser realizados mais estudos sobre as propriedades dos estados fresco e endurecido dos concretos com materiais suplementares.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo avaliou a microestruturas de concretos contendo 2% de nanossílica e 10% de sílica ativa. Com base nos resultados, pode-se concluir que o concreto sem adição apresenta aglomerados porosos e uma formação de gel C-S-H menos uniforme que os traços com materiais pozolânicos, tendo também uma zona de transição interfacial maior e mais porosa. Além disso, dentre as pozolanas avaliadas, a utilização da nanossílica tornou a matriz mais lisa e uniforme devido a sua maior área superficial. Assim, os concretos com 2% de nanossílica e 10% de sílica ativa se mostram promissores para aumentar a durabilidade dos concretos utilizados nos parques eólicos *offshore*. Porém, deve ser avaliada a interferência dessas adições na trabalhabilidade e nas propriedades mecânicas e de durabilidade dos concretos.

REFERÊNCIAS

ARETXABALETA, X. M.; LÓPEZ-ZORRILLA, J.; LABBEZ, C.; ETXEARRIA, I.; MANZANO, H. A potential CSH nucleation mechanism: atomistic simulations of the portlandite to CSH transformation. *Cement and Concrete Research*, v. 162, p. 106965, 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT) - NBR 16697: Cimento Portland - Requisitos, pág. 12. Rio de Janeiro, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT) - NBR 16889: Concreto - Determinação da consistência pelo abatimento do tronco de cone, pág. 5. Rio de Janeiro, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT) - NBR 7211: agregados para concreto - requisitos, pág. 10. Rio de Janeiro, 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT) - NBR 8953: Concreto para fins estruturais - Classificação pela massa específica, por grupos de resistência e consistência, pág. 3. Rio de Janeiro, 2015.

BANGARU, S. S.; WANG, C.; ZHOU, X.; HASSAN, M. Scanning electron microscopy (SEM) image segmentation for microstructure analysis of concrete using U-net convolutional neural network. *Automation in Construction*, v. 144, p. 104602, 2022.

CAMPIONE, G. Simplified calculation model for *offshore* wind tower founded on monopile member. *Structures*, p. 962-969, 2023.

CHENG, L.; YANG, F.; SEIDEL, M.; VELJKOVIC, M. FE-assisted investigation for mechanical behaviour of connections in *offshore* wind turbine towers. *Engineering Structures*, v. 285, p. 116039, 2023.

DEDAVID, B. A.; GOMES, C. I.; MACHADO, G. Microscopia eletrônica de varredura: aplicações e preparação de amostras: materiais poliméricos, metálicos e semicondutores. EdiPUCRS, 2007.

FARAHANI, A.; TAGHADDOS, H.; SHEKARCHI, M. Prediction of long-term chloride diffusion in silica fume concrete in a marine environment. *Cement and Concrete Composites*, v. 59, p. 10-17, 2015.

JALAL, M.; MANSOURI, E.; SHARIFPOUR, M.; POULADKHAN, A. R. Mechanical, rheological, durability and microstructural properties of high performance self-compacting concrete containing SiO₂ micro and nanoparticles. *Materials & Design*, v. 34, p. 389-400, 2012.

LI, L. G.; ZHENG, J. Y.; NG, P. L.; KWAN, A. K. H. Synergistic cementing efficiencies of nano-silica and micro-silica in carbonation resistance and sorptivity of concrete. *Journal of Building Engineering*, v. 33, p. 101862, 2021.

LIU, C.; ZHANG, W.; LIU, H.; ZHU, C.; WU, Y.; HE, C.; WANG, Z. Recycled aggregate concrete with the incorporation of rice husk ash: Mechanical properties and microstructure. *Construction and Building Materials*, v. 351, p. 128934, 2022.

MADANI, H.; BAGHERI, A.; PARHIZKAR, T.; RAISGHASEMI, A. Chloride penetration and electrical resistivity of concretes containing nanosilica hydrosols with different specific surface areas. *Cement and Concrete Composites*, v. 53, p. 18-24, 2014.

MENG, D.; YANG, S.; DE JESUS, A. M.; ZHU, S. P. A novel Kriging-model-assisted reliability-based multidisciplinary design optimization strategy and its application in the *offshore* wind turbine tower. *Renewable Energy*, v. 203, p. 407-420, 2023.

NILI, M.; EHSANI, A. Investigating the effect of the cement paste and transition zone on strength development of concrete containing nanosilica and silica fume. *Materials & Design*, v. 75, p. 174-183, 2015.

NILI, M.; EHSANI, A. Investigating the effect of the cement paste and transition zone on strength development of concrete containing nanosilica and silica fume. *Materials & Design*, v. 75, p. 174-183, 2015.

SOMAIYA, P.; BHOGAYATA, A. A systematic conditional assessment of strength and durability damage of concrete structures in marine environments. *Materials Today: Proceedings*, 2023.

VIJAYAN, D. S.; DEVARAJAN, P.; SIVASURIYAN, A. A review on eminent application and performance of nano based silica and silica fume in the cement concrete. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 56, p. 103105, 2023.

WANG, C.; ZHANG, M.; WANG, Q.; DAI, J.; LUO, T.; PEI, W.; ZHANG, Z. Research on the influencing mechanism of nano-silica on concrete performances based on multi-scale experiments and micro-scale numerical simulation. *Construction and Building Materials*, v. 318, p. 125873, 2022.

YI, Y.; ZHU, D.; GUO, S.; ZHANG, Z.; SHI, C. A review on the deterioration and approaches to enhance the durability of concrete in the marine environment. *Cement and Concrete Composites*, v. 113, p. 103695, 2020.

Aplicação de multicritérios, incluindo variáveis não financeiras, para processos licitatórios de cessão de uso de fundo marinho: estudo de modelos internacionais e proposta para o caso brasileiro

Isabella Urso Leme Pereira¹, Adriano Gouveia Lira², Guilherme Moreira Grossi³, Luany Dantas⁴, Pedro H. Todesco Pereira⁵ e Alexandre Cenízio Ferreira⁶

Neoenergia, Hatch e OWC

isabella.pereira@neoenergia.com, agouveia@neoenergia.com, ggrossi@neoenergia.com, luany.dantas@owcltd.com, pedro.pereira@owcltd.com e alexandre.cenizio@hatch.com

RESUMO

Tendo o processo de regulação da energia eólica *offshore* no Brasil nas etapas iniciais de desenvolvimento, assim como, em vista da decisão das diretrizes do processo de licitação ainda não estarem definidas, o objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta de modelo multicritério (*Beauty Contest*), que considera também critérios não financeiros, para que seja avaliada sua aplicabilidade no processo de cessão de áreas *offshore* no litoral brasileiro. O motivo da escolha deste modelo é explicado pela importância de não onerar os projetos de eólica *offshore* na fase inicial de desenvolvimento. Serão propostos critérios para um processo competitivo de maneira objetiva, transparente e não onerosa que permitam a concorrência de empresas tecnicamente experientes neste tipo de negócio e de porte relevante. A energia eólica *offshore* será inserida em um cenário de crescimento do mercado livre de energia e da redução do mercado regulado. Desta forma, é fundamental garantir a competitividade da fonte e, para isto, não é favorável onerar os projetos na fase inicial de desenvolvimento, pois solicitar alto valor financeiro na fase de cessão de áreas poderia refletir na necessidade de tarifas de energia mais altas. Cabe destacar que o estudo de mercados globais indicou diferentes aplicações dos processos de licitação *offshore* em referência ao cronograma, preços, qualificação técnica, legal e financeira do candidato (incluindo parcerias e fornecedores) e do projeto. Também apresentaram metodologias de

¹ Graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense e atua na área de Desenvolvimento Eólico Offshore na Neoenergia

² Graduado em engenharia elétrica pela UFPE com mestrado em energia eólica pela mesma instituição. MBA em Gestão de Negócio do Setor Elétrico pela FGV. Atualmente atua na área de Desenvolvimento de Eólica Offshore na Neoenergia.

³ Graduado em Engenharia Civil em 2002 pela Universidade Federal de Minas Gerais, MBA em Gerenciamento de Projetos pela FGV, atua na área de energias renováveis desde 2002. Está dedicado atualmente ao desenvolvimento de projetos eólicos offshore pela Neoenergia.

⁴ Graduada em Engenharia Naval pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, Mestrado em Engenharia Civil com foco em energia eólica offshore pela mesma instituição. Atualmente atua no desenvolvimento de projetos eólicos offshore e hidrogênio pela OWC.

⁵ Graduado em Engenharia Naval pela Universidade Federal de Santa Catarina. Contribuiu com o desenvolvimento do Roadmap para o Desenvolvimento do Setor de Eólica offshore da Irlanda. Atualmente atua no desenvolvimento de projetos eólicos offshore e hidrogênio pela OWC.

⁶ Graduado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC-MG), especialização em Geração Distribuída com Energias Renováveis pela PUC-MG. Atua no setor de Energia da Hatch.

avaliação distintas às particularidades de cada país (subjativa e/ou mensuráveis). A partir das experiências internacionais e do cenário atual do mercado nacional, serão propostos multicritérios, considerando também critérios não financeiros, para o processo competitivo de cessão de uso de área *offshore* no Brasil.

Palavras-chaves:

Regulação; energia eólica offshore; licitação; cessão de área offshore, multicritérios

ABSTRACT

The process of regulation of offshore wind energy in Brazil is in the initial stages of development, as well as the decision of the guidelines of the bidding process not defined yet, the objective of this work is to present a proposal for a multicriteria model (Beauty Contest), which also considers non-financial criteria, so that its applicability in the process of assignment of offshore areas on the Brazilian coast can be evaluated. The reason for choosing this model is explained by the importance of not burdening offshore wind projects in the initial phase of development. Criteria will be proposed for a competitive process in an objective, transparent and non-costly manner that allow competition from companies technically experienced in this type of business and of relevant size. Offshore wind energy will be inserted in a scenario of growth of the free energy market and the reduction of the regulated market. In this way, it is essential to ensure the competitiveness of the source, and, for this, it is not favorable to burden the projects in the initial phase of development, because requesting high financial value in the phase of assignment of areas could reflect the need for higher energy tariffs. It should be noted that the study of global markets indicated different applications of the offshore bidding processes in reference to the schedule, prices, technical, legal, and financial qualification of the candidate (including partnerships and suppliers) and the project. Also, they presented different evaluation methodologies to the particularities of each country (subjective and/or measurable). Based on international experiences and the current scenario of the national market, multicriteria will be proposed, also considering non-financial criteria, for the competitive process of assignment of use of offshore area in Brazil.

Keywords:

Regulation; offshore wind; bidding; auction; seabed rights; multicriteria

1. INTRODUÇÃO

A energia eólica está expandindo-se rapidamente e desempenha um papel crítico no cumprimento das metas de redução de carbono e na entrega de uma solução econômica para os mercados de energia globalmente. No ano de 2022, o Brasil atingiu 25,6 GW de capacidade instalada de eólica *onshore* e está firmando sua posição como um dos grandes geradores de energia renovável do mundo. Em adição ao crescimento contínuo da eólica *onshore*, é esperado o desenvolvimento da eólica *offshore* pelo mercado brasileiro nos próximos anos (GWEC, 2023).

Dentro da perspectiva de liderança energética, o país apresenta 7.367 km de costa e 3,5 milhões km² de espaço marítimo sob sua jurisdição, com uma plataforma continental extensa e de características favoráveis para a instalação e operação de empreendimentos para geração de energia elétrica *offshore*. Os investimentos na nova indústria da eólica *offshore* já estão previstos por diversas empresas do setor de óleo & gás, assim como do setor elétrico. Entretanto, para que os investimentos e toda a indústria sejam mobilizados, e para dar segurança jurídica aos investidores e ao mercado, é necessário que seja

estabelecido o marco legal (Governo do Brasil, 2022). Atualmente, o Decreto 10.946/2022 (República Federativa do Brasil, 2022) e as portarias 52/GM/MME (República Federativa do Brasil, 2022) e interministerial MME/MMA nº03/2022 (República Federativa do Brasil, 2022) definem o regulamento do contrato de cessão de uso para áreas *offshore* de energia. Entretanto, é tramitado na câmara o PL 576/2021 (Projeto de Lei nº 576/2021) que disciplina a outorga de autorizações para aproveitamento de potencial energético *offshore*.

As condições definidas em Decreto e no Projeto de Lei preveem que o acordo de cessão de uso é condição necessária para a continuidade dos processos de licenciamento dos projetos eólicos *offshore*. Além disso, a realização do procedimento licitatório, decorrente dos procedimentos de cessão de uso independente (permanente) e planejada, levará em consideração os princípios de eficiência e economicidade da Administração Pública, e estará condicionada à identificação de prismas aptos a comporem o objeto da licitação por órgãos e entidades governamentais. Até o momento, as diretrizes do processo cessão de uso sugerem o critério de julgamento do licitante vencedor o de maior retorno econômico.

O Brasil encontra-se em um processo de liberalização do mercado de energia, juntamente com a redução do seu mercado regulado. Considerando as perspectivas da inserção da energia eólica *offshore* neste cenário, é favorável que os primeiros processos licitatórios de cessão de uso do mar não onerem os projetos na fase inicial de desenvolvimento, pois ao solicitar o maior valor financeiro na fase de cessão de áreas poderá refletir em necessidade de tarifas de energia mais altas. Além disso, pelo motivo de não estar prevista a “rota ao mercado” dos projetos de eólica *offshore*, ainda em fase de desenvolvimento, uma oneração poderia aumentar o risco para o investidor.

A experiência internacional de países como: Escócia, Holanda, Austrália etc. demonstram que a aplicação do modelo multicritério, considerando também critérios não financeiros, é uma estratégia acertada para mercados em ascensão, de maneira a garantir a viabilidade econômica, a segurança e confiabilidade na entrega dos projetos *offshore*. O modelo mencionado também considera critérios financeiros, porém com maior ênfase à experiência e capacidade técnica dos competidores em projetos eólicos *offshore*, a capacidade econômica para desenvolver e operar o futuro projeto, a proposta de projeto dentre outros aspectos.

A fim de contribuir para o desenvolvimento da eólica *offshore* no Brasil, foi desenvolvida uma proposta de multicritérios para o processo competitivo de cessão de área *offshore*, conforme descrita na Figura 1, considerando o estudo das experiências internacionais e a atual conjuntura do mercado de energia no país, bem como critérios não financeiros.

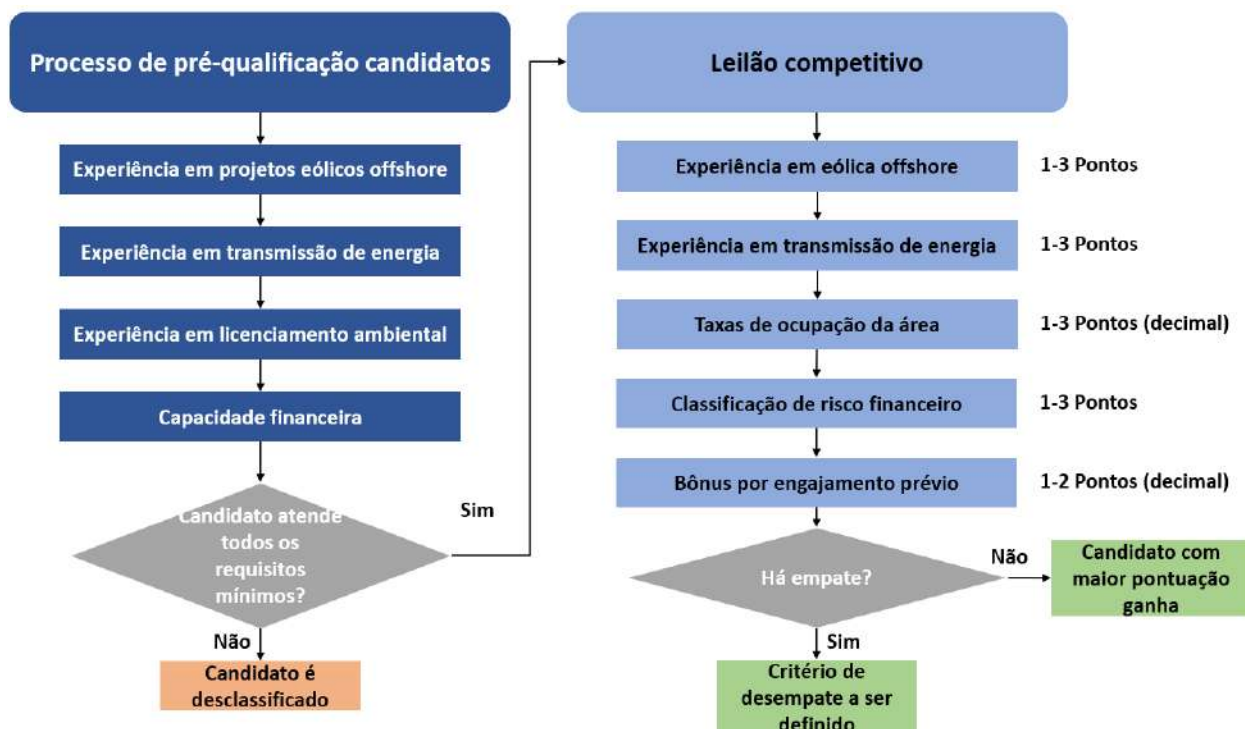


Figura 1- Flowchart descrevendo a sequência das etapas do leilão competitivo. Fonte: Autor.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 REVISÃO DOS PROCESSOS DE LEILÕES EXISTENTES

Os leilões estão emergindo como a forma mais vantajosa para realizar novas instalações no setor de energia eólica *offshore*, conforme a sua proposta competitiva. Por meio de um leilão de área (*seabed rights*), a outorga de cessão de área para exploração de potencial eólico *offshore* é concedida ao particular que se sagra vencedor de um procedimento competitivo. Até 2021, apenas 24% de toda a capacidade instalada de eólica *offshore* eram resultados de leilões, mas espera-se que essa parcela suba para 97% até 2030 (M. Jansen, 2022). Na Figura 2 visualiza-se o mapeamento dos leilões realizados e a serem anunciados na Europa, Ásia e América do Norte.

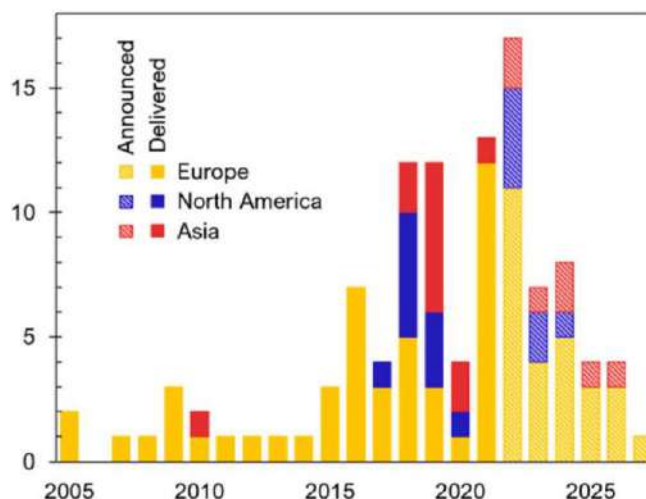


Figura 2 - Número de leilões por região do globo. Os leilões a partir de 2022 são anunciados, mas ainda não executados. Fonte: Energy Policy.

O processo de concepção de leilões requer capacidade e recursos que não devem ser subestimados. O ponto de partida do design do leilão são os objetivos políticos individuais, por um lado, e a situação atual do mercado, por outro. As escolhas ideais em relação ao modelo (incluindo tipo, mecanismo de preços e outros) dependem fortemente desses dois fatores fundamentais. Não há um projeto único de leilão, pois os leilões precisam ser adaptados à situação específica. Caso contrário, a competitividade e os resultados eficientes podem ser ameaçados conforme será explicado adiante.

O processo de design do leilão começa com uma extensa pesquisa de mercado, especialmente em relação ao pipeline de projetos das tecnologias-alvo, os participantes potenciais do mercado, prazo para entrega dos projetos etc. Com base nisso, podem ser feitas as escolhas do design brasileiro que serão descritas nos resultados do trabalho.

2. 2 MODELOS INTERNACIONAIS

Independentemente da aplicabilidade às particularidades do Brasil, os modelos adotados em outros países foram avaliados, assim como, foram apuradas suas respectivas vantagens e desvantagens.

Nos Estados Unidos, o processo licitatório se dá por meio do maior lance proposto dentre as rodadas apresentadas, sendo o modelo caracterizado pela competição pura financeira, na qual o critério de julgamento é apenas de caráter financeiro. Com este modelo, no leilão New York Bight (BOEM, 2022) o governo arrecadou mais de 4,3 bilhões de dólares para fornecer o direito de exploração para 1975 km², o que representa o expressivo valor de aproximadamente \$ 2,17 MM/km².

Na Colômbia, em agosto de 2022, o Ministério de Minas e Energia (MME) e da Direção Geral Marítima (DIMAR), publicou uma resolução (Ministro de Minas y Energía - República de Colombia) a qual coloca o país em direção à concessão de suas primeiras licenças eólicas *offshore*, incluindo a área a ser oferecida aos candidatos. As licenças que serão atribuídas para a primeira rodada fornecem os direitos exclusivos para a exploração e desenvolvimento de projetos. A Colômbia adota dois estágios para o

acesso às áreas *offshore*. No primeiro, ocorre a Permissão de Ocupação Temporária que é realizada por meio de um processo competitivo para a seleção dos licitantes. Os critérios qualitativos para habilitação e avaliação deste primeiro estágio apresentaram entre eles o envolvimento nos últimos 10 anos em pelo menos três fases (planejamento; projeto; seleção do fornecedor; execução ou controle de qualidade) de projetos eólicos *offshore* já em operação; linha de crédito para um valor igual ou superior a 10% do custo do projeto de geração de energia eólica *offshore*; construção e/ou operação de projetos de transmissão de energia (nível de tensão mínimo de 110 kV) ou geração de energia a partir de energia renovável de pelo menos 20 MW em mercados emergentes etc. Para esse primeiro leilão, que ocorrerá em agosto de 2023 (Energia Estratégica, 2023), não foi previsto nenhum critério de caráter financeiro, devido às intenções de viabilizar economicamente os projetos e atrair investidores para alcançarem a meta de 1 GW em 2030 e de 3 GW em 2040 (cenário de alto crescimento energético). Após o atendimento das obrigações relacionadas ao primeiro estágio, deverá ser solicitado o pedido de Concessão Marítima (2º estágio), o mais tardar em nove meses antes da expiração da duração máxima da Permissão. Adicionalmente, o autorizado deverá requerer a Concessão da linha de transmissão submarina e da subestação marítima, juntamente com as licenças e alvarás requeridos para seu desenvolvimento. A concessão será concedida por um prazo de 30 anos, podendo ser prorrogado por até 15 anos adicionais.

A geração de energia eólica *offshore* na Escócia iniciou-se no ano de 2010, com o início da operação do projeto Robin Rigg, localizado no Solway Firth, na costa sudoeste. Atualmente, a costa leste da Escócia é o lugar em que se concentram a maior parte dos parques eólicos *offshore*, que se encontram em vários estágios de desenvolvimento. A última rodada de acesso às áreas *offshore* foi a ScotWind, finalizada em novembro de 2022. Esta licitação adicionará até 25 GW nos próximos 10 anos e estenderá os parques eólicos para o oeste e as costas do norte, bem como para as ilhas do norte (Buljan, 2022). A rodada ScotWind foi projetada para se concentrar na qualidade e na capacidade técnica dos candidatos de entregar projetos, e não apenas focalizar em valores monetários. As candidaturas foram avaliadas de acordo com os critérios que incluem informações do projeto, como: conceito, orçamento e entrega, e informações do desenvolvedor como capacidade, experiência e recursos financeiros. Os requerentes tiveram que apresentar garantias formais e por escrito de que não foram condenados por atividades ilegais em relação à corrupção, suborno, tráfico e uma série de outras atividades ilícitas, nos últimos cinco anos. Apenas as empresas que forneceram tais garantias foram habilitadas a prosseguir no processo (Crown Estate Scotland, 2021). A primeira etapa de avaliação apresentou critérios com avaliação subjetiva de uma taxa de ocupação limitada até £100,000/km², enquanto a segunda, apresentou critérios com pontuação de até 450 pontos, sendo o vencedor aquele que apresentasse maior pontuação. Neste processo foram arrecadados um total de 0,8 bilhões de dólares para fornecedores, com direito de exploração para área total de 7343 km², o que representa uma taxa de 0,1 M\$/km² (20 vezes inferior ao valor encontrado no leilão de New York Bight, nos Estados Unidos).

No mercado holandês, o sistema de pontuação apresentou-se o mais objetivo e simples possível. Para todas as categorias, exceto inovação, limites quantitativos foram usados para avaliar os concorrentes. Por exemplo, seriam auferidos três pontos aos concorrentes que tivessem gerenciado projetos de parques eólicos *offshore* com mais de 25 MW, enquanto projetos com menos de 25 MW não pontuavam.

A partir das experiências internacionais, podem ser analisadas as vantagens e desvantagens dos modelos de competição pura financeira e multicritérios, conforme apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens dos modelos de competição pura financeira e multicritério

	COMPETIÇÃO PURA FINANCEIRA	MULTICRITÉRIO (BEAUTY CONTEST)
VANTAGEM	<p>1. Processo competitivo simples e claro, com menores riscos de erro e menor probabilidade de contestação;</p> <p>2. Possibilidade de maior receita pontual para a União.</p>	<p>1. Avalia as empresas mais capacitadas técnica e financeiramente para desenvolver o projeto, reduzindo riscos;</p> <p>2. Internaliza na avaliação a sustentabilidade ambiental e social, desenvolvimento socioeconômico, qualidade do projeto, inovações etc.</p> <p>3. Pode tornar o desenvolvimento do projeto menos oneroso, impulsionando o crescimento do setor;</p> <p>4. Torna a fonte mais competitiva, pois reduz o valor final da energia.</p>
DESVANTAGEM	<p>1. Não considera a experiência das empresas nem os efeitos socioambientais, o que torna a fonte menos competitiva;</p> <p>2. Para garantir a rentabilidade esperada, alguns aspectos podem ser negligenciados: meio ambiente, qualidade e material dos fornecedores, saúde e segurança etc.;</p> <p>3. Torna o preço da energia mais cara (tarifa);</p> <p>4. Pressão elevada nos valores da cadeia de suprimento;</p> <p>5. Não apresenta receitas recorrentes para o Estado;</p> <p>6. Requer fortes incentivos para viabilizar a fonte.</p>	<p>1. Processo competitivo pode ou não ser subjetivo; necessário estabelecer critérios bem definidos para evitar avaliações imprecisas na aplicação das regras e pontuação;</p> <p>2. Os investidores necessitam maior dedicação de tempo para a elaboração de propostas para o leilão.</p>

3. MÉTODO DA PESQUISA

3.1 LEILÕES MULTICRITÉRIO

Os leilões multicritério, incluindo critérios não financeiros, ganharam popularidade nos últimos anos, à medida que os custos da energia eólica *offshore* despencaram mundialmente, competindo com a geração fóssil.

O principal objetivo da utilização de multicritérios não apenas financeiros é garantir alta confiabilidade, mitigar atrasos, e viabilizar economicamente os projetos. No entanto, os reguladores do

processo também podem utilizar requisitos relacionados a objetivos secundários. Definir critérios de pré-qualificação do processo competitivo adequados é uma das tarefas mais importantes e desafiadoras de projetos de leilão, porque afetam altamente o nível de risco dos licitantes participantes e, portanto, os preços das propostas e o nível de concorrência. Esse modelo de licitação, geralmente, apresenta três tipos de qualificação, que são: técnica, da proposta de projeto, e financeira.

A qualificação técnica configura a participação no leilão e só permite licitantes ou projetos com qualidades pré-definidas, por exemplo, nível de experiência, capacidade e legalidade. A qualificação da proposta requer um determinado estágio de desenvolvimento do projeto ao entrar no leilão, por exemplo, estudo de viabilidade, obtenção de licenças de planejamento ou concessão de rede e, por último, as garantias financeiras para a conclusão do projeto, geralmente, ligadas a indicadores financeiros e riscos de crédito.

Os modelos de pontuação dos processos competitivos são verificados, em sua maioria, em caráter subjetivo nas formas binárias: aprovação e desaprovação, e/ou excelência, satisfatório ou não satisfatório – que é o caso dos processos na Estados Unidos e Colômbia. Porém, os processos também podem ser verificados em caráter quantitativo por meio de pontuação ponderada a ser dividida para cada critério, a exemplo da Escócia e Holanda. Nesse quesito, a avaliação binária pode gerar riscos ao processo e incerteza ao desenvolvedor, na medida em que toda a avaliação da qualificação está a critério do regulador. Enquanto, no estabelecimento de uma pontuação mensurável, os entregáveis dos candidatos podem mais facilmente atingir o esperado pelo processo trazendo, também, mais transparência e confiabilidade para o processo de forma geral.

3.2 MODELO PROPOSTO PARA O BRASIL

O modelo de leilão proposto para o Brasil considerou as vantagens dos estudos de modelos adotados em outros países e apresenta três objetivos principais. O primeiro, garantir e viabilizar a execução dos primeiros projetos de eólica *offshore* no Brasil com agilidade, qualidade e segurança similares a de mercados desenvolvidos no setor onde for possível. O segundo, garantir o desenvolvimento da cadeia de suprimentos para eólica *offshore* no Brasil através de estímulos financeiros, capacitação profissional, educação e da transferência de expertise internacional no desenvolvimento, construção, e operação de projetos de eólica *offshore* a serem implantados no Brasil. O terceiro, garantir retorno social e econômico às comunidades locais onde os projetos de eólica *offshore* no Brasil serão desenvolvidos na forma de projetos sociais, desenvolvimento de infraestrutura local, capacitação profissional, e/ou geração de empregos diretos e indiretos.

O primeiro processo de leilão competitivo para eólica *offshore* no Brasil pode ser estruturado em três etapas. A primeira etapa consiste na seleção das áreas a serem ofertadas no leilão pelas entidades governamentais responsáveis. Nessa etapa espera-se que áreas específicas e delimitadas sejam definidas para o desenvolvimento de projetos. De forma que um único projeto seja selecionado e desenvolvido em cada área ofertada a ser decidido através do leilão competitivo em etapa posterior.

A segunda etapa consiste na pré-qualificação da empresa, sócio controlador, ou consórcio, de forma a selecionar quem terá o direito de concorrer às áreas disponibilizadas na etapa anterior. Nessa

etapa, todos os pré-requisitos devem ser atendidos de forma a garantir que as empresas e/ou consórcios tenham a experiência, capacidade técnica e recursos financeiros necessários para a execução dos projetos propostos.

A terceira e última etapa consiste no processo competitivo com as empresas pré-qualificadas. Para esta etapa será proposta a mensuração de 5 critérios visando estabelecer um *ranking* para as empresas mais qualificadas.

5. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

5.1 CRITÉRIOS PARA PRÉ-QUALIFICAÇÃO DAS EMPRESAS

Os quatro critérios para avaliação da pré-qualificação dos candidatos/consórcios podem ser visualizados na Tabela 2, abaixo.

Tabela 2 – Proposta de Critérios da Pré-Qualificação

Critério	Descrição	Objetivo
Experiência mínima em projetos eólicos offshore	<p>Somente serão contabilizados projetos com capacidade individual maior que 200 MW, e sugere-se que a experiência mínima acumulada em projetos de eólica <i>offshore</i> seja maior que 1000 MW.</p>	<p>Garantir a execução dos projetos de eólica <i>offshore</i> no Brasil com agilidade, qualidade, e segurança similares a mercados desenvolvidos do setor; e garantir o desenvolvimento da cadeia de suprimentos para eólica <i>offshore</i> no Brasil através principalmente da transferência de expertise internacional no desenvolvimento, construção e operação de projetos de eólica <i>offshore</i> para os projetos a serem implantados no Brasil.</p>
Experiência mínima em transmissão de energia	<p>Apresentar experiência mínima em sistema de transmissão <i>onshore</i> vinculada à “Qualificação Técnica” requerida no edital do leilão, sendo necessário apresentar vínculo profissional com atestado de responsabilidade técnica relacionado à execução ou supervisão dos serviços de: construção, montagem, manutenção e operação de linhas de transmissão e subestações nas tensões iguais ou superiores ao proposto no edital vigente, conforme editais de Transmissão de Energia brasileiros (ANEEL, 2023). Para o nível de potência, seguindo o critério definido para o leilão competitivo, e comungando a Qualificação Técnica requerida em leilões de geração, nesta proposta serão aceitos projetos com potência acumulada maior que 200 MW e individuais maior do que 50 MW.</p>	<p>Visa seguir os mesmos padrões de Qualidade Técnica dos leilões brasileiros de transmissão, e de modo a classificar apenas aqueles que tenham a experiência mínima requerida sobre os processos envolvendo transmissão de energia, seja nacional ou internacional.</p>

<p>Experiência no licenciamento ambiental no Brasil</p>	<p>Somente serão contabilizados como experiência nesse critério a comprovação de licenças obtidas em projetos renováveis e/ou exploração/extração <i>offshore</i> no Brasil, pelo candidato ou empresa terceirizada. No caso de o consórcio optar por apontar uma empresa de consultoria terceirizada experiente na obtenção de licenças ambientais no Brasil, essa empresa terceirizada não deve ser obrigatoriamente um membro do consórcio. Porém, a empresa terceirizada terá que ser mantida durante o processo de licenciamento ambiental (ou substituída por entidade comparável para atender os requerimentos de pré-qualificação do processo de leilão). Adicionalmente, a empresa terceirizada não será impedida de ser apontada por mais de um candidato ou consórcio, de acordo com melhores práticas internacionais e sujeita a implementação de barreiras robustas de informação. Portanto, sugere-se que a qualificação no critério de experiência em licenciamento ambiental para projetos renováveis no Brasil seja dada para os candidatos que demonstrarem ter supervisionado mais de um grande projeto do ponto de submissão e concessão da licença de operação (comprovado pela apresentação da licença de operação para o projeto). Adicionalmente, os candidatos devem demonstrar ter gerido mais de um processo completo de licenciamento ambiental e submetido mais de uma Declaração Ambiental para um projeto de energia renovável de pelo menos 50 MW e/ou um projeto relevante de exploração e/ou extração <i>offshore</i>. Serão considerados projetos cuja licença tenha sido concedida nos últimos 10 anos.</p>	<p>Garantir que os impactos físicos, biológicos e sociais de cada projeto sejam avaliados por entidades experientes com o contexto brasileiro de maneira a assegurar que os projetos obtenham as licenças necessárias para chegar em fase de operação.</p>
<p>Capacidade Financeira</p>	<p>A capacidade financeira dos candidatos será indicada por reservas de caixa e/ou garantia de crédito do desenvolvedor, ou no caso de consórcios, dos membros do consórcio de acordo com a proporção de ações propostas para o projeto. Adicionalmente o desenvolvedor líder do projeto também será avaliado em relação ao seu risco de crédito por meio da classificação de risco indicada pelas metodologias Moody's, Fitch, S&P, ou equivalente. Os candidatos devem apresentar o demonstrativo financeiro indicado por reservas de caixa e/ou garantia de crédito demonstrando pelo</p>	<p>A escolha de apresentar 10% do valor do CAPEX está em linha com os valores praticados internacionalmente para outros leilões de eólica <i>offshore</i> e atua como uma forma de assegurar que projetos ganhadores cheguem à fase de operação. Adicionalmente, a classificação de avaliação de risco de crédito de diversos potenciais desenvolvedores do setor no Brasil foi revisada e conclui-se que um critério de risco mínimo de BB- (Fitch/S&P) ou Ba3 (Moody's) é adequado. A classificação mínima também levou em consideração que o Brasil foi classificado como BB- em</p>

	<p>menos 10% do valor do CAPEX de um projeto de eólica <i>offshore</i> com base em uma estimativa de 3M USD/MW, assim como apresentar avaliação de crédito maior ou igual a BB- segundo metodologia Fitch ou S&P, ou maior ou igual a Baa3 segundo metodologia Moody's. A apresentação de demonstrativo financeiro garantindo certa porcentagem do CAPEX é algo usual nos leilões de energia no mundo e no Brasil.</p>	<p>2022 e 2023 (Fitch, 2023). A classificação mínima busca garantir a seleção de candidatos com riscos aceitáveis de crédito para aumentar as chances de os projetos serem desenvolvidos até operação e que a quantidade suficiente de candidatos participará do processo assegurando a competitividade do leilão.</p>
--	--	--

5.2 PROCESSO COMPETITIVO COM AS EMPRESAS PRÉ-QUALIFICADAS

Por fim, o processo competitivo deverá selecionar, dentre as empresas e/ou consórcios interessados e aprovadas na etapa de pré-qualificação, quem receberá o direito de desenvolver seus projetos nas áreas ofertadas no Edital. Nesta etapa, é sugerido cinco critérios mensuráveis que serão pontuados de 1 a 3 com objetivo de decidir qual candidato/consórcio melhor avaliado terá o direito de explorar a área ofertada para o desenvolvimento de seu projeto de eólica *offshore*, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Proposta de Critérios do Processo Competitivo

Critério	Pontuação 1	Pontuação 2	Pontuação 3	Objetivo
<p>Experiência em projetos eólicos offshore</p>	<p>Apresentar experiência em projetos eólicos <i>offshore</i> nas fases de operação com capacidade agregada total maior que 1000 MW e menor ou igual a 1500 MW.</p>	<p>Apresentar experiência em projetos eólicos <i>offshore</i> nas fases de operação com capacidade agregada total maior que 1500 MW e menor ou igual a 2000 MW.</p>	<p>Apresentar experiência em projetos eólicos <i>offshore</i> nas fases de operação com capacidade agregada total maior que 2000 MW.</p>	<p>Pontuando de maneira desafiadora os candidatos de acordo com sua experiência no desenvolvimento de projetos de energia eólica <i>offshore</i>, se garante que os objetivos da pré-qualificação sejam atendidos.</p>
<p>Experiência em transmissão</p>	<p>Apresentar experiência em transmissão <i>onshore</i>⁷.</p>	<p>Apresentar experiência em transmissão <i>onshore</i> e</p>	<p>Apresentar experiência em transmissão <i>onshore</i> (no Brasil⁹) e</p>	<p>Exclui a participação de candidatos que não tenham experiência em transmissão de energia e visa bonificar</p>

⁷ Transmissão Onshore – Para atender ao critério de experiência em transmissão onshore, o candidato deverá demonstrar experiência, em qualquer parte do mundo, nas fases de construção, montagem, manutenção e operação de linhas de transmissão e subestações, em atendimento ao nível de tensão proposto no edital, conforme lote do leilão, considerando projetos com potência acumulada maior que 200MW e individuais maior do que 50MW.

⁹ Transmissão Onshore (no Brasil) – Para atender ao critério de experiência em transmissão onshore nacional, o candidato deverá demonstrar experiência nas fases construção, montagem, manutenção e operação de linhas de transmissão e subestações em território brasileiro, em atendimento ao nível de tensão proposto no edital, conforme lote do leilão, considerando projetos com potência acumulada maior que 200MW e individuais maior do que 50MW.

		transmissão (offshore ⁸).	transmissão offshore.	candidatos que tenham experiência na transmissão onshore e offshore – o que aumenta as chances desses projetos serem concretizados – destacando-se aqueles que possuem experiência nacional em transmissão de energia onshore.
Taxa de Ocupação da Área	Apresentar valor a ser pago pela área igual a R\$12.000/km ² /ano	Apresentar valor entre R\$12.000/km ² /ano e R\$30.000/km ² /ano a ser pago pela área resultará em uma pontuação decimal entre 1 e 3 de acordo com uma regra de três entre os valores mínimo e máximo	Apresentar valor a ser pago pela área igual a R\$30.000/km ² /ano	O valor teto proposto considera projeção de 1% da receita líquida de uma planta eólica offshore fictícia de 1 GW com fator de capacidade de 55%, tarifa de 500 R\$/kWh e área de 500 km ² . Para o valor mínimo foi utilizado como referência o valor considerado para uma excelente área de eólica onshore.
Força Financeira	Apresentar avaliação de crédito maior ou igual a BB- e menor que BBB- (Fitch/S&P), ou maior ou igual a Ba3 e menor que Baa3 (Moody's)	Apresentar avaliação de crédito maior ou igual a BBB- e menor que A- (Fitch/S&P), ou maior ou igual a Baa3 e menor que A3 (Moody's)	Apresentar avaliação de crédito maior ou igual a A-, ou maior ou igual a A3 (Moody's)	O critério de força financeira busca avaliar e bonificar os desenvolvedores com melhor avaliação de crédito, reduzindo assim o risco de que os candidatos e projetos ganhadores do leilão não sejam desenvolvidos. Se espera que empresas com melhor avaliação de crédito tenham maior capacidade de arcar com os custos do projeto e com quaisquer desafios desconhecidos na etapa de leilão.

8 Transmissão Offshore – Para atender o critério de experiência em transmissão offshore, o candidato deverá demonstrar experiência, em qualquer parte do mundo, nas fases de aquisição, construção, e operação de subestações offshore, em atendimento ao nível de tensão proposto no edital, conforme lote do leilão, considerando projetos com potência acumulada maior que 200MW e individuais maior do que 50MW.

Bônus por engajamento prévio	Este critério busca bonificar os candidatos ou consórcios que avançaram/completaram etapas de desenvolvimento do projeto na área ofertada previamente ao leilão. Portanto, sugere-se que a partir da apresentação de evidências o candidato receba 0.4 pontos adicionais por ter performado cada uma das atividades descritas a seguir: (i) apresentar campanha de medição de vento com LIDAR na área de interesse; (ii) apresentar investigação geofísica e/ou análise geotécnica da área de interesse; (iii) apresentar campanha de monitoramento de aves e espécies marinhas (bentos, peixes e mariscos, ornitológicos, e/ou mamíferos marinhos) – mínimo 4 meses já monitorados; (iv) o desenvolvedor ou empresa líder do consórcio apresentar comprovações da implementação da Política de Gestão de Saúde e Segurança, com base na norma ISO 45001:2018, e; (v) participação no ISE B3 e/ou outros Índices de Sustentabilidade Internacionais.
-------------------------------------	--

O candidato deverá necessariamente atender os requisitos mínimos para a obtenção de pelo menos 1 ponto em cada um dos critérios competitivos com exceção do ponto por engajamento prévio, caso contrário, não será habilitado. Dessa maneira, essa pontuação extra tem como objetivo bonificar e ranquear desenvolvedores comprometidos previamente com o desenvolvimento do projeto na área ofertada e da cadeia de suprimentos de eólica *offshore* no Brasil. Em caso de empate das pontuações dentro do processo competitivo, cabe ao regulador estabelecer um critério de desempate.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente documento se dedicou a pesquisar e reunir informações, tendo como base as experiências de mercado global e atuais condições do mercado brasileiro, para o desenvolvimento da proposta de multicritérios a serem aplicados no leilão de cessão de uso de área *offshore* no Brasil.

Destaca-se a relevância da especificação prévia de regras associadas a esta modalidade de competição, a fim de buscar maior segurança jurídica e regulatória, melhor planejamento do setor energético e de seus desenvolvedores. Por outro lado, propor uma flexibilidade para atualização das atuais regras é de extrema relevância, de modo que se possam incorporar lições aprendidas com o desenvolvimento do setor no país.

A partir da possibilidade de flexibilidade e aprimoramento, sugere-se no primeiro momento aplicar um processo de Multicritério considerando critérios não financeiros, podendo ser incorporada à escolha de um modelo que promova o desenvolvimento da fonte eólica *offshore*, através de um pagamento pelo Uso do Bem Público mais reduzido; e, posteriormente, com uma possível readequação para uma metodologia que beneficie a arrecadação da União, quando o mercado e toda a cadeia de valor estiverem mais consolidados.

Por fim, os requisitos de qualificação técnica e financeira provaram ser uma salvaguarda importante para a realização dos projetos, conforme experiências internacionais. Contudo, é recomendável levar em consideração os modelos da qualificação e adaptá-los às tecnologias, condições de mercado, e regime regulatório existente. O design do leilão deve ser monitorado, de modo a permitir os ajustes e adequações às metas de política atualizadas e ambientes de mercado, assim como incorporar consultas às partes interessadas.

REFERÊNCIAS

- BOEM. (23 de Fevereiro de 2022). New York Bight. Fonte: <https://www.boem.gov/renewable-energy/state-activities/new-york-bight>
- Buljan, A. (17 de Julho de 2022). Scotland Awards 25 GW in ScotWind Auction, More than Half for Floating Wind Farms.
- Crown Estate Scotland. (2021). *ScotWind Leasing - Seabed leasing for new offshore wind farms*.
- Energía Estratégica. (8 de Maio de 2023). *Colombia tendrá en agosto su primera subasta eólica marina: hay más de 3 GW presentados en la zona*. Fonte: [energiaestrategica.com: https://www.energiaestrategica.com/colombia-tendra-en-agosto-su-primera-subasta-eolica-marina-hay-mas-de-3-gw-presentados-en-la-zona/](https://www.energiaestrategica.com/colombia-tendra-en-agosto-su-primera-subasta-eolica-marina-hay-mas-de-3-gw-presentados-en-la-zona/)
- Governo do Brasil. (18 de Novembro de 2022). *Serviços e Informações do Brasil*. Fonte: [gov.br: https://www.gov.br/pt-br/noticias/meio-ambiente-e-clima/2022/11/eolica-offshore-e-a-aposta-do-brasil-para-consolidar-a-transicao-energetica](https://www.gov.br/pt-br/noticias/meio-ambiente-e-clima/2022/11/eolica-offshore-e-a-aposta-do-brasil-para-consolidar-a-transicao-energetica)
- GWEC. (2023). *Global Wind Report*.
- M. Jansen, P. B.-F. (2022). Policy choices and outcomes for offshore wind auctions globally. *Energy Policy*, 167.
- Ministro de Minas y Energía - República de Colombia. (s.d.). *Resolución 40284 de 2022*. Fonte: [minenergia.gov.co: https://www.minenergia.gov.co/documents/8462/res-40284-2022.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/8462/res-40284-2022.pdf)
- Projeto de Lei nº 576/2021 (Comissão de Serviços de Infraestrutura).
- República Federativa do Brasil. (25 de Janeiro de 2022). *DECRETO Nº 10.946*. Fonte: [gov.br: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.946-de-25-de-janeiro-de-2022-376016988](https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.946-de-25-de-janeiro-de-2022-376016988)
- República Federativa do Brasil. (19 de Outubro de 2022). *PORTARIA INTERMINISTERIAL MME/MMA Nº 3*. Fonte: [gov.br: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-interministerial-mme/mma-n-3-de-19-de-outubro-de-2022-437756126](https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-interministerial-mme/mma-n-3-de-19-de-outubro-de-2022-437756126)
- República Federativa do Brasil. (19 de Outubro de 2022). *PORTARIA NORMATIVA Nº 52/GM/MME*. Fonte: [gov.br: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-52/gm/mme-de-19-de-outubro-de-2022-437756203](https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-52/gm/mme-de-19-de-outubro-de-2022-437756203)

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE ATRAVÉS DE UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE DEDICADO NO BLOCO DE LIBRA

Eng. Luisa Dahlem Almeida¹, Eng. Jéssica Carvalho¹, Prof.^a Dr.^a Adriane Prisco Petry¹

¹ Universidade Federal do Rio Grande do Sul

luisadahlem@gmail.com
jessica.carvalho@ufrgs.br
adrianep@mecanica.ufrgs.br

RESUMO

Este artigo tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica e econômica do uso de recursos eólicos offshore para produzir hidrogênio verde no bloco Libra (FPSO pioneiro), localizado na região do pré-sal da Bacia de Santos, através de uma simulação do potencial de geração de energia elétrica por meio de turbinas eólicas flutuantes. Foram utilizados os dados horários de velocidade do vento do ERA5 em níveis únicos fornecidos pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF) e a versão estudantil do software WAsP fornecido pela Universidade Técnica da Dinamarca (DTU). A produção anual para o parque eólico de 150 MW de potência instalada foi de aproximadamente 730 GWh, com um fator de capacidade de 54,4%, capaz de produzir 10.595.807,19 kg de hidrogênio por ano, considerando que o parque é inteiramente dedicado para produção de hidrogênio. Assim, verificou-se a viabilidade da integração dos sistemas visando produzir hidrogênio bem como prospecção, construção e operação de parques offshore, alinhados com uma consistente política de apoio e avanços regulatórios.

Palavras-chave: energia eólica, *offshore*, hidrogênio, eletrólise

ABSTRACT

This paper aims to evaluate the technical and economic feasibility of using offshore wind resources to produce green hydrogen in the Libra block (pioneer FPSO), located in the pre-salt region of the Santos Basin, through a simulation of the potential for electricity generation through wind turbines. The ERA5 wind speed hourly data on single levels provided by the European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) and the student version of the WAsP software provided by the Technical University of Denmark (DTU) were used. The annual production for the 150 MW wind park was approximately 730 GWh with a capacity factor of 54,4%, capable of producing 10.595.807,19 kg of hydrogen per year considering that all the electricity produced was used in the electrolysis process. Thus, it was seen that the integration of both systems is viable and can produce hydrogen from offshore park prospecting, construction, and operation decrease, aligned with strong political and regulatory support.

Keywords: *wind energy, offshore, green hydrogen, electrolysis.*

1. INTRODUÇÃO

Devido ao crescimento constante das aplicações industriais, juntamente com a contínua evolução tecnológica observada nos últimos 20 anos, a demanda por energia está aumentando rapidamente. Atualmente, cerca de 80% da matriz energética global provém de combustíveis fósseis, e esse número vem diminuindo ano após ano devido à crescente preocupação em reduzir a emissão de gases poluentes na atmosfera (IEA, 2022). Em 2018, quase todas as nações do mundo assinaram o Acordo de Paris, que tem como objetivo limitar o aumento da temperatura a 2°C acima dos níveis pré-industriais. Nesse cenário, a energia eólica é considerada uma das soluções mais eficientes entre as alternativas para avançar na descarbonização da economia, pois seu combustível é abundante, renovável e facilmente aproveitável.

Na busca por um futuro neutro em carbono, o hidrogênio - que é o elemento mais abundante no planeta - desempenha um papel fundamental nesse cenário devido à sua versatilidade. A molécula pode ser utilizada em processos térmicos, transporte marítimo, armazenamento de energia e, recentemente, como substituto dos combustíveis à base de carbono. Para transformar o hidrogênio de gás para

combustível, é necessária uma grande quantidade de energia, que pode ser tanto fóssil quanto renovável, e de acordo com o Escritório de Eficiência Energética e Energias Renováveis (2020), 95% de todo o hidrogênio atualmente produzido vem de combustíveis fósseis utilizados em processos térmicos. Atualmente, as alternativas aos processos térmicos são a produção por fotólise direta, biomassa, fermentação bacteriana ou eletrólise da água. Em todos esses processos, as emissões de carbono podem ser nulas (SAE Brasil, 2023).

A eletrólise da água é o método mais comum para produzir hidrogênio verde. Nesse processo, a água é separada em hidrogênio e oxigênio utilizando eletricidade. O uso de turbinas eólicas para fornecer a eletricidade necessária ao processo de eletrólise é viável e tem sido estudado em todo o mundo por diversos pesquisadores. O trabalho de Dihn et al. (2020) é um dos estudos mais completos encontrados na literatura para o cenário offshore, no qual foram calculadas a estimativa de produção de energia, o tamanho da planta de eletrólise, a produção de hidrogênio variando com a velocidade do vento ao longo do tempo e a análise do retorno sobre o investimento. O cenário construído foi uma fazenda eólica offshore de 101,3 MW na Irlanda. Os resultados apresentaram um sistema lucrativo de produção de hidrogênio até 2030, com um preço de 5 euros por kg de hidrogênio, além de capacidade de armazenamento em terra variando de 2 a 45 dias. Na mesma linha de pesquisa, Lucas et al. (2022) conduziram uma análise utilizando a fazenda eólica offshore WindFloat Atlantic, em Portugal, para capacidades de 25 e 150 MW. Verificou-se que a produção de hidrogênio nas condições estudadas é promissora, apesar de sua dependência de diversos fatores, sendo o fator de capacidade do eletrólito um fator significativo.

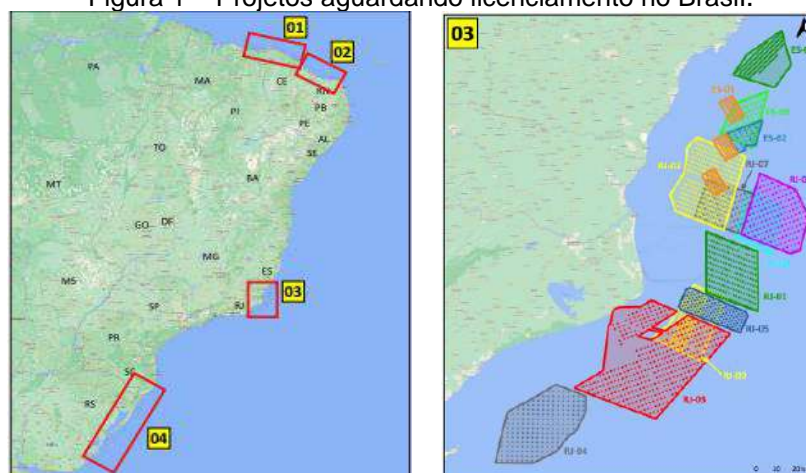
Considerando isso, estudos que promovam uma análise mais aprofundada do potencial de produção de hidrogênio verde por meio da eletrólise da água integrada à energia eólica offshore contribuem para o objetivo de reduzir as emissões de carbono, além de diversificar a matriz energética do Brasil. Além disso, é possível promover o avanço de novas tecnologias nacionais, concomitantemente com a geração de novas oportunidades de emprego dentro da indústria de energia.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 A Energia Eólica Offshore no Brasil

O Brasil é conhecido mundialmente por sua abundância em riquezas naturais e isso também se aplica na indústria eólica. O recurso eólico local é de alta qualidade e de acordo com a 58ª edição do Índice de Atratividade de Países em Energia Renovável (RECAI) entre 2020 e 2021 o Brasil saltou da 11ª para a 9ª posição entre os países com maior potencial para atrair projetos em energia renovável, no mundo. Os parques eólicos instalados no Brasil apresentaram um fator de capacidade médio de 43,6%, valor acima da média mundial de 34% (ABEEÓLICA, 2021). De acordo com a última atualização do IBAMA em dezembro de 2022, o Brasil tem 70 parques offshore em licenciamento ambiental totalizando 176,5 GW, ou seja, o equivalente a mais de 12 usinas Itaipu. Na Fig. 1 é possível observar as localizações dos parques que aguardam o licenciamento ambiental e o detalhamento dos empreendimentos na região da costa próxima a região de interesse no presente artigo.

Figura 1 – Projetos aguardando licenciamento no Brasil.



Fonte: IBAMA, 2021

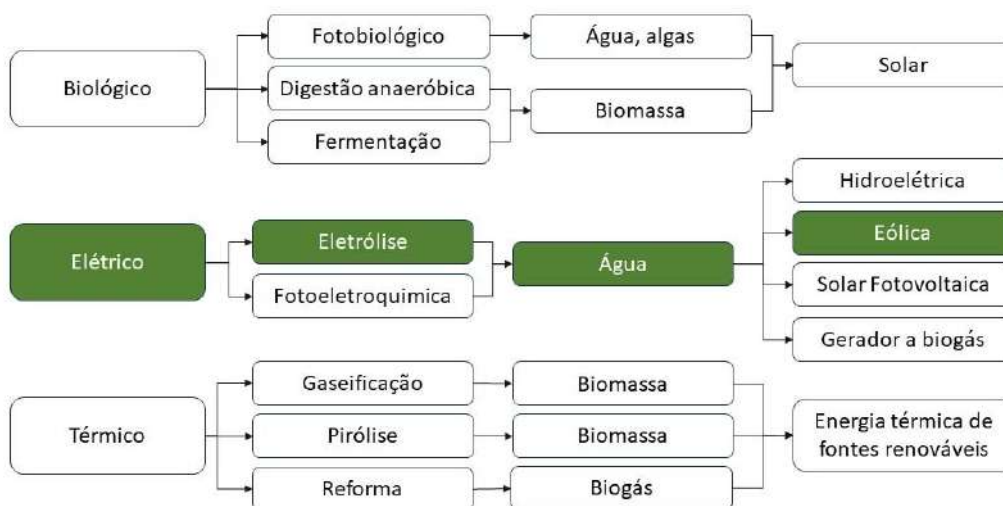
Dentre os principais motivos do crescente interesse nos projetos offshore, destaca-se uma maior disponibilidade de área no mar onde podem ser instalados parques eólicos maiores. A sua colocação (suficientemente distante das áreas populacionais) permite reduzir a preocupação ambiental no que diz

respeito à emissão de ruído, quase sempre relacionado com o aumento da velocidade da pá. A distância da costa permite também reduzir o impacto visual do parque (Esteban et al., 2007). A principal desvantagem dos parques offshore é o seu alto investimento inicial. Nos parques eólicos onshore, o custo dos aerogeradores é de cerca de 75% do custo total do projeto, sendo este percentual em instalações offshore de aproximadamente 33%, o que pode ser explicado principalmente devido aos elevados custos das operações marítimas (Martins et al., 2022). Além disso, normalmente não existe uma infraestrutura elétrica existente que ligue a planta de geração com os centros consumidores, levando à construção de redes elétricas mais longas, além do fortalecimento daquelas existentes para possibilitar o escoamento de potência (Martins et al., 2022).

2.2 O Hidrogênio Verde

O hidrogênio verde é obtido através de fontes renováveis de energia. As energias térmica e elétrica utilizadas nos processos podem ser: solar, hídrica, eólica, eletricidade da queima de biogás em motor de combustão interna e biomassa (PAULINO, 2017). Este pode ser obtido através dos processos mostrados no fluxograma da Figura 2. O fluxograma também mostra a matéria-prima e o método utilizado no processo. Este estudo adota a sequência destacada em negrito.

Figura 2 – Principais etapas dos processos para obtenção do hidrogênio verde



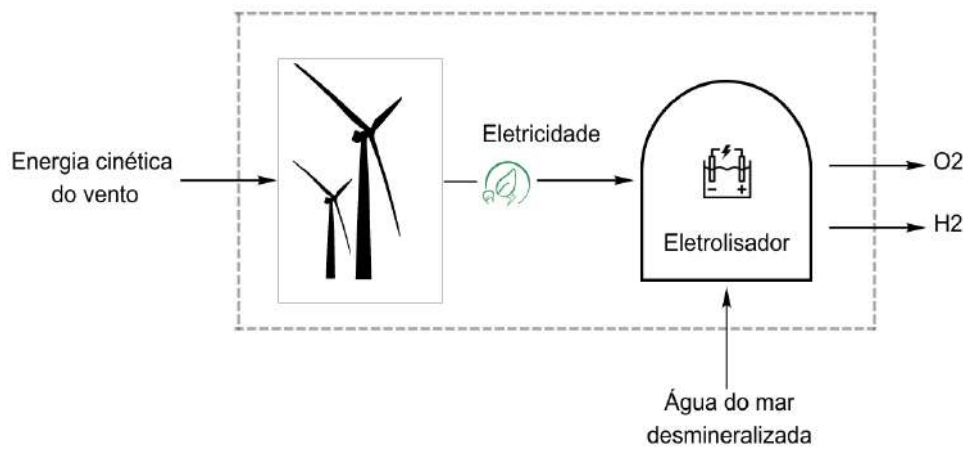
Fonte: Adaptado Acar et al., 2013.

2.2.1 Eletrolise

Por definição, a eletrolise da água é a reação química de oxirredução ocasionada pela passagem de corrente elétrica contínua, equivalente à dissociação da molécula de água nos seus constituintes, a saber, o hidrogênio e o oxigênio, na presença de um eletrólito (GOMES, 2022). Para o processo a água deve ser previamente desmineralizada e na presença de catalisadores que aceleram a reação. O processo de eletrolise é livre de poluição quando são analisadas as emissões da fonte de eletricidade usada no processo (LEVIN et al., 2010). Porém, apenas 4% da produção mundial de hidrogênio é feita por este processo (VIOLA, 2015).

A metodologia utilizada para produção de hidrogênio por eletrolise é simples e conhecida, porém a desmineralização da água e o custo da eletricidade incrementam significativos custos de operação, o que dificulta a sua ascensão como uma opção economicamente viável (HOSSEINI; WAHID, 2016). A Figura 3 representa o esquema da produção de hidrogênio através da eletrolise abastecida com água do mar e provida de energia eólica.

Figura 3 – Ilustrativo da interação eólica com processo de eletrólise para produção do hidrogênio verde



Fonte: Autoras (2023)

A Equação 1 apresenta a reação química global do processo de eletrólise. O volume do hidrogênio é o dobro do volume de oxigênio. A energia necessária para 1 kg de H₂ é 39,699 kWh ou 142,1 MJ (Keçebas e Kayfeci, 2022).



2.3 Configuração do Sistema

Os eletrolisadores convencionais utilizam eletrólitos alcalinos, uma solução de hidróxido de potássio aquoso (KOH), principalmente com concentração de 20-30%, devido a ótima condutividade e resistência à corrosão. As temperaturas e pressões normais de funcionamento destes eletrolisadores são 70-100 °C e 1 – 30 bar, respectivamente (WENDT e PLZAK (1991) apud ULLEBERG (2003)). A Tabela 1 apresenta os principais sistemas de eletrólise e suas características.

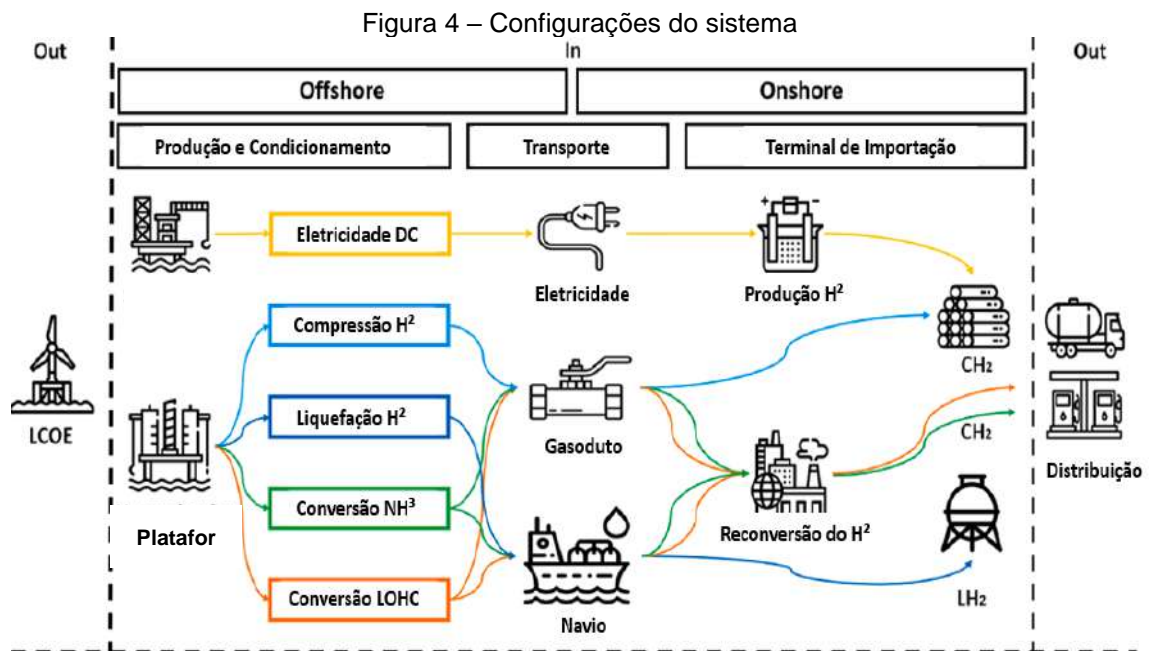
Tabela 1 - Principais sistemas de eletrólise

Sistema	Descrição	Vantagens
Eletrólise Alcalina (AE)	Nesse processo a água é decomposta em uma solução alcalina, geralmente hidróxido de potássio (KOH) ou hidróxido de sódio (NaOH). A solução alcalina facilita a condução da eletricidade e minimiza a corrosão dos eletrodos	Geralmente é mais econômica e madura tecnologicamente
Eletrólise de Membrana por troca de Prótons (PEM)	Nesse caso a água é decomposta em uma célula eletrolítica composta por uma membrana polimérica de troca de prótons. Essa membrana permite a passagem de íons de hidrogênio, enquanto impede o fluxo de elétrons, separando assim o hidrogênio e o oxigênio	Mais eficiente em termos de energia, possui uma forma de operar mais flexível e tem um tempo de resposta mais curto
Eletrólise de Carbonato Fundido (MCE)	É um sistema que opera em temperaturas elevadas, normalmente acima de 500°C, onde a água é decomposta em uma solução de carbonatos fundidos, como carbonato de potássio (K ₂ CO ₃) ou carbonato de sódio (Na ₂ CO ₃). Esse sistema é adequado para aplicações com alta temperatura como processos industriais que requerem calor adicional	É mais adequada para aplicações de alta temperatura em indústrias

Fonte: Adaptado de Castro R. e Calado G. (2021) , Franco et. al. (2020) e IRENA (2018)

Para seleção do sistema que será utilizado na produção de hidrogênio por eletrólise através da energia eólica deve-se levar em consideração a localização da instalação, podendo ser *onshore* ou *offshore*. Essa ponderação ocorre por conta de questões ambientais mais severas quando *offshore*, como ventos fortes, água salgada, ondas e marés; acesso dificultado à manutenção, logística de transmissão por dutos e transporte de insumos. A Figura 4 apresenta os principais sistemas estudados hoje.

No cenário *offshore*, a energia produzida pela central eólica é levada por cabos até uma plataforma próxima contendo os eletrolisadores evitando-se grandes perdas na transmissão da energia elétrica pelos cabos, transformadores e outros dispositivos eletrônicos de potência (em torno de 1% a 5%). (CASTRO e CALADO, 2021). O transporte do hidrogênio pode ser feito de diversas maneiras, tanto por gasodutos - quando a distância até a costa não for muito elevada, até sua conversão em Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC), que são compostos químicos líquidos que podem armazenar e transportar hidrogênio de forma eficiente. Esse tipo de sistema isolado também traz uma solução para áreas mais remotas e muito distantes da costa, como é o caso das plataformas de petróleo que, por funcionarem em alto mar, necessitam produzir a própria energia elétrica. Assim, o parque eólico pode tanto suprir a planta de eletrólise quanto a energia necessária para as operações de exploração e habitabilidade de seus funcionários, sendo um substituto às turbinas a gás.

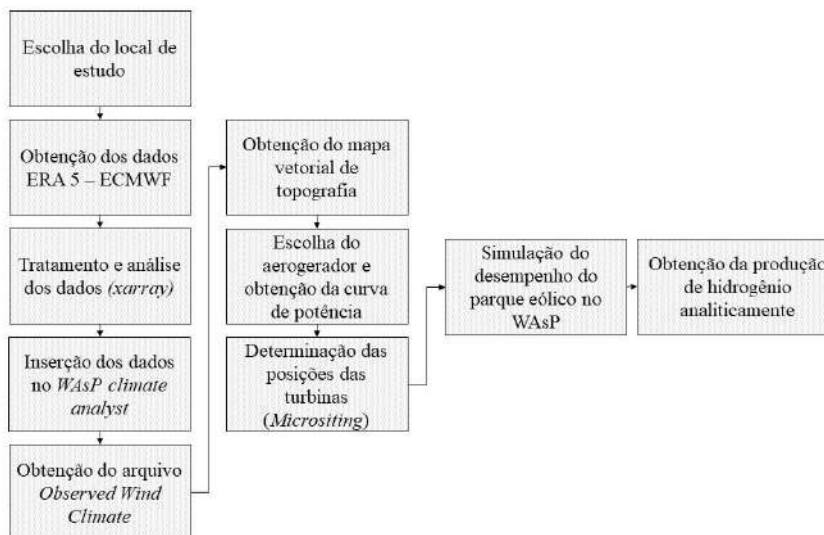


Fonte: Adaptado de Franco et al. (2020)

3. METODOLOGIA

A Figura 5 apresenta graficamente a metodologia utilizada para realização do presente estudo. Primeiramente, será escolhido um local de estudo que esteja dentro da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) para então realizar a aquisição dos dados de reanálise do ERA-5, disponibilizado pelo ECMWF. Como os dados são fornecidos em formato *netCDF*, foi utilizada a biblioteca da base de dados em linguagem de programação *python* para tratamento, análise dos dados e sua conversão no formato *csv* para ser inserido no software WAsP (DTU, 2021). Após obtenção do arquivo *Observed Wind Climate* (OWC) juntamente com o mapa vetorial de topografia do local, a curva de potência do aerogerador e o *layout* do parque, a produção anual de energia é obtida através de uma simulação no WAsP. Aplicando-se toda essa energia elétrica na planta de eletrólise, a produção de hidrogênio é obtida através de forma analítica. Por fim, foi realizada uma análise econômica do estudo.

Figura 5– Representação das principais etapas da Metodologia



Fonte: Autoras (2023)

3.1 Local de Estudo

O local escolhido para realização do estudo é onde fica situado o navio-plataforma do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) Pioneiro de Libra, fruto de um investimento de US\$ 1 bilhão da *joint venture* 50/50 formada pela Ocyan e pela Teekay Offshore (OCYAN, 2022), instalado na região pelo Consórcio de LIBRA. O Bloco de Libra – especialmente o Campo de Mero - está localizado na Bacia de Santos, a 165 km do litoral do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d’água variando entre 1.700 m e 2.300 m, com uma área de 1.547 km² (PETROBRAS, 2022). Na Figura 6 é apresentado o mapa de localização do bloco.

Figura 6 - Mapa de Localização do Bloco de Libra



Fonte: Adaptado de Petrobras, 2022

O navio-plataforma está localizado na Latitude: 24°32’24,179” S e Longitude: 42°07’54,637” e (OCYAN, 2022) iniciou operação em dezembro de 2017 e tem como objetivo a realização de testes de longa duração (TLDs) e sistemas de produção antecipada (SPAs) para avaliar o comportamento do reservatório de petróleo do Bloco. A produção de petróleo é armazenada no FPSO e escoada através de navios aliviadores, enquanto o gás produzido é parcialmente consumido na unidade de produção e o restante reinjetado no reservatório.

No presente estudo o sistema proposto é composto por um parque eólico offshore dedicado ao abastecimento de eletrolisadores alocados nas bases dos aerogeradores. Devido à distância do local de estudo até a costa ser de

aproximadamente 200 km, o hidrogênio produzido é então liquefeito e armazenado em tanques para seu transporte por navios até a costa.

3.2 Análise do Recurso Eólico

Para realização de uma análise do recurso eólico, foi utilizada a base ERA 5 - mais recente conjunto de dados globais horários de reanálise do clima fornecido pela *European Center for Medium Range Weather Forecasting* (ECMWF) - com resolução de 31 km. Além das velocidades de vento, a base fornece dados de uma série de parâmetros atmosféricos, da superfície terrestre e do estado do mar, juntamente com estimativas de incerteza (ECMWF, 2017). Dessa forma, foi selecionado um ponto distante aproximadamente 5 km do navio para análise dos dados. A Tabela 2 apresenta as principais características da base utilizada.

Como os dados fornecidos pela plataforma são no formato *netCDF*, foi necessária a utilização da linguagem de programação *python* em combinação ao conjunto de funções e estruturas de dados da biblioteca *xarray* (HOYER; HAMMAN, 2017) para o acesso e análise dos dados. Posteriormente, os dados exportados em formato *csv* foram importados no *WAsP Climate Analyst* para construção do *Observed Mean Wind Climate (OMWC)* – que é o resumo estatístico do clima médio do vento para o local de estudo. Após a obtenção do OMWC foi possível desenvolver a hierarquia completa para simulação no *WAsP*.

Tabela 2 - Informações sobre a base de dados utilizada

Dados de Reanálise	
Base de Dados	ERA 5
Coordenada do Ponto	-24,5°, -42,25°
Alturas de Medição	100 m
Período de Medição	2012 - 2017
Intervalo de Medição	60 minutos

Fonte: Autoras, 2023

3.3 Escolha do Aerogerador

Como a profundidade do mar no local de estudo pode chegar a 2.000 m, a utilização de turbinas com fixação no solo foi descartada. As turbinas eólicas flutuantes surgiram nesse cenário para resolver o problema da necessidade de fundações em águas profundas. Em vez de serem fixadas no fundo do mar, as turbinas são montadas em uma subestrutura flutuante que é amarrada com cabos de amarração e âncoras. (NEXANS, 2022). Para realização do estudo, o *layout* do parque foi proposto empregando a turbina de referência desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e a *Technical University of Denmark* (DTU) através da *International Energy Agency* (IEA). As turbinas de referência disponibilizam parâmetros de projeto para serem utilizados como linhas de base para estudos que exploram novas tecnologias ou metodologias e permitem a colaboração entre a indústria e pesquisadores externos (NREL, 2020). A Tabela 3 apresenta as principais características do aerogerador escolhido.

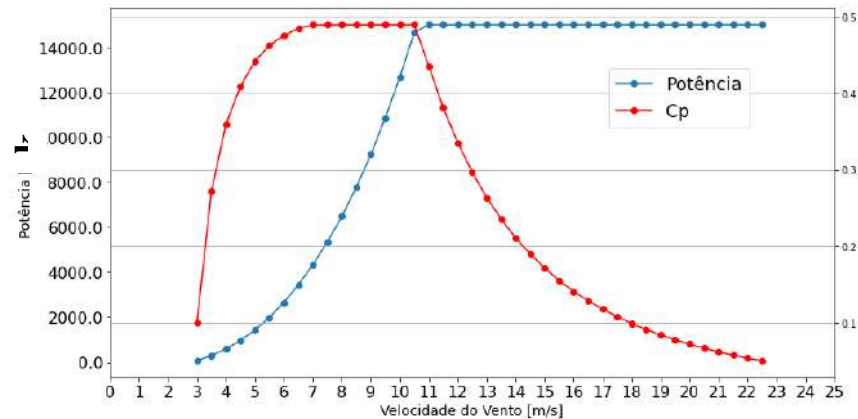
Tabela 3 - Especificação técnica do aerogerador

IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine	
Potência Nominal	15 MW
Altura de <i>Hub</i>	150 m
Velocidade de vento mínima corte (<i>Cut-in speed</i>)	3 m/s
Velocidade de vento máxima corte (<i>Cut-out speed</i>)	23 m/s
Diâmetro do Rotor	242 m
Área varrida pelas pás	45996 m ²

Fonte: Autoras, 2023

A curva de potência de um aerogerador representa a relação entre a sua potência elétrica disponível e a velocidade de vento incidente no momento. Com isso, pode-se estimar o desempenho da máquina no local escolhido. Através da curva, pode-se observar que a velocidade de partida do aerogerador selecionado é de 3 m/s, a velocidade nominal - ou seja, àquela em que o aerogerador atinge sua potência nominal - é de 11 m/s e a sua velocidade de corte é de 23 m/s. Na Figura 7 é possível observar a curva de potência do aerogerador escolhido para o estudo.

Figura 7 – Curva de Potência IEA 15MW Reference Turbine



Fonte: Adaptado de NREL, 2019

A curva de potência de um aerogerador representa a relação entre a sua potência elétrica disponível e a velocidade de vento incidente na altura de eixo da turbina. Com isso, pode-se estimar o desempenho da máquina no local escolhido. Através da curva, pode-se observar que a velocidade de partida do aerogerador selecionado é de 3 m/s, a velocidade nominal - ou seja, àquela em que o aerogerador atinge sua potência nominal - é de 11 m/s e a sua velocidade de corte é de 23 m/s.

3.4 Extrapolação Vertical da Velocidade do Vento

A metodologia do *software* WAsP consiste em cinco blocos de cálculo principais: análise de dados brutos de velocidade de vento; geração de atlas de velocidade de vento; estimativa do clima generalizado de vento; estimativa do potencial eólico e estimativa da produção de energia de parques eólicos. Além disso, o WAsP contém um modelo para efeitos de esteira de parques eólicos e um modelo de estabilidade para condições médias de fluxo de calor. Para extrapolação horizontal e vertical, o WAsP usa o modelo IBZ linear integrado, que terá um desempenho adequado para terreno plano a moderadamente complexo. (DTU, 2021)

Como a velocidade de vento fornecida pelo ERA-5 é a 100m de altura, foi necessária a extrapolação vertical da velocidade de vento para a altura de *hub* do aerogerador. O *software* utiliza o modelo logarítmico baseado no método do *European Wind Atlas* (EWA), que calcula "*desvios induzidos pela estabilidade do perfil do vento logarítmico, aplicando a teoria de perturbação tanto para a forma de Monin-Obukhov do perfil do vento quanto para a lei de arrasto geostrófico*" (TROEN, 2016). O perfil médio do vento é aplicado como uma função da cobertura do solo, mais especificamente, dos comprimentos de rugosidade da superfície.

3.5 Produção de Energia Elétrica

Após reunidos os dados da turbina e os dados de velocidade e direção de vento no ponto de análise, foi possível realizar uma modelagem computacional no *software* WAsP para obtenção da energia anual produzida. Uma vez que a curva de potência $P(u)$ é medida para uma turbina eólica, a produção média de energia pode ser estimada aplicando-se a função de densidade de probabilidade da velocidade do vento na altura do cubo. Por fim, a produção total de energia é calculada como a soma das produções de energia setoriais. Para cálculo da energia produzida pelo parque, o WAsP utiliza um modelo matemático do efeito esteira atrás de uma turbina desenvolvido por Jensen (1984) e adaptado por Katic et al. (1986) para parques eólicos reais. Neste modelo, a esteira é assumida como se expandindo linearmente atrás do rotor. Assim, as únicas variáveis são o déficit de velocidade inicial no início da esteira, avaliado a partir do coeficiente C_t (coeficiente de empuxo) da turbina em velocidade real do vento, e a constante de decaimento da esteira, que é a taxa de expansão (decomposição) da esteira. A constante de decaimento do efeito de esteira em aplicações offshore é recomendada ter um limite inferior de $k = 0,04$ (DTU, 2021).

A construção do layout do parque foi feita buscando o melhor aproveitamento do recurso eólico disponível e, como não há limitação de espaço para construção do parque, os aerogeradores foram dispostos lado a lado em uma linha perpendicular à maior incidência de vento, esperando-se diminuir significativamente o efeito de esteira no parque.

3.6 Produção de Hidrogênio Verde

O cenário estudado considera que o parque eólico *offshore* é inteiramente dedicado à produção de hidrogênio. Isso implica que toda eletricidade produzida pela usina é destinada para o processo de eletrólise, bem como a dessalinização da água do mar consumida no processo e compressão do hidrogênio produzido. Por conta dessas características, na seleção da célula eletrolítica foi levada em consideração a eficiência no processo, ciclo de vida do equipamento, adequação à flutuação das cargas geradas pelo parque eólico e a produção de hidrogênio em baixa pressão. O eletrolisador escolhido foi do tipo PEM devido às considerações qualitativas expostas na Tabela 1. As especificações do eletrolisador previstas para 2030 utilizados neste estudo de caso estão listadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Especificações do eletrolisador utilizado para produção de hidrogênio

Eletrolisador Proton Exchange Membrane (PEM)		
Consumo de energia para eletrólise	50 kWh/kg	IRENA (2018)
Consumo de energia para purificação da água, compressão e perdas do sistema	3 kWh/kg	IRENA (2018)
Eficiência de conversão	76%	O’Kelly-Lynch (2019)
Limite inferior de potência	5% da Potência Total	Dihn et al (2020)

Fonte: Adaptado de IRENA (2018), O’Kelly-Lynch (2019) e Dihn et al (2020)

A metodologia utilizada para quantificar o hidrogênio produzido a partir do potencial eólico foi baseada no estudo realizado por Dihn *et al* (2020). A Equação 2 apresenta a quantidade de hidrogênio teoricamente produzida ($M_{H2_teorico}$) por hora a partir da fazenda eólica varia ao longo do tempo. A eletricidade consumida pelo eletrolisador por quilograma de hidrogênio é representada por E_{ele} (MWh/kg), que é fornecida nas especificações do fabricante do eletrolisador. A eletricidade consumida para purificação da água, compressão de hidrogênio na pressão de produção para a pressão de armazenamento e outras perdas é denotada como E_p (MWh/kg). η_{ele} é a eficiência de conversão.

$$M_{H2_teorico} = \frac{P_{parque}(t) * 1 \text{ hora}}{\frac{E_{ele}}{\eta_{ele}} + E_p} \text{ [kg/hora]} \quad (2)$$

A capacidade nominal da planta de eletrólise de hidrogênio deve ser decidida com base na produção máxima de hidrogênio por hora, conforme a Equação 3, multiplicada pela capacidade disponível da pilha de eletrólise.

$$P_{H2} \leq \max M_{H2_teorico} \times E_{ele} \text{ [MW]} \quad (3)$$

Após definido o tamanho da planta, a quantidade prática de hidrogênio produzida é governada pelas equações abaixo:

$$M_{H2_real} \left[\frac{kg}{h} \right] \begin{cases} 0 & \text{se } P_{parque} < 0,05 * P_{h2} \\ \frac{P_{parque}(t)}{\frac{E_{elec}}{n_{conv}} + E_p} & \text{se } P_{parque} < P_{h2} + M_{H2_prático} * E_p \\ \frac{P_{H2}}{E_{elec}} * n_{conv} & \text{se } P_{parque} \geq P_{h2} + M_{H2_prático} * E_p \end{cases} \quad (4)$$

onde,

$$M_{H2_prático} = \frac{P_{H2}}{E_{elec}} * n_{conv} \quad (5)$$

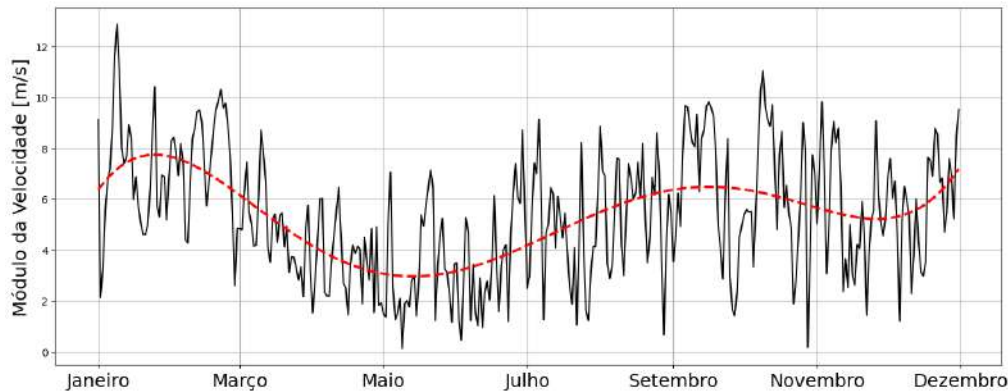
Assim, tem-se que a produção real de H₂ será limitada à potência fornecida pelo parque eólico caso a potência de saída do mesmo não seja suficiente para suprir a planta de eletrólise mais os processos de purificação da água e compressão de H₂. A produção será limitada ao tamanho definido para planta de eletrólise caso a potência de saída do parque supere a potência da planta de eletrólise mais a energia necessária para purificação da água e compressão do H₂.

4. RESULTADOS

4.1 Recurso Eólico

Após tratamento dos dados de reanálise, verificou-se a completude dos dados, não havendo lacunas ou valores ausentes na série temporal. Para uma melhor análise da sazonalidade do recurso eólico, construiu-se um ano médio, o qual é constituído pela média horária de todos os dias constituintes dos anos analisados. O resultado dessa condensação de dados é apresentado na Figura 8.

Figura 8– Módulo da velocidade de vento em 100m para ano médio

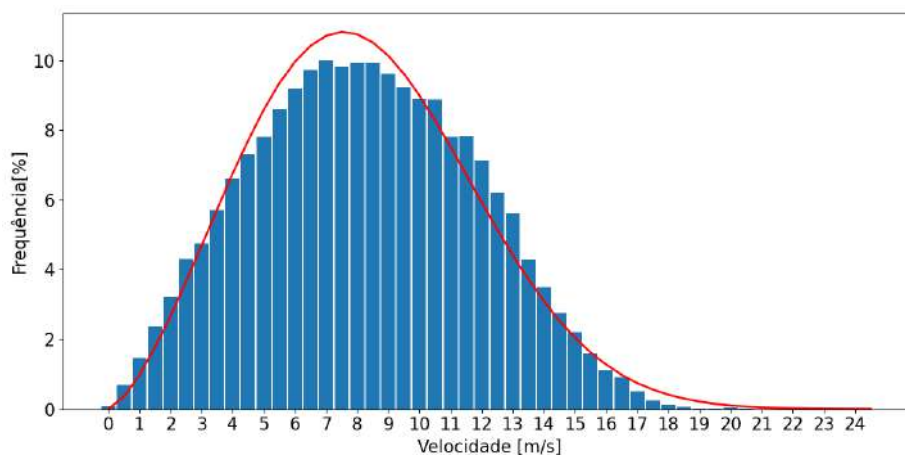


Fonte: Autoras (2023)

Analisando-se os gráficos, pode-se observar que a velocidade média do vento na região a uma altura de 100 m fica entre 8 e 10 m/s. Para 150 m, correspondente à altura de *hub* da turbina, o valor calculado pelo WAsP foi de 13,03 m/s para uma rugosidade de terreno de 0,000 3m. Percebe-se então que os meses de março a julho apresentam as menores velocidades médias de vento e, portanto, a produção de energia será menor nesses meses.

A distribuição de Weibull é uma distribuição de probabilidade contínua que descreve a probabilidade de ocorrência de diferentes velocidades do vento em uma determinada área em um determinado momento. Na Figura 9 é possível observar a distribuição de Weibull para as velocidades de vento do local estudado a 100 m de altura.

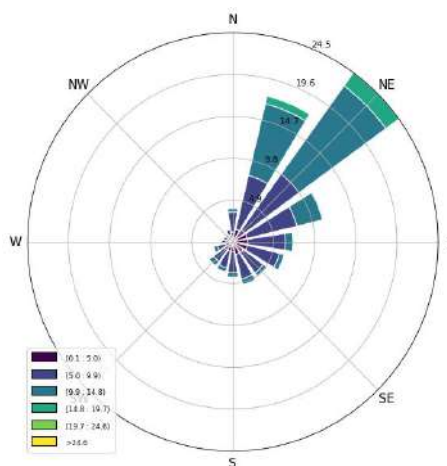
Figura 9 – Histograma da ocorrência de velocidade e curva de distribuição de Weibull a 100m de altura



Fonte: Autoras (2023)

Observando-se a distribuição de Weibull, verifica-se uma significativa incidência de velocidade superior a 11 m/s, que corresponde a velocidade nominal do aerogerador escolhido. A rosa dos ventos das direções predominantes de incidência de vento é apresentada na Fig. 10 e analisando-a percebeu-se que o vento incide majoritariamente no setor 2 representando 24,5% das ocorrências e 1, representando 17,7% das vezes. Dessa forma, o melhor posicionamento das turbinas é alinhado a 45° do norte geográfico para um melhor aproveitamento do recurso eólico.

Figura 10 - Rosa dos Ventos



Fonte: Autoras (2023)

4.2 Produção de Energia Elétrica

As simulações foram realizadas utilizando-se o modelo para cálculo de esteira PARK-2 – o mais indicado para ambiente marítimo (DTU, 2021). A constante de decaimento do efeito de esteira em aplicações offshore é recomendada ter um limite inferior de $k = 0,04$ (DTU, 2021). A Tabela 5 reúne os principais resultados obtidos na simulação

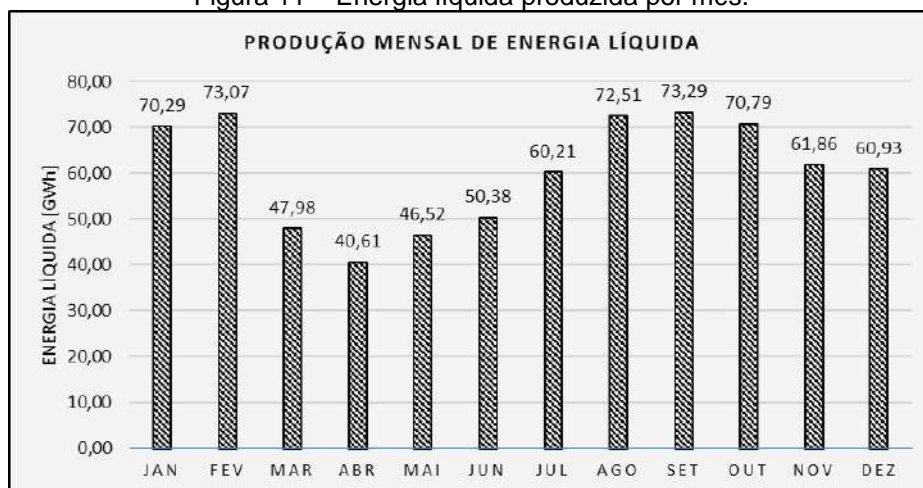
Tabela 5– Produção de energia elétrica

Produção Anual de Energia - Bruta	138,919 GWh
Produção Anual de Energia - Líquida	126,88 GWh
Perdas Proporcionais por Efeito Esteira	1,05%
Fator de Capacidade Médio	54,4%
Densidade de Potência	118 W/m ²

Fonte: Autoras (2023)

As perdas por efeito esteira foram baixas devido à uniformidade do terreno local e da distribuição perpendicular dos aerogeradores em relação à direção do vento predominante. O fator de capacidade do parque ficou acima da média dos parques offshore existentes, os quais apresentam o valor médio de 41% (IRENA, 2021). Na Figura 11 é apresentada a energia líquida produzida por mês. Devido à sazonalidade do vento na região, a produção de energia cai em torno de 38% no período de março a maio.

Figura 11 – Energia líquida produzida por mês.



Fonte: Autoras (2023)

4.3 Produção de Hidrogênio Verde

Mathur *et al.* (2008) mostraram em seu estudo que 100 MW representa a capacidade mínima para produção de hidrogênio economicamente viável usando energia eólica offshore, dessa forma, o parque será composto de 10 aerogeradores do modelo apresentado na Tabela 3 – totalizando um parque eólico de 150 MW. Aplicando-se a Equação 6, a produção máxima de hidrogênio teórica é de 2642,54 kg/hora – ou seja, caso a potência fornecida pelo parque fosse a potência nominal do mesmo, resultaria em uma planta de 132,12 MW.

Assim, o tamanho da planta de hidrogênio foi fixado em 130 MW. Utilizando-se toda energia anual líquida produzida pelo parque eólico na eletrólise, foi obtida uma produção de 12.805.425 kg de hidrogênio por ano. A Tabela 6 apresenta os principais resultados encontrados.

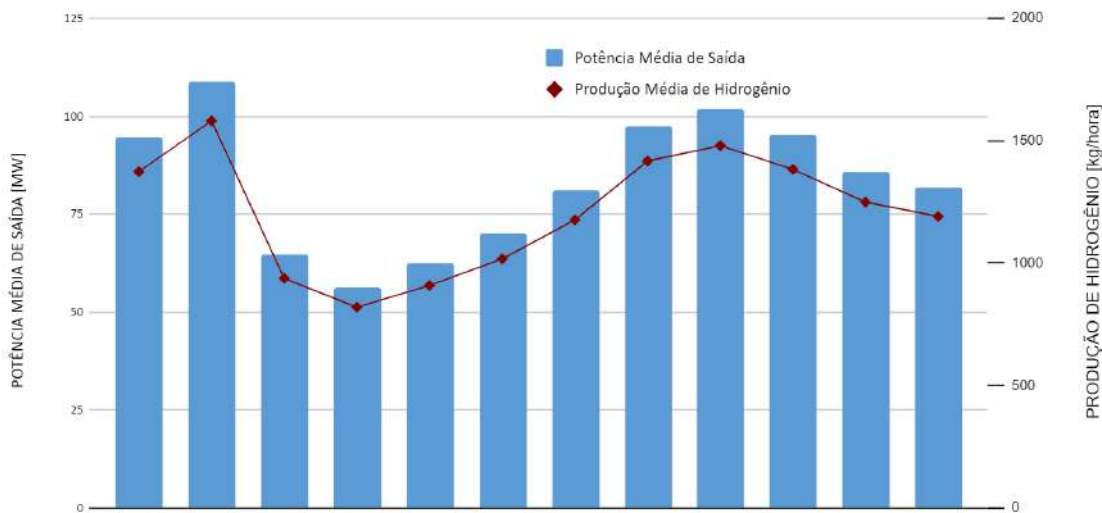
Tabela 6 – Resultados para Planta de Hidrogênio

Potência da Planta de H ₂	130 MW
Potência Mínima para Eletrólise	6,5 MW
Produção Média Horária de Hidrogênio	1209,56 kg/hora
Produção Anual Líquida de Hidrogênio	10.595.807,19 kg

Fonte: Autoras (2023)

Na Figura 12 é apresentada a potência de saída média do parque e a respectiva produção horária estimada para a planta de hidrogênio. A maior produção média horária foi no mês de fevereiro, com um valor de 1600 kg/hora. Foi observado também que em nenhum dos meses a potência média de saída do parque foi superior a potência da planta de hidrogênio.

Figura 12 - Produção anual líquida de hidrogênio verde considerando que toda potência elétrica gerada no parque eólico *offshore* seja dedicada a este processo.



Fonte: Autoras (2023)

Após obtenção da produção de hidrogênio verde através de equações analíticas, foi feita uma validação dos resultados simulando o mesmo sistema no software *Hyjack*. O simulador, proposto pela startup *HyjackTech* procura proporcionar a disseminação do conhecimento sobre as soluções voltadas ao mercado do hidrogênio. Assim, o usuário atribui um valor de potência ao eletrolisador, seleciona a tecnologia praticada (AEL, PEM ou SOE) e o simulador fornece tanto a quantidade de água quanto a demanda de energia elétrica necessárias, de acordo com o fator de capacidade da máquina. (Hyjack, 2021). A Tabela 7 apresenta os resultados obtidos para uma potência de 130 MW e um fator de capacidade de 54,4%, correspondendo ao fator de capacidade do parque eólico.

Tabela 7 – Resultados para Planta de Hidrogênio conforme software *Hyjack*

Potência da Planta de H ₂	130 MW
Fator de Capacidade da Planta	54,4%
Consumo de Energia Elétrica Anual	614 GWh
Produção Média Horária de Hidrogênio	1382 kg/hora
Produção Anual de Hidrogênio	11.868.920 kg

Fonte: Autoras (2023)

Os valores simulados são próximos aos calculados de forma analítica, apresentando um acréscimo de 12% na produção anual líquida de hidrogênio. O consumo anual de energia da planta simulada aponta para um excesso de energia de aproximadamente 112 GWh anuais.

5. CONCLUSÃO

O local escolhido apresentou um recurso eólico com uma média de velocidade de vento de 13,05 m/s para e a 150 m de altura. Após a compilação de cinco anos de dados em um ano médio, tornou-se evidente a existência de sazonalidade na região. Durante os meses de março a junho, os valores de velocidade foram observados em níveis inferiores, enquanto os meses de setembro a novembro apresentaram velocidades mais elevadas. Ademais, a direção do vento é predominantemente nordeste, o que facilitou a construção do layout do parque. A produção de energia anual de aproximadamente 730 GWh e o fator de capacidade médio

de 54,4% reforçou o grande potencial energético da área. As perdas por efeito esteira de 1,65% são extremamente baixas quando comparado com valores usuais de parques operantes de 10 a 20%, isso se deve à união do vento uniforme com o *layout* do parque em apenas uma fileira, ressaltando mais uma vantagem de se trabalhar no ambiente offshore: a grande disponibilidade de área inexplorada.

Aproveitando toda a energia gerada pelo parque eólico para a produção de hidrogênio, a planta de eletrólise tem uma capacidade estimada de produção de 10.595.807,19 kg por ano, o que equivale a uma média de 1209,56 kg por hora, sendo assim uma quantidade significativa para suprir a demanda do mercado de hidrogênio. A produção local de hidrogênio e sua conversão em amônia podem desempenhar um papel crucial na produção de fertilizantes nitrogenados nacionais, reduzindo a dependência do Brasil em relação a fontes externas. Além disso, devido à sua localização estratégica, o hidrogênio produzido pode ser aproveitado nos próprios processos de extração e refino de petróleo, que atualmente correspondem a cerca de 35% da demanda global por essa substância.

Assim, a partir da análise técnica realizada ficou evidente que a implementação de projetos de energia eólica offshore no Brasil associado à produção de hidrogênio pode contribuir para o processo de transição energética do país além de apresentar uma grande oportunidade para atrair investimentos, gerar empregos e promover o desenvolvimento econômico em diversos estados produtores.

6. AGRADECIMENTOS

As autoras agradecem ao NIEPIEE – Núcleo de Integração de Estudos, Pesquisa e Inovação em Energia Eólica da UFRGS e ao Consórcio de LIBRA/Petrobras pelo apoio técnico na realização deste trabalho.

7. REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica (Brasil) . **Boletim Anual de Geração Eólica 2021**. 2021. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 15 Agosto. 2022.
- ACAR, C.; DINCER I. Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources. *Hydrogen Energy*, v. 39, p. 1-12, 2013.
- AGÊNCIA PETROBRAS (Brasil) (org.). **Projeto Conceito FPSO PL**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/ppdi/pdi-conceitual-fps0-spa2.pdf>>. Acesso em: 18 setembro 2022.
- BRAGA, Carolina Bordini. **Avaliação do Desempenho no Ponto de Projeto de Turbinas a gás em operação na Bacia de Campos**. 2013. 74 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Naval e Oceânica, Centro de Tecnologia Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.
- BVG associates, “**Wind farm costs Offshore Renewable Energy**,” BVG associates, 10 04 2020. [Online]. Disponível em <<https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-far>>.
- CALADO, G. CASTRO, R. **Hydrogen production from offshore wind parks: Current situation and future perspectives**. *Applied sciences* (Basel, Switzerland), v. 11, n. 12, p. 5561, 2021.
- DE OLIVEIRA, R. C. D. E. O. C. **Panorama do hidrogênio no brasil**. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/11291/1/td_2787_web.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2022.
- DINH et al. **Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms**. Irlanda. 2020.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Geração Eólica 2021**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>> Acesso em: 20 de julho de 2022.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>> Acesso em: 20 de março de 2023.
- ESTEBAN, M. D. et al. **Why offshore wind energy?** *Renewable Energy*, v. 36, n. 2, p. 444–450, fev. 2011.
- European Centre for Medium-Range Weather Forecasts. **ERA5 Dataset**. Disponível em: <<https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>> Acesso em: 10 julho 2022.
- FRANCO, B. A. et al. **Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis**. *Applied energy*, v. 286, n. 116553, p. 116553, 2021.
- Gaertner, E., Rinker J., Sethuraman L., Zahle F., Anderson, B., Barter, G., Abbas, N., Meng, F., Bortolotti, P., Skrzypinski, W., Scott, G., Feil, R., Bredmose, H., Dykes, K., Shields, M., Allen, C., e Viselli.A. 2020. **Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-75698. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>

Glenk, G., Reichelstein, S. Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nat Energy* 4, 216–222 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1>.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report 2022**. Disponível em: <<https://gwec.net/global-wind-report-2022/>> Acesso em: 20 de agosto de 2022.

GOMES, J. **Eletrólise da água na obtenção de hidrogênio**, *Rev. Ciência Elem.*, V10(2):025, 2022.

HOSSEINI, S. E.; WAHID, M. A. Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 57, p. 850–866, 2016.

IEA. *The Future of Hydrogen*. Paris: IEA; 2019.

IEA. *G20 Hydrogen report: assumptions*. Paris: IEA; 2019.

IEA. *Global Hydrogen Review*. Paris: IEA, 2022.

IRENA. **Hydrogen from Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition. 2018**. Disponível em: < <https://irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>> Acesso em: 22 Agosto de 2022.

LÉVIN, D. B.; CHAHINE, R. Challenges for renewable hydrogen production from biomass. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 35, p. 4962–4969.

LETCHER, T. M. **Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines**. [s.l.] Joe Hayton, 2017.

OCYAN. Pioneiro de Libra completa um ano de operação com mais de 9 milhões de barris produzidos. Disponível em: <https://www.ocyan-sa.com/pt-br/pagina-release/pioneiro-de-libra-completa-um-ano-de-operacao-com-mais-de-9-milhoes-de-barris>. Acesso em: 18 Setembro 2022

PAULINO, Regina Franciélle Silva. **USO DO BIOGÁS PARA PRODUÇÃO DE BIOHIDROGÊNIO: ELETROLISE VERSUS REFORMA A VAPOR**. 2017. 111 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2017.

ULLEBERG Y., Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 28, p. 21–33, 2003.

WAsP (2017) (Educational Licence). **Wind Atlas Analysis and Application Program**. DTU Wind Energy.

VIOLA, Luigi. **ESTUDO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO ELETROLÍTICO A PARTIR DE FONTES EÓLICA, SOLAR E HIDRELÉTRICA**. 2015. 70 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2015.

Xuzhou Huayan Gas Equipment Co., Ltd., **Diaphragm Industrial Heavy Duty Oxygen Compressor**, Xuzhou; 2020.

MEDIÇÃO EÓLICA OFFSHORE - COMPARAÇÃO ENTRE TORRE ANEMOMÉTRICA ONSHORE, BOIA OCEANOGRÁFICA, REANÁLISE E GASP: ESTUDO DE CASO DE BOJURU/RS

Jhoseny Souza Santos¹, Lucas Germano Willrich¹, Rodrigo Antônio Pereira², Eduardo Dias¹, Sérgio Costa¹

¹ EMD BRASIL – Florianópolis/SC, Brasil ²VILCO Energias Renováveis – Florianópolis/SC, Brasil

js@emdbrazil.com, lw@emdbrazil.com, rodrigo.pereira@vilco.com.br, ed@emdbrazil.com, sac@emdbrazil.com

RESUMO

Tendo em vista o potencial eólico *offshore* da costa brasileira em meio ao avanço do uso internacional desta fonte de energia e à carência de legislação reguladora, bem como estudos norteadores para tal, esta pesquisa tem como objetivo comparar a estimativa do recurso eólico a partir dos dados de torre anemométrica (TMA), boia meteoceanográfica, reanálise ERA5(T) e ferramenta GASP. A partir da extrapolação dos dados da boia para a altura de 100 m e para o período compreendido entre 8 de Agosto de 2015 a 8 de Agosto de 2018, foi possível observar que ERA5(T), GASP e TMA captam satisfatoriamente a variação sazonal da velocidade, muito embora os dois primeiros subestimem a velocidade da boia em cerca de 12%. Embora a TMA possua o desempenho menos satisfatório em relação à velocidade (subestimando em 23%), é mais fiel à boia quanto à direção predominante. Mesmo após a extrapolação horizontal dos dados a 100 m para um ponto entre a TMA e a boia, verificou-se que TMA ainda é a fonte que mais subestima os dados da boia. Apesar do elevado custo de instalação e manutenção de sensores *offshore*, o uso de boia meteoceanográfica ou equipamentos similares como “*floating lidar*”, que farão a medição local do recurso eólico, se mostram essenciais para evitar subestimativas do recurso eólico *offshore*.

Palavras-chaves:

Recurso eólico, Medição *offshore*, Velocidade do vento

ABSTRACT

Considering the offshore wind potential of the Brazilian coast amidst the international advancement of this energy source and the lack of regulatory legislation, as well as guiding studies for it, this research aims to compare the estimative of the wind resource based on met mast (TMA), meteoceanographic buoy, ERA5(T) reanalysis, and the GASP tool. By extrapolating the buoy data to a height of 100m and for the period between August 8, 2015, and August 8, 2018, it was possible to observe that ERA5(T), GASP, and TMA adequately capture the seasonal variation of speed, although the first two underestimate the buoy speed by about 12%. While TMA has the least satisfactory performance in terms of speed (underestimating by 23%), it is more faithful to the buoy regarding the prevailing direction. Even after horizontally extrapolating the data to 100m for a point between TMA and the buoy, it was found that TMA still underestimates the buoy data. Despite the high cost of installing and maintaining offshore sensors, the use of a meteoceanographic buoy or similar equipment such as a floating lidar, which will measure the local wind, is essential to avoid underestimating the offshore wind resource.

Keywords:

Wind resource, Offshore measurement, Wind speed

1. INTRODUÇÃO

Impulsionada pela meta de zerar as emissões líquidas de gases do efeito estufa, a energia eólica *offshore* têm ganhado espaço, sobretudo, nas matrizes energéticas europeias e asiáticas – que lideraram o ranking de novas instalações nos últimos anos (GWEC, 2022). Muito embora o processo regulatório para concessão e licenciamento de usinas eólicas *offshore* seja um grande desafio para diversos países, tem papel crucial para incentivo e avanço da indústria (THOPSEN, 2014).

Os regimes de apoio à energia eólica *offshore* na Europa geralmente são estabelecidos a nível nacional e são financiados pelos consumidores de energia elétrica e pelos contribuintes de cada país. No entanto, estas políticas devem seguir e cumprir a legislação da União Europeia, *Renewable Energy Directive* e a *Internal Electricity Market Directive* (CASTRO, 2018).

Nas Américas, em razão da extensa fronteira com o oceano Atlântico, os países com maiores potenciais são Estados Unidos e Brasil. Embora o Brasil tenha um potencial *offshore* reconhecido internacionalmente – estudos estimam 480 GW em turbinas fixas e 748 em turbinas flutuantes (WORLD BANK GROUP, 2020), a falta de legislação regulatória é um desafio para o desenvolvimento deste tipo de energia renovável no país (GWEC, 2022).

Como demonstrado por Santizo *et. al* (2019), o Brasil poderia se espelhar em normas regulatórias de países com a indústria eólica *offshore* já em operação, como Reino Unido, Dinamarca e Alemanha, tanto no processo de concessão de áreas quanto no modelo de transmissão de custo. Destaca-se aqui, que o processo de concessão de áreas envolve os estudos pré-operacionais de um complexo eólico, utilizando dados de características locais a fim de minimizar os valores de DEVEX, CAPEX e OPEX de um complexo eólico *offshore*.

Os dados locais de vento podem ser estimados a partir de torres anemométricas ou obtidos pelo LIDAR (*Light Detection and Ranging*). Este último por sua vez, pode representar uma parcela significativa do valor do DEVEX devido ao elevado preço de compra ou aluguel (em torno de R\$1.000.000,00). Visto isso, é necessária profunda análise em estudos preliminares a fim de minimizar os riscos relativos as medições *offshore*.

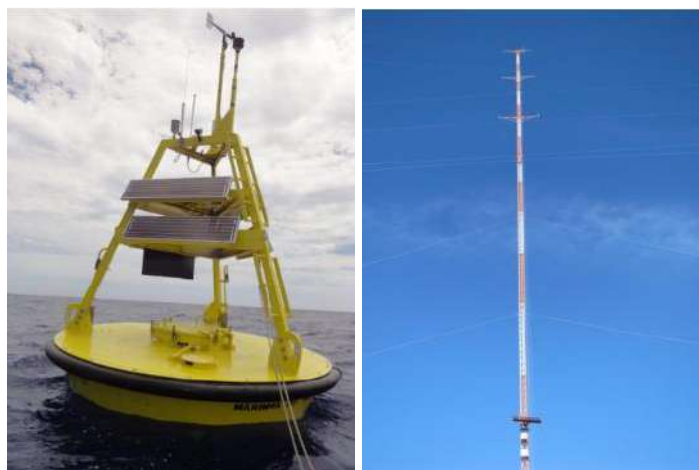
Movida pelo crescimento desta fonte de energia no cenário global e pela existência de empreendimentos *offshore* com processo de licenciamento ambiental aberto desde 2018, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elaborou o *Roadmap Eólica Offshore Brasil* com o objetivo de iniciar o debate a respeito da inserção desta fonte na matriz energética do país (EPE, 2020). Apenas recentemente, o PL 576/2021 - ainda a ser aprovado pela Câmara dos Deputados - e o Decreto 10.946/2022 iniciaram o processo de reconhecer e guiar os projetos brasileiros de eólica *offshore* (BRASIL, 2022; BRASIL, 2022, p.1).

De modo a complementar os resultados encontrados pela EPE no *Roadmap Eólica Offshore Brasil*, este trabalho tem por objetivo comparar o recurso eólico estimado por quatro fontes de dados distintas: 1) boia meteoceanográfica, torre anemométrica *onshore*, reanálise atmosférica e GASP – este último sendo uma ferramenta computacional desenvolvida pela EMD *International* em parceria com a DTU (Universidade Técnica da Dinamarca) e disponibilizada no software windPRO. Em razão da disponibilidade de dados anemométricos e da existência de áreas em processo de licenciamento ambiental na região Sul (Figura 2), a área de estudo localiza-se próxima à vila de Bojuru/Rio Grande do Sul.

2. METODOLOGIA

Para a elaboração deste trabalho, foram utilizados os conjuntos de dados: TMA BOJ-02, ERA5(T), boia Rio Grande e ferramenta computacional GASP. A Figura 1 mostra uma visão geral da TMA e da boia e a Figura 2 apresenta a localização de cada conjunto de dados, além do ponto de Controle (31,510179W/50,752359S), entre a TMA e a boia, no qual os dados de velocidade foram extrapolados horizontalmente. As subseções a seguir descrevem cada um dos conjuntos utilizados. Vale destacar ainda que, todos os dados foram normalizados pela velocidade da boia.

Figura 1: Boia Rio Grande (esquerda) e TMA BOJ-02 (direita).



Fonte: CHM (2017) e Vilco Energias Renováveis (2014).

Figura 2: Localização da TMA BOJ-02, ERA5(T), boia Rio Grande e ponto de controle. Os polígonos brancos representam as áreas dos projetos RS-18 (Farol de Mostardas Geração Eólica Offshore), RS-15 (Península Wind Offshore), RS-16 (Tecnoluft Wind Offshore) que estão em processo de licenciamento ambiental pelo IBAMA.



Fonte: Google Earth (2023) e IBAMA (2023).

2.1. Boia Rio Grande

O Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil (CHM) é responsável pelo funcionamento de 22 boias – atualmente todas em manutenção – meteoceanográficas do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) e que estão espalhadas na costa brasileira (GOOS, 2023). No Rio Grande do Sul, foram verificadas duas boias: Rio Grande e Minuano, no entanto, o período de funcionamento da segunda foi apenas entre 2002 e 2004. A boia Rio Grande (31°33,74'S/49°50,24'W), por sua vez, operou de 29 de abril de 2009 a 04 de fevereiro de 2019 e foi escolhida para ser a referência deste trabalho.

Apesar da boia Rio Grande possuir sensores de pressão, vento (direção, velocidade e rajada), umidade relativa, temperatura do ar, temperatura do ponto de orvalho, radiação solar, temperatura da superfície do mar e correntes oceânicas, para este trabalho somente serão avaliados os dados horários de velocidade e direção do vento. É importante salientar que, embora a boia tenha dois anemômetros, um ultrassônico (3,7 m) e um mecânico (4,7 m), os dados de velocidade foram extrapolados para 10 m a partir do método de Bulk, descrito por Liu *et al.* (1979) (BRASIL, 2017).

Posteriormente os dados a 10 m da boia foram extrapolados verticalmente para a altura de medição de 100 m e horizontalmente para o ponto de controle, usando o modelo linear WAsP. Este modelo, desenvolvido pela DTU (ĐURIĀIĆ; MIKULOVIĆ, 2012), realiza a extrapolação vertical da velocidade do vento usando como base a lei logarítmica e o comprimento de rugosidade local (PETERSEN *et al.*, 1997). Sendo essa última modelada no *software* windPRO com o comprimento de rugosidade igual a 0,0 (zero). Ressalta-se que, o uso do modelo linear WAsP limita-se apenas a velocidade do vento, de modo que a direção da altura extrapolada é a mesma dos dados medidos a 10 m.

Foram verificados diversos dados faltantes, sobretudo no período anterior à 2015 - provavelmente excluídos durante o processo de controle de qualidade do CHM (BRASIL, 2023). Sabendo disto e objetivando a mitigação de tendências sazonais, a série temporal dos dados de velocidade e direção do vento compreendem o período 08 de agosto de 2015 a 08 de agosto de 2018, ou seja, 03 (três) anos completos e com taxa de recuperação média dos dados foi superior a 90% (Tabela 1).

Tabela 1: Taxa de recuperação dos dados do par direção e velocidade da boia Rio Grande.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Taxa de Recuperação dos dados (%)	99,9	99,9	99,9	99,8	100,0	75,1	66,6	65,5	82,6	99,9	99,9	99,9	90,7

Fonte: Autores (2023).

2.2. TMA Bojuru

A TMA utilizada neste estudo pertence ao complexo de geração eólica Bojuru, localizado no município de São José do Norte – RS, que por sua vez situa-se entre a Lagoa dos Patos e o oceano Atlântico (Figura 2), a 175 km de Porto Alegre. O relevo da região é majoritariamente simples, típica do bioma pampa, e a vegetação característica da região é rasteira, com formações de dunas junto ao oceano e pântanos próximos a lagoa (BRASIL, 2023).

A torre BOJ-02 possui uma altura de 120 m e nela foram instalados 4 anemômetros (120 m, 100 m, 80 m e 60 m), 2 *wind vanes* (110 m e 80 m), 1 termo-higrômetro (90 m) e 1 barômetro (90 m), sendo utilizado o anemômetro e *wind vane* a 100 m como referência. Assim como os dados da boia Rio Grande, a TMA compreende o intervalo de 08 de agosto de 2015 a 08 de agosto de 2018, ou seja, 03 (três) anos completos e também teve seus dados extrapolados horizontalmente, usando o modelo WASP, para o ponto de controle. Salienta-se que, mesmo após os dados de medição sofrerem um processo de tratamento criterioso com a utilização do software windPRO, a fim de extrair uma melhor qualidade e confiabilidade dos dados, a taxa de recuperação dos sensores ficou em 100% (Tabela 2).

Tabela 2: Taxa de recuperação dos dados do par direção e velocidade da TMA Bojuru.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Taxa de Recuperação dos dados (%)	100	100	100	99,9	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fonte: Autores (2023)

2.3. Reanálise ERA5(T)

Em virtude da falta de dados observacionais em diversas regiões do planeta, o uso dos dados de reanálise se tornou bastante comum para pesquisas no âmbito acadêmico e industrial, uma vez que é oriunda da assimilação de dados modelados e dados observados – sendo este último proveniente de estações meteorológicas, boias oceanográficas, satélites, navios, aviões, radiossondas, entre outros (HERBACH *et al.*, 2020). Em razão da sua melhor resolução espacial e melhor correlação, em geral, com dados medidos (SANTOS *et al.*, 2019), o ERA5 está entre as reanálises mais utilizadas no setor eólico.

Este conjunto de dados fornecidos pelo European Centre for Medium-Range Weather Forecast (ECMWF) é disponibilizado a cada 1 hora com resolução espacial de 0,25° (aproximadamente 31 km) na versão com grade retangular ERA5(T) (HERBACH *et al.*, 2020). Neste trabalho, foi utilizado o ponto de grade mais próximo (31,50S/49,75W) da boia Rio Grande, cujos dados foram extrapolados horizontalmente, com o modelo WASP, para o ponto de controle. A fim de comparação adequada, a série temporal da reanálise também compreende o período de 08 de agosto de 2015 a 08 de agosto de 2018, ou seja, 03 (três) anos completos.

2.4. GASP

O GASP (*Global Atlas of Siting Parameter*) desenvolvido em parceria da EMD International A/S & DTU (Technical University of Denmark), agrega uma série de modelos computacionais em um sistema de modelagem complexo, com dados globais de reanálise atualizados, podendo assim, criar mapas globais de recursos eólicos *onshore* e até 200 km *offshore* com uma resolução espacial de 275 m (LARSÉN, *et al.* 2022).

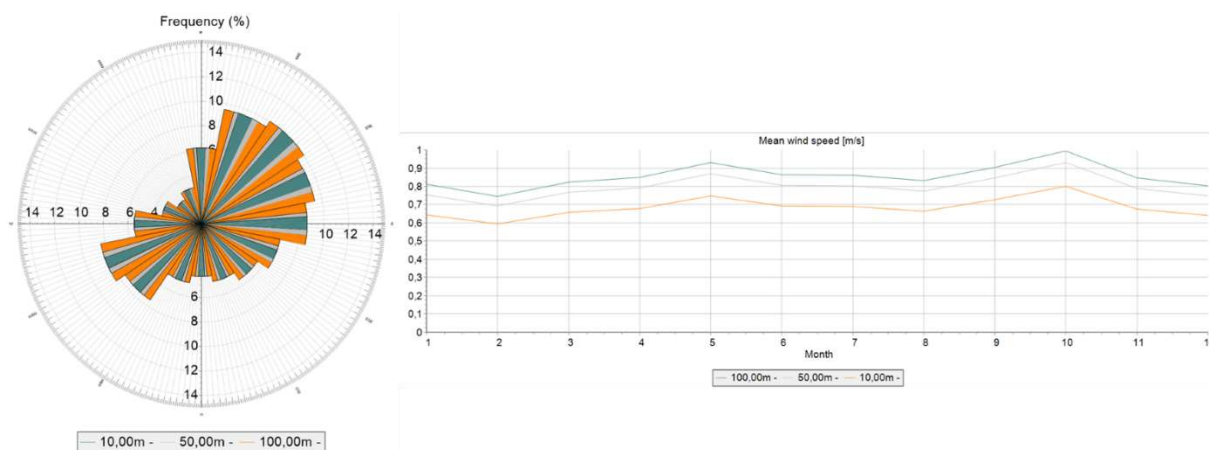
Os resultados do GASP trazem baixos erros em velocidade média do vento quando comparados a TMA e LIDARs na Europa (THØGERSEN; SVENNINGSE; SØRENSEN, 2021) e possibilita uma perspectiva animadora para a utilização do mesmo como ferramenta de prospecção eólica em terra ou no mar no território brasileiro. Atualmente o GASP é uma ferramenta disponível no software windPRO, para versões iguais ou acima da v.3.5, e online no Wind Prospecting (ambos desenvolvidos pela empresa EMD *International S/A*). O mapa de recurso eólico de uma região de interesse é disponibilizado para as alturas de 50 m, 100 m e 150 m.

3. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

3.1. Caracterização dos dados da boia Rio Grande

A variabilidade sazonal do vento na região *offshore* de Bojuru pode ser verificada na Figura 3. É possível visualizar também que, conforme o esperado, as médias mensais dos dados a 100 m são ligeiramente maiores que àqueles medidos a 10 m, uma vez que, independentemente da estabilidade atmosférica, há um ganho de velocidade com respeito à altura. Com relação à direção, tem-se a predominância do quadrante N-E, seguida pelos setores S-O, L-S e O-N.

Figura 3: Rosa dos ventos (esquerda) e velocidade média mensal normalizadas para os dados da boia Rio Grande e extrapoladas para o ponto de controle (direita).



Fonte: Autores (2023).

3.2. Comparação de velocidade e direção entre boia, TMA, ERA5(T) e GASP: extrapolação vertical

A Tabela 3 apresenta a velocidade média normalizada do período compreendido entre 08 de agosto de 2015 a 08 de agosto de 2018 para os quatro conjuntos de dados na altura de 100 m. Comparando a velocidade do GASP e reanálise ERA5(T) com a da boia Rio Grande com, tem-se que os dois primeiros a subestimaram em cerca de 12%, enquanto a TMA em 23% (Tabela 3). Esta subestimativa

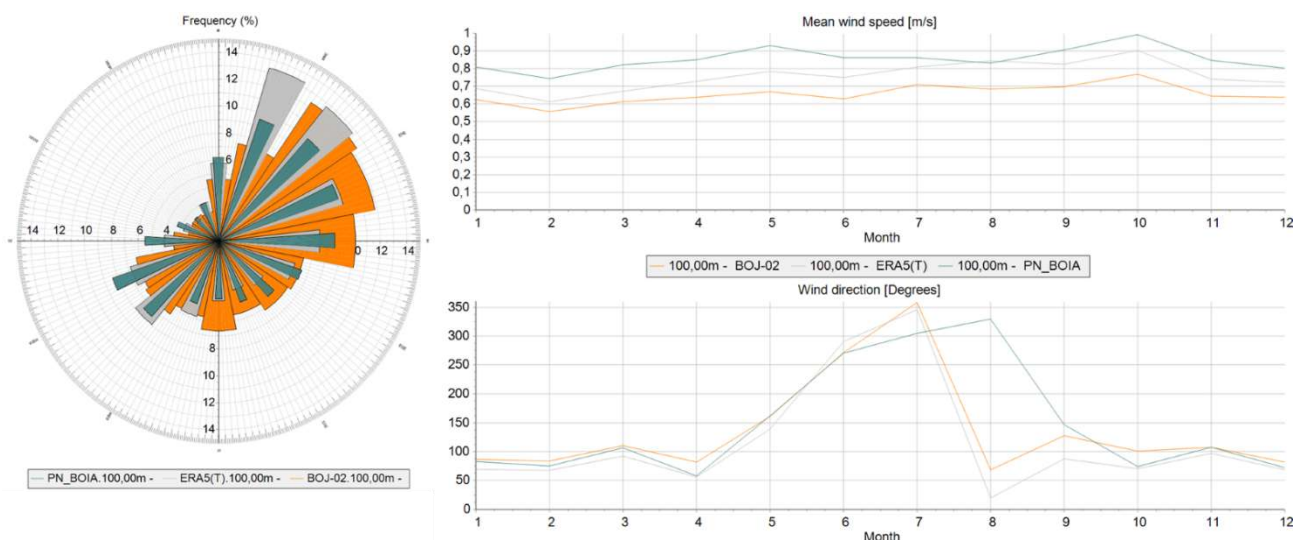
também pode ser vista nas médias mensais (Figura 4), muito embora ambos os conjuntos de dados tenham seu ciclo sazonal de velocidade semelhante ao da boia Rio Grande.

Tabela 3: Comparação das velocidades e frequências de direções médias.

Dados	Velocidade Média Normalizada a 100 m	Direção Predominante e Frequência (%)
BOIA RIO GRANDE	0,86	NE – 10,1
GASP	0,76	—*
ERA5(T)	0,76	NNE – 13,4
TMA	0,66	NE – 12,4

Fonte: Autores (2023).

Figura 4: Rosa dos ventos (esquerda), velocidade média (direita superior) e direção média (direita inferior) mensais normalizadas para os dados da boia (verde), ERA5(T) (cinza) e TMA (laranja).



Fonte: Autores (2023).

No que tange a direção média do período, a rosa dos ventos da Figura 4 mostra que o comportamento do ERA5(T) e da TMA se assemelham mais ao da boia Rio Grande nos quadrantes E-S e S-O. Mensalmente, nota-se que o ciclo sazonal da direção do vento da reanálise e da TMA é similar ao da boia, exceto nos meses de julho, agosto e setembro. No entanto, esta diferença pode estar atrelada à baixa taxa de recuperação dos dados nestes meses, conforme Tabela 1. Em termos de frequência da direção predominante (Tabela 3), a TMA se mostra mais satisfatória quando comparada com o ERA5(T), superestimando a frequência da boia em 23%, enquanto que a reanálise em 33%.

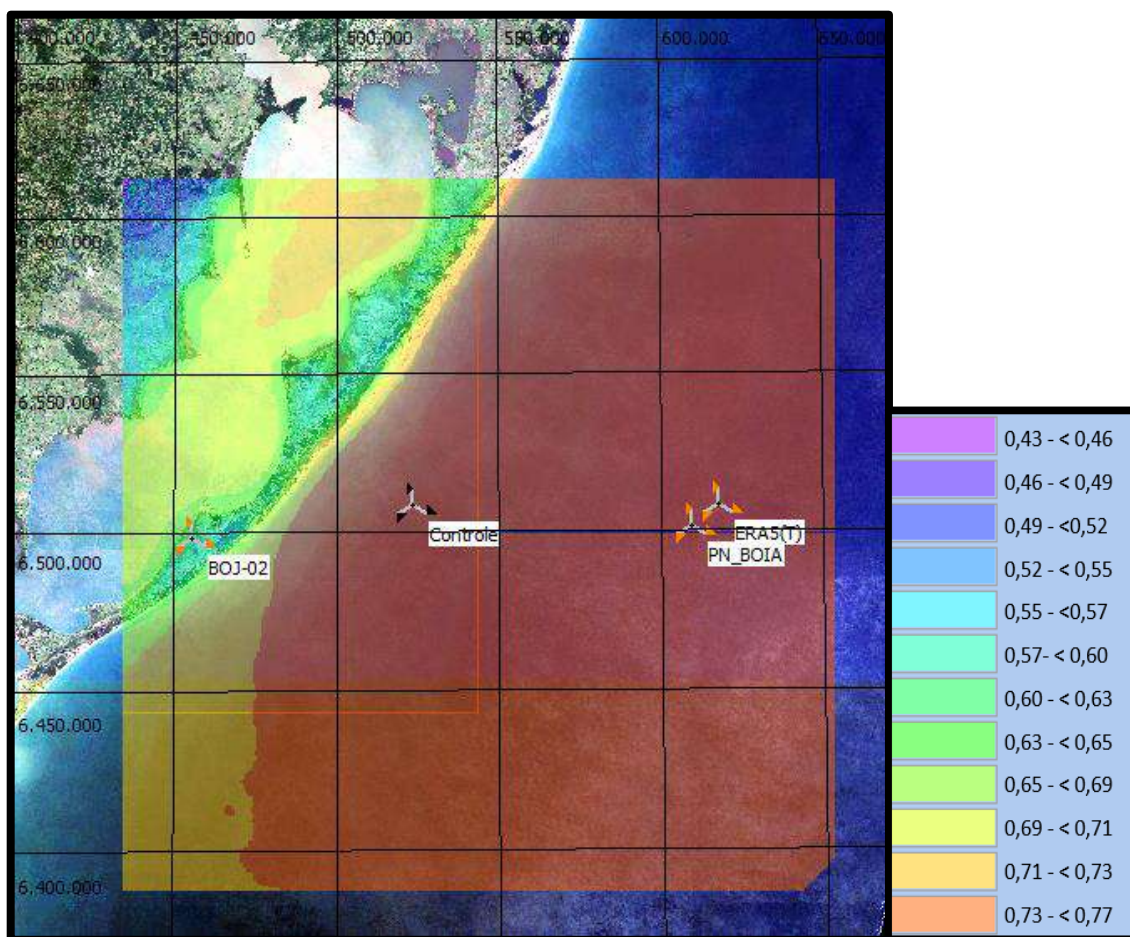
Embora a ferramenta computacional GASP não forneça a direção predominante em termos de rosa dos ventos, é disponibilizado um mapa com a velocidade média da região em análise para cada setor da rosa dos ventos (Tabela 4) – além da média de todos eles (como mostra a Figura 5) permitindo assim inferir a direção com ventos médios mais intensos. Aliado à boia, podem ser promissores na estimativa do recurso eólico.

Tabela 4: Velocidade média do GASP por 12 setores para a altura de 100 m no ponto da boia Rio Grande.

Setor (°)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Velocidade	0,77	0,97	0,80	0,67	0,59	0,60	0,57	0,69	0,79	0,77	0,69	0,58

Fonte: Autores (2023)

Figura 5: Velocidade média da ferramenta GASP.



Fonte: Software windPRO (grade 50 x 50 km UTM SIRGAS 2000 Z22).

3.3. Comparação de velocidade e direção entre boia, TMA, ERA5(T) e GASP: extrapolação vertical e horizontal

De modo a verificar o desempenho das fontes de dados com a extrapolação vertical num ponto dentro de uma área já em processo de licenciamento ambiental, os dados de velocidade foram também extrapolados horizontalmente, com o modelo WAsP, para o ponto de controle. Neste cenário, a velocidade do GASP não se altera, a da boia aumenta em 2%, do ERA5(T) em 1% e da TMA em 11%. Destaca-se ainda que, embora seja possível observar um ganho significativo de velocidade da TMA, esta ainda não se mostra satisfatória na estimativa do recurso eólico quando comparada com a velocidade da boia.

Tabela 5: Comparação das velocidades médias normalizadas a 100 m de altura no ponto de controle.

Dados	Velocidade Média Normalizada a 100 m
BOIA RIO GRANDE	0,88
GASP	0,76
ERA5(T)	0,77
TMA	0,73

Fonte: Autores (2023)

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

Visto o cenário internacional de expansão da energia eólica *offshore*, do potencial da costa brasileira em abrigar esta fonte de energia e da iminência da elaboração de legislação regulatória, este trabalho objetivou comparar quatro conjuntos de dados anemométricos distintos de modo a nortear às futuras regras de certificação eólica *offshore*. Em razão da disponibilidade de dados anemométricos, foi escolhida a cidade de Bojuru/Rio Grande do Sul para a estimativa do recurso eólico considerando o período de 8 de agosto de 2015 a 8 de agosto de 2018, ou seja, 03 (três) anos completos.

Como referência, foram tomados os dados de velocidade e direção medidos na boia Rio Grande (instalada a cerca de 130 km da costa), pertencente ao PNBOIA do CHM. A velocidade média da boia extrapolada a 100 m foi comparada com a reanálise ERA5(T), a TMA *onshore* de Bojuru e a ferramenta computacional GASP (EMD/DTU). As comparações mostraram que os três últimos conjuntos de dados subestimaram o valor de referência (boia Rio Grande), sendo o resultado menos satisfatório da TMA *onshore*, que subestimou a velocidade média do período em 23% (Tabela 3) – embora esta se mostre mais eficiente em capturar a direção e frequência do vento predominante. Vale destacar ainda que, mesmo após a extrapolação horizontal para um ponto mais próximo da costa (cerca de 30 km) a TMA ainda subestima a velocidade da boia em 16% (Tabela 5), mostrando uma deficiência na extrapolação da medição *onshore* para um ponto *offshore*.

Apesar do elevado custo de instalação e manutenção de medições *offshore*, seja utilizando boias convencionais ou *floating lidar*, a medição local apresenta-se como necessária para uma assertiva avaliação do recurso *offshore*, visto que a utilização de medições alternativas, como torres de medição *onshore* ou dados de reanálise acabaram por subestimar o recurso eólico *offshore*.

Como sugestões de trabalhos futuros, análises em outras localidades poderão reforçar esta conclusão. No momento, a necessidade de uma medição *offshore* local apresenta-se imprescindível e recomenda ser considerada na regulação eólica offshore brasileira.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a empresa Vilco Energias Renováveis pela disponibilização dos dados anemométricos, ao Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil pela manutenção e operação das boias meteoceanográficas e a equipe EMD Brasil pela colaboração para a elaboração deste trabalho.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Lei nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022. Dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento offshore. **Diário Oficial da União**: seção 1 – Extra B, Brasília, DF, n. 17, p. 1, 25 jan. 2022.

BRASIL. Marinha do Brasil. Diretoria de Hidrografia e Navegação. **Boia Rio Grande**. 2017. Disponível em: https://www.marinha.mil.br/chm/sites/www.marinha.mil.br.chm/files/u1947/riogrande_new.pdf. Acesso em: 04 jul. 2023.

BRASIL. Marinha do Brasil. Diretoria de Hidrografia e Navegação. **Boia Rio Grande**. 2023. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-pnboiaboias-19>. Acesso em: 04 jul. 2023.

BRASIL. Marinha do Brasil. Diretoria de Hidrografia e Navegação. **Programa Nacional de Boias**. Disponível em: <http://www.goosbrasil.org/pnboia/>. Acesso em: 04 jul. 2023.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Pampa**. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/biomas/pampa.html>. Acesso em: 07 jul. 2023.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 576, de 2021**. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/146793>. Acesso em: 05 jul. 2023.

CASTRO, Nivalde *et al.* **Perspectivas da Energia Eólica offshore**. Agência Canal Energia. Rio de Janeiro, 06 de agosto de 2018. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/castro184.pdf>. Acesso em: 04 jul. 2023.

ĐURIČIĆ, Željko; MIKULOVIĆ, Jovan. A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 41, p. 407-411, maio 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.11.016>. Acesso em: 05 jul. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Roadmap Eólica Offshore Brasil**: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima. Brasília/DF, p. 1-140, 30 abr. 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf. Acesso em: 04 jul. 2023.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). **Global Wind Report 2022**. Bruxelas/Bélgica, p. 1-158, 4 abr. 2022. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/03/GWEC-GLOBAL-WIND-REPORT-2022.pdf>. Acesso em: 05 jul. 2023.

HERSBACH, Hans *et al.* The ERA5 global reanalysis. **Quarterly Journal Of The Royal Meteorological Society**, [S.L.], v. 146, n. 730, p. 1999-2049, 15 jun. 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1002/qj.3803>. Acesso em: 05 jul. 2023.

IBAMA. **Complexos Eólicos Offshore**: Projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA. Disponível em: https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20230328_Usinas_Eolicas_Offshore_reduzido.pdf. Acesso em: 07 jul. 2023.

LARSÉN, Xiaoli Guo *et al.* The Global Atlas for Siting Parameters project: extreme wind, turbulence, and turbine classes. **Wind Energy**, [S.L.], v. 25, n. 11, p. 1841-1859, 15 ago. 2022. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1002/we.2771>. Acesso em: 28 jun. 2023.

LIU, W. Timothy *et al.* Bulk Parameterization of Air-Sea Exchanges of Heat and Water Vapor Including the Molecular Constraints at the Interface. **Journal Of The Atmospheric Sciences**, [S.L.], v. 36, n. 9, p. 1722-1735, set. 1979. Disponível em: [http://dx.doi.org/10.1175/1520-0469\(1979\)036<1722:0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1175/1520-0469(1979)036<1722:0.CO;2). Acesso em: 05 jul. 2023.

PETERSEN, Erik L. *et al.* **Wind Power Meteorology**. Risø National Laboratory, Roskilde/Dinamarca, p. 1-45, dez. 1997. Disponível em: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/105708549/Ris_I_1206.pdf. Acesso em: 05 jul. 2023.

SANTISO, Andresa *et al.* **REGULAÇÃO DO MERCADO EÓLICO OFFSHORE NO BRASIL**: lições aprendidas a partir da experiência do Reino Unido e Dinamarca. In: BRAZIL WIND POWER, 2019. Disponível em: <https://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/07/ID-121-1551464865-Artigo-Regula%C3%83%C2%A7%C3%83%C2%A3o-do-mercado-e%C3%83%C2%B3lico-offshore-no-Brasil-li%C3%83%C2%A7%C3%83%C2%B5es-aprendidas-a-partir-da-experi%C3%83%C2%AAncia-do-Reino-Unido-e-Dinamarca.pdf>. Acesso em: 06 jul. 2023.

SANTOS, Jhoseny S. *et al.* Wind Speed Evaluation of MERRA-2, ERA-Interim and ERA-5 Reanalysis Data at a Wind Farm Located in Brazil. In: **Proceedings Of The ISES Solar World Congress 2019**, Santiago/Chile, p. 1-10, nov. 2019. International Solar Energy Society. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.18086/swc.2019.45.10>. Acesso em: 05 jul. 2023.

THØGERSEN, Morten L.; SVENNINGSEN, Lasse; SØRENSEN, Thomas. **Accuracy of Wind Speeds in GASP - Global Atlas of Siting Parameters**. Disponível em: https://help.emd.dk/mediawiki/images/f/fc/20210903_AccuracyGASPWindSpeeds.pdf. Acesso em: 04 jul. 2023.

THOMSEN, Kurt E. **Offshore Wind**: a comprehensive guide to successful offshore wind farm installation. 2. ed. Tranbjerg/Dinamarca: Academic Press, 2014. 404 p.

WORLD BANK GROUP (WBG). **Offshore Wind Technical Potential in Brazil**. Washington DC/EUA, mai. 2020. Disponível em: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/902341586847107376/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Brazil-Map.pdf>. Acesso em: 06 jul. 2023.