



16-17 Agosto / 23
PLATAFORMA DIGITAL BWP

Categoria 1

**Análise de
recursos do vento**

Uma Nova Metodologia de Estudo de Fluxo de Potência que Incorpora Características de Complementariedade entre Diferentes Fontes de Energia

Paulo Vitor da Silva Dias¹, Maurilio Quirino da Silva Filho¹, Rivanildo Alves Soares¹

1 Dymmer Soluções em Engenharia

paulo.dias@dymmer.com.br, maurilio.quirino@dymmer.com.br, rivanildo.alves@dymmer.com.br

RESUMO

Este artigo apresenta uma metodologia inovadora para realizar análise de fluxo de potência e avaliar os impactos da geração eólica e solar na malha de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). A abordagem proposta combina simulações de regiões de segurança com dados históricos de fatores de capacidade, considerando a correlação do fator de capacidade dessas fontes de energia. Um estudo de caso foi realizado para avaliar a robustez da metodologia, analisando o carregamento da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 na contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7, frente as variações de geração das usinas eólicas e solares dos estados do Rio Grande do Norte e Ceará no horizonte de 2027. A metodologia proposta demonstrou sua robustez não só em estimar o tempo de exposição a sobrecargas da linha de transmissão estudada, mas também ao quantificar os potenciais desperdícios de energia, visando evitar tais sobrecargas indesejadas. Essa abordagem proporciona uma gestão mais eficiente dos recursos energéticos e contribui para o planejamento e a operação do sistema elétrico. Futuras pesquisas podem explorar a incorporação de incertezas, redes neurais para estimar a geração, considerar outras fontes de energia e avaliar a integração de sistemas de armazenamento de energia. Este estudo destaca a importância de uma metodologia para uma análise aprofundada e precisa do fluxo de potência, promovendo um setor elétrico mais sustentável, eficiente e seguro, impulsionado pela adoção de fontes de energia renovável.

Palavras-chaves:

Fluxo de potência; complementariedade de fontes renováveis; região de segurança; dados históricos de gerações renováveis.

ABSTRACT

This article presents an innovative methodology for performing power flow analysis and evaluating the impacts of wind and solar generation on the transmission grid of the National Interconnected System (SIN). The proposed approach combines security region simulations with historical data on capacity factors, considering the correlation of the capacity factor of these energy sources. A case study was conducted to evaluate the robustness of the methodology by analyzing the loading of the 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 transmission line under the contingency of the 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7 transmission line, considering variations in wind and solar generation from the states of Rio Grande do Norte and Ceará in the 2027 horizon. The proposed methodology demonstrated its robustness not only in estimating the time of exposure to overloads of the studied transmission line but also in quantifying potential energy wastage, aiming to avoid such undesired overloads. This approach enables more efficient management of energy resources and contributes to the planning and operation of the electrical system. Future research can explore the incorporation of uncertainties, neural networks to estimate generation, consider other energy

sources, and assess the integration of energy storage systems. This study highlights the importance of a methodology for in-depth and accurate power flow analysis, promoting a more sustainable, efficient, and secure electricity sector driven by the adoption of renewable energy sources.

Keywords:

Power flow; complementarity of renewable sources; security region; historical data of renewable generations.

1. INTRODUÇÃO

A crescente expansão de fontes de energia renovável, como a geração eólica e solar, tem desempenhado um papel fundamental na transição para um sistema elétrico mais sustentável e com baixas emissões de carbono. No entanto, a integração em larga escala dessas fontes de energia intermitentes de forma centralizada, apresenta desafios significativos para a operação e planejamento da malha de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). É essencial avaliar os impactos dessas fontes de energia na malha de transmissão, a fim de garantir o escoamento seguro e eficiente da energia gerada com mínima ociosidade da malha de transmissão atual e planejada.

Neste contexto, este artigo apresenta uma nova metodologia inovadora para realizar estudos de fluxo de potência de energia elétrica, com o objetivo de avaliar os impactos da geração eólica e solar na malha de transmissão do SIN. A metodologia proposta combina os artifícios computacionais de regiões de segurança estática (fluxo de potência) com dados históricos de fatores de capacidade das usinas eólicas e solares, permitindo uma análise abrangente e precisa.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

As análises de fluxo de potência são fundamentais para analisar e planejar sistemas elétricos de potência. Ela descreve a transferência de potência ativa e reativa entre as diferentes partes de uma rede elétrica. O objetivo é determinar as tensões e os carregamentos em equipamentos do sistema de transmissão de energia elétrica, levando em consideração as características dos elementos da rede, como linhas de transmissão, transformadores, geradores etc. (GLOVER, SARMA e OVERBYE, 2012).

Desafios da Integração de Fontes de Energia Renovável na Malha de Transmissão

A integração de fontes de energia renovável, como a geração eólica e solar, na malha de transmissão, apresenta desafios significativos. Essas fontes são caracterizadas pela sua variabilidade e intermitência, o que pode afetar a estabilidade e a segurança do sistema elétrico. Um dos principais desafios é a gestão do fluxo de potência no sistema de transmissão, considerando as flutuações na geração das fontes renováveis. A variação na produção de energia eólica e solar pode causar desequilíbrios entre a geração e a demanda, levando a problemas como sobrecarga ou falta de energia em determinadas áreas da rede (ARULKUMAR, PALANISAMY e VIJAYAKUMAR, 2016).

Superar esses desafios é essencial para promover uma transição bem-sucedida para um sistema elétrico mais sustentável, com uma maior participação de fontes de energia renovável. Isso requer o desenvolvimento de estratégias de integração eficientes, investimentos em infraestrutura de transmissão e o avanço contínuo das tecnologias de controle e operação do sistema elétrico.

Regiões de Segurança

A simulação de regiões de segurança é uma técnica utilizada para avaliar os limites operacionais de uma rede elétrica. Essa análise tem como objetivo identificar as combinações de geração e carga que podem levar a problemas de estabilidade, sobrecarga, violação e/ou restrições operacionais (JARDIM, NETO e KWASNICKI, 2004) e (JARDIM, NETO e SANTOS, 2006).

No mercado, já estão disponíveis programas computacionais especializados, como o ANAREDE desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e o ORGANON desenvolvido pela High Performance Power Systems Applications (HPPA). Essas ferramentas possibilitam a modelagem do

sistema elétrico levando em consideração as características dos elementos da rede, as restrições operacionais e os dados de geração e carga. Com base nesse modelo, é possível realizar simulações para diversos cenários e identificar as regiões de segurança, onde a rede opera de maneira segura e dentro dos limites operacionais estabelecidos (CEPEL, 2022).

Essa abordagem é importante para identificar os limites do sistema, auxiliar no planejamento da expansão da rede, na definição de políticas de despacho de geração e na avaliação dos impactos de novas fontes de energia, como a geração eólica e solar que possuem fortes características de intermitência, na segurança e estabilidade do sistema elétrico. Ao delimitar a região de segurança, são estabelecidos limites operacionais que indicam as condições em que o sistema pode operar de forma estável e confiável. A simulação de regiões de segurança fornece subsídios valiosos para a tomada de decisões e o desenvolvimento de estratégias para o setor elétrico.

Complementariedade Eólica e Sola da Região Nordeste do Brasil

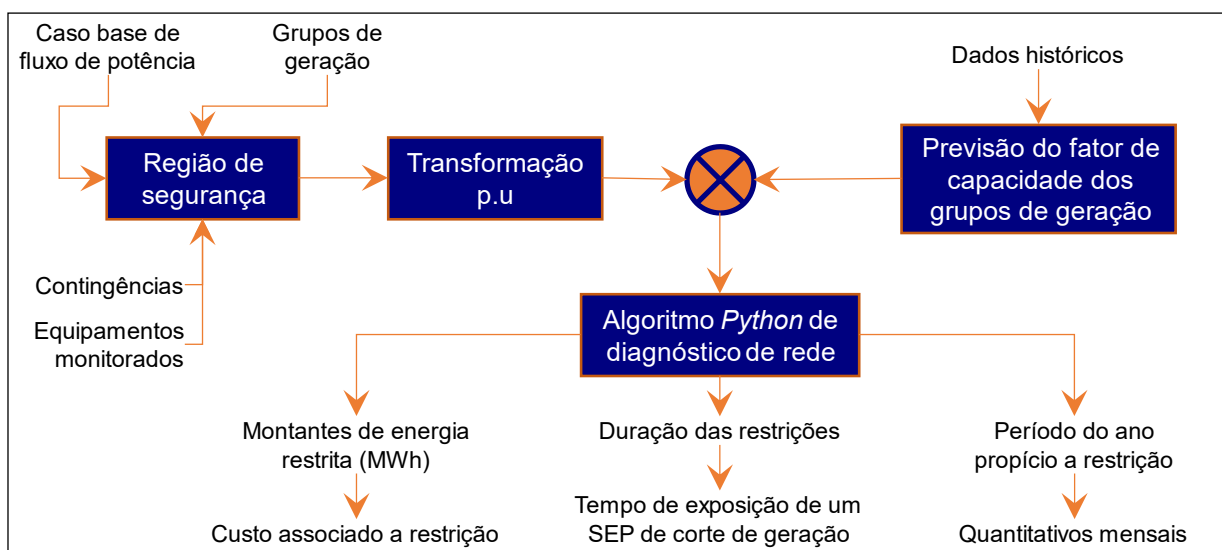
A região Nordeste do Brasil apresenta um potencial significativo para o desenvolvimento de energia renovável, em particular, a complementariedade entre as fontes eólica e solar se destaca como uma vantagem estratégica. A região possui condições climáticas favoráveis, com altos índices de radiação solar e ventos fortes, o que torna possível a geração de eletricidade a partir dessas fontes de forma complementar. A localização geográfica privilegiada permite uma alta incidência de radiação solar durante todo o ano. A complementariedade entre a energia solar e eólica é notável, pois enquanto a geração solar é mais intensa durante o dia, a geração eólica atinge seu pico durante a noite. Isso cria um equilíbrio na geração de energia renovável ao longo do dia (BARROS, DIAS, et al., 2021).

Aproveitar a complementariedade entre a energia eólica e solar na região Nordeste do Brasil é uma estratégia promissora para a diversificação da matriz energética e redução das emissões de gases de efeito estufa. A combinação dessas fontes renováveis contribui para uma maior estabilidade e segurança do sistema elétrico, além de impulsionar o desenvolvimento sustentável da região.

3. METODOLOGIA DO ESTUDO

A metodologia proposta neste trabalho visa realizar estudos de fluxo de potência para avaliar os impactos da geração eólica e solar na malha de transmissão do SIN de forma mais rica e detalhada. A abordagem consiste em combinar simulações de regiões de segurança com dados históricos de fatores de capacidade das usinas eólicas e solares, permitindo uma análise abrangente e precisa dos despachos de geração. A **Figura 3.1** ilustra o fluxograma da metodologia proposta.

Figura 3.1: Fluxo de trabalho da metodologia proposta



Fonte: próprio autor

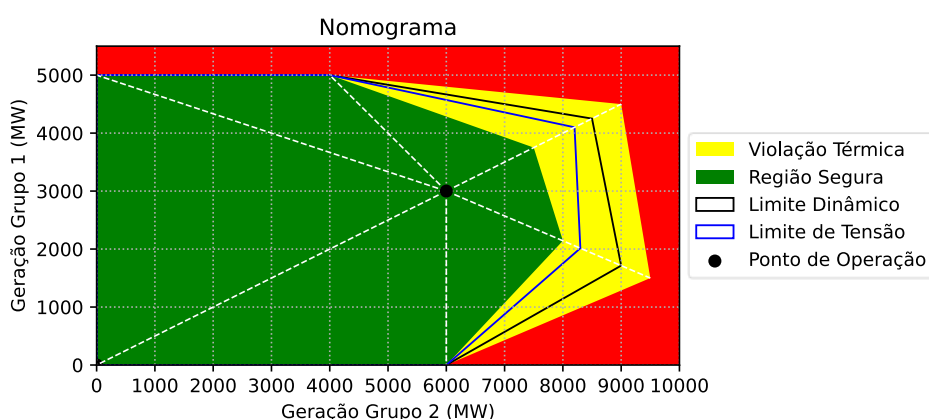
A metodologia é dividida em duas etapas principais: simulação de regiões de segurança e processamento dos dados históricos. Cada etapa é detalhada a seguir, assim como a combinação de ambas.

Simulação de Região de Segurança

Na primeira etapa, a região de segurança é realizada por meio de simulações computacionais utilizando programas específicos, como por exemplo o ANAREDE e ORGANON desenvolvidos por (CEPEL) e (HPPA) respectivamente.

Como pode ser observado através da **Figura 3.2**, o nomograma é a projeções da região de segurança de um par de grupo geração. Dessa forma, cada eixo do nomograma representa o montante total de geração de potência ativa para cada cenário de transferência de geração de potência. Além disso, o nomograma destaca a localização do ponto de operação do caso base (ponto preto) e o quão distante está da primeira violação dentre as grandezas monitoradas (tensão, fluxo e estabilidade dinâmica) (CEPEL, 2022).

Figura 3.2: Nomograma típico de programas computacionais como ANAREDE e ORGANON



Fonte: próprio autor a partir de (CEPEL, 2022).

A **Figura 3.2** também destaca a legenda e a nomenclatura das áreas, caracterizando a violação das grandezas elétricas monitoradas durante a solução automática e formação da região de segurança, a saber (CEPEL, 2022):

- Área verde (região segura): representa a região segura que o sistema pode operar, ou seja, tanto a solução do fluxo de potência para o caso base do cenário de transferência de geração, quanto a solução do fluxo de potência com o sistema sob contingência, não violou nenhuma das grandezas monitoradas.
- Área delimitada pela linha azul (limite de tensão): a solução do fluxo de potência para o caso base do cenário de transferência de geração, quanto a solução do fluxo de potência com o sistema sob contingência, não violou o limite de tensão do sistema elétrico.
- Área Amarela (violação térmica): esta área destaca a região que há violação do limite de carregamento de pelo menos um circuito do sistema. Esta violação pode ocorrer na solução do fluxo de potência para o caso base de transferência de geração ou para alguma contingência estudada.
- Área delimitada pela linha preta (limite dinâmico): a solução do fluxo de potência para o caso base do cenário de transferência de geração, quanto a solução do fluxo de potência com o sistema sob contingência, não violou o limite de estabilidade dinâmica.
- Região Vermelha: Nesta área, a solução do fluxo de potência obtida através da avaliação de pelo menos uma contingência, foi não convergente ou divergente, ou seja, nesta área, não foi encontrado solução de fluxo de potência.

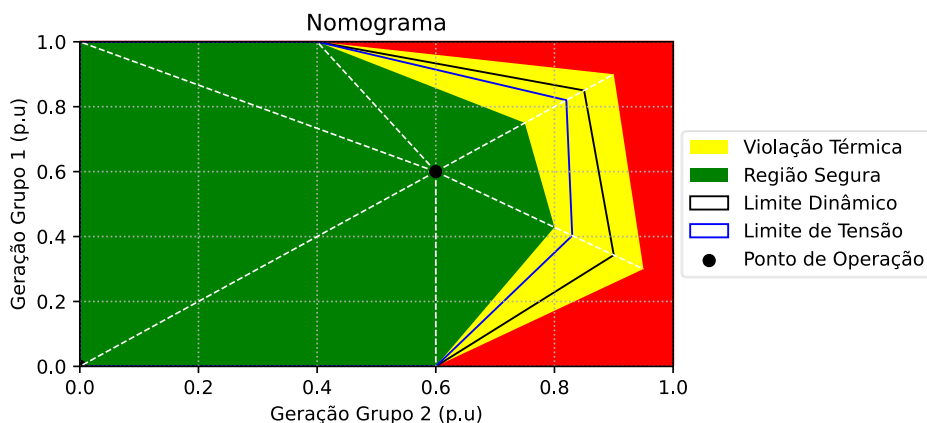
Transformação p.u da Regiões de Segurança

A transformação por unidade (p.u) é uma técnica amplamente utilizada para simplificar e padronizar os cálculos e análises em sistemas elétricos de potência. Essa abordagem permite expressar as grandezas

elétricas em termos de valores relativos em relação a uma base pré-determinada, eliminando a necessidade de considerar unidades absolutas.

No caso particular de normalização de região de segurança, as grandezas são normalizadas em relação a duas bases pré-definida, que deve ser escolhida de acordo da capacidade instalada dos grupos de geração que formam a região de segurança, ou seja, cada eixo do nomograma da **Figura 3.2** será normalizado de acordo com a capacidade máxima de geração do grupo (potência instalada do grupo), resultando no nomograma da **Figura 3.3**.

Figura 3.3: Nomograma normalizado em p.u ($BASE_{G1max} = 5.000 \text{ MW}$ e $BASE_{maxG2} = 10.000 \text{ MW}$)



Fonte: próprio autor

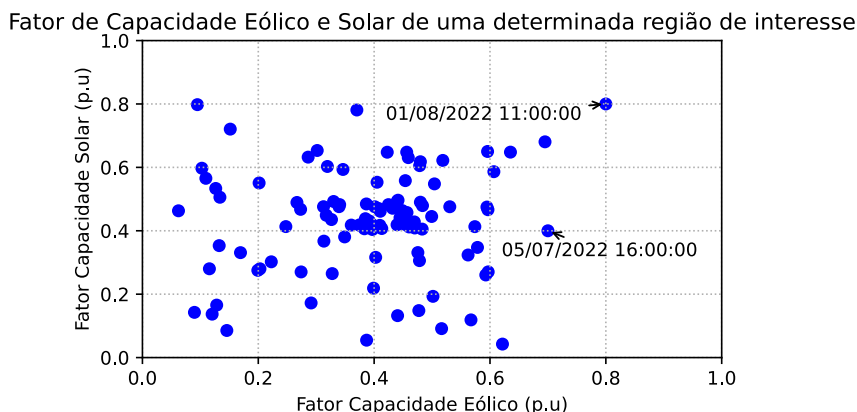
Uma vez que todas as grandezas estão na mesma base, torna-se mais fácil comparar e analisar o comportamento do sistema, já que os dados de fator de capacidade dos grupos de geração abordados na subseção seguinte, também estarão em p.u. Além disso, a transformação p.u simplifica a representação das grandezas, tornando-as adimensionais e reduzindo a complexidade dos cálculos.

Processamento dos Dados Históricos

A segunda etapa da metodologia envolve o processamento dos dados históricos de fatores de capacidade das usinas eólicas e solares. Esses dados foram obtidos no portal de Dados Abertos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que contém informações registradas de hora em hora das usinas em operação de 2019 até o momento.

Utilizando um algoritmo desenvolvido em linguagem *Python*, filtra-se os dados de geração eólica e solar de conjuntos de geração de uma região de interesse. Com os dados de geração e a capacidade instalada desses conjuntos, obtém-se os fatores de capacidades para de geração eólica e solar, também discretizados de hora em hora. Vale ressaltar que, como os fatores de capacidade eólico e solar estão discretizados de hora em hora, naturalmente, esses dados estão temporalmente correlacionados. O gráfico da **Figura 3.4** mostra o formato dos dados de fatores de capacidade eólico e solar temporalmente correlacionados.

Figura 3.4: Fatores de capacidade eólico e solar temporalmente correlacionados



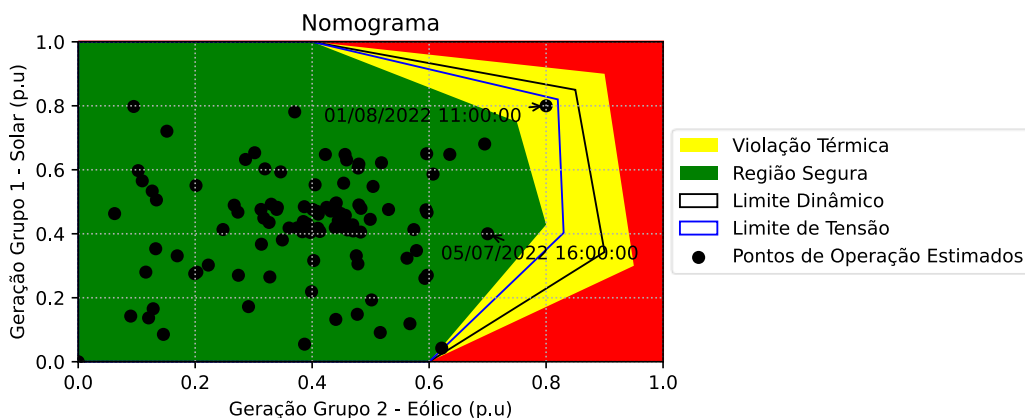
Fonte: próprio autor

Combinação das Etapas

Os dados então são utilizados para gerar as coordenadas sobre a região de segurança simulada. A combinação desses pontos forma a representação gráfica da região de segurança, na qual os pontos posicionados na área verde indicam combinações seguras de despacho de geração eólica e solar, enquanto os pontos posicionados na área amarela indicam as combinações de geração eólica e solar que podem causar problemas de sobrecarga na malha de transmissão.

Dessa forma, ao combinar as simulações de regiões de segurança (Figura 3.3) com os dados históricos de fatores de capacidade (Figura 3.4), obtém-se uma região de segurança (Figura 3.5) que permite uma análise abrangente dos despachos de geração eólica e solar baseada em dados históricos e de fatores limitantes do sistema elétrico.

Figura 3.5: Região de segurança combinada com os dados de fator de capacidade eólica e solar



Fonte: próprio autor

Na próxima seção, apresentaremos os resultados de um estudo de caso realizado utilizando a metodologia proposta.

4. RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO

Nesta seção, apresentaremos os resultados de um estudo de caso utilizando a metodologia proposta. O objetivo deste estudo de caso é avaliar o impacto gerado pela produção de energia nas usinas situadas nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, em relação ao carregamento da linha de transmissão de 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8, durante a contingência da linha de transmissão de 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7 (circuito em paralelo), considerando o horizonte de 2027.

Estudo de Caso

A análise realizada contempla a configuração de rede referente a dezembro de 2027, no cenário Nordeste exportador, carga média, considerando a base de dados (casos de fluxo de potência) do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2023, Ciclo 2023-2027. Essa base de dados encontra-se disponível em (ONS).

Durante a simulação, foi realizado o monitoramento da linha de transmissão LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 em face da contingência ocorrida na linha de transmissão LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7.

Foram empregados grupos específicos de geração, cujos detalhes podem ser encontrados na **Tabela 4-1**. Esses geradores foram selecionados devido ao impacto significativo que exercem sobre o carregamento do circuito monitorado.

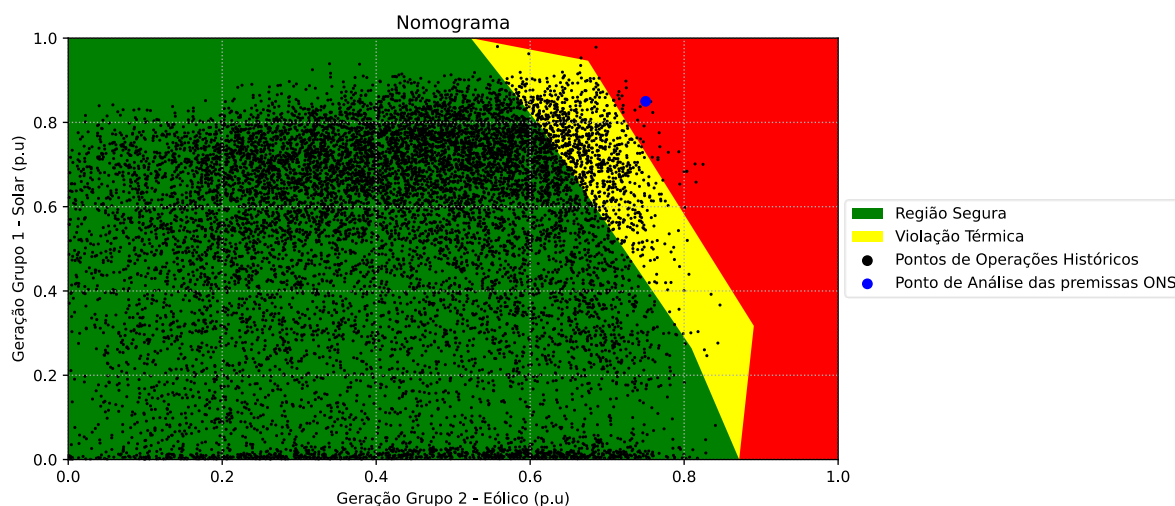
Tabela 4-1: Grupos de geração utilizados no estudo de caso

| Grupo de geração | Usinas | Capacidade Instalada (MW) |
|------------------|------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| GRUPO 1 | Eólicas do Rio Grande do Norte e Ceará no horizonte de 2027 | 12.886,8 |
| GRUPO 2 | Solar do Rio Grande do Norte e Ceará no horizonte de 2027 | 6.205,0 |
| GRUPO 3 (SWING) | Hidroelétricas da Bacia do Grande, Bacia do Paranaíba e do Rio São Francisco | 26.539,0 |

Fonte: próprio autor

Com base nos dados históricos de 2020 a 2022 disponibilizados em (ONS), foi possível determinar a curva de fator de capacidade da geração eólica e solar nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará ao longo desses três anos. Além disso, foram selecionados os dados referentes ao período das 7h às 18h, que corresponde ao horário de geração solar. A **Figura 4.6** apresenta a combinação da região de segurança com os dados de fator de capacidade.

Figura 4.6: Região de segurança combinada com os dados de fatores de capacidade eólico e solar



Fonte: próprio autor

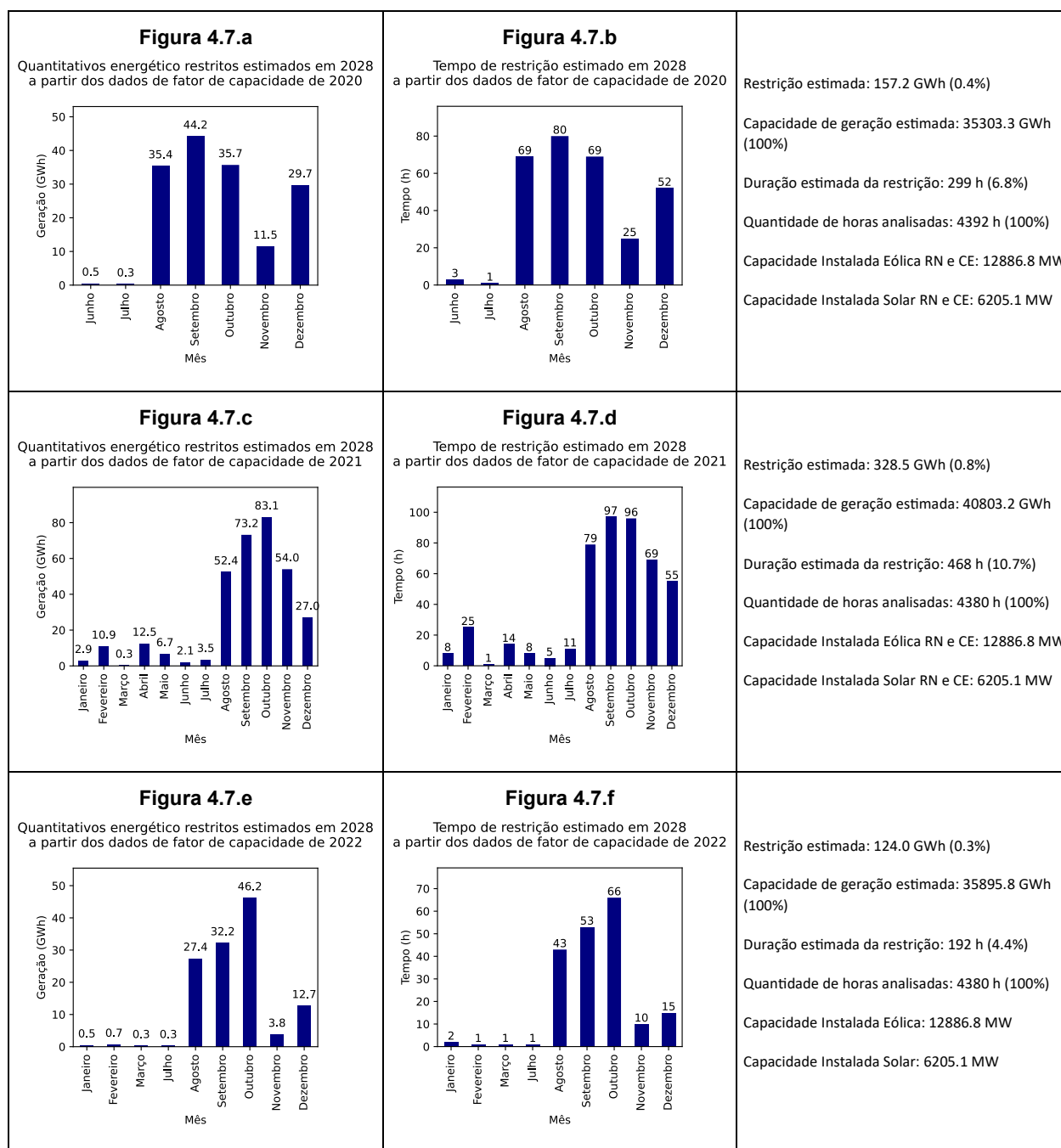
Diagnóstico de Rede

A **Figura 4.6** apresenta a combinação da região de segurança com os dados de fator de capacidade, demonstrando visualmente a relação entre a geração de energia eólica e solar e a capacidade de

transmissão da linha monitorada. Essa representação gráfica é fundamental para identificar as possíveis restrições na geração devido à contingência na linha de transmissão.

Ao utilizar o nomograma da **Figura 4.6** e um algoritmo em Python para classificar os pontos das curvas de fator de capacidade de geração eólica e solar, foi possível determinar quais pontos estão na região segura ou não. Isso permitiu estimar os montantes energéticos em GWh que podem ser restritos nas gerações eólica e solar dos grupos analisados devido à contingência estudada. Os gráficos da **Figura 4.7.a**, da **Figura 4.7.c** e da **Figura 4.7.e** apresentam os montantes estimados restritos para cada mês do ano, utilizando os dados históricos de 2020, 2021 e 2022, respectivamente. Esses gráficos fornecem uma visão geral das possíveis restrições ao longo do tempo.

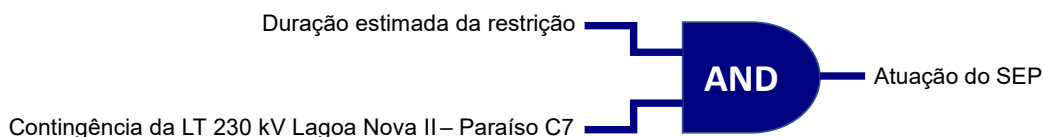
Figura 4.7: Quantitativos energéticos e tempos estimados de restrição – Análise das 7h às 18h



Fonte: próprio autor

Além disso, a metodologia permitiu estimar o tempo em horas que essas restrições poderão ocorrer. Os gráficos da **Figura 4.7.b**, **Figura 4.7.d** e **Figura 4.7.f** mostram os tempos estimados associados as restrições para cada mês do ano a partir dos dados históricos de 2020, 2021 e 2022 respectivamente. Essa estimativa é relevante para subsidiar estudos de esquemas especiais de proteção (SEP) de corte de geração, a fim de evitar possíveis sobrecargas no sistema elétrico. O tempo das restrições está associado às possíveis atuações desses SEP, evidenciando a vulnerabilidade do sistema e a necessidade de medidas preventivas (**Figura 4.8**).

Figura 4.8: Vulnerabilidade devido a atuação de SEP



Fonte: próprio autor

Portanto, os resultados obtidos por meio desta metodologia robusta fornecem informações valiosas para a gestão e o planejamento do sistema elétrico, permitindo uma melhor compreensão dos impactos das contingências nas gerações eólica e solar. A estimativa dos montantes energéticos restritos e dos tempos de restrição auxilia na tomada de decisões estratégicas, como a implementação de esquemas especiais de proteção e o desenvolvimento de medidas de mitigação.

5. CONCLUSÕES E DIREÇÕES PARA PESQUISAS FUTURAS

Neste estudo, apresentamos uma metodologia inovadora para a análise do fluxo de potência de energia elétrica, focada em avaliar os impactos da geração eólica e solar na malha de transmissão do SIN frente as características de complementariedade dessas fontes. A abordagem proposta combina simulações de regiões de segurança com dados históricos de fatores de capacidade, permitindo uma análise abrangente e precisa dos despachos de geração, levando em consideração a correlação temporal entre essas fontes de energia.

A confiabilidade e a segurança do sistema elétrico são questões críticas, especialmente diante da crescente participação da geração eólica e solar. A análise e a compreensão dos impactos dessas fontes de energia renovável na malha de transmissão são essenciais para garantir um fornecimento estável de eletricidade.

O estudo de caso realizado demonstrou a eficácia da metodologia proposta, fornecendo insights valiosos sobre as restrições na geração devido a contingências na rede de transmissão. A estimativa dos montantes energéticos restritos e dos tempos de restrição contribui para o planejamento e a operação eficientes do sistema elétrico, permitindo a implementação de medidas de proteção e a redução dos impactos negativos.

É importante destacar que a metodologia desenvolvida pode ser aplicada a diferentes cenários e configurações de rede, fornecendo uma ferramenta poderosa para a análise e a gestão da geração eólica e solar. Além disso, é recomendado o contínuo aprimoramento da metodologia, considerando a inclusão de outros parâmetros relevantes, como a previsão de demanda e a análise de diferentes cenários climáticos.

Diante desses resultados, fica evidente que a metodologia proposta traz benefícios significativos para o setor elétrico. Ao levar em consideração a correlação entre os despachos de geração eólica e solar, é possível explorar o potencial dessas fontes de energia de forma mais eficiente, garantindo a segurança operacional da malha de transmissão.

No entanto, este estudo também abre espaço para pesquisas futuras e aprimoramentos na metodologia proposta. Algumas direções possíveis para pesquisas futuras são:

- Incorporação de incertezas: A metodologia proposta poderia ser estendida para considerar incertezas associadas aos fatores de capacidade das usinas eólicas e solares. A incorporação de modelos de previsão de geração mais precisos, como por exemplo, redes neurais e técnicas de análise de incerteza poderiam fornecer estimativas mais confiáveis dos impactos na malha de transmissão.
- Consideração de outras fontes de energia: Além da geração eólica e solar, outras fontes de energia, como hidrelétrica, térmica e biomassa, também desempenham um papel importante no sistema elétrico. Seria interessante investigar como a metodologia proposta poderia ser estendida para incluir essas fontes e avaliar os efeitos combinados na malha de transmissão.
- Análise de outros cenários e sistemas: O estudo de caso realizado neste trabalho focou em uma região específica do Brasil. No entanto, a metodologia proposta pode ser aplicada em diferentes cenários e sistemas elétricos. Seria relevante explorar como a abordagem se comporta em outros contextos, considerando características regionais, diferentes capacidades de geração e configurações de rede.
- Integração de sistemas de armazenamento de energia: Com o crescente interesse em sistemas de armazenamento de energia, seria interessante investigar como a metodologia proposta poderia ser estendida para considerar a presença e o uso de armazenamento de energia, avaliando seu impacto na segurança operacional da malha de transmissão.

Dessa forma, a metodologia proposta neste estudo apresenta resultados promissores e abre caminho para avanços significativos na análise do fluxo de potência de energia elétrica, especialmente no contexto da geração eólica e solar. A consideração da correlação entre essas fontes e o uso de dados históricos de fatores de capacidade permitem uma análise mais precisa e eficiente dos despachos de geração, resultando em um melhor aproveitamento da malha de transmissão. As direções sugeridas para pesquisas futuras têm o potencial de aprimorar ainda mais a metodologia e contribuir para a evolução do setor elétrico rumo a um sistema mais sustentável, seguro e eficiente.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste artigo, propusemos uma nova metodologia para estudar o fluxo de potência de energia elétrica e avaliar os impactos da geração eólica e solar na malha de transmissão do SIN. A metodologia desenvolvida combina simulações de regiões de segurança com dados históricos de fatores de capacidade, levando em consideração a correlação entre as fontes de energia renovável.

Em suma, este trabalho destaca a importância de uma análise aprofundada e precisa do fluxo de potência no contexto da geração eólica e solar. A metodologia proposta apresenta uma abordagem inovadora e eficiente para avaliar os impactos dessas fontes de energia na malha de transmissão, considerando a correlação entre os despachos e levando em conta dados históricos de fatores de capacidade.

No futuro, espera-se que essa metodologia seja aprimorada e aplicada em diferentes contextos e sistemas elétricos, considerando incertezas e a integração de outras fontes de energia, como hidrelétrica, térmica e biomassa, além da avaliação do impacto do armazenamento de energia. Com essas contribuições, avançaremos em direção a um setor elétrico mais sustentável, eficiente e seguro, impulsionado pela ampla adoção de fontes de energia renovável.

REFERÊNCIAS

ARULKUMAR, K.; PALANISAMY, K.; VIJAYAKUMAR, D. **Recent Advances and Control Techniques in Grid Connected Pv System – A Review**. In: International Journal of Renewable Energy Research, 2016.

BARROS, A. M. L. et al. **Complementariedade entre a Geração Eólica e Solar do Interior do Nordeste e seus Impactos nos Estudos Elétricos**. In: Brazil Windpower, 2021. p. 69–81.

CEPEL. **Programa de Análise de Redes V11.06.02**. Manual do Usuário. [S.l.]. 2022.

CEPEL. ANAREDE: **Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente**. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/anared-2/>>. Acesso em: 27 junho 2023.

GLOVER, J. D.; SARMA, M. ; OVERBYE, T.. **Power System analysis and design**. 5ª. ed. Stamford: CENGAGE Learning, 2012.

HPPA. **High Performance Power Systems Applications**. Products. Disponível em: <<https://www.hppa.com.br>>. Acesso em: 27 junho 2023.

JARDIM, J. L.; NETO, C. S.; KWASNICKI, W. T. **Design features of a dynamic security assessment system**. In: Power Systems Conference and Exposition. IEEE PES. [S.l.: s.n.], 2004. p. 446–452.

JARDIM, J. L.; NETO, C. S.; SANTOS, M. G. D. **Brazilian system operator online security assessment system**. In: IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. [S.l.: s.n.], 2006. p. 7–12.

ONS. PLANEJAMENTO ELÉTRICO. **AVALIAÇÃO TÉCNICA DO ACESSO E CONTRATAÇÃO DO MUST**. Disponível em: <<https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/58/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=>>>. Acesso em: 27 junho 2023.

ONS. **Portal de Dados Abertos**. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/>>. Acesso em: 27 junho 2023.

Model intercomparison for the AWAKEN King Plains wind farm in idealized unstable and stable conditions

Myra Blaylock¹, Kenneth Brown², Bruno Carmo⁷, Lawrence Cheung¹, Nathaniel deVelder², Nicholas Hamilton⁴, Thomas Herges², Daniel Houck², Alan Hsieh², Colleen Kaul³, David Maniaci², Pedro Peixoto⁶, William Radünz⁵, Raj Rai³, Alex Rybchuk⁴, Philip Sakievich², Ryan Scott⁴, Regis Thedin⁴

¹Sandia National Laboratories, Livermore CA 94550, USA

²Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185, USA

³Pacific Northwest National Laboratories, Richland WA 99354, USA

⁴National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO 80401, USA

⁵Centre of Dynamics and Fluids, Polytechnic School, University of São Paulo, Brazil

⁶Department of Applied Mathematics, University of São Paulo, Brazil

⁷Department of Mechanical Engineering, Polytechnic School, University of São Paulo, Brazil

mblayl@sandia.gov, kbrown1@sandia.gov, bruno.carmo@usp.br, lcheung@sandia.gov, ndeveld@sandia.gov, Nicholas.Hamilton@nrel.gov, therges@sandia.gov, ahsieh@sandia.gov, colleen.kaul@pnnl.gov, dcmania@sandia.gov, ppeixoto@usp.br, wradunz@usp.br, raj.raip@pnnl.gov, Alex.Rybchuk@nrel.gov, Ryan.Scott@nrel.gov, Regis.Thedin@nrel.gov

RESUMO

Uma série de simulações numéricas de um parque eólico, utilizando diferentes fidelidades de modelos e para diferentes condições de estabilidade atmosférica, foram realizadas como parte do American WAKE Experiment (AWAKEN). As simulações incluem o uso do modelo de esteira FLORIS, algumas simulações de microescala com os modelos AMR-Wind e Nalu-Wind, assim como simulações idealizadas com WRF-LES-GAD, com e sem terreno. As simulações de grandes escalas (LES) focaram em seções do parque eólico King Plains do AWAKEN. Resultados dessa comparação ilustram as interações entre um parque eólico com estruturas de grande escala da camada limite atmosférica (CLA) no escoamento, bem como a extensão do efeito de esteira do parque à jusante. Diferenças na variabilidade no campo do vento, turbulência e recuperação da esteira são distinguíveis entre os casos instável e estável. Entretanto, ambas fontes esperadas e inesperadas de variabilidade inter-modelo levaram a diferenças de vento, turbulência e esteira.

Palavras-chave:

Modelagem numérica e simulação; Intercomparação de modelos; AWAKEN; parque eólico; LES

ABSTRACT

A series of numerical simulations of a wind farm, using different model fidelities and for different atmospheric stability conditions, were performed as a part of the American WAKE Experiment (AWAKEN). The simulations included using FLORIS wake models, a number of microscale AMR-Wind and Nalu-Wind runs, as well as idealized WRF-LES-GAD runs with and without terrain. The LES computations focused on sections of the AWAKEN King Plains wind farm. Results of this comparison illustrate the interactions of a wind farm with large-scale ABL structures in the flow, as well as the extent of downstream wake penetration in the flow. Differences in the wind flow field variability, turbulence, and wake recovery are distinguishable between the unstable and stable cases. However, both expected and unexpected sources of variability across models led to differences in wind, turbulence, and wakes.

Keywords:

Numerical modeling and simulation; Model intercomparison; AWAKEN; wind farm; LES

1. INTRODUCTION

One of the most effective approaches to accelerate the large-scale deployment of wind energy is to lower the levelized cost of energy (LCoE) associated with projects. That can be achieved by improved understanding of uncertainties related to the expected project performance in the long-term. A large share of these uncertainties is related to the numerical models used in conjunction with on-site mast or lidar observations to represent the wind resource and turbine wakes in and around wind farms. These range in fidelity from simple and computationally fast engineering or analytical models to more complex and computationally expensive multiscale large-eddy simulation (LES) models.

Engineering models such as the FLOW Redirection and Induction in Steady State (FLORIS) framework [1] need to be fast because they are intended for wind farm layout optimization, which requires thousands of runs or more. The LES-based models, such as AMR-Wind [2], Nalu-Wind [2, 3] and WRF-LES [4], tend to require the usage of high-performance computing (HPC) facilities and thus their application is mostly intended for scientific research and final-stage wind farm project analysis, although advances in computation enabled by graphical processing units (GPUs) may soon enhance their scope of applications [5]. The higher cost is justified by their ability to represent a wide range of scales of turbulent motion, different atmospheric stability regimes, gravity waves, wind farm wake development [6], merging and superposition, blockage [7] and even topographic effects in some cases. Therefore, this higher physical fidelity is important to inform, develop and tune engineering models.

The validation of higher fidelity LES models requires dedicated field measurements of the atmospheric boundary layer (ABL) winds, turbulence and stability, as well as real performance data of the wind farms operating in that environment. Wind-energy field experiments are not new [8–11], but up until recently no past experiment combined high spatio-temporal resolution measurements of ABL structure, winds, turbulence and wakes in and around real wind farms, and performance data. To fill this scientific gap, the US Department of Energy (DoE) and the National Laboratories organized the ongoing American WAKE Experiment (AWAKEN) project, a collaborative effort between government, national laboratories, academia, and industry [12]. The main goal is to understand the environmental factors that influence real wind farm performance in simple terrain, such as wakes, blockage, and turbulence regimes using field observations, and to develop numerical models capable of representing those features. The selected study area is a cluster of wind farms located in the Southern Great Plains (SGP) in Oklahoma, owing to the interesting meteorological processes that occur there (such as nocturnal low-level jets – LLJs) and the somewhat gentle slopes of the terrain.

The goal of this study is to perform a modeling intercomparison benchmark in idealized unstable and stable stability conditions to investigate how differences in features such as actuator disk model (ADM) type, terrain, atmospheric stability, among other model subtleties influence the simulated wind, turbulence, wakes and farm performance. A portion of the King Plains wind farm, part of the AWAKEN experiment, is simulated using the LES-based models AMR-Wind, Nalu-Wind and WRF-LES, as well as the FLORIS engineering model. This is intended to pave the way to future studies that include observations and real wind farm performance data collected in the AWAKEN project.

2. DATA AND METHODS

2.1. The AWAKEN project King Plains wind farm and idealized inflow conditions

The AWAKEN field experiment takes place in the Southern Great Plains (SGP) in Oklahoma, U.S [12]. The King Plains wind farm is shown overlayed to the digital elevation model in Fig. 1. Horizontal variations in terrain height are gentle within and around the 88 GE2.8-127 turbines that integrate King Plains. In the subsequent modeling setups, either the whole wind farm or the eastern portion of it will be simulated.

The conditions for the numerical simulations are derived from measurements at the nearby Atmospheric Radiation Measurement (ARM) Southern Great Plains facility. Table 1 shows the data taken at the ARM Central Facility (site C1) and includes wind speed, turbulence, and shear information collected from Jan. 2015 to Nov. 2020. In all cases, the primary wind direction was $175 \pm 10^\circ$. Data corresponding to unstable, near-neutral, and stable conditions were available, although the current study focuses on simulations of the unstable and stable atmospheric boundary layer (ABL).

2.2. Numerical models

A summary of the different simulations performed as a part of this milestone is provided in Table 2. The major focus for many of the simulations was the eastern section of the King Plains wind farm, which corresponds to the location of several planned AWAKEN lidar and turbine instrumentation sites. The unstable case additionally employs the WRF-LES-GAD and FLORIS-Gaussian models, in comparison to the stable case.

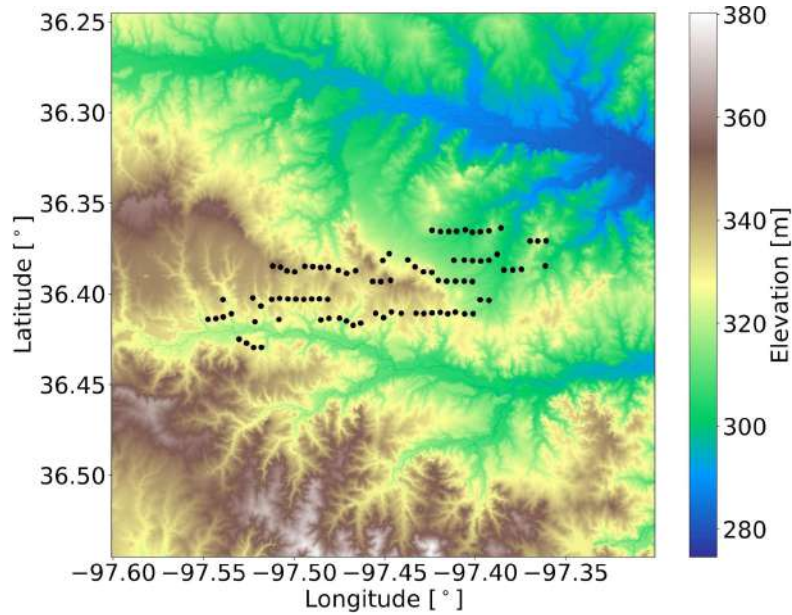


Fig. 1. The eighty-eight turbines that compose the King Plains wind farm (black dots) overlaid to the digital elevation model of the region.

Table 1

Atmospheric boundary layer parameter values for each study case.

| Parameter | Unstable | Stable |
|-----------------------------------------------------|----------|--------|
| Wind speed at 91 m (U_{91}) [m/s] | 9.0 | 10.1 |
| Wind shear exponent (α) | 0.09 | 0.32 |
| Air potential temperature at 3 m (θ_3) [K] | 305.8 | 302.3 |
| Friction velocity (u_*) [m/s] | 0.49 | 0.32 |
| Turbulence intensity at 60 m (TI_{60}) [%] | 18 | 9.6 |

Table 2

Suite of numerical models employed for each study case.

| Unstable | Stable |
|-----------------------------|-----------------|
| AMR-Wind | AMR-Wind |
| Nalu-Wind | Nalu-Wind |
| WRF-LES-GADFLORIS-TurbOPark | |
| FLORIS-TurbOPark | FLORIS-Gaussian |

2.2.1. FLORIS

Wind plant simulations were performed with the FLOW Redirection and Induction in Steady State (FLORIS) framework, version 3.1. Turbine models were created using WISDEM/WEIS and manually adjusted to match observed power from SCADA where possible. The TurbOPark model [13] was selected for simulations of the complete AWAKEN system based on comparisons between the available models in FLORIS and measured turbine power. This model was designed to capture far wake expansions and has shown good agreement with measured plant performance in offshore settings. Model parameter tuning was achieved by minimizing the difference between FLORIS frequency-weighted mean power estimates and the frequency-weighted mean power measured at King Plains for each atmospheric condition. Optimal agreement between data sets was realized by increasing FLORIS turbulence intensity by a constant 2.5% and setting the wake expansion parameter, A , to 0.2. Hub-height flow fields were obtained for King Plains with the Gauss-Curl Hybrid (GCH) model [14]. The GCH model is designed to capture wake dynamics on the order of typical turbine spacing and includes the effects of secondary steering within the plant.

2.2.2. AMR-Wind

AMR-Wind [2] solves the incompressible Navier-Stokes equations with variable density and viscosity. Additionally, scalar transport equations can be solved, such as potential temperature or turbulent kinetic energy. The discretization in AMR-Wind is based on the approximate projection method used in IAMR [15] and *incflo* [16]. It is a semi-staggered scheme where the velocity and scalar variables are located at cell centers and pressure is located at nodes. Pressure is also staggered in time so that pressure and the pressure gradient are at time $n + 1/2$. The time discretization is handled with a Crank-Nicholson approach, and the advection term is handled explicitly using an upwind finite-volume method using the WENO-Z algorithm [17]. The diffusion terms can be handled explicitly, semi-implicitly, or implicitly and are spatially discretized using a second-order central difference formula. For the simulations in this paper, we used an implicit scheme for the viscous terms, as the variable viscosity from the eddy viscosity may cause time step restrictions. After the scalar equations and the momentum equations are advanced in time, a nodal projection is used to approximately correct the velocity field to make it divergence free.

In all simulations with AMR-Wind, both the Coriolis forcing and Boussinesq buoyancy model were included to capture the effects of wind veer and atmospheric stratification. The subgrid-scale kinetic energy one-equation turbulence model was employed to close the large-eddy simulation (LES) equations. At the lower boundary, the sub-filter scale stresses are applied following the formulation of [18]. A temperature inversion was also applied at $z = 1500$ m to limit the growth of the ABL in the vertical direction.

The wind farm simulations performed in this study were carried out in a two-stage process. In the first stage, a precursor calculation was used to develop the correct ABL inflow boundary conditions. The precursor calculation used an ABL forcing scheme where a constructed pressure gradient was applied to ensure that the hub-height wind speed at $z = 91$ m matched the anemometer measurements, and horizontally periodic boundary conditions were used. To arrive at the correct shear and turbulence intensity characteristics, two wall model parameters were varied at the ground: the surface roughness z_0 and the applied temperature gradient at the ground. Once the appropriate ABL conditions were established, the second stage of the simulation used the precursor solution as the initial condition and the saved boundary data as the inflow conditions. These calculations included additional mesh refinement and turbine models to capture the full operation of the AWAKEN wind farms. Two sets of simulations were carried out with AMR-Wind. The first simulated all wind farms in AWAKEN [6], and only the results for the King Plains wind farm are shown here. The background mesh resolution (level 0) was $20 \text{ m} \times 20 \text{ m}$ and was successively refined to achieve $2.5 \text{ m} \times 2.5 \text{ m} \times 2.5 \text{ m}$ mesh resolution (level 3) surrounding the turbine rotor regions. For the simulations that included the turbine models, the total mesh size was 21.14B elements. Simulations were run on 6000 GPUs on the Summit high-performance computing system at Oak Ridge Leadership Computing Facility, and have used approximately 1 million GPU-hours to this point. The second set simulated only the 50 turbines in the eastern portion of King Plains.

2.2.3. Nalu-Wind

The multiphysics, massively parallel code Nalu-Wind [2, 3] performs LES of the ABL, using a node-centered finite volume discretization to solve the acoustically incompressible Navier-Stokes equations with an approximate pressure projection technique, and a one equation, constant coefficient, turbulent kinetic energy model for the subgrid-scale stresses [19]. A wall function based on Monin-Obukhov theory is used for the bottom boundary, and an inflow/outflow boundary condition is used at the top [20]. The inflow/outflow condition uses a potential flow solution in wavenumber space which dampens high-frequency disturbances at the upper boundary. The boundary condition on the domain sides was periodic. The flow solver was coupled to an appropriate OpenFAST model for each turbine (<https://nwtc.nrel.gov/OpenFAST>).

ABL forcing source terms are provided to the momentum equation to drive the flow to a predetermined velocity at a specific height, where the force is proportional to the difference between the desired spatial averaged velocity and the horizontally averaged instantaneous velocity. Similar to AMR-Wind, a two-stage process was carried out, using a precursor calculation to develop the correct inflow boundary conditions and then a turbine calculation that uses the precursor solution data for both the initial flow field and inflow conditions. The wall model parameters of surface roughness z_0 and the surface heat flux at the ground were also calibrated to arrive at the correct shear and turbulence intensity characteristics. Coriolis forces were also taken into account. Unstable and stable ABL simulations using Nalu-Wind were performed for the King Plains wind farm. A $9.5 \text{ km} \times 9.5 \text{ km} \times 0.8 \text{ km}$ domain was used for the stable ABL case and a $20 \text{ km} \times 20 \text{ km} \times 2.5 \text{ km}$ domain was used for the unstable ABL case. The background mesh resolution was 20 m and 10 m for the unstable and stable cases, respectively, and were successively refined to achieve 2.5 m mesh resolution around the individual turbines. The total mesh sizes for the unstable and stable cases were 258 million and 245 million elements, respectively. The unstable and stable ABL cases simulated 41 and 31 turbines respectively, as the stable case did not incorporate a back row of ten turbines in King Plains that was simulated in the unstable case.

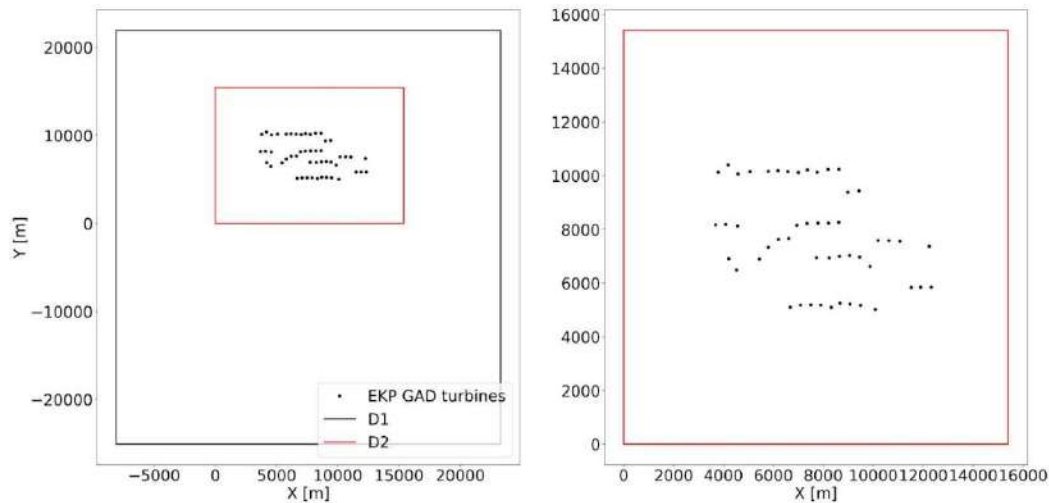


Fig. 2. Computational domains employed in the idealized WRF-LES-GAD simulations for eastern King Plains consist of a parent (D1) and a nest (D2), whereby the GAD is represented only in the nest. The origin of the local coordinate system is the southwest corner of the D2 domain. A fifty-turbine subset of King Plains was selected for the simulations, similar to one of the AMR-Wind setups.

2.2.4. WRF-LES-GAD

The multi-scale simulations were performed with the Advanced-Research Weather Research and Forecasting (WRF) model version 4.1.5 [4], which solves the compressible Euler equations for the three spatial dimensions and time. Several processes are included via parameterization schemes, such as for cloud formation physics, radiation, and the exchange of momentum, heat, and moisture with the land surface. The model is capable of running real forecasts for a selected region of the globe by using initial and boundary conditions derived from forecast systems or reanalysis products, such as ERA5. It can also run idealized simulations that are initialized with a user-specified dictionary containing vertical profiles of wind speed components, potential temperature, and moisture. In this paper, idealized simulations initialized by these user-specified profiles were employed.

Two computational domains were used for the idealized simulations (Fig. 2). The parent domain (D1) that uses periodic lateral boundary conditions and a nest domain (D2) with lateral boundary conditions specified and mapped from its parent. Both domains rely on WRF's large-eddy simulation (LES) capabilities and do not use planetary boundary layer (PBL) schemes. Thus, fine spatial resolutions of 100 m and 10 m were used. The D1 domain initializes with a constant wind speed of 14 m/s and direction of 190° based on trial and error. To reduce computational cost, the lower-resolution and cheaper domain D1 runs for 4 hours with the nest switched off to properly initialize turbulence and the desired boundary layer characteristics, in a fashion similar to that described in Idealized WRF. After 4 hr of spin-up time, the convective boundary layer and turbulence fully develop and reach an average hub-height wind speed of 9.4 – 9.6 m/s and a wind direction of about 170°. This will lead to higher power production. After the D1 is spun-up, the D2 domain is switched on and the wind farm simulation takes place from about 50 minutes.

The sensible heat flux (52 W/m^2) and surface roughness (0.15 m) are matched to the AMR-Wind setup. To accelerate the development of fine-scale turbulence in the nest, the cell-perturbation method (CPM), which applies random perturbations to the potential temperature field, was employed across the boundary layer [21]. Several physical processes and their associated parameterizations have been omitted from the simulations, such as moisture phase changes, cloud formation, and radiation. The Deardorff 1.5 TKE subgrid-scale model was used for the LES [22] with the nonlinear backscatter and anisotropy (NBA) model [23]. Four runs were performed in total: eastern King Plains with (case 1) and without turbines (case 2) considering a flat terrain, and eastern King Plains with (case 3) and without turbines (case 4) considering SRTM's 1/3 arc sec (~10 m) terrain elevation map within the innermost domain. The terrain was included in cases 3 and 4 only for the innermost D2 domain. The outermost domain D1 remained flat. The runs without turbines serve to isolate the turbine effects in the flow field.

2.3. Turbine representation

To lower the computational expense of the LES and to keep the models consistent between different

simulations types, all studies for this milestone used actuator disk models (ADM) to represent the turbine dynamics. An OpenFAST model that emulates the GE 2.8-127 turbine model used in King Plains by scaling publicly available reference turbines was developed [24]. The scaled model was tuned to match the correct hub height, rotor size, and power rating with reasonable approximations of the thrust behavior. No proprietary wind plant or turbine data were used in the simulations. The scaled models were tuned to match the correct hub height, rotor size, and power rating with reasonable approximations of the thrust behavior. The power and thrust curves are shown in Fig. 3.

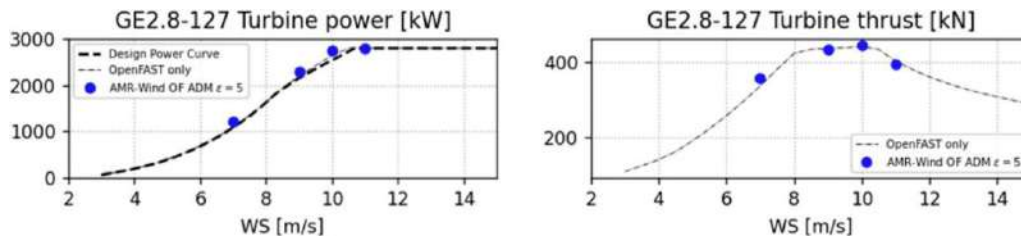


Fig. 3. Power and thrust curves for two of the turbines used in the simulations with OpenFAST models.

For the AMR-Wind and Nalu-Wind calculations, the actuator disc model parameterization also underwent a calibration process to accurately match the target power and thrust behavior. The calibration simulations were run in AMR-Wind on a smaller domain with a single turbine, represented using the ADM-Joukowski or ADM-OpenFAST model, placed in the center; three levels of mesh refinement were used to match the primary multi-farm simulations. As shown in Fig. 3, the power and thrust predictions from the calibration simulations were compared with the design curves of the respective turbines. Parameters such as the size of the isotropic smoothing kernel and the vortex core size in the Joukowski model were adjusted until the agreement was satisfactory for the wind speeds of interest. In the Nalu-Wind simulations, the ADM-OpenFAST coupled model was used for the GE 2.8-127 turbine. AMR-Wind calculations also used the ADM-OpenFAST coupled model for the GE 2.8-127 turbines at the King Plains wind farm.

Wind turbines were represented as generalized actuator disks (GAD) and implemented in the WRF code [25]. The current GAD implementation has a simple control mechanism that yaws the turbine toward the incoming wind direction. The GAD computes the raw aerodynamic power, which differs from the electric output of the real turbines. Thus, we have converted this raw aerodynamic power into output electric power by considering an efficiency of 90% and by limiting maximum power to the rated value (2.8 MW). An air density of 1.17 kg/m^3 was adopted.

3. RESULTS

3.1. Inflow conditions

A comparison of the horizontal velocity profiles at King Plains for the AMR-Wind, Nalu-Wind, and WRF-LES- GAD simulations shows the differences in the inflow velocities for the various solvers (Fig. 4). For the unstable ABL condition, the averaged horizontal velocity inflow was computed at approximately $30D$ and $19D$ upstream of the first row turbines in the AMR-Wind and Nalu-Wind simulations, respectively. For the WRF-LES-GAD simulations, the inflow profile was taken at the first turbine row ($0.0D$ upstream) itself. Both the AMR-Wind and Nalu-Wind profiles agree well, and match the desired hub-height inflow velocity (9 m/s) and also show similar shear across the rotor disk. However, for the WRF simulations, the inflow hub-height wind was larger, approximately 9.4 m/s for the flat case, leading to higher power predictions.

In the stable ABL case, both the AMR-Wind and Nalu-Wind inflow profiles agree well near the ground and at hub-height. However, note that a lower inversion height was used for the stable case in AMR-Wind compared to Nalu-Wind to help accelerate the convergence time of the larger domain. This led to some differences in the inflow velocity profiles above hub-height, although the shear profile still agreed reasonably well.

3.2. Hub-height wind speed maps

Hub-height contours of horizontal velocity are used to allow a qualitative comparison between the simulated flow fields. In each case both an instantaneous and an averaged contour is shown. For the unstable ABL condition shown in Figs. 5 and 6, several immediate differences are apparent. Note that in the FLORIS Gaussian-Curl Hybrid model, the formulation is for a steady-state wake behavior, so the instantaneous and averaged velocity fields are identical. In the simulations where the large scale convective structures were

resolved (AMR-Wind, Nalu-Wind, and WRF simulations), the local variations in wind speed and direction are visible in both the instantaneous and the mean velocity fields. These convective structures lead to different inflow velocities for different turbines within the same wind farm, as well as differences in the wake propagation direction. Variations in the local yaw angle were accounted for in the AMR-Wind simulations, but all turbines in the Nalu-Wind simulation had a constant yaw heading of 175° , so yaw misalignment may be present. In the FLORIS model, both the wind speed and direction were constant everywhere, so each turbine is perfectly aligned with the flow.

For the stable ABL simulations (Fig. 7), the dominant length scales of the turbulent structures are much smaller than for the unstable case, and the resulting velocity fields are much more homogeneous. This leads to much smaller variations in wind speed across the turbines at the King Plains wind farm, and nearly uniform wind directions and wake propagation directions for all turbines.

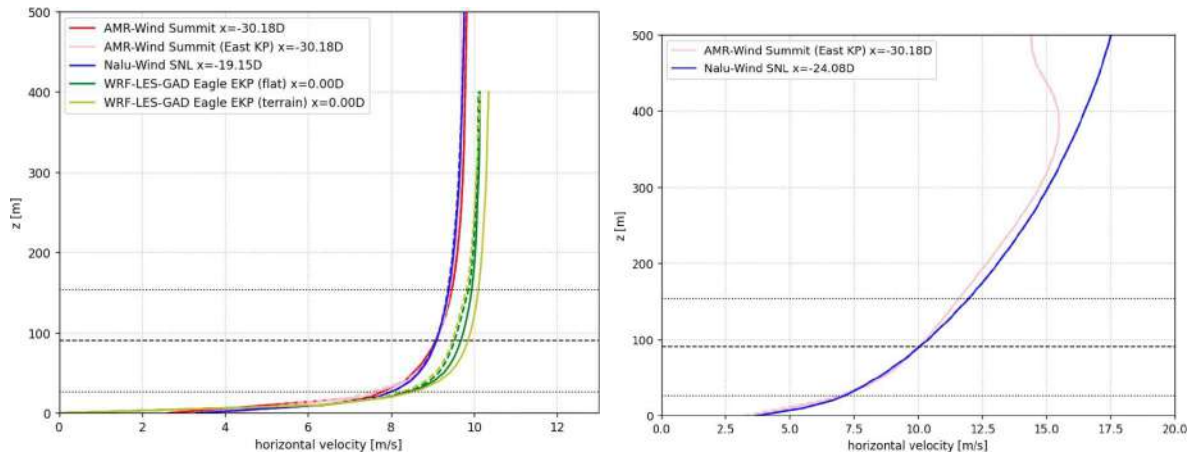


Fig. 4. Horizontal velocity profile for incoming wind for the unstable ABL (left) and the stable ABL (right) upstream of King Plains. Solid lines show precursor runs while dashed lines show runs that include turbines. The black dashed and dotted lines represent the turbine hub-height and rotor disk extents, respectively.

3.3. Wake effects

A more quantitative view of the wake behaviors can be seen by examining the averaged turbine centerline velocities for the turbines at King Plains. From each of the simulation models — FLORIS GCH, AMR-Wind, Nalu-Wind, and WRF — the centerline locations on the hub-height plane (following the local wind direction) can be extracted along with the averaged velocity components. A comparison of the normalized wake velocity on the centerline axis are shown for the unstable (Fig. 8, left) and stable (Fig. 8, right) cases.

The wake deficits for the WRF-LES-GAD model, both with and without terrain, showed the fastest recovery, followed by the FLORIS GCH model. The microscale LES simulations, Nalu-Wind and AMR-Wind, had the most persistent wakes, with AMR-Wind's wakes being the longest. For the stable ABL case, as expected, the wake recovery was slower compared to the unstable ABL case. The wakes predicted by Nalu-Wind were the most persistent in this set of simulations.

3.4. Flow-field inhomogeneity effects

Some additional insight can be gained by examining the wake centerline behavior for just the front row turbines of King Plains. For the unstable ABL case in Fig. 9, the differences between the AMR-Wind and Nalu-Wind wakes are still visible. However, we can relate these differences to some variations in the local ambient wind field as well as the ADM turbine models in the codes themselves. As mentioned before, the precursor horizontal velocity in Nalu-Wind at the front row turbines ($x/D = 0$) is noticeably larger compared to AMR-Wind: approximately 9.3 m/s compared to 9.05 m/s for the large scale AMR-Wind calculation. However, there are differences in the observed vertical velocity at the centerline as well. Both the Nalu-Wind and the AMR-Wind (Eastern KP) simulations show a slightly negative vertical velocity, while the large-scale AMR-Wind simulation shows a stronger positive vertical velocity on the centerline. This suggests that the large-scale atmospheric structures may impart a downward or upward motion to the wakes depending on the simulation. Also worth noting is that the ADM implementation in Nalu-Wind neglects the turbine swirl component, so the wakes for AMR-Wind may include more upward motion (Fig. 9, bottom right).

Similar comparisons for the stable ABL case are shown in Fig. 10. A small difference in the horizontal velocities at front row turbines is also visible, accounting for some power differences. Under stable atmospheric stratification, the precursor velocity field has a negligible vertical velocity component, although the downstream

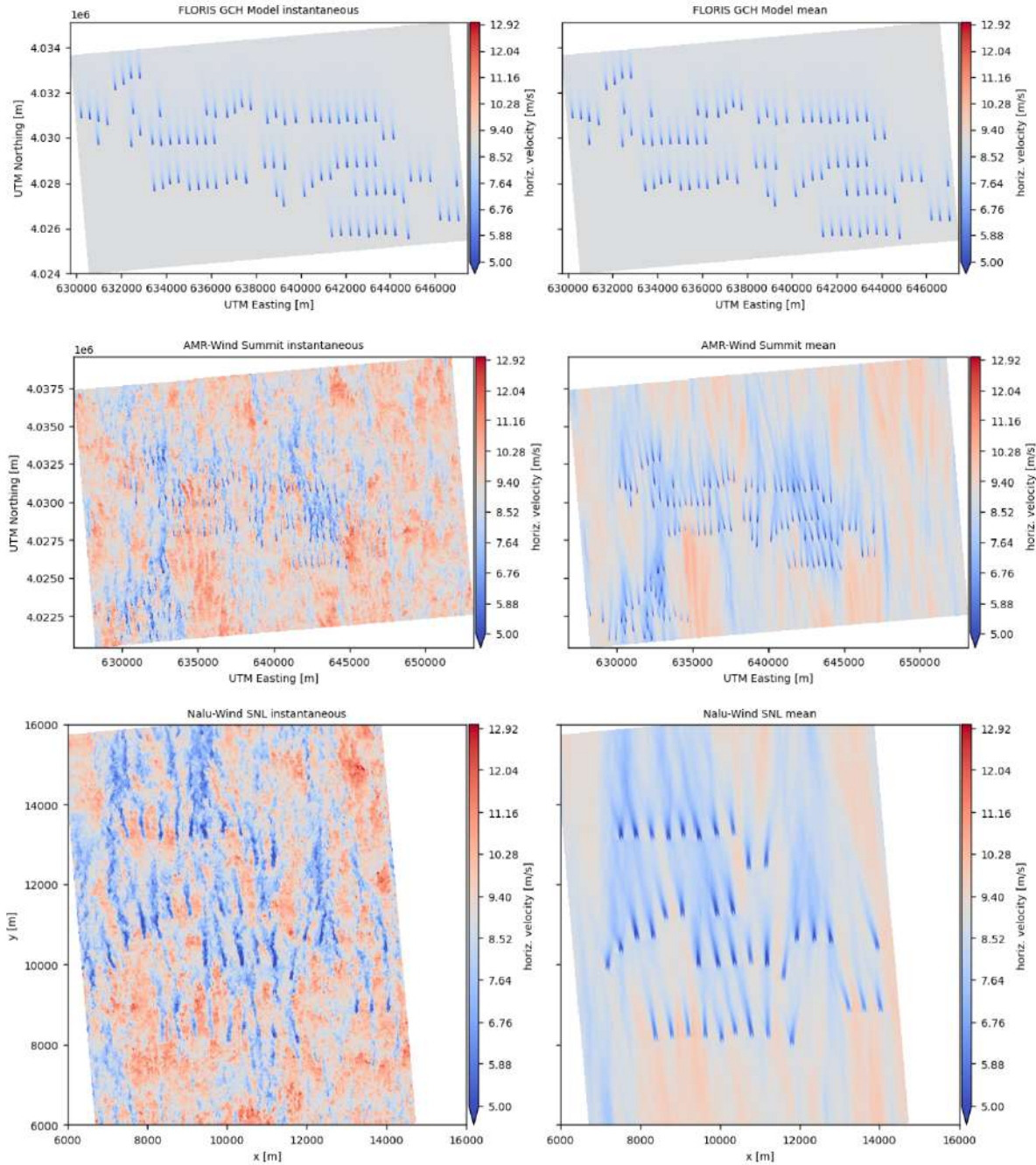


Fig. 5. Instantaneous (left) and mean (right) hub height planes for the King Plains wind plant with an unstable ABL for the various solvers (solver identities are annotated as the subplot titles).

wake still has varying degrees of vertical motion due to the differences in ADM implementation between the AMR-Wind and Nalu-Wind codes.

However, because the centerline locations were all extracted along a constant hub-height elevation, any vertical motion in the wake would not be accounted for, and the maximum wake deficit may not be captured in these centerline plots. In future analysis, rotor averaged velocities or wake-following coordinates should be used to more accurately capture the wake behavior.

3.5. Terrain effects

Fig. 11 shows the average ratio between hub-height wind speeds using WRF-LES-GAD for the convective case of the terrain case to the flat case ($SU = WS_{terrain}/WS_{flat}$) for both the no-turbine (left) and the turbine (right)

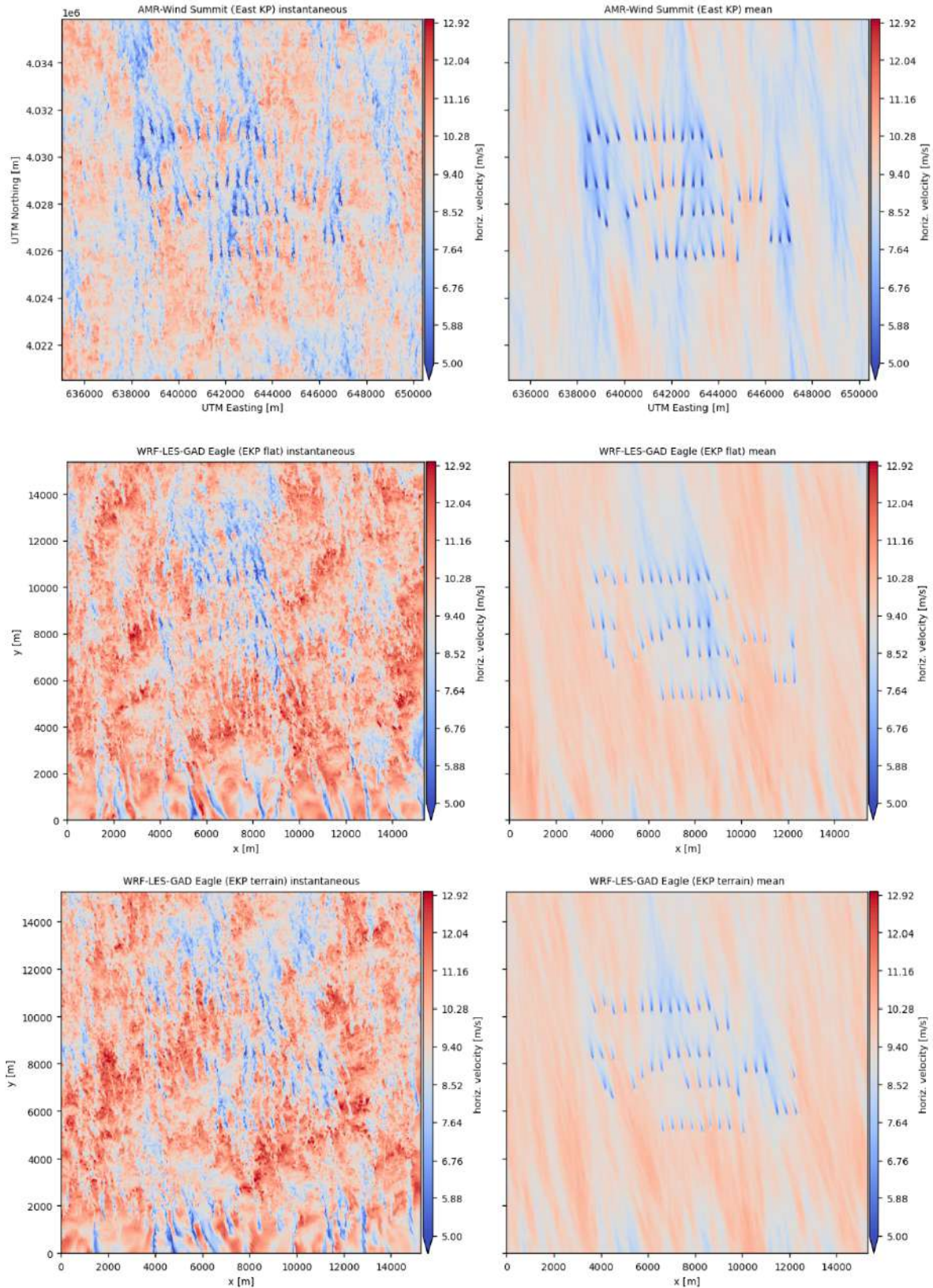


Fig. 6. Continuation of Fig. 5.

situation to better illustrate and isolate the topographic effects on the flow field.

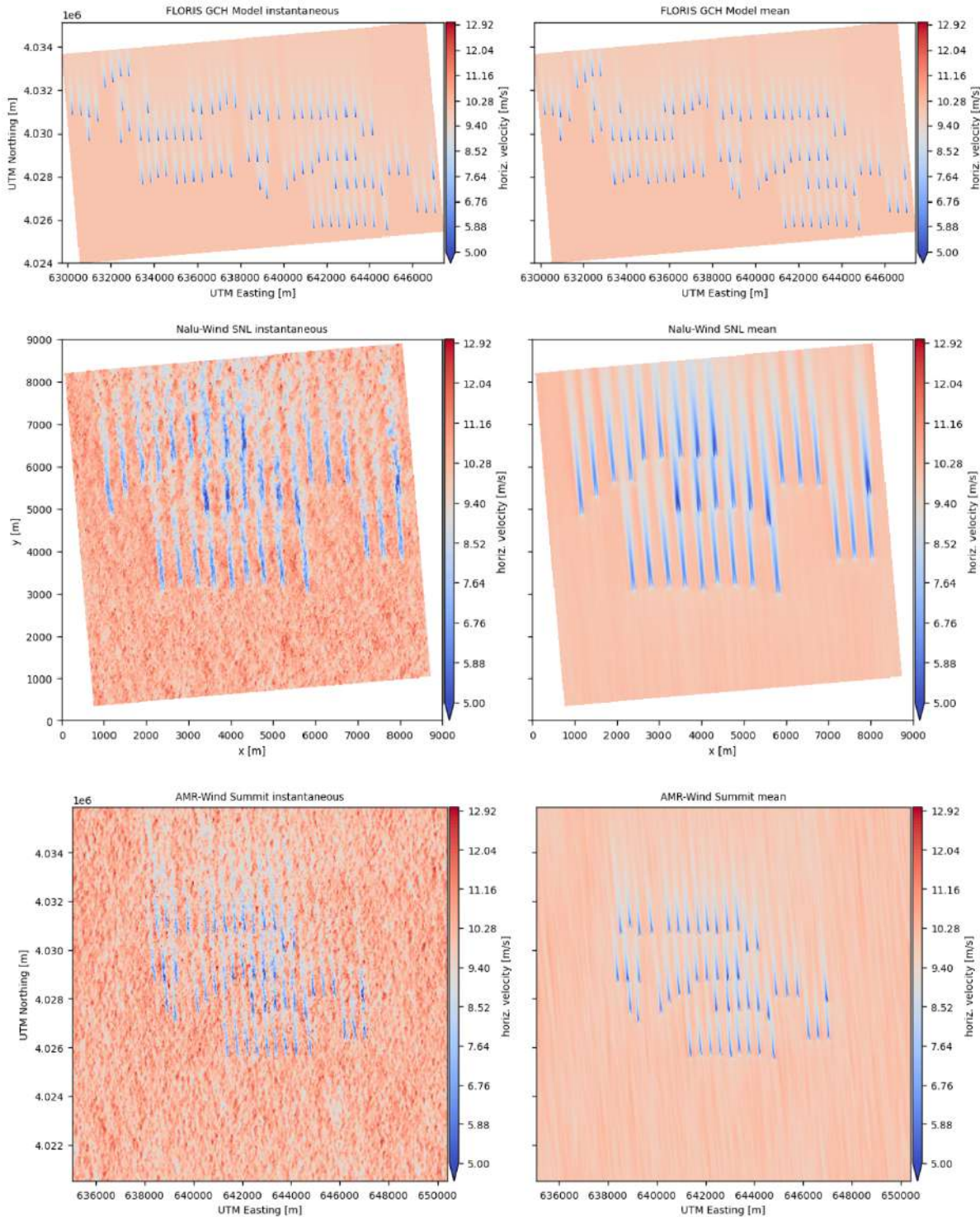


Fig. 7. Instantaneous (left) and mean (right) hub height planes for the King Plains wind plant with a stable ABL for the various solvers (solver identities are annotated as the subplot titles).

Two distinctive areas are discernible in the speed-up (SU) map: some patches of wind acceleration (colored red, $SU > 1.1$) elongated in the along-wind direction are located near the higher ground in the central and western portions of KP. Acceleration is maximum immediately west of the wind farm in an area without turbines in the plot – the real KP wind farm, however, does have turbines operating in that location. The eastern portion of KP is crossed by an area of relatively lower speeds ($SU < 0.9$) that extends from the domain inlet toward the outlet in the along-wind direction. Turbines in this region will experience lower wind speeds. Despite the absence of site-specific measurements to compare against yet, the topographic acceleration over higher ground and deceleration near lower ground is a well-known feature of wind flow over topography in convection conditions.

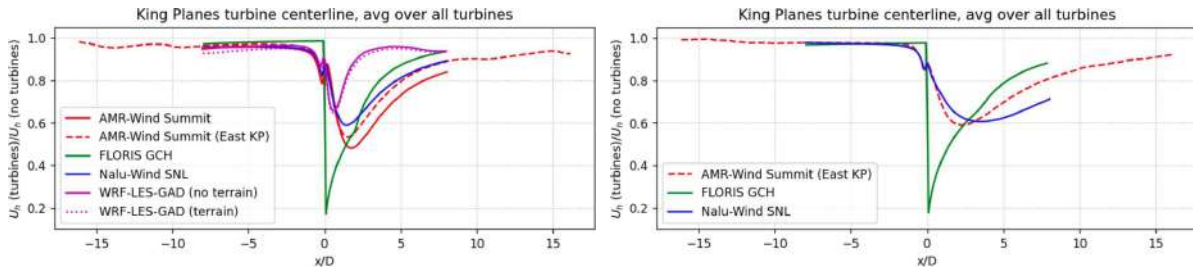


Fig. 8. The wake deficit measured along the centerline and averaged for all the turbines in each simulation for unstable (left) and stable (right) conditions.

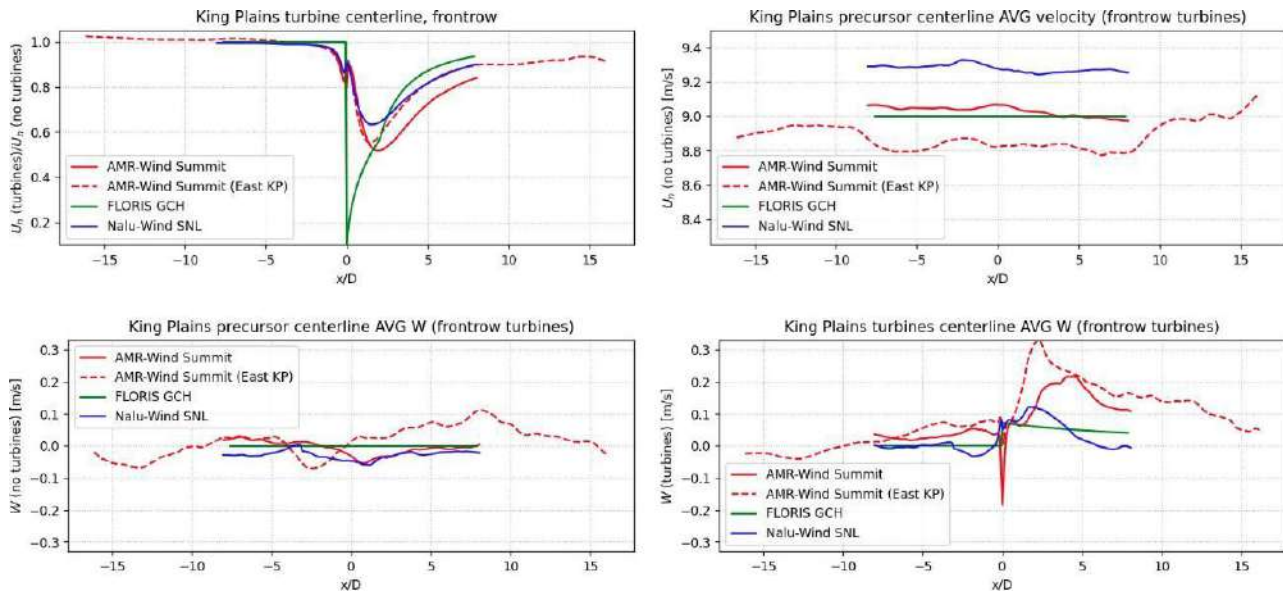


Fig. 9. The wake deficit measured along the centerline and averaged for the front row of turbines in each simulation for the unstable ABL condition. The top row shows the horizontal velocity and the bottom row shows the vertical velocity. A comparison of the wind along the same centerline but without the turbines (AMR-Wind Summit (East KP)) is also shown.

No simulations have been carried out for the stable case, but the scientific literature on stratified flows over topography indicates that there would be flow field acceleration and deceleration different in character from the convective case. In stable conditions, in the absence of turbines, winds are likely to accelerate descending the slopes and to decelerate ascending the slopes, so that the speed-up map would be different.

The presence of the wind turbines will interact non-linearly with the topographic speed-up field producing a large spatial variability in the wake field (Fig. 11, right). The area of reduced wind speeds in the eastern portion of KP for the no-turbine case interacts with the eastern turbines producing stronger and longer wakes, identifiable as a blue patch stretched in the along-wind direction. In other parts of the wind farm there is spatial heterogeneity and turbines experience either weaker or stronger wakes because of the topographic effects. Interestingly, it seems that the presence of the wind farm alleviates the spatial variability in the flow field around it and downstream. This is because the formerly strongly red and blue areas for the no-turbine cases (Fig. 11, left) have been broken down into smaller and weaker patches of either weaker or stronger wind speeds (Fig. 11, right).

4. CONCLUSIONS

In this paper, results from a model intercomparison benchmark aimed at simulating the King Plains wind farm in idealized unstable and stable conditions were presented. The LES-based models AMR-Wind, Nalu-Wind and WRF-LES-GAD were compared with the engineering model FLORIS. The main goal was to assess the influence of features such as ADM implementation, terrain, stability and other model-specific setups on the

simulated wind, turbulence, wakes and performance.

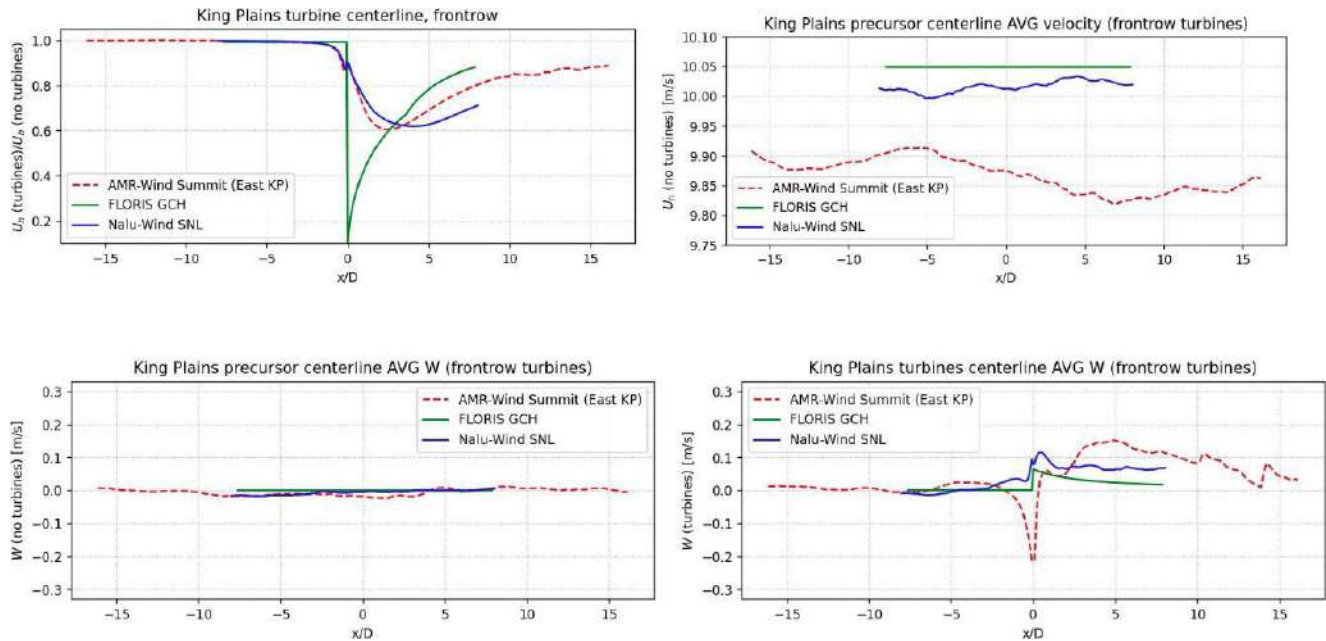


Fig. 10. The wake deficit measured along the centerline and averaged for the front row of turbines in each simulation for the stable ABL condition. The top row shows the horizontal velocity and the bottom row shows the vertical velocity. A comparison of the wind along the same centerline but without the turbines (AMR-Wind Summit (East KP)) is also shown.

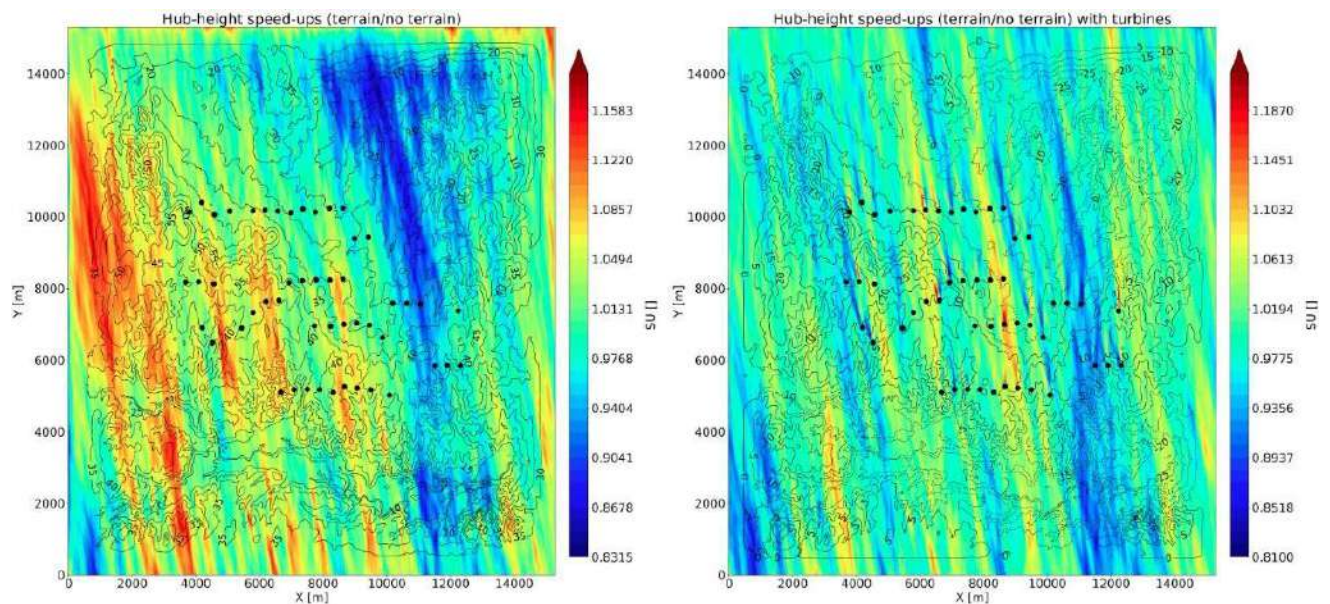


Fig. 11. Average hub-height speed-ups obtained as the ratio between the terrain and no terrain cases without turbines (left) and with turbines (right) using WRF-LES-GAD for the convective cases for eastern King Plains (EKP). Wind farm layout is overlaid to highlight which turbine clusters are affected by the spatial variability in the flow field caused by the topography. Terrain contour levels are colored black and some heights are displayed. Terrain elevation was normalized so that the minimum level in the plot is 0 m. The central and western turbines closer to higher ground will benefit from wind acceleration (red areas), whereas those in the eastern side will suffer wind deceleration (blue areas). Despite the mild changes in elevation, these seem sufficient to produce noticeable changes in speed-up. Wake dynamics and turbine performance will be influenced.

Regarding the flow field, turbulent structures in unstable conditions produce stronger spatial variability than stable conditions, which leads to variability in power production among unwaked turbines, even in flat

terrain. Conversely, in stable conditions the length scale of turbulent structures is much smaller, which produces less spatial variability in the flow field, power production of unyawed turbines, yaw and wake propagation direction. FLORIS being an engineering model assumes a homogeneous inflow and does not represent flow field variability in both unstable and stable cases.

Wakes in unstable conditions are shorter in the streamwise direction and spread faster in the cross-wind direction because of the enhanced momentum entrainment. On the other hand, in stable conditions wakes are longer and thinner because of the weaker momentum entrainment. Differences in wake characteristics across models can be attributed to slight differences in the inflow and the flow field variability (especially in unstable conditions), ADM implementation and yawing capability, in general. In the case of WRF-LES-GAD in unstable conditions, in addition to the stronger inflow speed and turbulence, a GAD method shortcoming at wind speeds near rated may have contributed to the much shorter wake. Other differences in the ADM implementation, such as that Nalu-Wind neglects the turbine swirl component, may cause less wake upward motion near the rotor. Finally, the centerline velocity deficit may not be the most appropriate wake metric, since the wakes are transported vertically by updrafts and downdrafts of air; a rotor-averaged deficit could be a better option.

The presence of topography produces a notable influence in the spatio-temporal variability of the flow and wake fields during convective conditions. This effect causes some clusters of turbines to either under-perform or outperform, and to produce either shorter and weaker or longer and stronger wakes in comparison with the flat case. The interaction between the topographic speed-up and the turbines seem to break down the flow and turbulence field into smaller patches with heterogeneous speed-ups. Stable conditions have not been simulated with the terrain, but there is likely to be flow acceleration down the slopes and deceleration up the slopes, thus producing a different speed-up field. On top of that, the role of stable wakes, blockage, and gravity waves should be considered in the future.

ACKNOWLEDGEMENTS

This research was supported by the Wind Energy Technologies Office of the U.S. Department of Energy (DOE) Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Sandia National Laboratories is a multi-mission laboratory managed and operated by National Technology & Engineering Solutions of Sandia, LLC (NTESS), a wholly owned subsidiary of Honeywell International Inc., for the U.S. Department of Energy's National Nuclear Security Administration (DOE/NNSA) under contract DE-NA0003525. This written work is authored by an employee of NTESS. The employee, not NTESS, owns the right, title and interest in and to the written work and is responsible for its contents. Any subjective views or opinions that might be expressed in the written work do not necessarily represent the views of the U.S. Government. The publisher acknowledges that the U.S. Government retains a non-exclusive, paid-up, irrevocable, world-wide license to publish or reproduce the published form of this written work or allow others to do so, for U.S. Government purposes. The DOE will provide public access to results of federally sponsored research in accordance with the DOE Public Access Plan. This research used computational resources of the Oak Ridge Leadership Computing Facility at the Oak Ridge National Laboratory, which is supported by the Office of Science of the U.S. DOE under Contract No. DE-AC05-00OR22725; and was also sponsored by the DOE's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy located at the National Renewable Energy Laboratory. W. Radünz would like to thank FAPESP, grant number 2022/04474-6, for financial support. B. Carmo and P. Peixoto thank the CNPq for financial support in the form of a productivity grants, respectively numbers 314221/2021-2 and 303436/2022-0. P. Peixoto would like to thank FAPESP, grant number 2021/06176-0, for financial support.

References

- [1] P. M. O. Gebraad, F. W. Teeuwisse, J. W. van Wingerden, P. A. Fleming, S. D. Ruben, J. R. Marden, L. Y. Pao, Wind plant power optimization through yaw control using a parametric model for wake effects - a CFD simulation study, *Wind Energy* 19 (1) (2016) 95–114. doi:10.1002/we.1822.
- [2] M. A. Sprague, S. Ananthan, G. Vijayakumar, M. Robinson, ExaWind: A multifidelity modeling and simulation environment for wind energy, *Journal of Physics: Conference Series* 1452 (1) (2020) 012071. doi:10.1088/1742-6596/1452/1/012071.
- [3] S. P. Domino, "Sierra Low Mach Module: Nalu Theory Manual 1.0" Sandia National Laboratories Unclassified Unlimited Release (UUR) In: SAND2015-3107W (2015). URL <https://github.com/NaluCFD/NaluDoc>

- [4] W. C. Skamarock, J. B. Klemp, J. Dudhi, D. O. Gill, D. M. Barker, M. G. Duda, X.-Y. Huang, W. Wang, J. G. Powers, A Description of the Advanced Research WRF Version 4, Technical Report (2019) 113doi: 10.5065/D6DZ069T.
- [5] H. Asmuth, H. Korb, S. Ivanell, How Fast is Fast Enough? Industry Perspectives on the Use of Large-eddy Simulation in Wind Energy, *Journal of Physics: Conference Series* 2505 (1) (2023) 012001. doi:10.1088/1742-6596/2505/1/012001.
- [6] L. Cheung, A. Hsieh, M. Blaylock, T. Herges, N. DeVelder, K. Brown, P. Sakievich, et al., Investigations of Farm-to-Farm Interactions and Blockage Effects from AWAKEN Using Large-Scale Numerical Simulations, *Journal of Physics: Conference Series* 2505 (1) (2023) 012023. doi:10.1088/1742-6596/2505/1/012023.
- [7] M. Sanchez Gomez, J. K. Lundquist, J. D. Mirocha, R. S. Arthur, D. Muñoz-Esparza, R. Robey, Can lidars assess wind plant blockage in simple terrain? A WRF-LES study, *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 14 (6) (2022) 063303. doi:10.1063/5.0103668.
- [8] P. A. Taylor, H. W. Teunissen, The askervein hill project: overview and background data, *Boundary-Layer Meteorology* 39 (1987) 15–39. doi:10.1007/s10546-011-9637-x.
- [9] A. Bechmann, J. Berg, M. Courtney, H. Ejning Jørgensen, J. Mann, N. N. Sørensen, The Bolund experiment: overview and background (2009).
- [10] J. M. Wilczak, M. Stoelinga, L. K. Berg, J. Sharp, C. Draxl, K. Mccaffrey, R. M. Banta, L. Bianco, et al., The Second Wind Forecast Improvement Project (WFIP2): Observational Field Campaign, *Bulletin of the American Meteorological Society* 5 (2019) 1–60. doi:10.1175/BAMS-D-18-0035.1.
- [11] H. J. S. Fernando, J. Mann, J. M. L. M. Palma, J. K. Lundquist, R. J. Barthelmie, M. Belo-Pereira, W. O. J. Brown, F. K. Chow, et al., The Perdigaõ: Peering into Microscale Details of Mountain Winds, *Bulletin of the American Meteorological Society* 100 (5) (2019) 799–819. doi:10.1175/BAMS-D-17-0227.1.
- [12] M. Debnath, A. K. Scholbrock, D. Zalkind, P. Moriarty, E. Simley, N. Hamilton, C. Ivanov, et al., Design of the American Wake Experiment (AWAKEN) field campaign, *Journal of Physics: Conference Series* 2265 (2) (2022) 022058. doi:10.1088/1742-6596/2265/2/022058.
- [13] N. G. Nygaard, S. T. Steen, L. Poulsen, J. G. Pedersen, Modelling cluster wakes and wind farm blockage, *Journal of Physics: Conference Series* 1618 (6) (2020) 062072. doi:10.1088/1742-6596/1618/6/062072.
- [14] A. Niayifar, F. Porte´-Agel, Analytical Modeling of Wind Farms: A New Approach for Power Prediction, *Energies* 9 (9) (2016) 741. doi:10.3390/en9090741.
- [15] A. S. Almgren, J. B. Bell, P. Colella, L. H. Howell, M. L. Welcome, A Conservative Adaptive Projection Method for the Variable Density Incompressible Navier–Stokes Equations, *Journal of Computational Physics* 142 (1) (1998) 1–46. doi:10.1006/jcph.1998.5890.
- [16] K. Sverdrup, N. Nikiforakis, A. Almgren, Highly parallelisable simulations of time-dependent viscoplastic fluid flow with structured adaptive mesh refinement, *Physics of Fluids* 30 (9) (2018) 093102. doi:10.1063/1.5049202.
- [17] E. Motheau, J. Wakefield, Investigation of finite-volume methods to capture shocks and turbulence spectra in compressible flows, *Communications in Applied Mathematics and Computational Science* 15 (1) (2020) 1–36. doi:10.2140/camcos.2020.15.1_.
- [18] C.-H. Moeng, A Large-Eddy-Simulation Model for the Study of Planetary Boundary-Layer Turbulence, *Journal of the Atmospheric Sciences* 41 (13) (1984) 2052–2062. doi:10.1175/1520-0469(1984)041<2052:ALESMF> 2.0.CO;2.
- [19] A. Yoshizawa, K. Horiuti, A Statistically-Derived Subgrid-Scale Kinetic Energy Model for the Large-Eddy Simulation of Turbulent Flows, *Journal of the Physical Society of Japan* 54 (8) (1985) 2834–2839. doi: 10.1143/JPSJ.54.2834.
- [20] R. Vasaturo, I. Kalkman, B. Blocken, P. van Wesemael, Large eddy simulation of the neutral atmospheric boundary layer: performance evaluation of three inflow methods for terrains with different roughness, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 173 (2018) 241–261. doi:10.1016/j.jweia.2017.11.025.

- [21] D. Muñoz-Esparza, B. Kosovic, J. van Beeck, J. Mirocha, A stochastic perturbation method to generate inflow turbulence in large-eddy simulation models: Application to neutrally stratified atmospheric boundary layers, *Physics of Fluids* 27 (3). doi:10.1063/1.4913572.
- [22] J. W. Deardorff, Stratocumulus-capped mixed layers derived from a three-dimensional model, *Boundary-Layer Meteorology* 18 (4) (1980) 495–527. doi:10.1007/BF00119502.
- [23] B. Kosovic, Subgrid-scale modelling for the large-eddy simulation of high-Reynolds-number boundary layers, *Journal of Fluid Mechanics* 336 (1997) 151–182. doi:10.1017/S0022112096004697.
- [24] E. Quon, NREL 2.8MW to OpenFAST 3.1.0 (2022).
URL <https://github.com/NREL/openfast-turbine-models/tree/master/IEA-scaled/NREL-2.8-127>
- [25] J. D. Mirocha, B. Kosovic, M. L. Aitken, J. K. Lundquist, Implementation of a generalized actuator disk wind turbine model into the weather research and forecasting model for large-eddy simulation applications, *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 6 (1). doi:10.1063/1.4861061.

Avaliação da Velocidade do Vento Utilizando Hindcast Desenvolvido pela Climatempo para a Aplicação dos Recursos Eólicos no Brasil

Ismael Guidson Farias de Freitas¹, Vitor Hugo de Almeida Marrafon¹, Pedro Regoto de Souza¹, Vitor Vaz Hassan¹, Renata Genova Martins¹, Luciano Ritter Nolasco Júnior¹, Lara Amanda Marques Vieira¹, Rafael Bitencourt Benassi¹

1, Agência Brasileira de Meteorologia Ltda - Climatempo

ismael.freitas@climatempo.com.br, vitor.marrafon@climatempo.com.br,
pedro.regoto@climatempo.com.br, vitorhassan@climatempo.com.br,
renata.martins@climatempo.com.br, luciano.ritter@climatempo.com.br,
lara.marques@climatempo.com.br, rafael.benassi@climatempo.com.br

RESUMO

A ausência de dados meteorológicos no Brasil é um problema recorrente na análise e prospecção de novas áreas para construção de parques eólicos. Portanto, este estudo tem como objetivo validar os dados de velocidade de vento simulados pelo hindcast Climatempo através do modelo Weather Research & Forecasting Model (WRF), usando medições de estações anemométricas e dados da reanálise do ERA5 em locais que possuem parques eólicos no Brasil. Este tipo de avaliação torna-se importante, uma vez que estes dados podem auxiliar na identificação de locais propícios à instalação de novos parques eólicos. Desta forma, o hindcast Climatempo foi configurado com resolução espacial de 9.5 km e comparado com a reanálise ERA5 que possui resolução espacial de 27 km, ambos com resolução temporal de 1 h. Na validação, foram selecionadas 4 estações anemométricas do portal de dados abertos do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Para avaliação estatísticas dos dados foram utilizados as métricas de erro médio (Bias), raiz do erro quadrático médio (RMSE) e correlação de Pearson (R). Os resultados mostraram que o hindcast Climatempo possui erros de Bias e RMSE inferiores em relação ao ERA5, abaixo de -0.89 m/s e 3.37 m/s, respectivamente. Tais resultados, indicam que os dados do hindcast Climatempo possuem bom desempenho em representar a velocidade do vento e podem ser aplicados em estudos com foco na avaliação de potencial eólico em diferentes regiões do Brasil.

Palavras-chaves: Potencial eólico, Hindcast Climatempo, Base de dados eólico, Velocidade do vento

ABSTRACT

The lack of meteorological data in Brazil is a recurring problem in the analysis and prospecting of new areas for the construction of wind farms. Therefore, this study aims to validate the wind speed data simulated by the Climatempo hindcast through the Weather Research & Forecasting Model (WRF) model, using measurements from anemometric stations and data from the ERA5 reanalysis in locations that have wind farms in Brazil. This type of assessment is important because it can help identify suitable locations for the installation of new wind farms. Thus, the Climatempo hindcast was configured with a spatial resolution of 9.5 km and compared with the ERA5 reanalysis, which has a spatial resolution of 27 km, both with a temporal resolution of 1 hour. In the validation process, four anemometric stations were selected from the open data portal of the ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Statistical evaluation of the data was done using mean error (Bias), root mean square error (RMSE), and Pearson correlation (R). The results showed that the Climatempo hindcast has lower Bias and RMSE errors compared to ERA5, with values below -0.89 m/s and 3.37 m/s, respectively. These results indicate that the data from the Climatempo

hindcast perform well in representing wind speed and can be applied in studies focused on assessing wind potential in different regions of Brazil.

Keywords: Wind potential; Climatempo hindcast; Wind data database, Wind speed

1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui uma vasta extensão territorial e possui um imenso potencial para aproveitamento de recursos energéticos renováveis, como exemplo cita-se a energia eólica que, nos últimos anos, tem se destacado como uma importante fonte de energia limpa no país [1]. A critério de conhecimento, segundo dados do último INFOVENTO da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), a geração de energia proveniente de parques eólicos em operação, apenas em 2022, produziu 3.843 GWh [2]. Cabe destacar que, a exploração eólica está se expandindo cada vez mais em áreas continentais com maiores velocidades de vento e que conseqüentemente possuem alto potencial de geração [3 e 4].

No Brasil, a utilização de energia eólica vem exercendo grande importância para o sistema elétrico, pois representa 15.5% do total da matriz energética, com 26 GW de capacidade instalada distribuídos em 916 parques eólicos com 10.178 aerogeradores. Estima-se que até 2028, a capacidade instalada atingirá 44,78 GW, considerando os parques em fase de construção e os leilões finalizados [2]. Como esse recurso natural é abundante em diversas regiões do Brasil [4 e 5], ainda é importante realizar estudos que identifiquem locais propícios para a instalação de novos parques eólicos visando aproveitar ao máximo a capacidade energética disponível para atender a demanda de diferentes setores da economia [1].

Dados observacionais de velocidade do vento em diferentes níveis são amplamente utilizados para analisar e definir as características de áreas propícias para a geração de energia eólica [6]. Comumente estes dados são obtidos através de estações anemométricas automáticas. No entanto, os principais problemas que ainda dificultam os estudos relacionados a dados anemométricos é a falta de medição de vento em diversas áreas do Brasil, devido aos desafios técnicos e altos custos associados à realização de projetos de medição [7]. De fato, ao analisar a distribuição das estações de medição de velocidade do vento, é comum observar uma concentração maior dessas estações próximas a grandes centros urbanos.

Diante da ausência de dados in situ, outras fontes de dados têm exercido um papel fundamental na caracterização e monitoramento de velocidade de vento e esforços vêm sendo realizados para contornar a falta de dados observacionais [1, 8, 9, 10 e 11]. Em âmbito nacional, são realizados estudos comparando diferentes fontes de dados (MERRA, ERA5, entre outras) para avaliar os recursos eólicos e a qualidade desse dado com observações de superfície [8, 11 e 12]. À vista disso, estudos concluíram que existe vantagem na utilização desses dados, principalmente de modelos de alta resolução, pois eles possuem uma boa resolução espacial e temporal e ausência de falhas na série. Um exemplo deste dado é o hindcast, que consiste em um sistema de análise retrospectiva criado com simulações numéricas usadas para determinar as condições passadas de forma a obter informações mais próximas às observações sobre áreas e períodos, onde dados observados não estão presentes.

Nesse contexto, a Climatempo tem desempenhado um papel fundamental na avaliação da velocidade do vento, fornecendo informações precisas para o setor de energia eólica brasileiro. Através do desenvolvimento do hindcast, a Climatempo visou contribuir para a avaliação dos recursos energéticos do Brasil, possibilitando a identificação de áreas com maior potencial para a geração de energia eólica, permitindo uma utilização mais eficiente e sustentável dos recursos naturais do País.

Diante deste contexto, o objetivo deste trabalho é validar os dados do hindcast desenvolvido pela Climatempo utilizando o modelo WRF4.3.3, comparando com dados do ERA5 e medições de superfície para um determinado período em que os dados observados estavam disponíveis (ano de 2022).

2. DADOS E METODOLOGIA

2.1. DADOS

2.1.1 REANÁLISES FNL

Para realização das simulações do hindcast foi utilizado o modelo WRF4.3.3, e como condições iniciais e de contorno os dados da reanálise FNL do National Centers for Environmental Prediction (NCEP) com resolução de $0,25^\circ \times 0,25^\circ$ de latitude-longitude para todo o globo disponibilizados a cada 6 h. Estes dados representam uma análise global operacional do NCEP FNL, também conhecidos como NCEP final, onde são produzidos a partir do Global Data Assimilation System (GDAS). O FNL utiliza o mesmo sistema

de assimilação e previsão de dados do GFS-NCEP (Global Forecast System), porém são atrasados para que mais dados observacionais possam ser usados, dessa forma, o GFS para a realização de previsão usa o FNL do ciclo anterior de 6 horas como parte de sua inicialização [13].

2.1.2 REANÁLISES ERA5

Em diversos estudos que envolvem velocidade do vento, têm sido utilizados dados de reanálises do ERA5, dessa forma, utilizamos a reanálises para verificar também o desempenho do hindcast em relação ao ERA5.

As reanálises ERA-5 do ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts) são obtidas a partir da API (Application Programming Interface) da CDS (Climate Data Store), conforme detalhado por Hersbach e Dee (2016) [14].

Nesse estudo foram utilizados dados da componente zonal e meridional do vento nas alturas de 100 m de altura em relação à superfície para extrair informações de velocidade no ano de 2022, vale ressaltar, que os dados para 80 metros foram extrapolados usando a lei da potência [15]. O ERA5 fornece dados em intervalos de 1 hora com resolução horizontal de 0,25° x 0,25° de latitude e longitude (27 km).

2.1.3 VALIDAÇÃO: DADOS DE VELOCIDADE DO VENTO ONS

Para avaliar o desempenho das simulações do hindcast de forma quantitativa, foram selecionadas 4 estações anemométricas para realização das comparações entre as bases. Essas estações fazem parte do Portal de dados Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que visa facilitar, melhorar, democratizar o acesso e consumo desse tipo de informação por parte de todos os seus usuários e públicos, disponibilizando diversos conjuntos de dados relacionados ao setor elétrico brasileiro, e assim garantindo a disponibilidade de acesso, reuso e redistribuição [16].

Os dados estão disponíveis no portal de dados abertos do ONS, onde foram baixados os valores de velocidade do vento com resolução temporal de 30 minutos medidos nas alturas de 80 metros em locais que possuem parques eólicos no Brasil, dessa forma, foi utilizado também a lei da potência para extrapolação [15]. A comparação entre os dados do hindcast e observados foi realizada de janeiro de 2022 a dezembro de 2022. As informações das estações com os nomes dos locais e posição estão listados na Tabela 1.

Tabela 1 - Localização das estações anemométricas disponíveis no portal de Dados Abertos do ONS utilizadas nas avaliações.

| Nome | Latitude (Sul) | Longitude (Leste) |
|----------------------------|----------------|-------------------|
| Coxilha Seca | -30.8780 | -55.6701 |
| Serra do Espinhaço | -14.4830 | -42.5842 |
| Atlântica IV | -30.2995 | -50.3278 |
| Ventos de Campo Formoso II | -10.5338 | -40.6270 |

2.2 HINDCAST

O hindcast foi desenvolvido utilizando o Modelo WRF (Weather Research & Forecasting Model) versão 4.3.3 com níveis verticais ETA [17]. Estes níveis são uma coordenada vertical para modelos atmosféricos definidos com uma representação de topografia semelhante a um degrau. Estes níveis foram selecionados para aumentar (diminuir) a resolução em altitudes específicas da atmosfera e também para fornecer melhor estabilidade do modelo, uma vez que terrenos mais acidentados podem induzir o cisalhamento do vento.

O primeiro critério para configuração do hindcast foi selecionar os níveis ETA (maior resolução na área estudada), selecionando 47 níveis, seguindo um perfil de tangente hiperbólica, com quase metade acima de 800 hPa, e um quarto deles acima de 940 hPa, dessa forma, cria níveis em torno do Alturas alvo (ou muito próximas a ela), como também melhora os resultados em convecção de pequena escala, e ventos topográficos gerados. A resolução espacial foi de 9.5 km de latitude e longitude e resolução horária.

A área de integração do modelo está compreendida entre as latitudes de 21.92°N – 52.94°S e longitude de -31.38°W – -88.64.11°W, onde engloba toda a região da América do Sul. (Figura 1).

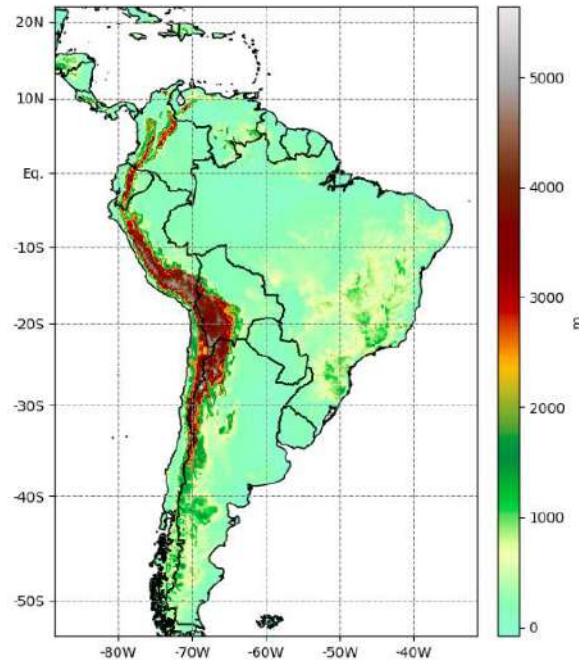


Figura 1 - Domínio da área de integração do hindcast utilizado pelo WRF. A figura representa também a topografia (m: metros)

2.2 VALIDAÇÃO ESTATÍSTICA

Para verificar a destreza do modelo quantitativamente, foram calculados indicadores estatísticos como o Erro Médio (BIAS), a Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE) e a Correlação de Pearson (r), e apresentado Box-plot para períodos sazonais (DJF- Dezembro, Janeiro e Fevereiro, MAM- Março, Abril e Maio, JJA- Junho, Julho e Agosto, e SON- Setembro, Outubro e Novembro), conforme descrito abaixo [18].

O BIAS, considera uma determinada variável (X) com um sub-índice (M), mostrando o valor simulado (X_M) e o valor observado (X_O), sendo possível identificar se os dados observados estão sendo subestimado ou superestimado pelo hindcast. Assim, o BIAS para a variável de interesse (X), foi calculado da seguinte forma (Equação 1):

$$bias = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_M - X_O) \quad (01)$$

O RMSE mede a dimensão real dos erros, calculado de acordo com a Equação 2:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_M - X_O)^2} \quad (02)$$

Foi calculado também o coeficiente de correlação de Pearson, que leva em consideração a fase e a diferença entre duas variáveis (simuladas e observadas), possibilitando comparar os índices de velocidade de vento, simulados pelo hindcast e observados pelas estações anemométricas. Descrito através da Equação 3:

$$R = \frac{\sum_{t=1}^N (X_M - X'_M)(X_O - X'_O)}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (X_M - X'_M)^2 \sum_{t=1}^N (X_O - X'_O)^2}} \quad (3)$$

Onde X' indica a média.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Vale destacar que estes resultados ainda são preliminares e foi avaliado o ano de 2022. Esta análise preliminar de apenas um ano é devido à falta de dados observados para os demais anos simulados. Dessa forma, como o foco são as regiões eólicas, selecionamos 4 locais que possuem parques eólicos e estações anemométricas disponíveis para a validação.

As Figuras 2 e 3, mostram box-plot da distribuição de dados do hindcast, ERA5 e estações anemométricas (lado esquerdo), e distribuição de resíduos (lado direito) para 80 e 100 metros, respectivamente. De maneira geral, observa-se que os dados do hindcast são capazes de representar a variabilidade dos dados observados de velocidade do vento nas estações avaliadas, apresentando forte semelhança entre as bases para a maioria das estações, fica evidente ao verificar a distribuição de resíduos, onde ao comparar com ERA5 verifica-se que o hindcast apresenta erros mais próximos de 0 m/s, indicando que o hindcast possui melhor capacidade de representar a velocidade do vento em 80m e 100m.

Ainda com relação às Figuras 2 e 3, é possível notar que o ERA5 possui tendência a subestimar a velocidade do vento em aproximadamente 15 m/s, enquanto o hindcast possui uma tendência maior em superestimar, porém com menos intensidade, principalmente nas estações Coxilha Seca, Serra do Espinhaço e Ventos de Campo Formoso II, durante os trimestres DJF, MAM, JJA e SON. Uma exceção é a estação Atlântica IV, onde o ERA5 apresentou o melhor desempenho em todos os trimestres.

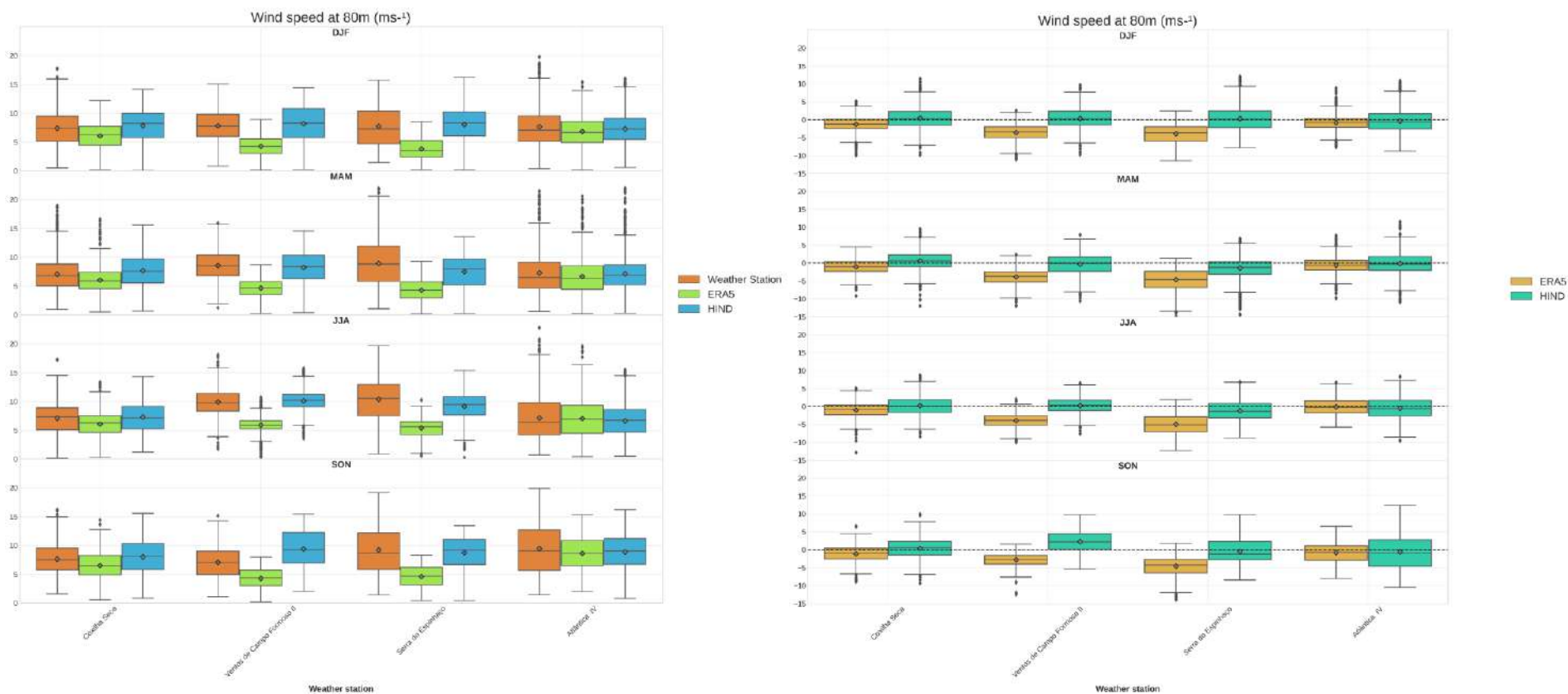


Figura 2 - Box-plot da distribuição de dados do hindcast, ERA5 e estações anemométricas (lado esquerdo), e distribuição de resíduos (lado direito) para velocidade do vento a 80m.

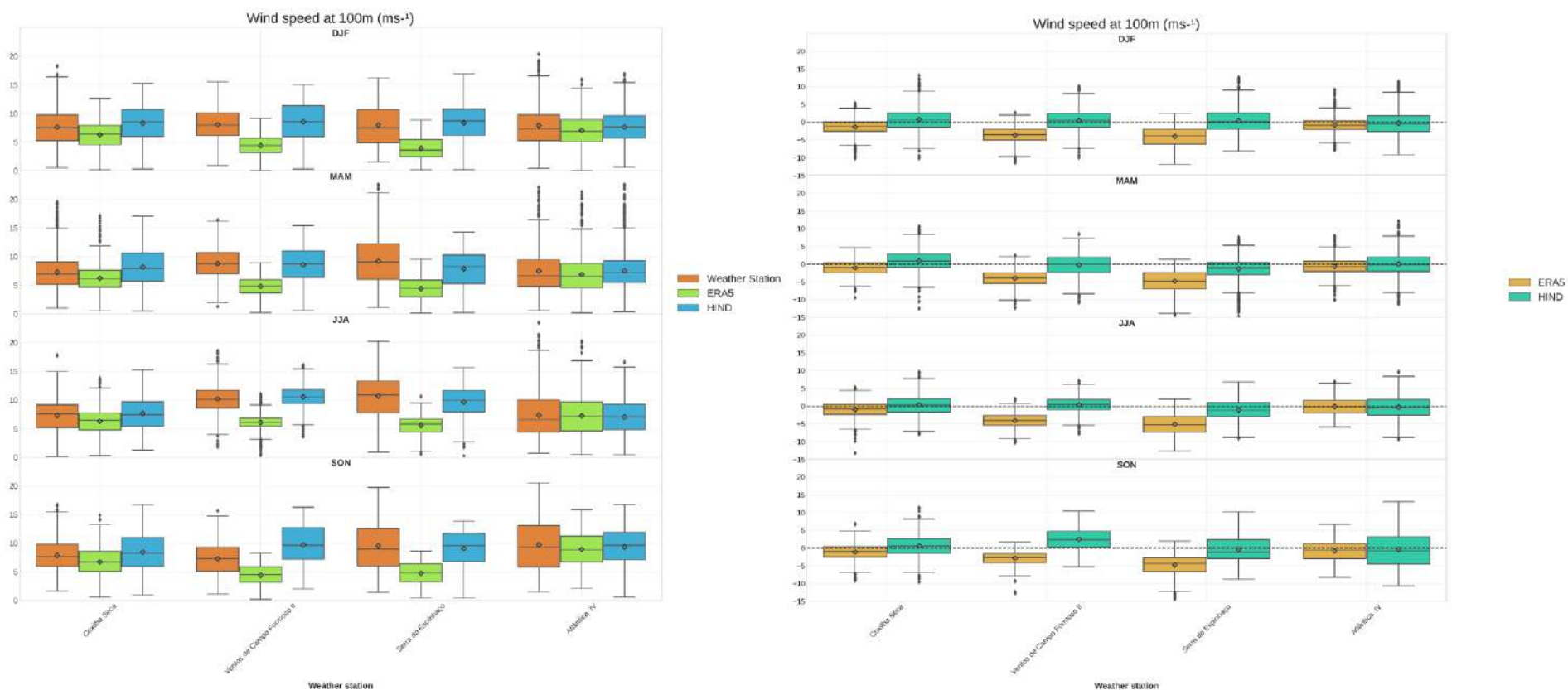


Figura 3 - Box-plot da distribuição de dados do hindcast, ERA5 e estações anemométricas (lado esquerdo), e distribuição de resíduos (lado direito) para velocidade do vento a 100m.

As figuras 4 e 5, mostram o ciclo diário de todo o período dos dados do ERA5 e hindcast na altura de 80m e 100m, respectivamente, avaliando as métricas de Biais, RMSE e Correlação. De acordo com os valores de Biais, observa-se nas alturas de 80m e 100m que o ERA5 tende a subestimar a velocidade do vento em todas as estações em aproximadamente 0 e -5.5 m/s, enquanto o hindcast apresentou valores de Biais entre 2.5 e -1.5 m/s, sem grandes tendências de subestimar/superestimar a velocidade do vento. Ainda com relação ao erro, o hindcast apresentou valores sempre abaixo de 4 m/s em todos os horários e estações, enquanto o ERA5 apresentou RMSE mais alto, como no caso das estações de Serra do Espinhaço e Ventos de Campo Formoso II que apresentaram RMSE de aproximadamente 7 m/s. Com relação à correlação, o ERA5 apresentou melhor desempenho, porém o hindcast ainda possui valores de correlação significativos acima de 0.5.

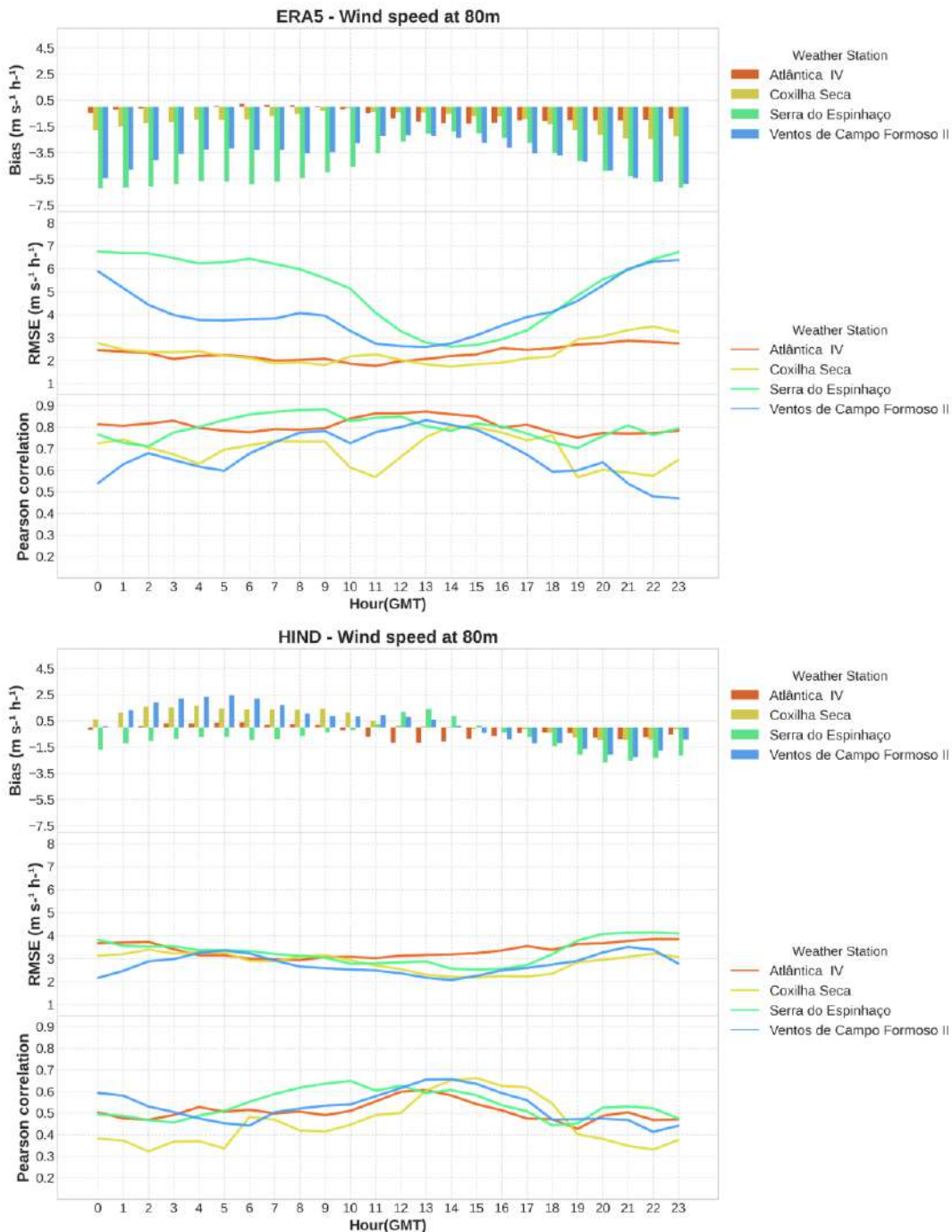


Figura 4 - Ciclo diário do desempenho dos dados do ERA5 e hindcast na altura de 80m considerando

todo o período disponível, avaliando as métricas de Bias, RMSE e Correlação.

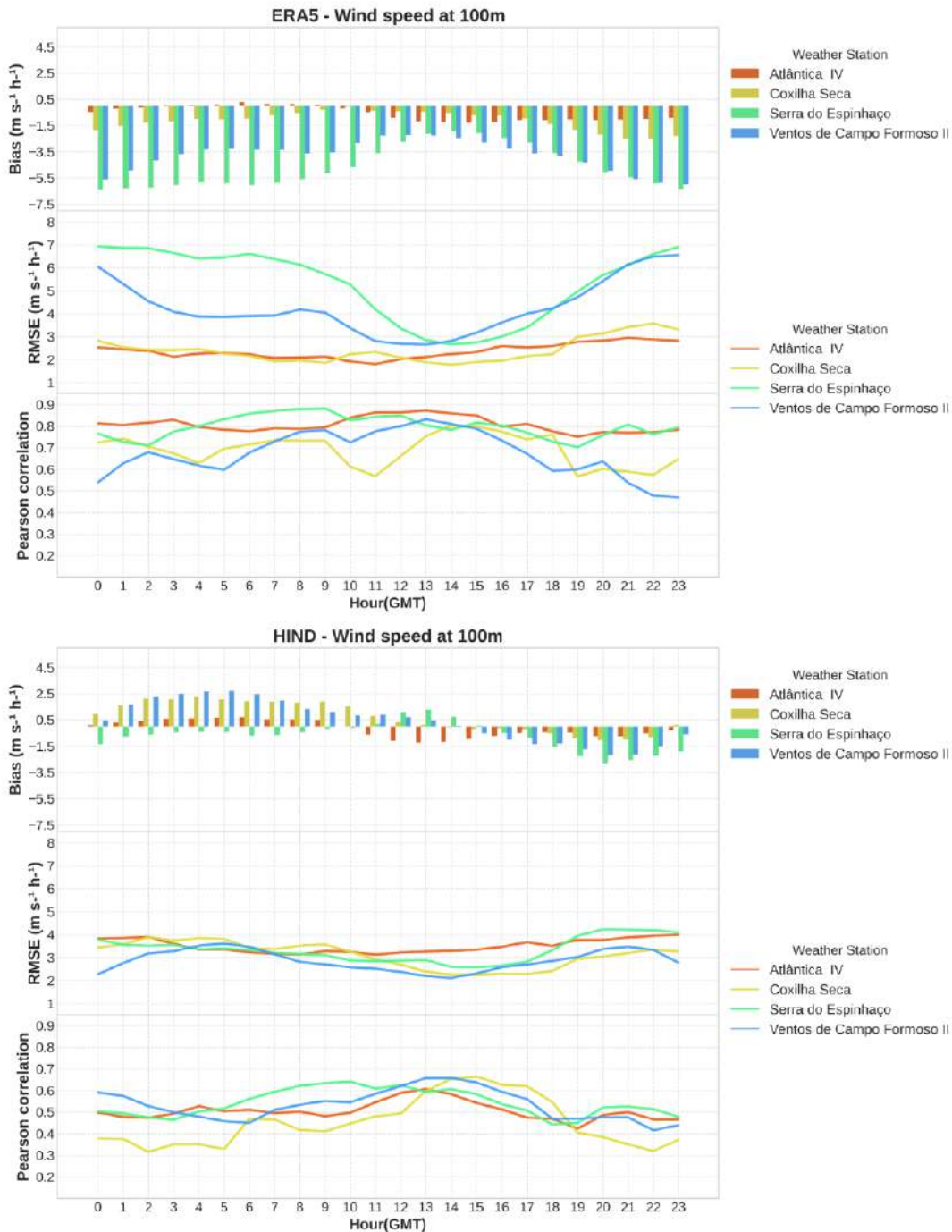


Figura 5 - Ciclo diário do desempenho dos dados do ERA5 e hindcast na altura de 100m considerando todo o período disponível, avaliando as métricas de Bias, RMSE e Correlação.

As Tabelas 2 e 3 apresentam valores estatísticos das métricas de Bias, RMSE e Correlação em todo período de análise para velocidade do vento em 80m e 100m, respectivamente. De acordo com as Tabelas, pode-se notar que o ERA5 apresenta erros maiores de Bias e RMSE, o que não acontece com os dados simulados do hindcast, indicando melhor desempenho do hindcast em simular os valores de velocidade do vento em 80m e 100m. Na Tabela 2 na altura de 80m, destaca-se as estações Serra do Espinhaço que reduziu o Bias -4.51 m/s (ERA5) para -0.89 m/s (hindcast), e Ventos de Campo Formoso II, onde o Bias era -3.64 m/s e passou 0.27 m/s.

Vale ressaltar que as mesmas estações apresentaram destaques na altura de 100m (Tabela 3), além disso observaram-se melhores valores de RMSE em todos os casos. Com relação aos valores de correlação, o ERA5 apresentou maiores valores em relação ao hindcast, porém com valores satisfatórios acima de 0.50.

Tabela 2 - Métricas estatísticas de Bias, RMSE e Correlação em todo período de análise para velocidade do vento em 80m.

| Dados | Métricas | Estações Anemométricas | | | |
|-------|----------|------------------------|--------------------|--------------|----------------------------|
| | | Coxilha Seca | Serra do Espinhaço | Atlântica IV | Ventos de Campo Formoso II |
| ERA5 | BIAS | -1.19 | -4.51 | -0.43 | -3.64 |
| | RMSE | 2.49 | 5.34 | 2.47 | 4.18 |
| | R | 0.7 | 0.72 | 0.76 | 0.65 |
| HIND | BIAS | 0.44 | -0.89 | -0.34 | 0.27 |
| | RMSE | 2.38 | 3.32 | 2.37 | 2.78 |
| | R | 0.52 | 0.60 | 0.51 | 0.55 |

Tabela 3 - Métricas estatísticas de Bias, RMSE e Correlação em todo período de análise para velocidade do vento em 100m.

| Dados | Métricas | Estações Anemométricas | | | |
|-------|----------|------------------------|--------------------|--------------|----------------------------|
| | | Coxilha Seca | Serra do Espinhaço | Atlântica IV | Ventos de Campo Formoso II |
| ERA5 | BIAS | -1.2 | -4.63 | -0.43 | -3.73 |
| | RMSE | 2.55 | 5.49 | 2.55 | 4.29 |
| | R | 0.7 | 0.72 | 0.76 | 0.65 |
| HIND | BIAS | 0.68 | -0.71 | -0.19 | 0.40 |
| | RMSE | 2.16 | 3.37 | 2.52 | 2.90 |
| | R | 0.55 | 0.60 | 0.50 | 0.52 |

4. CONCLUSÕES

Neste estudo, foi avaliado o desempenho do hindcast desenvolvido pela Climatempo utilizando o modelo WRF4.3.3 na simulação de dados de velocidade do vento nas alturas de 80m e 100m para a utilização em avaliações de recursos eólicos em áreas onde não existem medições de superfície. O hindcast foi desenvolvido porque apresenta resolução espacial e temporal admissível para realizar essas análises em diferentes locais. O desenvolvimento desse tipo de dado vem sendo realizado em diferentes lugares no mundo e com diferentes aplicações, porém no Brasil dados com esse tipo de resolução ainda são inexplorados.

Para enfrentar o desafio de preencher grandes lacunas espaciais e temporais de dados, apresentamos o problema da ausência de dados e coletamos informações de velocidade de vento nas alturas de 80m e 100m na simulação do hindcast próximos de regiões que possuíam medições de superfície para validar, uma vez que os dados do hindcast estão na forma de ponto de grade. Dessa forma, os resultados indicaram que o hindcast possui bom desempenho na representação da velocidade de vento nos níveis avaliados, principalmente quando comparamos com outras bases comumente utilizadas pela comunidade científica, como o ERA5.

De maneira específica, os resultados da avaliação do hindcast apresentaram melhores valores de erro (RMSE e BIAS) em relação às observações e ao ERA5, com melhor desempenho nas estações da Serra do Espinhaço e Ventos de Campo Formoso II na altura de 80m com RMSE de 3.32 m/s e 2.78 m/s, respectivamente, e pior desempenho apenas na estação de Atlântica IV.

REFERÊNCIAS

- [1] FREITAS, I. G. F. et al. Evaluation of Wind and Wave Estimates from CMEMS Reanalysis for Brazil's Offshore Energy Resource Assessment. *Wind*, v. 2, n. 3, p. 586-598, 2022.
- [2] ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica. INFOVENTO. Disponível online: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/> (acessado em 10 Junho 2023).
- [3] Pryor, S.C.; Barthelmie, R.J. Comparison of potential power production at on and offshore sites. *Wind. Energy Int. J. Prog. Appl. Wind. Power Convers. Technol.* 2001, 4, 173–181.
- [4] VINHOZA, Amanda; SCHAEFFER, Roberto. Brazil's offshore wind energy potential assessment based on a Spatial Multi-Criteria Decision Analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 146, p. 111185, 2021.
- [5] LISBOA, Rodrigo C.; TEIXEIRA, Paulo RF; FORTES, Conceição Juana. Numerical evaluation of wave energy potential in the south of Brazil. *Energy*, v. 121, p. 176-184, 2017.
- [6] Pérez, C.C.; Greaves, D.; Iglesias, G. A review of combined wave and offshore wind energy. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 42, 141–153.
- [7] GALVÃO, Luiz Claudio Ribeiro et al. Análise procedimental da energia contida no recurso do vento verificada através de tecnologias consolidadas de geração eólica. In: *Brazil Windpower 2019 Conference and Exhibition*. 2019. p. 1-12.
- [8] SANTOS, J. 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. p. 1-10.
- [9] DE AQUINO FERREIRA, Saulo Custodio; OLIVEIRA, Fernando Luiz Cyrino; MAÇAIRA, Paula Medina. Validation of the representativeness of wind speed time series obtained from reanalysis data for Brazilian territory. *Energy*, v. 258, p. 124746, 2022.
- [10] GRUBER, Katharina et al. Towards global validation of wind power simulations: A multi-country assessment of wind power simulation from MERRA-2 and ERA-5 reanalyses bias-corrected with the global wind atlas. *Energy*, v. 238, p. 121520, 2022.

- [11] ARAÚJO, Caio Sérgio Pereira de et al. Evaluation of air temperature estimated by ERA5-Land reanalysis using surface data in Pernambuco, Brazil. *Environmental Monitoring and Assessment*, v. 194, n. 5, p. 381, 2022.
- [12] SIEFERT, Cesar Augusto Crovador et al. Avaliação de Séries de Velocidade do Vento de Produtos de Reanálises Climáticas para o Brasil. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 36, p. 689-701, 2022.
- [13] CHEN, Biyan et al. A global assessment of precipitable water vapor derived from GNSS zenith tropospheric delays with ERA5, NCEP FNL, and NCEP GFS products. *Earth and Space Science*, v. 8, n. 8, p. e2021EA001796, 2021.
- [14] HERSBACH, H.; DEE, D. J. E. N. ERA5 reanalysis is in production. *ECMWF newsletter*, v. 147, n. 7, p. 5-6, 2016.
- [15] MANWELL, J. F. et al. *Wind energy explained*. New York: Wiley, 2002, 569 p.
- [16] Dados Abertos - Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólicas - Detalhamento por Usina. Disponível online: <https://dados.ons.org.br/> (acessado em 02 Junho 2023).
- [17] SKAMAROCK, William C. et al. A description of the advanced research WRF model version 4. National Center for Atmospheric Research: Boulder, CO, USA, v. 145, n. 145, p. 550, 2019.
- [18] WILKS, Daniel S. *Statistical methods in the atmospheric sciences*. Academic press, 2011.

Comparison of model performances for abnormal wind speed-ups over topography in Brazil

Oriol Lacave ¹, Daniel Votteler ², Beatrix Blank ²

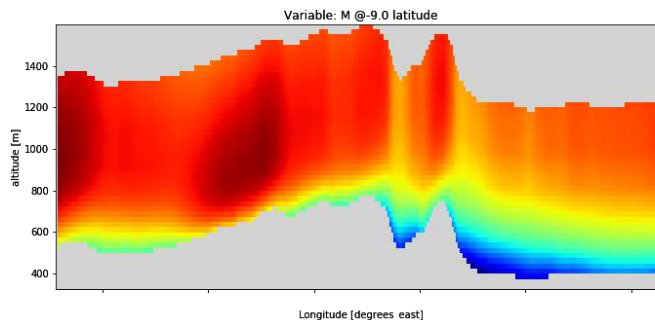
1 Vortex f.d.c, 2 Sowitec GmbH

oriol.lacave@vortexfdc.com, daniel.votteler@sowitec.com, beatrix.blank@sowitec.com

ABSTRACT

We present a case study of a wind resource in Brazil with a complex topography dominated by a stable atmosphere and mostly unidirectional wind rose. The particularity of this site, also found in other places in Brazil, is that the spatial wind distribution is not aligned with the topography. This is not a typical situation in most places, where the windiest spots are located near the highest places in the area. We show how to identify climate characteristics to be aware of this phenomenon and take into account the particular wind flow in the first stages of project development for similar sites in Brazil.

Figure 1. Modeled horizontal wind speed (WRF) of transect of a fixed latitude over the area for multiple heights



In this case study, we evaluate a complex topography site with a dominant wind flow from the east. The wind resource area of interest is characterized by an abrupt slope in the eastern part, gradually decreasing in height towards the west. This creates a significant slope obstacle in the path of the wind inflow.

During the early stages of measurement with only one met mast installed near the hilltop, different models show variations in the maximum wind speeds observed. Some models suggest maximum wind speeds at lower heights in the west, while others indicate maximum wind speeds near the hilltops.

To assess and evaluate the situation, we generated and compared various model data. We utilized three different simulation technologies and compared their results with seven measurement positions. The use of high-resolution mesoscale models provided additional variables that helped illustrate and understand the phenomena occurring at the site. Obtaining this information early in the project development is crucial as it allows for adjustments to measurement campaigns, ensuring accurate confirmation and evaluation of wind flow and turbulence.

Keywords

wind flow; mesoscale; foehn; complex terrain; brazil; stability

1. INTRODUCTION

In an early stage wind resource assessment study, both mesoscale models and different CFD models can be used. Each model has its own advantages and flaws, but these are often only identified when met mast data is used. When there is only a single met mast, it is possible to evaluate the bias, but it is not possible to evaluate the overall wind field distribution.

To evaluate the spatial wind distribution, a set of met masts located in different spots around the area can be used. In this case, the matching speed ups of the different met masts would indicate a good wind resource field. When there is a good performance of the model spatial distribution and well-located met mast measurements, the uncertainty of the site's wind resource evaluation is greatly reduced.

On the contrary, having a low bias model in a single location can lead to erroneous assumptions. Evaluating a single spot in a model with incorrect wind spatial distributions will result in high errors in speed ups. Therefore, it is crucial to develop techniques and gather information to identify susceptible affected areas similar to this phenomenon.

2. THEORETICAL BACKGROUND

This study aims to comprehensively evaluate and compare the performance of three different wind models: Vortex BLOCKS, WASP, and Reynolds-averaged Navier-Stokes Computational Fluid Dynamics (RANS-CFD) model.

Models

Vortex Blocks

Introducing BLOCKS, an advanced wind speed data generation tool developed by Vortex, designed to cater to the scientific community. This product is aimed at providing comprehensive wind speed information using the WRF (Weather Research and Forecasting) mesoscale model.

The WRF1 model serves as the foundation for BLOCKS, offering exceptional capabilities in simulating and forecasting weather phenomena. With its high-resolution capability of 100m, the WRF model enables the downscaling of ERA5 reanalysis data, resulting in precise wind speed data for a specific domain ranging from 500 to 1500 Km². The gridded time series approach employed by BLOCKS ensures the delivery of vital variables, including MAPS, WRG, TAB, and an additional Vref variable derived from extreme events.

In response to emerging trends in wind resource assessment methodologies, BLOCKS embraces time series analysis, a powerful alternative to traditional time-reduced statistics. By adopting time series methodologies, BLOCKS enables it to accurately compute uncertainties related to wake losses, curtailments, and other parameters that exhibit high temporal variability. The product offers advanced features such as customizable filtered WRG/MAPS, generation of high-resolution time series data at 30-minute intervals, and spatial conditioning for enhanced accuracy.

The 4D calibration in Vortex's remodeling technology involves a time-dependent and non-linear calibration approach. By leveraging artificial intelligence-powered segregations and meteorological clustering, the remodeling process modifies reference data to match the texture of measurements. This enables the trespassing of trends and texture of measurements into the reference long-term time series.

The calibration process takes advantage of more measurements and preserves spatial homogeneity. Additionally, raw model outputs are available for comparison, allowing for a comprehensive validation of the calibration results.

WAsP

The Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) model, developed by DTU (Technical University of Denmark), introduces the concept of generalized wind to enhance the accuracy of wind field estimation. Generalized wind represents a holistic approach to capturing the complex wind patterns in a given area by considering various factors that influence the wind flow.

In the context of the WAsP model, generalized wind takes into account not only the measured wind data from meteorological masts but also incorporates additional information such as terrain characteristics, land use, and roughness. These factors significantly impact the wind flow, causing spatial variations in wind speed and direction.

By integrating these influential factors, WAsP creates a more comprehensive and nuanced representation of the wind field. It leverages advanced algorithms and techniques to interpolate and extrapolate the wind data, enabling the estimation of wind speeds and directions at unmeasured locations within the study domain.

The WAsP model is particularly advantageous due to its low computational power requirements and its 2D modeling approach. This makes it suitable for quick and efficient wind resource assessments and is therefore widely used in wind project development. Despite being a 2D model, WAsP still provides valuable insights for wind energy applications. These insights include

multiple layers of wind-related variables, providing valuable insights for wind energy applications. These layers typically include wind speed, wind direction, and turbulence intensity. The data can be obtained at various heights, allowing for analysis and optimization at specific hub heights commonly used in wind turbine installations, such as 50m, 80m, or 100m. The output is typically provided in grid format, allowing for easy integration with other software tools and visualization platforms.

For this study WAsP11 has been used and all simulations have been done within WindPro 3.6. All model parameters were set to standard WAsP parameters predefined in WindPro.

CFD (RANS)

The CFD (Computational Fluid Dynamics) model is a computational tool used to simulate and analyze the behavior of wind flow in complex environments. CFD is a numerical technique that solves the governing equations of fluid dynamics to predict the flow patterns and characteristics of fluids, in this case, the movement of air. The CFD model implemented in Meteodyn utilizes a discretized computational grid to divide the domain into smaller control volumes, allowing for the calculation of fluid properties at discrete points within the grid. It employs the Navier-Stokes equations, which describe the conservation of mass, momentum, and energy in fluid flows.

One key aspect of the CFD model is its ability to handle the interactions between wind and various structures or terrain features. It incorporates detailed representations of topography within the computational domain. The CFD model provides high-resolution simulations, offering detailed information about wind speed profiles, wind direction, and flow patterns.

For this case study, we utilized Meteodyn Version 1.8 and exported the flowres format from the Meteodyn software. The synthesis was then conducted in Windpro 3.6, using the 11-month measured time series. The simulations were performed for two different stability classes: neutral and (very) stable.

Meteorological data and calibration

At the project site, there are seven meteorological met masts installed, all of which meet the IEC requirements and have 11 months of concurrent data. For this analysis, only time stamps with valid concurrent data from each met mast are used. For all masts the measurement heights are 80 m, 100 m, and 120 m. The analysis is conducted at the same height of 100 m.

3. METHODOLOGY

Each of the models have been used to generate the wind field for an area covering all of the met masts.

For each model we have used the met mast data A as input. In case of Vortex the met mast data A has been used to calibrate the original mesoscale wind field, which is generated with no wind measurements.

By comparing different models and evaluating each against met masts, we can assess how the site's evaluation performs under different circumstances.

The objectives of this study are:

- Evaluate the wind resources of different models and uncertainty estimates.
- Show a special topography case where different models can perform in different ways.
- Show how the use of different model technologies discrepancies can set the alarm for the need of extra measurement campaign met masts.
- Improve early stages wind resource assessment and measurement campaigns of similar sites.

We propose also different techniques to detect similar behaviors in the early stage of a project:

- Comparing different models, preferably using different technologies, can reduce the probability of escaping from all of them.
- Retrieving data from a well-located measurement campaign of different met masts, including met masts strategically placed with a good knowledge of different key speed ups occurring.
- Using not only the wind speed layers at turbine heights, but also having model-based atmosphere information at multiple heights. This can help identify certain phenomena.
- Use wind speed profiles but also temperature and vertical wind speeds profiles to identify similar wind regime areas.

4. FIELD RESEARCH

The measurement of the concurrent period of met mas A has been used as input for all models. We have extracted the wind speeds at each met mast location. To validate the accuracy of the wind map, it is compared against the measurements obtained from the other meteorological masts. This comparison allows us to assess the reliability and performance of the wind map in predicting the wind conditions at different locations within the project area.

The different meteorological met masts relative location to the ridge are listed below.

Table 1. Met masts location

| MM name | description |
|---------|-------------------------------------|
| A | top of mountain |
| B | 1 km west of mountain ridge |
| C | 3 km west of mountain ridge |
| D | 3 km west of mountain ridge |
| F | 1 km of mountain ridge |
| E | top of hill 4 km west of main ridge |

In addition the transect of the area Vortex output to field at multiple

The mean wind speeds but also, temperature, pressure and vertical wind speeds are visualized.

vertical profiles for the has been extracted using analyze the continuum wind heights at a fixed latitude.

5. RESULTS

Relative bias evaluation

In the first step of our analysis, we normalize the wind speeds generated by all models at the positions of the meteorological masts using the wind speed of met mast A as a reference.

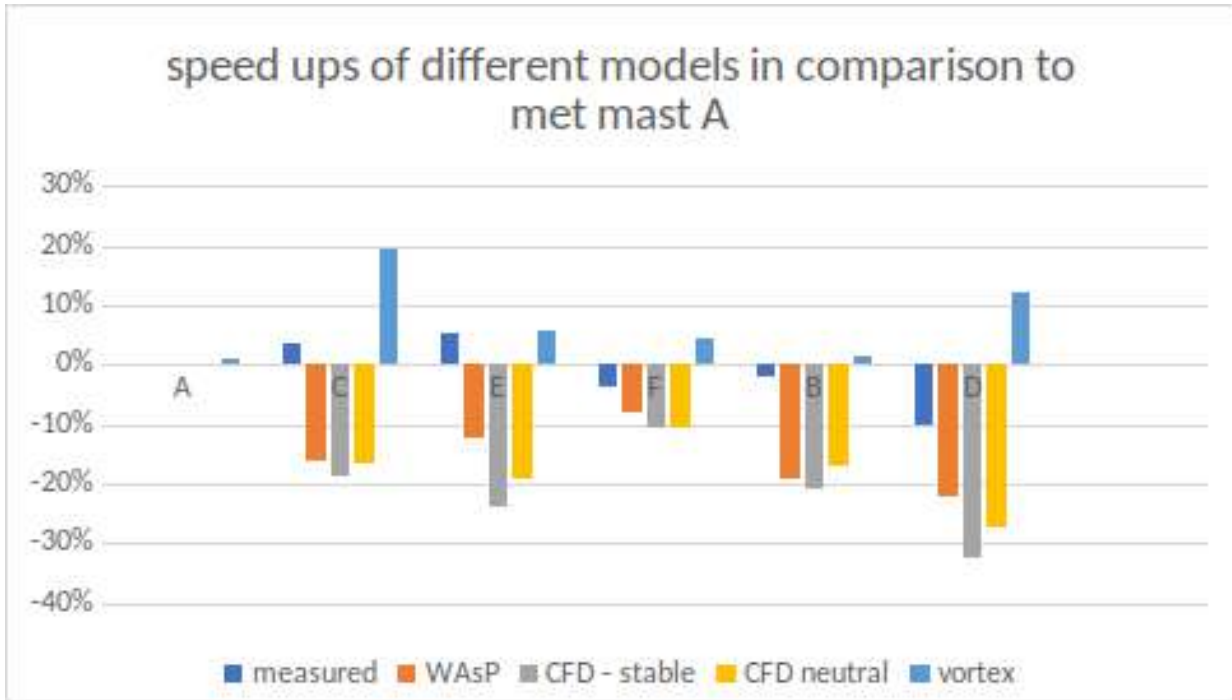
For each met mast we have used the following relative difference of wind speeds:

$$F_{rel} = 100 * (MM_i - MM_{ref}) / MM_{ref}$$

This normalization process allows us to check for any biases in each model's predictions at each measurement position. By comparing the normalized wind speeds with the actual measurements, we can identify any underestimation or overestimation of wind speeds by each model. This enables us to identify the strengths and weaknesses of each model.

- While all of the models correctly use the calibration at met mast A, none of them captures the speed up for all the met masts. The accuracy varies across the site.
- Vortex tends to overestimate for all sites. Other models underestimate all the sites.
- Overall Vortex captures better the positive - negative sign of speed ups. Except met masts C and D, where it is overestimating the wind speed, the others are well captured.
- All CFD and WAsP underestimate all the met masts.
- WaSP performs slightly better than other CFD models for all but site B.
- Neutral CFD configuration performs slightly better than CFD-stable.

Figure 2 relative bias compared to reference met mast for each model and observations at each met mast location

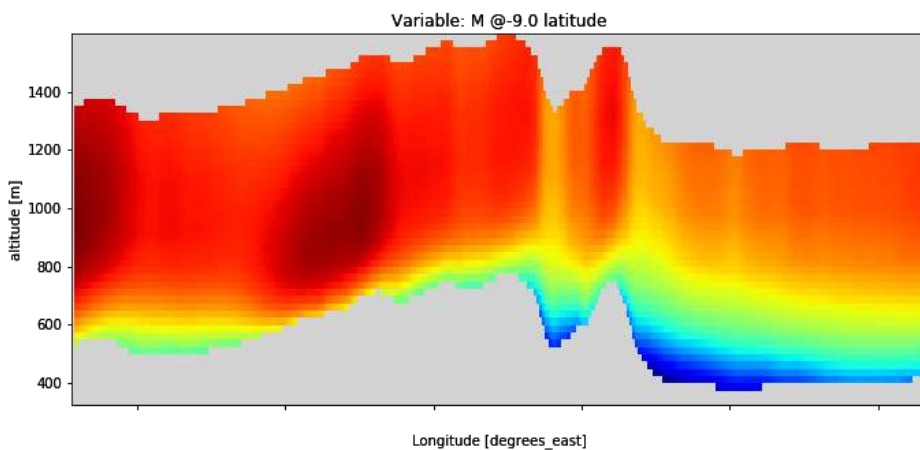


Vertical Profiles

The mesoscale model output from Vortex was employed to generate a comprehensive view of various variables at multiple heights ranging from 0 to 800 m above ground. A fixed latitude was selected, and a transect was created along with which the impact of topography could be observed.

Wind Speed

Figure 3. Modeled (vortex BLOCKS) horizontal wind speed at multiple heights for a fixed latitude.

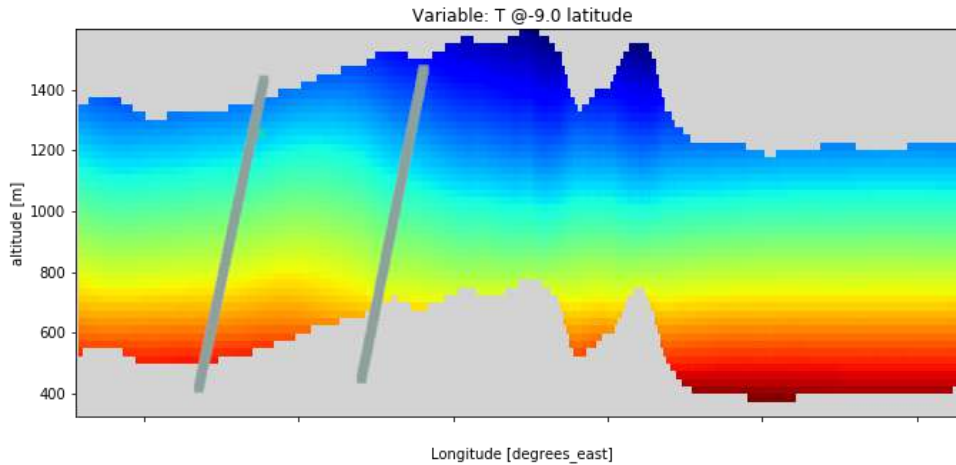


In the previous figure we can see the wind speed evolution from east to west over heights from 0 to 800 m above ground. We can observe the high slope located in the center of the figure. We can see that the maximum wind speed is located west of the top.

We see that in the maximum wind speeds there is a steep increase of wind speeds near the ground. This indicates a high shear profile with high wind speeds near the surface.

Temperature

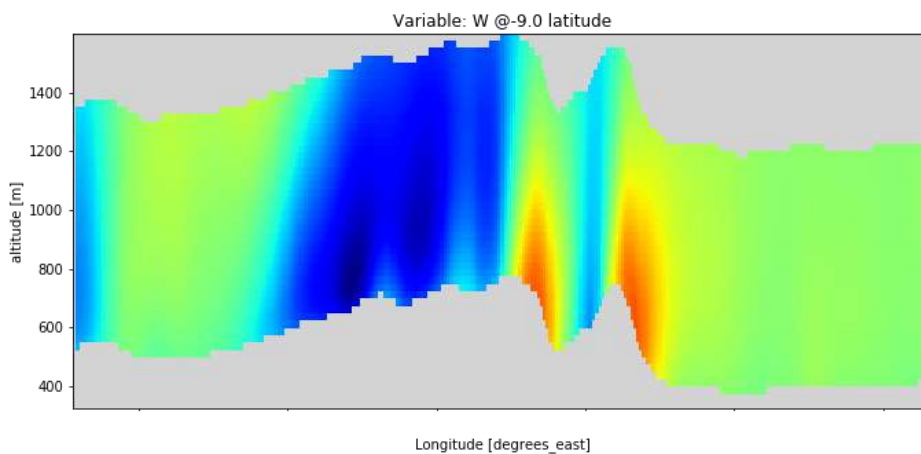
Figure 4. Temperature at multiple heights for a fixed latitude.



The previous figure shows temperatures changes over height for different longitudes. In the eastern area - shown between lines- the temperature increases linearly with height above sea level. In the western area this is not true. We can observe an increase of temperature at 700 m altitude. This coincides with the maximum wind speed area in the western area with a smooth slope. This may be due to Foehn effect which typically occurs for downstream winds after hill tops of mountainous areas.

Vertical wind speed

Figure 5. Modeled (vortex BLOCKS) vertical wind speeds at multiple heights for a fixed latitude.



The vertical wind speeds provide valuable insights into how the wind flow interacts with the topography and can also serve as an indicator of stability. The model accurately captures the presence of high vertical wind speeds in front of mountainous areas, particularly at altitudes of up to 1000 m.

Conversely, negative wind speeds are observed in the western areas, which aligns with the previous observations of maximum wind speeds and temperature increases in those regions. These three phenomena can be utilized to identify areas where mesoscale simulations are applicable. By utilizing mesoscale models, which provide information on wind speed, temperature, and vertical wind speed, early-stage identification of sites with similar wind regimes becomes possible.

6. Conclusions

The bias factors of the models show discrepancy between them, especially between Vortex and the other ones.

Overall both CFD configurations and WAsP show similar results, with WAsP performing slightly better.

Vortex captures the western wind acceleration but overestimates in the met masts located 3km left of the ridge.

The phenomena alarm can be set on for places with high slopes but also where models show abnormal wind speeds over topography. Temperature deviation from expected linear growth over height above sea level can be an indicator too.

REFERENCES

Skamarock, W. C., Klemp, J. B., Dudhia, J., Gill, D. O., Barker, D. M., Duda, M. G., ... & Powers, J. G. (2008). A Description of the Advanced Research WRF Version 3. NCAR Technical Note NCAR/TN-475+STR, 113.

Troen, I., & Petersen, E. L. (1989). European Wind Atlas. Risø National Laboratory.

Hersbach, H., Bell, B., Berrisford, P., Hirahara, S., Horányi, A., Muñoz-Sabater, J., ... & Simmons, A. (2020). The ERA5 Global Reanalysis. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, 146(730), 1999-2049.

Holierhoek, Jessica & Pieterman, R. & Braam, H. & Savenije, Feike & Korterink, H.. (2011). A Six Steps Approach to Set up a Measurement Campaign to Validate or Improve the Wind Turbine Component Model. Wind Engineering. 35. 381-396. 10.1260/0309-524X.35.4.381.

Análise da Variabilidade do Recurso Eólico e Previsão Anual de Energia: Estudo de Caso no Nordeste Brasileiro

Marcella Pinheiro Lazar, Daniel Francisconi Oliveira

Departamento de Engenharia - Casa dos Ventos

marcella.lazar@casadosventos.com.br, daniel.francisconi@casadosventos.com.br

RESUMO

A caracterização do recurso eólico é etapa imprescindível no desenvolvimento de um projeto eólico. Para levar em consideração as variações climáticas que ocorrem em diversos períodos, como diário, sazonal, anual, entre outros, é preciso medir o vento por tempo suficientemente longo. Muitas vezes, medições mais curtas podem ser ajustadas com séries de longo prazo por um processo denominado MCP (measure, correlate, predict). O presente trabalho analisou três torres anemométricas com mais de 10 anos de medição no nordeste brasileiro. Os períodos analisados variam de 1 a 10 anos com objetivo de compreender as vantagens e limitações de diferentes tempos de medição, bem como a variabilidade interanual no período analisado. Parâmetros como a correlação com a série de reanálise ERA5, coeficientes da distribuição de Weibull e velocidade de longo prazo foram analisados ao longo dos anos. Os resultados mostram que utilizar séries temporais com período anual incompleto tem influência considerável na estimativa anual de energia, principalmente se a série tiver menos de 3 anos de medição, e que a previsão para a Produção Anual de Energia (PAE), avaliada com dois aerogeradores de referência, diverge na ordem de 5% nos primeiros anos, e entre 1-3% nos últimos 5 anos.

Palavras-chaves:

Variabilidade interanual, MCP, longo prazo, séries de reanálise, sazonalidade.

ABSTRACT

The characterization of wind resource is an essential step in wind project development. To account for climate variations occurring in different periods, such as daily, seasonal, and annual cycles, it is necessary to measure the wind for a sufficiently long time. Often, shorter measurements can be adjusted using long-term data series through a process called MCP (measure, correlate, predict). This study analyzed three anemometric towers with over 10 years of measurement in northeastern Brazil. The analyzed periods ranged from 1 to 10 years with the objective of understanding the advantages and limitations of different measurement durations, as well as the interannual variability during the analyzed period. Parameters such as correlation with the ERA5 reanalysis dataset, Weibull distribution coefficients, and long-term wind speed were analyzed over the years. The results show that using incomplete annual time series significantly influences the annual energy estimation, especially if the series has less than 3 years of measurements. Additionally, the annual energy production (PAE) forecast, evaluated with two reference wind turbines, diverges by approximately 5% in the initial years and between 1-3% in the last 5 years.

Keywords:

Interannual variability, MCP, long term, reanalysis series, seasonality.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com Oliveira *et al.* (2015), as mudanças climáticas estão ligadas aos movimentos da Terra e influências planetárias, lunares e solares, resultando em fenômenos climáticos com diferentes ciclos, por exemplo, diários, anuais e decadais. No âmbito da microdinâmica do vento, há variações climáticas que ocorrem em ciclos menores, a exemplo das mudanças marcadas pelas estações ao longo de 12 meses consecutivos. Já representando uma macrodinâmica, ou seja, variações que ocorrem em ciclos mais longos, há exemplos como o El Niño, fenômeno que ocorre com uma frequência que varia de 2 a 7 anos e impacta consideravelmente em variações no recurso eólico, conforme Oliveira *et al.* (2017).

A caracterização do recurso eólico numa dada localidade é etapa fundamental no desenvolvimento de um projeto eólico. Após coletar dados de vento, através de torres anemométricas ou sensoriamento remoto, e validá-los, é preciso ajustá-los com séries históricas de longo prazo para evitar desvios da norma que possam ter ocorrido durante o tempo de medição por conta do efeito desses fenômenos climáticos cíclicos. Recomenda-se, portanto, utilizar séries de referência que cubram pelo menos 3 períodos de oscilação climática, por isso a utilização de séries de 20 anos para modelar o recurso de determinada região, segundo Brower (2012). Vale ressaltar que essas séries de referência, também chamadas de séries de reanálise, são produzidas por agências meteorológicas, como a *European Center for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF)*, utilizando dados meteorológicos históricos medidos por satélites e na superfície, por exemplo, com o intuito de criar modelos regionais de comportamento climático.

O processo conhecido como MCP (*measure, correlate, predict*) é usado para relacionar e ajustar os dados medidos em campo com a referência de longo prazo, reduzindo assim a incerteza nos cálculos de produção de energia. O método assume que o recurso eólico do futuro será similar ao do passado, e alguns requisitos devem ser cumpridos para que o MCP seja válido. Tanto a série de referência quanto os dados medidos devem estar sujeitos às mesmas condições climáticas, ou seja, deve haver boa correlação entre ambas as fontes. Além disso, o registro de dados deve ser homogêneo e com medições contínuas. Por fim, o tempo concorrente entre ambas as fontes deve capturar variações sazonais, o que na prática significa que a torre deve medir no mínimo nove meses contínuos e preferivelmente um ano ou mais.

Visto que o tempo de registro de dados é fundamental para a redução de incertezas, este estudo pretende avaliar o impacto de utilizar dados de torres anemométricas que variem de 1 a 10 anos, usando como ajuste de longo prazo séries de referência de 20 anos. Para isso, três torres anemométricas instaladas no nordeste brasileiro com medições concorrentes de pelo menos 10 anos foram avaliadas para diferentes janelas de tempo de medição. Adicionalmente, a variabilidade interanual também foi avaliada ao longo do período dos 10 anos de medição.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No estágio inicial de desenvolvimento de projetos eólicos, é mais comum dispor de torres de medição que possuem curtos períodos, geralmente inferiores a 2 anos, e, dada a natureza cíclica das mudanças climáticas, durante esse período ainda não temos as características da região consolidadas. Mesmo utilizando as séries de longo prazo para escalonar os dados medidos e aumentar a representatividade histórica da sazonalidade da região, podemos vir a ter um viés na avaliação do recurso eólico se tivermos uma quantidade desigual de meses do ano, principalmente no que tange à velocidade média estimada para a região. De acordo com Brower (2012), a incerteza na velocidade média do vento de longo prazo com base apenas em um ano de medição é de cerca de 3 a 6%, o que corresponde a uma diferença de 5 a 10% na produção média da usina eólica. Além disso, em um recente estudo comparativo feito por Lee (2021), um compilado da avaliação de perdas no cálculo de produção de energia confirma que a mudança de 1% da incerteza da velocidade de vento pode levar a uma variação de 3 a 5% na energia líquida produzida.

É nesse contexto que Brower (2012) propõe a utilização de uma média anualizada de velocidade para corrigir o viés sazonal do período de dados medidos, apresentada na Equação 1.

$$\overline{v}_{anual} = \frac{1}{365,25} \sum_{m=1}^{12} D_m \left(\frac{1}{N_m} \sum_{l=1}^{N_m} v_{im} \right) \quad (1)$$

Onde o somatório externo é iterado sobre os 12 meses do ano, com D_m , que representa o número médio de dias de cada mês, multiplicando a média de velocidade do mês. Na equação, essa média de velocidades mensal é dada pelo somatório das velocidades médias diárias (v_{im}) do mês m dividido pela quantidade de dias desse mês, dada por N_m .

3. MÉTODO DO ESTUDO

Com o objetivo de avaliar os efeitos do tempo de medição de vento, 3 torres anemométricas em diferentes localidades e com período de medição concorrente foram analisadas. As torres estão posicionadas em altitudes que variam de 800 a 1300 m, e distam de 100 a 200 km entre si. Os dados foram avaliados para medições de 1 ano, 2 anos, 3 anos, e assim sucessivamente até 10 anos. Para avaliar o efeito de sazonalidade quando a medição tem anos incompletos, ou seja, quantidades de meses desiguais, por exemplo com 2 janeiros e 1 fevereiro, também foram estudados períodos de 1 ano e 3 meses, 1 ano e 6 meses, e 1 ano e 9 meses. O mesmo foi feito em 5 anos para avaliar o impacto da sazonalidade em torres com medições mais longas. A Figura 1 apresenta os pontos de análise numa linha do tempo.

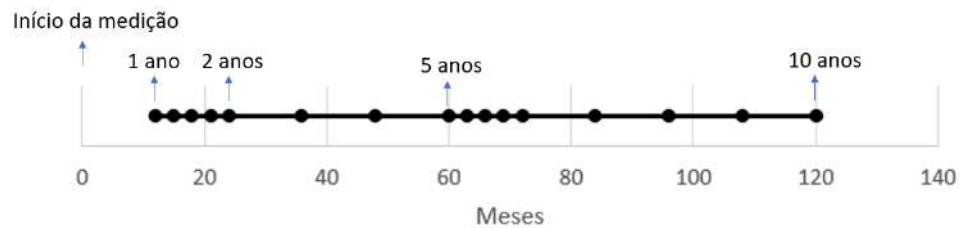


Figura 1 - Linha do tempo com os períodos de medição analisados.

Após subdividir as séries nos períodos supracitados, executamos em cada uma delas os seguintes passos:

- 1- Calcular as médias mensais da série temporal;
- 2- Encontrar o ponto da série de reanálise mais próxima e que apresenta melhor correlação mensal com a torre. Foi utilizada a série de reanálise ERA5, disponibilizada gratuitamente pela ECMWF¹;
- 3- Utilizando regressão linear, calcular os coeficientes da reta, do tipo $y = ax + b$, que correlacionam a série de reanálise com os dados medidos. Outras formas de correlacionar os dados podem ser usadas, e foram descritas em detalhes por Rogers (2005) e Thøgersen (2007);
- 4- Aplicar na série de reanálise os coeficientes encontrados no passo 3 e calcular a média de longo prazo anualizada, V_{LP} ;
- 5- Na série temporal medida, calcular a média anualizada de velocidade, V_{CP} ;
- 6- Escalonar pelo fator $\frac{V_{LP}}{V_{CP}}$ a série temporal medida, encontrando o histograma da frequência por bins de velocidade de longo prazo da torre;

¹ Disponível em: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>.

7- Encontrar a curva *Weibull* que melhor descreve o comportamento do histograma encontrado no passo 6.

De posse desses dados, buscou-se avaliar o comportamento dos fatores de forma (k) e de escala (A) da curva *Weibull* ao longo dos anos, bem como mensurar o impacto da mudança da distribuição na Produção Anual de Energia (PAE) estimada para cada período. Essa avaliação nos permite observar o quão impactante pode ser o comportamento da sazonalidade ao longo dos anos para a região em análise e, sob o aspecto das séries com quantidades de anos incompletos, entender os vieses existentes em se considerar períodos incompletos para a avaliação de uma região. Para a análise da variabilidade interanual, foram avaliados os percentuais de variação da PAE para cada conjunto de anos consecutivos, variando de 1 a 10 anos, dentro do período de estudo, em relação à PAE calculada com a medição de 10 anos.

Para a estimativa da PAE, foram utilizados os dados de duas turbinas eólicas offshore de referência na comunidade científica: a NREL-5MW e a IEA-15MW. Ambas são descritas em detalhes por Jonkman, J. *et al.* (2009) e Gaertner, E. *et al.* (2020) respectivamente e possuem um perfil semelhante, apesar de uma ter o triplo da potência nominal da outra.

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os primeiros resultados se referem ao passo 3 apresentado na metodologia, ou seja, a obtenção dos coeficientes da regressão linear que correlaciona os dados da torre com a série de referência. A Figura 2 (a) apresenta o coeficiente angular a da regressão linear para cada torre e período de medição, e a Figura 2 (b), o coeficiente linear b . É interessante notar que para cada torre, de forma geral, os coeficientes não se alteram mais do que 10% ao longo dos 10 anos.

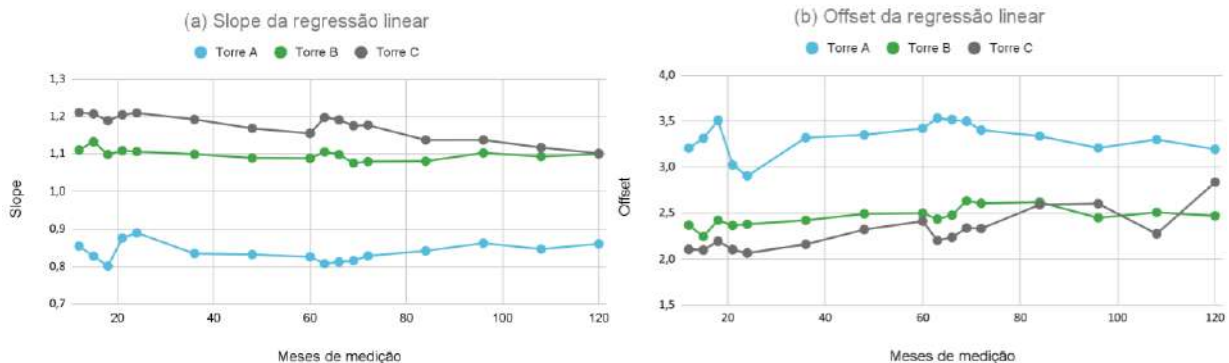


Figura 2 - Coeficiente angular a da regressão linear para cada torre e período de medição (a). Coeficiente linear b da regressão linear para cada torre e período de medição (b).

Além disso, é possível notar o impacto da sazonalidade nos pontos de análise logo após 1 ano, e logo após 5 anos. Nota-se que as variações mais abruptas ocorrem no período entre 1 e 2 anos, quando alguns meses foram contabilizados duas vezes, e outros apenas uma vez. Já os efeitos de sazonalidade após 5 anos são suavizados uma vez que alguns meses foram contabilizados 6 vezes e outros 5 vezes.

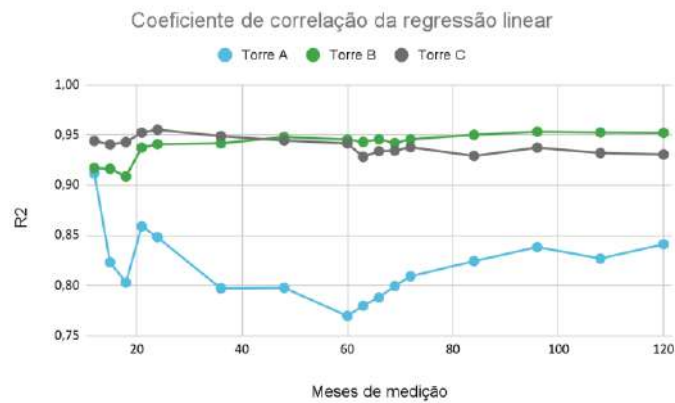


Figura 3 - Correlação mensal da regressão linear para cada torre e período de medição.

Outro parâmetro importante na análise é o coeficiente de correlação mensal entre os dados de vento da torre e a série de referência. Uma explicação detalhada sobre o coeficiente de Pearson pode ser encontrada em Benesty, J. (2009). A Figura 3 apresenta este coeficiente para cada caso analisado. A boa correlação é um dos requisitos para a validade do MCP, e as três torres cumprem tal condição. As torres B e C apresentam correlação muito alta em todo o período analisado, sempre acima de 0.9. Enquanto a torre A apresenta boa correlação com a maior parte dos pontos acima de 0.8.

As velocidades de vento a 100m medidas pelas torres anemométricas, anualizadas pela Equação 1, conforme indicado no passo 5, e normalizadas, são apresentadas na Figura 4 (a). Nota-se que as três torres seguem padrões muito semelhantes. Uma vez que os tempos de medição são concomitantes, pode-se concluir que mesmo afastadas por algumas centenas de quilômetros as tendências meteorológicas se mantêm na região.

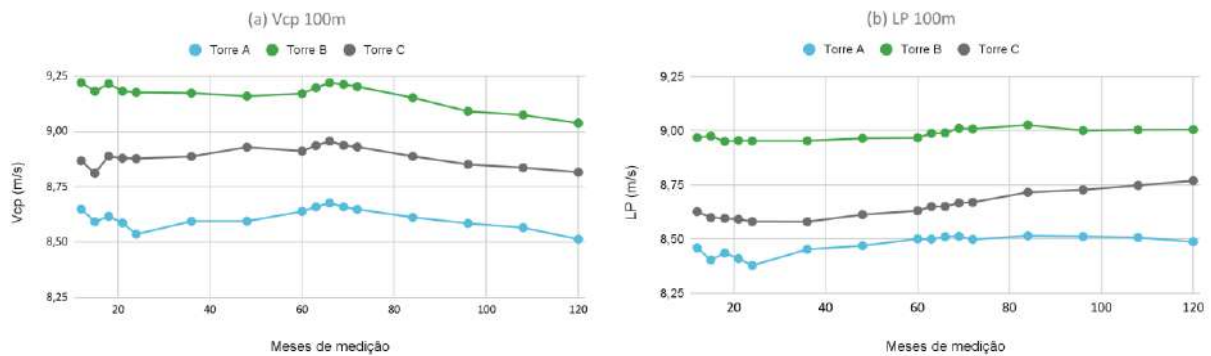


Figura 4 - Média anualizada de velocidade de vento medida pelas torres a 100m de altura (a). Velocidade de longo prazo a 100m (b).

Já a velocidade de longo prazo a 100m calculada pelo passo 4 da metodologia, que leva em conta os dados da torre e da série de reanálise são apresentados na Figura 4 (b). Os padrões que se repetiam na Figura 4 (a), agora não são mais evidentes. No entanto, os valores se mantêm mais estáveis ao longo dos anos, exceto pela torre C que apresenta tendência de subida nos últimos anos.

O passo 7 da metodologia refere-se à construção das estatísticas da torre, notadamente, frequência e velocidade. Assim, os histogramas de velocidade do vento para cada torre e cada período de medição foram criados e associados a uma respectiva distribuição de *Weibull*, comumente utilizada para descrever as estatísticas de vento (RINNE, 2008). Segundo Burton *et al.* (2011), esta distribuição é uma boa representação das características do vento ao longo de um ano. Um exemplo de histograma é apresentado na Figura 5.

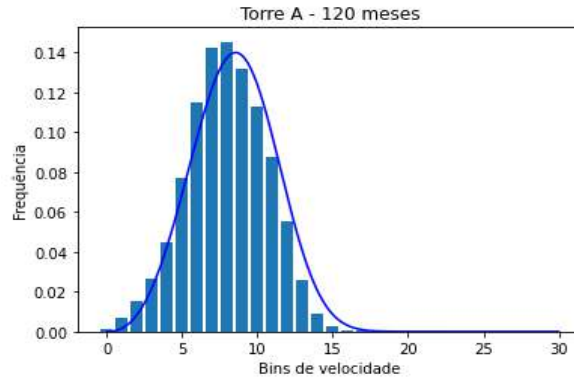


Figura 5 - Histograma de velocidades da torre A para 10 anos.

A curva de *Weibull* pode ser descrita por dois parâmetros, o de forma k e o de escala A . De forma análoga aos gráficos anteriores, as Figuras 6 (a) e 6 (b) apresentam esses parâmetros para cada caso. Fica claro que as variações interanuais são menores do que as intra-anuais, evidenciando o efeito da sazonalidade nas estatísticas do vento. Novamente, os valores não se modificam muito ao longo dos anos, com variações anuais da ordem de 2%. As variações mais intensas ocorrem nos intervalos de 3 meses, chegando a 6%, no caso extremo de 1 ano e 3 meses. Outro ponto interessante é que as três torres possuem tendências semelhantes, mesmo com diferentes localidades, alturas e séries de referência.

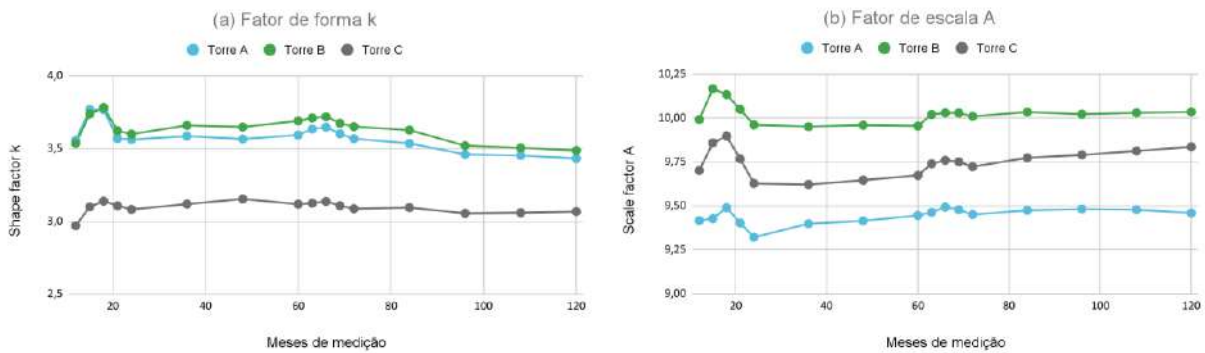


Figura 6 - Fator de forma k (a) e fator de escala A da distribuição de *Weibull* (b).

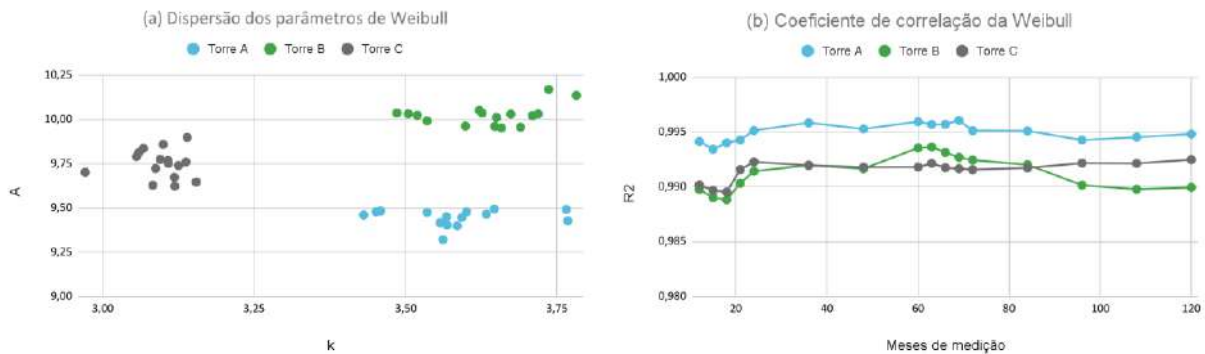


Figura 7 - Dispersão dos parâmetros das distribuições de *Weibull* (a) e Coeficiente de correlação da distribuição de *Weibull* (b).

Os mesmos pontos das Figuras 6 (a) e 6 (b), estão representados de forma concisa na nuvem de pontos da Figura 7 (a). Neste gráfico, fica evidente as regiões que definem as estatísticas de cada torre. Nota-se também que as torres A e B variam mais no parâmetro de forma, enquanto que a torre C varia mais o parâmetro de escala. Todos os histogramas têm uma correlação muito boa com as distribuições de *Weibull*. Isso confirma a validade de representar as estatísticas de vento com essa distribuição, definida

com apenas dois parâmetros. A Figura 7 (b) apresenta os fatores de correlação para cada caso, que se situam em sua maioria acima de 99%.

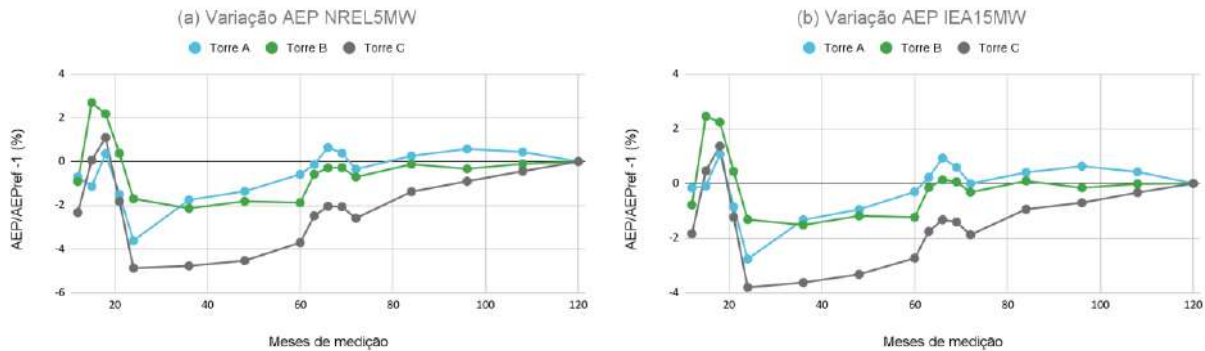


Figura 8 - Variação percentual da Produção Anual de Energia estimada a partir de diferentes períodos de medição de vento para o aerogerador NREL-5MW (a) e para o aerogerador IEA-15MW (b).

A Figura 8 (a) e (b) apresenta a variação da PAE em cada período estudado em relação ao valor com a melhor estimativa (de 10 anos) em termos percentuais para as duas turbinas analisadas, respectivamente NREL-5MW e IEA-15MW. Pode-se observar que o efeito de sazonalidade traz um grande impacto na previsão de energia entre o primeiro e o segundo ano de medição, o que também é percebido entre o quinto e sexto ano, mas as variações da PAE são menos significativas pois há um número maior de meses medidos. Percebe-se também que nos primeiros 5 anos, as variações são da ordem de até 5%, e nos últimos 5 anos, de até 1% para as torres A e B e de 3% para a torre C.

É válido ressaltar que para ambas as turbinas as mesmas tendências são observadas e a diferença da resposta de uma máquina para outra é apenas a escala de potência gerada. É interessante notar que a potência nominal é 3 vezes maior na para a IEA-15MW, mas a estimativa de potência gerada é da ordem de 3,5 vezes maior, o que corrobora para os ganhos de escala de aerogeradores maiores.

A variabilidade interanual foi analisada para as 3 torres, considerando o período de 10 anos medidos (01/06/2012 a 01/06/2022) da seguinte forma: Para o período de 1 ano de medição, foi avaliado qual a diferença percentual entre a PAE calculada com o ano completo, iniciando em cada um dos 10 anos (2012 a 2021), e a PAE calculada considerando o período completo de medição de 10 anos. Para dois anos de medição, os anos foram agrupados de forma sequencial, ou seja, 2012 a 2014, 2013 a 2015, 2014 a 2016, 2015 a 2017, 2016 a 2018, 2017 a 2019, 2018 a 2020, 2019 a 2021 e 2020 a 2022, e calculada a diferença percentual entre a PAE do período de 2 anos e a PAE do período total medido. Essa mesma lógica foi aplicada até 10 anos de medição, que é o período de referência representado na Figura 9 (a), (b) e (c) com um símbolo diferente dos demais, onde a legenda indica o ano de início do período analisado.

Fica evidente para as torres A e B que a partir de 5 anos de medição a diferença percentual fica inferior a $\pm 2.5\%$ e, no caso da torre C, a redução para esse mesmo nível só ocorre após 6 anos de medição. Essa análise ressalta a importância de se ter um período de medição de pelo menos 3 anos e evidencia que mesmo utilizando a metodologia explicada anteriormente para obtenção do longo prazo, a depender dos anos disponíveis para fazer o cálculo, ainda se pode ter uma diferença significativa na PAE estimada por conta da variabilidade interanual.

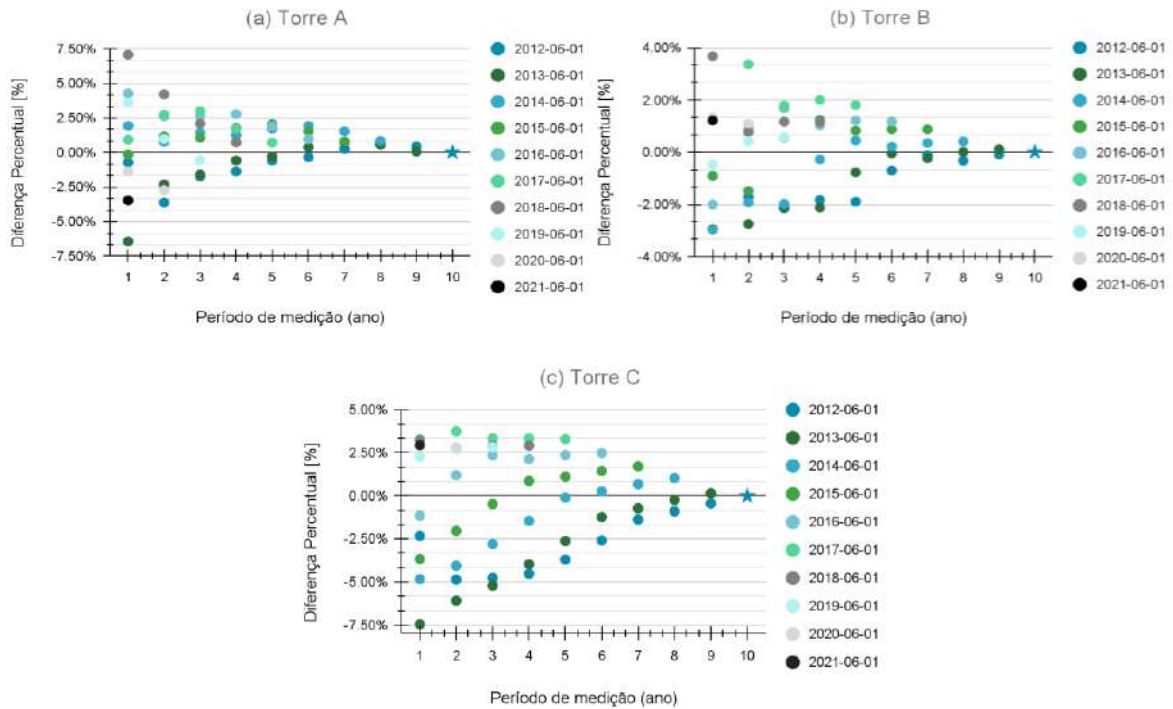


Figura 9 - Avaliação da variabilidade interanual para diferentes períodos na torre A (a), torre B (b) e torre C (c).

Como pode ser observado nas 3 torres analisadas, a variabilidade interanual do recurso eólico local varia de acordo com a região da torre. Tendo isso em vista, a Figura 10 apresenta para o período de 20 anos (2002 a 2021), a média anual da velocidade de vento a 100m de altura da torre analisada e da série de referência local no plot superior e, no inferior, a variabilidade da média de velocidade da série de referência para anos completos em relação aos 20 anos, que vai de -5.1% a 5% para a torre A. Calculando a variabilidade interanual desse período pelo desvio padrão das médias anuais, chega-se ao valor de 2.35%.

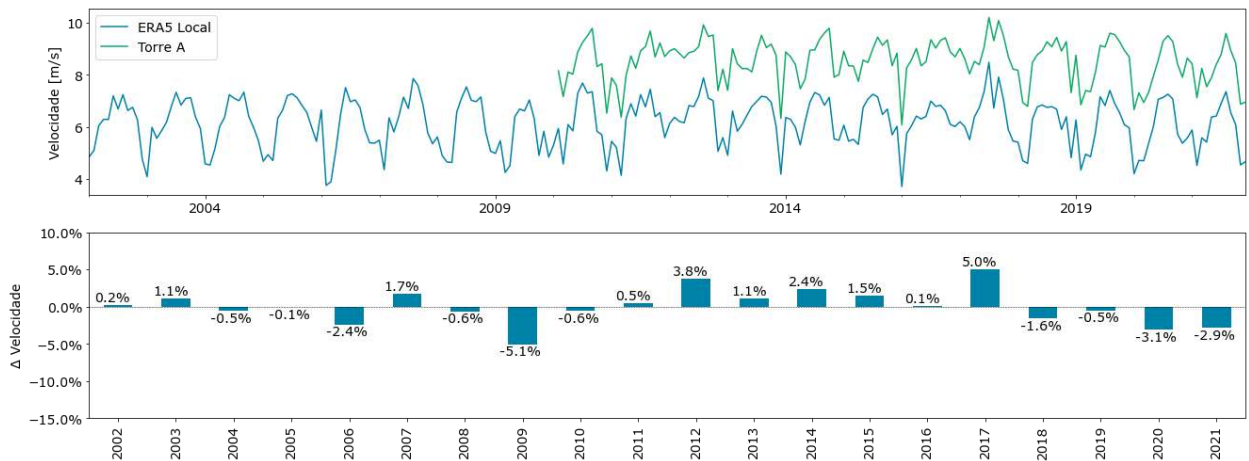


Figura 10 - Avaliação da variabilidade interanual dos 20 anos completos do ERA de referência para a torre A.

A mesma análise foi feita para as torres B e C, respectivamente nas Figuras 11 e 12. Para a torre B temos uma variação de -5.8% a 5.2%, com variabilidade interanual de 2.97% e, para a torre C apresenta uma variação de -5.8% a 4.8%, com variabilidade interanual de 3.36%. Esses resultados corroboram com o que foi mostrado na Figura 9, onde a Torre C precisa de uma maior quantidade de anos de medição para que a diferença percentual na estimativa da PAE seja reduzida.

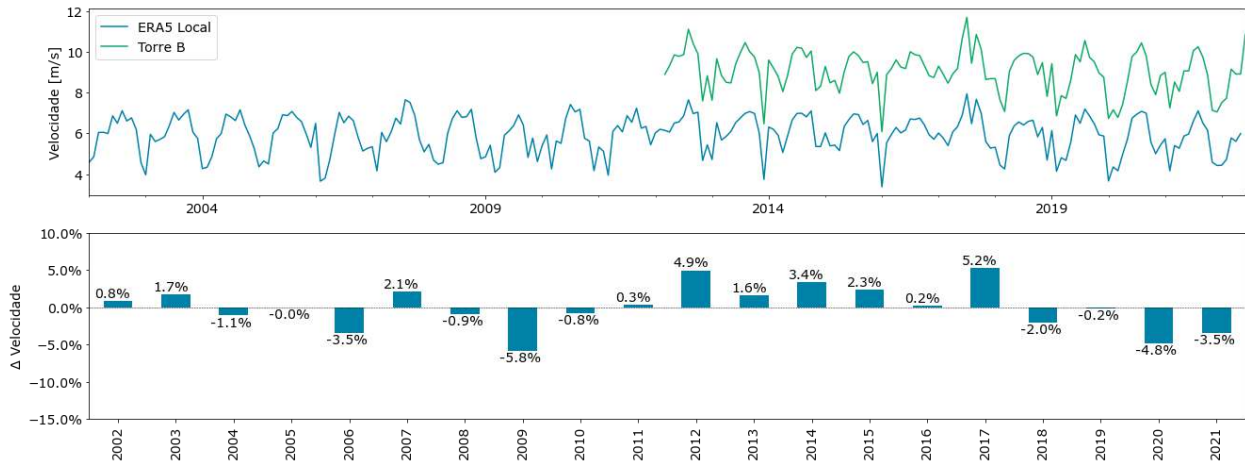


Figura 11 - Avaliação da variabilidade interanual dos 20 anos completos do ERA de referência para a torre B.

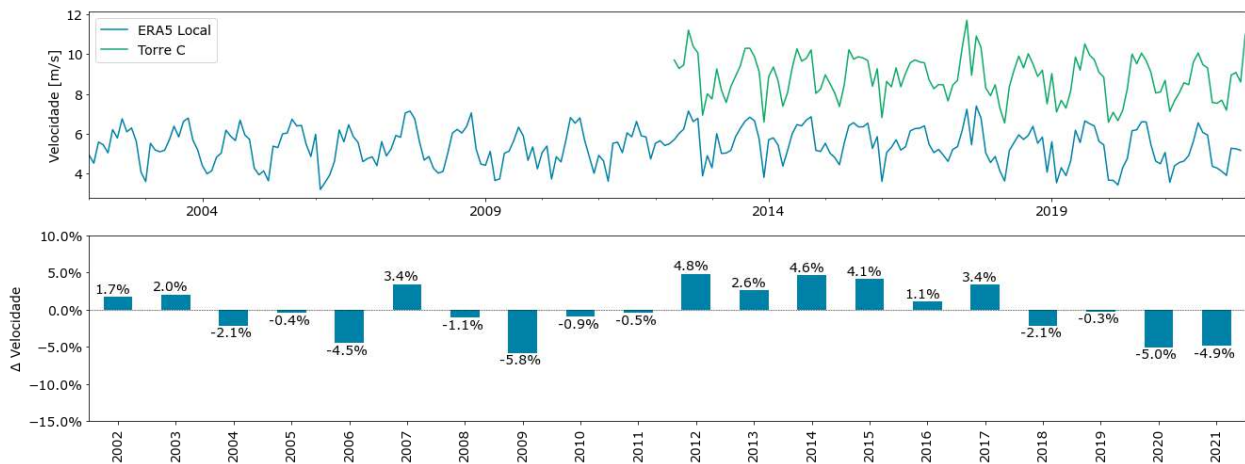


Figura 12 - Avaliação da variabilidade interanual dos 20 anos completos do ERA de referência para a torre C.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O presente trabalho analisou três torres anemométricas com medições concorrentes de pelo menos 10 anos. Elas se localizam no nordeste do Brasil com distâncias entre si da ordem de centenas de quilômetros. Os períodos de medição analisados variaram de 1 a 10 anos com objetivo de compreender as vantagens e limitações de diferentes tempos de medição.

Todas as torres apresentaram alta (0.8) ou muito alta (>0.9) correlação entre seus dados de vento e as séries de reanálise do ERA5. Os coeficientes das regressões lineares apresentaram valores próximos ano a ano, com variações mais intensas entre o primeiro e o segundo ano devido aos fatores de sazonalidade.

As velocidades anualizadas de cada torre mostraram tendências anuais semelhantes, o que evidencia que estão sob o efeito de condições meteorológicas de mesmo padrão. Entretanto, as velocidades ajustadas pela série de referência não apresentam as mesmas tendências, mas mantêm um valor mais estável, exceto para uma das torres

As estatísticas da torre são bem representadas por distribuições de Weibull, com correlação superior a 0.98 para as 3 torres. Os fatores de escala e forma variam pouco de ano para ano, e variam mais significativamente entre os intervalos de 3 meses.

Por fim, as estimativas de produção anual de energia foram calculadas com base nas curvas de potência de duas turbinas eólicas, a NREL-5MW e a IEA-15MW. Ambas apresentaram as mesmas tendências, muito semelhantes às curvas de estatística de vento. As variações absolutas na PAE ao longo

dos anos oscilaram entre 3,8% e 6%, sendo que nos primeiros 5 anos foram da ordem de 3% para duas torres, e 5% para uma torre. Enquanto nos últimos 5 anos, as variações foram de 1% para as melhores torres, e 3% para a pior torre. Em trabalhos futuros, pretende-se avaliar se as outras regiões brasileiras também seguem o mesmo padrão percebido no Nordeste.

Conclui-se que para minimizar os efeitos da sazonalidade no modelamento do recurso eólico, deve-se evitar a utilização de dados de medição com quantidade de anos incompletos, principalmente se a série temporal tiver um período inferior a 3 anos. Outro ponto importante da análise é a avaliação da variabilidade interanual da série de referência, com o intuito de sensibilizar a necessidade de se ter uma maior quantidade de anos de medição nos casos em que essa variabilidade tenha um percentual mais alto, acima de 3% para os casos analisados no presente estudo. Observou-se também que modelar o recurso da região com séries temporais de pelo menos 5 anos produz uma estimativa de produção anual de energia mais precisa, que pode variar, em média, menos que 3% da PAE calculada com 10 anos de medição.

REFERÊNCIAS

- BROWER, M. C.; ROBINSON, N. M. The openwind deep-array wake model: development and validation. **AWS Truepower LLC.**, fev. 2012. Disponível em: <https://aws-dewi.ul.com/assets/The-openWind-Deep-Array-Wake-Model-Development-and-Validation1.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2021.
- JONKMAN, J. *et al.* Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. **National Renewable Energy Lab.(NREL)**, Golden, CO (United States), 2009.
- GAERTNER, E. *et al.* IEA wind TCP task 37: definition of the IEA 15-megawatt offshore reference wind turbine. **National Renewable Energy Lab.(NREL)**, Golden, CO (United States), 2020.
- RINNE, H.. The Weibull distribution: a handbook. **Chapman and Hall/CRC**, 2008.
- BENESTY, J. *et al.* Pearson correlation coefficient. In: Noise reduction in speech processing. **Springer**, Berlin, Heidelberg, 2009. p. 1-4.
- COPERNICUS CLIMATE CHANGE SERVICE (C3S). **ERA5: data documentation**. 2022. Disponível em: <https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/ERA5%3A+data+documentation>. Acesso em: 30 maio de 2022.
- ROGERS, Anthony L.; ROGERS, John W.; MANWELL, James F. Comparison of the performance of four measure–correlate–predict algorithms. **Journal of wind engineering and industrial aerodynamics**, v. 93, n. 3, p. 243-264, 2005.
- THØGERSEN, Morten Lybech *et al.* Measure-correlate-predict methods: case studies and software implementation. In: **European wind energy conference & exhibition**. 2007. p. 10.
- LEE, Joseph CY; FIELDS, M. Jason. An overview of wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties. **Wind Energy Science**, v. 6, n. 2, p. 311-365, 2021.
- BURTON, Tony *et al.* **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons, 2011.
- OLIVEIRA, M. J. de; CARNEIRO, C. D. R.; VECCHIA, F. A. da S.; BAPTISTA, G. M. de M. **Ciclos climáticos e causas naturais das mudanças do clima**. Terrae didática, v. 13, n. 3, p. 149-184, 2017.
- OLIVEIRA M.J., BAPTISTA; G.M.M., CARNEIRO, C.D.R.; VECCHIA, F.A.S. **História geológica e Ciência do clima: Métodos e origens do estudo dos ciclos climáticos na Terra**. Terræ, 12 (1): 03-26. 2015.

Study on the Applicability of ESA Global Landcover in Wind Power Engineering

Jing Zhang^{1, *}, Peirong Hu¹

¹ Beijing RETEC New Energy Technology Co., Ltd., Beijing 100079,

zhangjing@bjretec.com, hupeirong@rkkj1.wecom.work

ABSTRACT:

Surface roughness is used as input data in the wind resource assessment process, which has a direct impact on the simulation of wind farm flow fields and the calculation of power generation. The ESA Global Landcover10m ground coverage dataset WorldCover 10m (2020) was introduced in the wind resource assessment process of three typical complex terrain projects in this paper, and the results were tested, yielding a high accuracy. The projects are located in the Northwest, Northeast, and Central China regions, and each project's met mast perform cross-forecasting in pairs. The wind flow field simulation results validate the key indicators such as wind speed, wind direction, wind frequency, and correlation, and then validate the power generation results. The final annual power generation calculation results are within 5% of the mean.

Keywords:

WorldCover, Roughness length, Landcover, Wind Resources

1 INTRODUCTION

Wind power is growing in popularity as people become more concerned about environmental protection and green energy. Last year, the global onshore wind market added 68.8 GW, with China accounting for 52%. China's commitment to expanding the role of renewables in its energy mix, with the goal of renewable energy contributing more than 80% of total new electricity consumption by the end of the 14th Five-Year Plan (2021-2025)[1].

The assessment of wind resources in China has gradually become more refined. A more accurate and reliable assessment of wind resources will aid in the development of wind resources, saving money and increasing output. As a result, it is extremely important and necessary to improve the accuracy and reliability of resource evaluation. Engineers must use cutting-edge technology and resources to create high-resolution, high-precision wind resource maps in wind farms in order to build wind power projects.

At the moment, the most commonly used ground cover products in wind resource assessment are the National Aeronautics and Space Administration's (NASA) GeocoverLC 90m resolution data set (2009) [2], the European Space Agency's (ESA) Copernicus Global Land Service (CGLS) 100-meter land cover data set (2015-2019) [3], and the National Basic Geographic Information Center of China's Globeland 30[4]. The global land cover data with 10m resolution released by ESA in 2020 will be used in this paper to calculate the roughness length, which will be used to simulate the wind farm flow field. The projects in China's northeast, northwest, and central regions were chosen to simulate the flow field, and the results were tested. The research presented in this paper is expected to serve as a reference for wind resource assessment.

2 OVERVIEWS

2.1 GROUND COVERAGE DATA

The release of a global land cover (GLC) product with a resolution of 10m in 2020 in October, 2021 is the key achievement of the European Space Agency's WorldCover project. This product contains 11 land cover categories and has been independently verified based on Sentinel-1 and Sentinel-2 data, with an overall global accuracy of 74.4% and an overall accuracy of 80.5% in Asia. The accuracy of the categories of tree cover and snow, farmland, water body, and bare/sparse vegetation is higher, at more than 80%. The accuracy of grassland and architecture is moderate, whereas shrub, wetland, and moss/lichen accuracy are low. Bryophytes, lichens, and grasslands are overestimated, while trees are underestimated[5].

Esri's Landcover coverage, which is also based on Sentinel satellite data at 10m resolution, includes nine types, including water, grassland, ice, and snow, with an overall accuracy of 85%[6]. Despite the fact that LandCover appears to have higher overall accuracy, studies have shown that WorldCover has higher accuracy and LandCover accuracy is relatively lower at smaller cell resolution (100m²)[7].

The National Basic Geographic Information Center of China's land cover data GlobeLand30 (2020) is widely used in the current wind resource assessment work. GlobeLand30 products cover an area of 80 °S-80 °N with a resolution of 30m. Ground cover is classified into ten types, including cultivated land, forest, water, and artificial cover. Among them, the minimum classification accuracy of six types, including cultivated land and forest, is controlled at or above 70%, while the lowest classification accuracy of four types, including water bodies and artificial cover, is controlled at or above 80%. In China, the precision of the data set is 80.4% [8][9].

2.2 DATA SELECTION

Project A is located in Northwest China in the N47E086 area, at an altitude of more than 500 meters and on relatively flat terrain. Gobi land dominates the west side of the project area, while vegetation and construction land dominate the east side. Two 100m met mast are part of the project. WorldCover and GlobeLand30 data are more similar in general, with some differences in wetland and cultivated land. When compared to satellite maps, WorldCover clearly shows more ground details, while LandCover has a large difference with other data, and the information integrity of grassland and shrubs is relatively low (Figure 1).

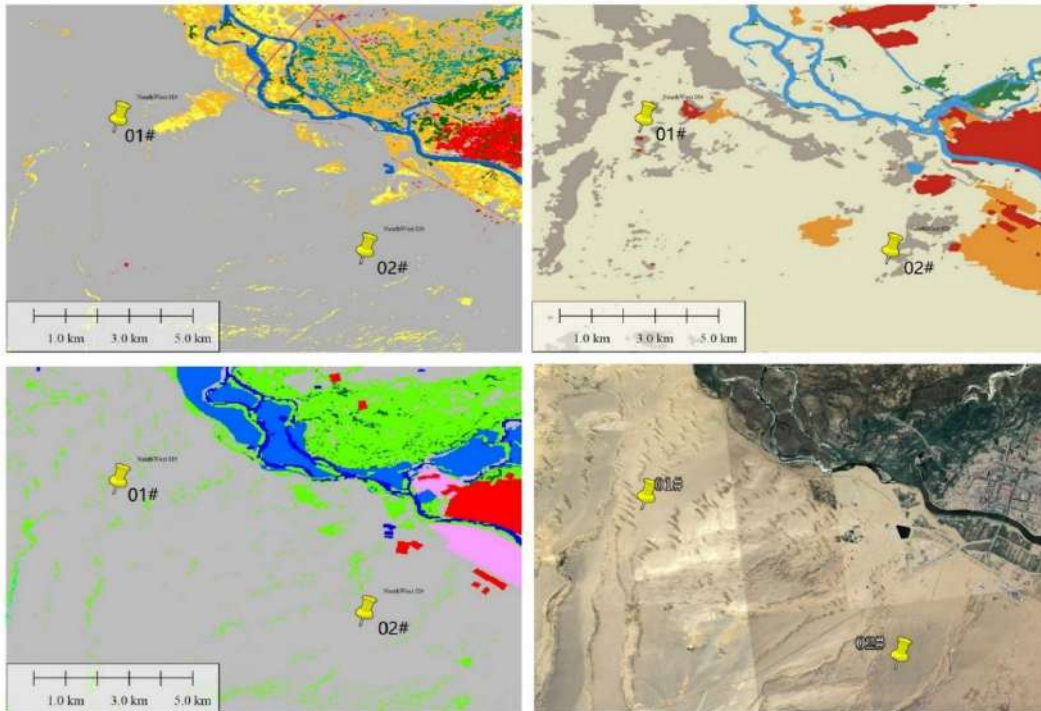


Figure 1 Comparative schematic diagram of ground coverage data of project A in Northwest China
 The top left is WorldCover, the top right is LandCover, the bottom left is GlobeLand30, and the bottom right is Google Earth satellite map.

Project B is located in Central China in the N26E110 area, on the eastern edge of the Yunnan-Guizhou Plateau. It is characterized by hilly terrain and has an elevation of more than 1,000 meters. Two 100m met masts are available. Figure 2 also shows that the three land cover datasets have a high degree of approximation. When compared to the satellite map, it is clear that WorldCover reflects more ground details with high accuracy. LandCover depicts the majority of the land cover but is still lacking in more detailed information.

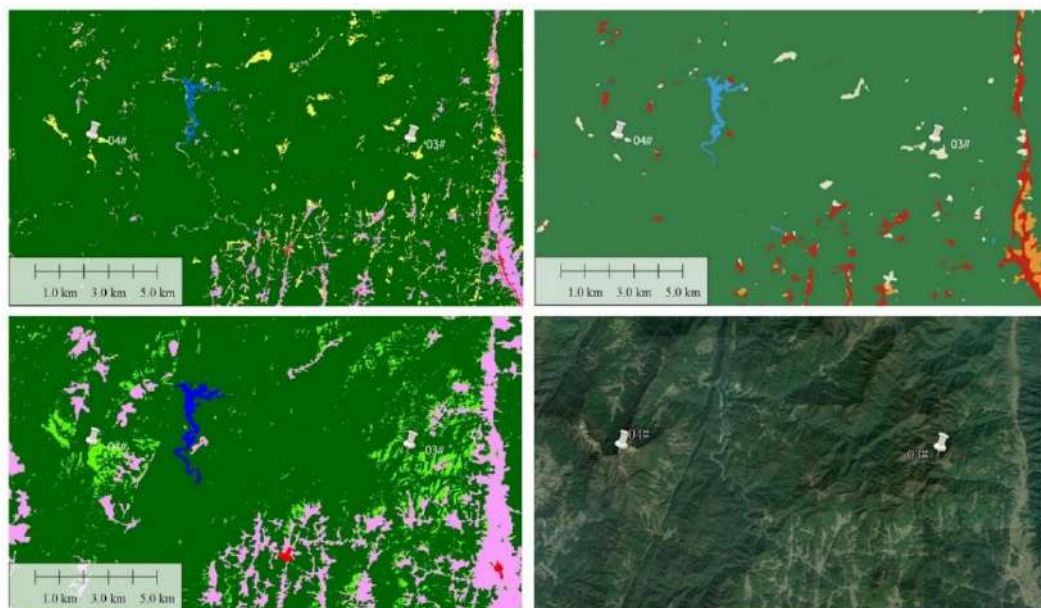


Figure 2 Comparative schematic diagram of ground coverage data of project B in Central China
 The top left is WorldCover, the top right is LandCover, the bottom left is GlobeLand30, and the bottom right is Google Earth satellite map.

Project C in Northeast China is located at an altitude of 900-1000 meters in the N42E120 area. It is

situated on the border between the Greater Khingan Mountains and the Songnen Plain. It is a low-mountain setting. There are three 100-meter wind-measuring towers, with the 05# wind-measuring station at an altitude of 1137 meters. The 06# met mast is located at an altitude of 986m, while the 07# met mast is located at an altitude of 1119m. According to the comparison chart (Figure 3), WorldCover and GlobeLand30 are very similar. According to the data, the project site is mostly cultivated land and grassland, with some woodlands and buildings (villages). The farmland built in accordance with the mountain is clearly visible. The ridge's direction is consistent with the satellite map.

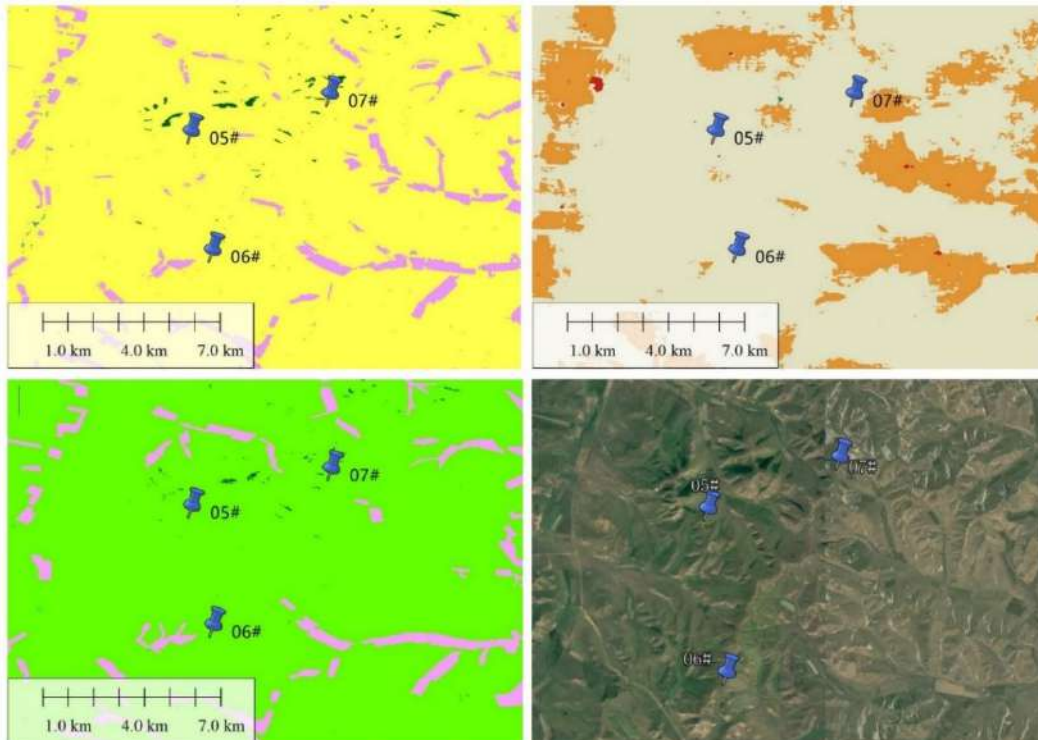


Figure 3 Comparative schematic diagram of ground coverage data of project C in Northeast China
The top left is WorldCover, the top right is LandCover, the bottom left is GlobeLand30, and the bottom right is Google Earth satellite map.

2.3 RESEARCH METHOD

2.3.1 Roughness length making

To use the ESA WorldCover ground cover data set in wind resource assessment, first establish the printing relationship between ground cover data and surface roughness. The mapping relationship between ground cover and roughness length was established using the European Wind Energy Atlas[10] and the new European Wind Energy Atlas[11], and the roughness length value was adjusted based on the actual local conditions.

Table 1 Roughness Length

| Code | Land Use Land Cover Class | EWA Roughness Classification | EWA Roughness Length (m) | Modified Roughness Length (m), A | Modified Roughness Length (m), B | Modified Roughness Length (m), C |
|------|---------------------------|------------------------------|--------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| 10 | Tree cover | 2.5 | 0.65 | 0.85 | 0.85 | 0.7 |
| 20 | Shrubland | 1.5 | 0.15 | 0.15 | 0.25 | 0.03 |
| 30 | Grassland | 1 | 0.03 | 0.1 | 0.01 | 0.03 |

| | | | | | | |
|-----|-----------------|---|--------|-------|--------|-------|
| 40 | Cropland | 1 | 0.05 | 0.1 | 0.05 | 0.07 |
| 50 | Built-up | 3 | 1 | 0.5 | 0.55 | 0.15 |
| 60 | Bare | 1 | 0.01 | 0.05 | 0.01 | 0.03 |
| 70 | Snow and ice | 0 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| 80 | Water | 0 | 0.0001 | 0.001 | 0.0001 | 0.001 |
| 90 | Wetland | 1 | 0.03 | 0.3 | 0.05 | 0.3 |
| 95 | Mangroves | 2 | 0.15 | 0.15 | 0.15 | 0.15 |
| 100 | Moss and lichen | 1 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 |

2.3.2 Software emulation

Because ground roughness affects wind flow field simulation and power generation calculation as input data, this paper will verify these two aspects.

In previous research, the mass conservation wind flow field model of Openwind software was validated, and the results showed that its error was comparable to, if not lower than, that of other similar software products[12]. In this paper, Openwind is still used to simulate the wind flow field.

Compare the wind speed and direction obtained from the simulation, and then use the power curve of the GW165-5.0MW wind turbine to calculate and compare power generation.

3 RESULT AND ANALYSIS

3.1 PROJECT ANALYSIS IN NORTHWEST CHINA

In the Northwest China project, 01# wind measurement data was used to extrapolate 02# data, and 02# data was used to extrapolate 01# data, and the two sets of Synthetic data obtained were compared and analyzed with the measured data. Table 1 displays the results. Analysis of correlations between fitted and measured data for each height layer, including two met masts. The data show that the Pearson correlation coefficient r between the fitted data and the measured data is between 0.875 and 0.933, indicating that the fitted data's fluctuation trend is essentially consistent with the fluctuation trend of the measured data, and the correlation is very good.

Table 2 also displays the calculated error results between the fitted and measured data. The average wind speed error between the fitted and measured data is found to be relatively low, with an average absolute value of 2.47%. Some are excessively large. The largest error is 6.63% and the wind speed difference is 0.521m/s between the fitting wind speed at the height of 80m of the 01#met mast and the measured wind speed.

At the same time, the F test was performed in pairs for the fitted data and the measured data, and when compared using the test method described in the previous section, it was discovered that the variance of the fitted data at 30m and 90m of the 02#met mast and the measured data showed significant differences, indicating that there is a large difference in the distribution of wind speed between the two sets of Synthetic data and the measured data. The F test of the 01#met mast Synthetic data and the measured data all show consistency of variance, and it can be assumed that the distribution of the 01#met mast Synthetic data in each wind speed segment is also similar to the measured data.

Table 2 Wind data simulation results for the Northwest Project

| | | 10m | 30m | 50m | 80m | 90m | 100m |
|-------------------------|-------------------------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 01# is predicted by 02# | Predicted | 5.814 | 6.822 | 7.406 | 7.341 | 8.014 | 8.39 |
| | Actual | 5.921 | 6.654 | 7.295 | 7.862 | 8.103 | 8.249 |
| | Error (%) | -1.81% | 2.52% | 1.52% | -6.63% | -1.10% | 1.71% |
| | r | 0.912 | 0.875 | 0.909 | 0.936 | 0.902 | 0.933 |
| | P-value | 0.844 | 0.162 | 0.473 | 0.325 | 0.241 | 0.285 |
| | Number | 51746 | 52278 | 52263 | 52331 | 52352 | 52299 |
| | 02# is predicted by 01# | Predicted | 6.354 | 7.211 | 7.65 | 8.539 | 8.282 |
| Actual | | 6.518 | 7.466 | 7.828 | 8.363 | 8.299 | 8.509 |
| Error (%) | | -2.51% | -3.42% | -2.27% | 2.10% | -0.21% | -3.81% |
| r | | 0.918 | 0.914 | 0.913 | 0.915 | 0.907 | 0.933 |
| P-value | | 0.949 | 0.037 | 0.225 | 0.672 | 0.018 | 0.282 |
| Number | | 52040 | 52225 | 52133 | 52286 | 52307 | 52344 |

According to the results analysis, the error decreases with increasing height near the surface (10m~30m), whereas at a higher height from the surface, the error fluctuates with increasing height (Figure 4), indicating that the error increases at first and then decreases with increasing height.

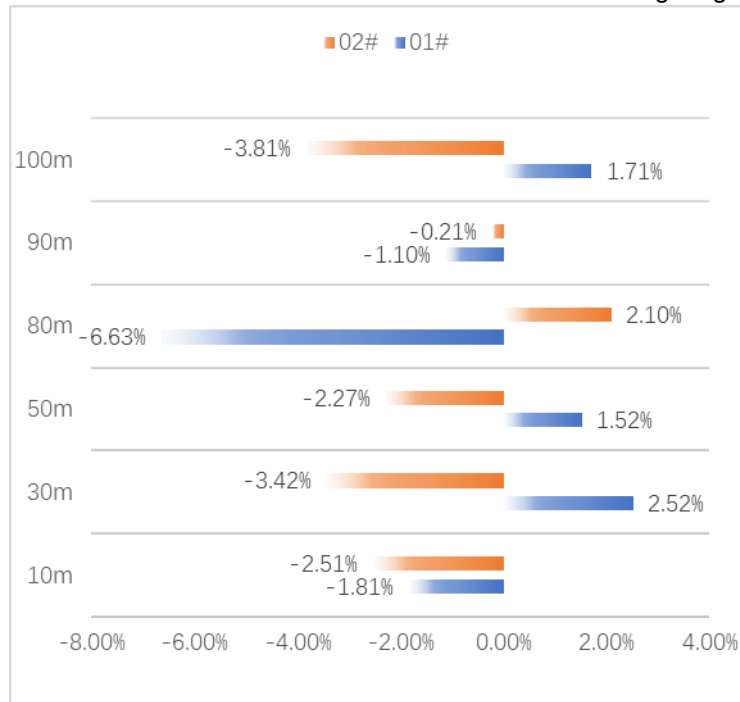


Figure 4 Northwest Project Error Statistics for Simulated Wind Speed Data

As shown in Figures 5, the 10m Synthetic data and measured data from the twomet masts are counted by sectors to form a wind direction rose diagram. The 01#met mast's main wind directions are ESE and SE, and the measured frequencies of the two main wind directions are 26.33% and 7.89%, respectively, for a total main wind direction frequency of 34.22%. The fitting frequency is 19.27% and 12.46%, respectively, for a total main wind direction frequency of 31.73%. The main wind directions of the 02#met mast are ESE and SE, and the measured frequencies are 17.65% and 19.97%. The fitting wind direction of 01#met mast

and 02#met mast 10m is in good agreement with the measured wind direction.

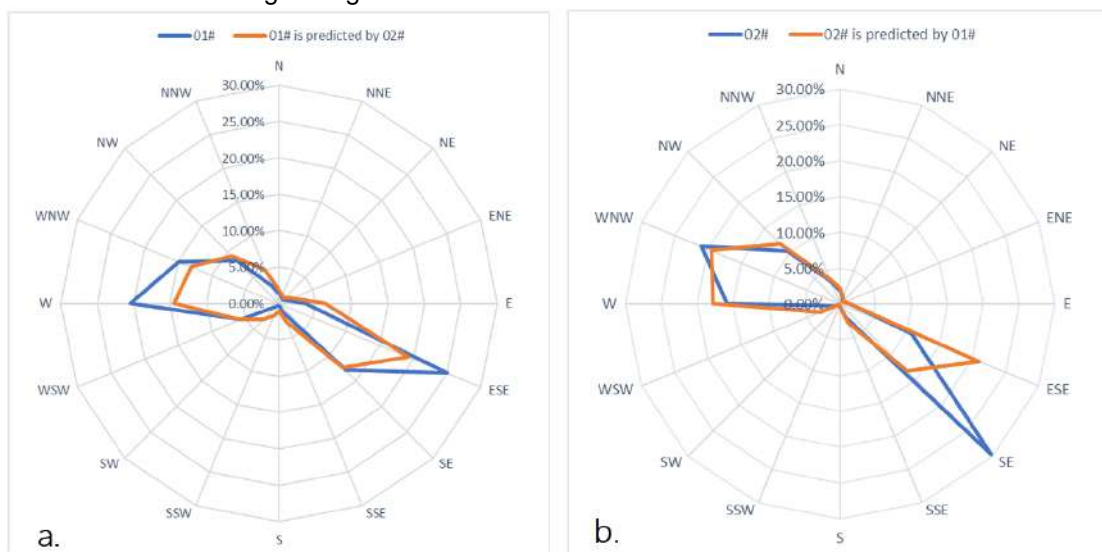


Figure 5 Met mast wind direction rose (5a. 01#, 5b. 02#)

Following that, we validate through power generation. Point 01# calculates the annual power generation of 23374MWh from the measured data and the annual power generation of 24443MWh from the Synthetic data, with a 4.6% deviation. Point 02# calculates the annual power generation of 24267MWh from the measured data and the annual power generation of 23912MWh from the Synthetic data, with a 1.5% deviation.

3.2 PROJECT ANALYSIS IN CENTRAL CHINA

The data from each layer of the Central China project's 03#met mast and the data from each layer of the 04#met mast are interpolated with the data from the same height layer to form the result table 3. The data show that the Pearson correlation system r value for the fitted data of the two met masts and the measured data are in the range of 0.616-0.817, indicating a strong correlation between the fitted data and the measured data. Except for Tower 3#'s 80m data correlation of 0.616, the data correlations of the other layers are all greater than 0.7, indicating a good correlation.

Table 3 Wind data simulation results for the Central Project

| | | 10m | 30m | 50m | 70m | 80m |
|-------------------------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 03# is predicted by 04# | Predicted | 3.905 | 5.076 | 5.353 | 5.447 | 5.500 |
| | Actual | 3.801 | 5.149 | 5.486 | 5.673 | 5.730 |
| | Error (%) | 2.74% | -1.41% | -2.43% | -4.00% | -4.00% |
| | R | 0.719 | 0.768 | 0.787 | 0.817 | 0.616 |
| | P-value | 0.935 | 0.394 | 0.079 | 0.183 | 0.002 |
| | Number | 50166 | 50185 | 50064 | 50035 | 50296 |
| 04# is predicted by 03# | Predicted | 6.541 | 6.625 | 6.690 | 6.664 | 6.781 |
| | Actual | 6.893 | 7.021 | 7.120 | 7.167 | 6.406 |
| | Error (%) | -5.11% | -5.63% | -6.04% | -7.02% | 5.85% |
| | R | 0.773 | 0.745 | 0.788 | 0.802 | 0.793 |
| | P-value | 0.005 | 0.092 | 0.327 | 0.627 | 0.005 |

| | | | | | |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Number | 50069 | 50086 | 50064 | 49931 | 50263 |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|

According to Figure 6, the wind speed error between the Synthetic data of 03# and 04# met mast and the measured data is within 7.5%, with an average absolute value of 4.5%.



Figure 6 Central Project Error Statistics for Simulated Wind Speed Data

Table 3 and Figure 6 show that the 04# Synthetic data error is relatively higher, with an average absolute value of 6.1%. When the measured data of 03# is compared to the measured data of 04#, the correlation between the measured data of 03# met mast and the measured data of 04# met mast is 0.754, which is a good correlation. The average wind speed of each layer of the 03# met mast's measured data is low. When the 03#met mast data is used to extrapolate the 04#met mast data, the wind speed of each layer of the measured data of the 04#met mast is underestimated.

Figures 7 show rose diagrams of measured and fitted wind directions at 10m height of met mast03# and 04# in Central China. At 10m from the 03#met mast, the main wind directions are ENE, E, ESE, the measured frequencies are 11.72%, 19.43%, and 10.37%, and the total main wind direction frequencies are 41.53%; the fitting frequencies are 15.42%, 19.73%, and 7.61%, and the total main wind direction frequencies are 41.53%. The frequency of wind direction is 42.76%. The 10m main wind directions of the 04#met mast are S, SSW, and SW; the measured frequencies are 9.51%, 17.52%, and 10.73%, respectively, and the total main wind direction frequency is 37.76%; the fitting frequencies are 9.56%, 19.58%, and 9.06%, respectively, and the total main wind direction frequency is 37.76%. The percentage is 38.2%. This demonstrates that the fitted wind direction agrees well with the measured wind direction.

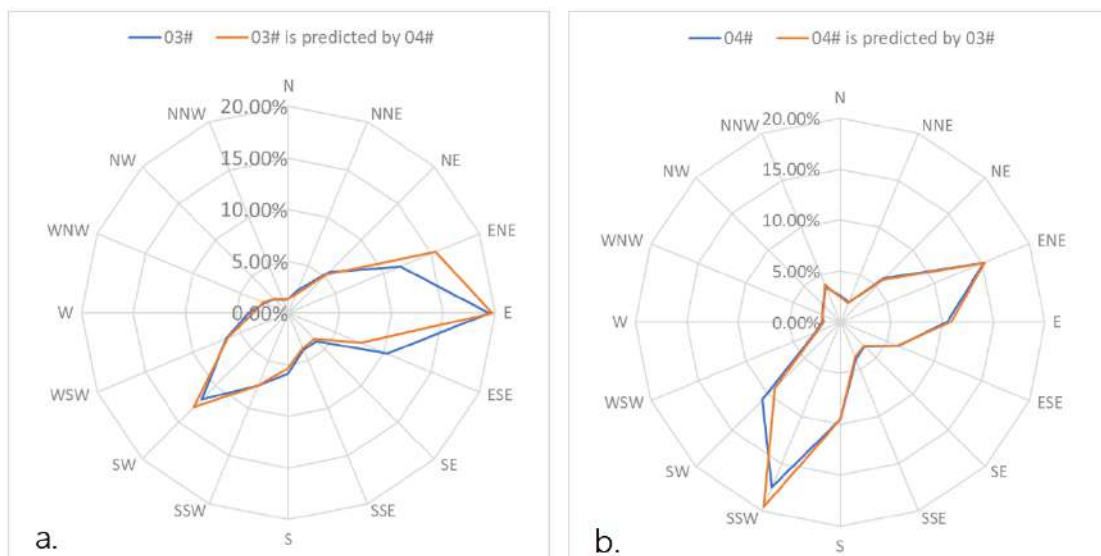


Figure 7 Met mast wind direction rose (7a. 03#, 7b. 04#)

The power generation results are validated after comparing and verifying wind data. Point 3# calculates the annual power generation of 12758MWh from the measured data and the annual power generation of 12258MWh from the Synthetic data, with a 3.9% deviation. The annual power generation calculated using the measured data at point 4# is 15412MWh, while the annual power generation calculated using the Synthetic data is 15303MWh, with a 0.7% deviation.

3.3 PROJECT ANALYSIS IN NORTHEAST CHINA

The project in Northeast China includes three wind-measuring towers that are cross-checked in pairs, and the results are presented in Tables 3, 4, and 5. The data error is controlled within 9%, the average absolute value of the error is 2.23%, and the deviation between the Synthetic data and the measured wind speed is small. The data's correlation system r value ranges from 0.798 to 0.901, indicating a strong correlation between the fitted and measured data. The F test was used on each set of data to determine whether or not the variance difference was significant.

Table 4 shows the cross-check results for the 05# and 06# met masts. Both the 05# Synthetic data extrapolated from the 06# wind measurement data and the 06# Synthetic data obtained from the 05# data extrapolation performed admirably in terms of wind speed error, correlation, and F test. It is worth noting that the Synthetic data of 06# obtained by extrapolating the measured data of 05# are generally, to varying degrees, underestimated. When combined with the TD results of terrain differences, it is possible to conclude that the terrain has a significant impact on this phenomenon. The altitude of the 05# met mast is 1137m, and the altitude of the 06# met mast is 986m, and the measured data shows that the wind speed of each altitude layer of the 06# met mast is greater than the wind speed of each test layer of the 05# met mast. The wind speed of the 06# met mast was underestimated due to the model's influence.

Table 4 Wind data simulation results for the Northeast Project (05#~06#)

| | | 30m | 70m | 80m | 90m | 100m |
|-------------------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 05# is predicted by 06# | Predicted | 7.008 | 7.503 | 7.628 | 7.804 | 7.906 |
| | Actual | 6.824 | 7.421 | 7.577 | 7.761 | 7.888 |
| | Error | 2.70% | 1.10% | 0.67% | 0.54% | 0.22% |
| | R | 0.811 | 0.827 | 0.847 | 0.853 | 0.856 |
| | P-value | 0.685 | 0.623 | 0.889 | 0.673 | 0.508 |

| | Number | 51518 | 51483 | 51469 | 51480 | 51482 |
|-------------------------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 06# is predicted by 05# | Predicted | 8.655 | 9.155 | 9.323 | 9.415 | 9.500 |
| | Actual | 9.134 | 9.515 | 9.468 | 9.567 | 9.614 |
| | Error | -5.25% | -3.78% | -1.53% | -1.58% | -1.19% |
| | R | 0.798 | 0.826 | 0.866 | 0.872 | 0.870 |
| | P-value | 0.491 | 0.836 | 0.693 | 0.742 | 0.578 |
| | Number | 51867 | 51458 | 51436 | 51459 | 51415 |

Table 5 displays the cross-check results of the 05# and 07# met masts. The Synthetic data from the two met masts correlated well with the actual measurements, and both passed the F test, indicating that there was no significant difference in variance. The Synthetic data from the 07# met mast extrapolated from the data from the 05# met mast has a maximum error of 8.65% with the measured data, and the wind speed difference is 0.884m/s. At each altitude, the fitted wind speed is understated to varying degrees.

Table 5 Wind data simulation results for the Northwest Project (05#~07#)

| | | 30m | 70m | 80m | 90m | 100m |
|-------------------------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 05# is predicted by 07# | Predicted | 7.141 | 7.646 | 7.645 | 7.821 | 7.929 |
| | Actual | 6.824 | 7.421 | 7.577 | 7.761 | 7.888 |
| | Error | 4.64% | 3.03% | 0.89% | 0.77% | 0.52% |
| | R | 0.806 | 0.825 | 0.838 | 0.846 | 0.853 |
| | P-value | 0.836 | 0.781 | 0.347 | 0.191 | 0.517 |
| | Number | 51962 | 51863 | 51839 | 51933 | 51870 |
| 07# is predicted by 05# | Predicted | 9.338 | 9.380 | 9.997 | 10.069 | 10.119 |
| | Actual | 10.222 | 10.141 | 10.251 | 10.312 | 10.288 |
| | Error | -8.65% | -7.51% | -2.48% | -2.36% | -1.64% |
| | R | 0.820 | 0.839 | 0.856 | 0.861 | 0.848 |
| | P-value | 0.383 | 0.975 | 0.910 | 0.532 | 0.856 |
| | Number | 51867 | 51858 | 51859 | 51912 | 51855 |

Table 6 forms the cross-check results between 06# wind data and 07# wind data. The Synthetic data from the two met masts correlated well with the actual measurements, and both passed the F test, indicating that there was no significant difference in variance. The Synthetic data from the 07# met mast extrapolated from the data from the 06# met mast has a maximum error of 3.68% with the measured data, and the wind speed difference is 0.0.376m/s. At each altitude, the fitted wind speed is understated to varying degrees.

Table 6 Wind data simulation results for the Northwest Project (06#~07#)

| | | 30m | 70m | 80m | 90m | 100m |
|-------------------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 06# is predicted by 07# | Predicted | 9.435 | 9.829 | 9.490 | 9.587 | 9.642 |
| | Actual | 9.134 | 9.515 | 9.468 | 9.567 | 9.614 |

| | | | | | | |
|-------------------------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | Error | 3.30% | 3.30% | 0.24% | 0.21% | 0.28% |
| | R | 0.899 | 0.894 | 0.899 | 0.901 | 0.900 |
| | P-value | 0.895 | 0.845 | 0.776 | 0.989 | 0.663 |
| | Number | 51594 | 51501 | 51442 | 51529 | 51473 |
| 07# is predicted by 06# | Predicted | 9.846 | 9.771 | 10.208 | 10.271 | 10.242 |
| | Actual | 10.222 | 10.141 | 10.251 | 10.312 | 10.288 |
| | Error | -3.68% | -3.65% | -0.42% | -0.40% | -0.44% |
| | R | 0.895 | 0.889 | 0.896 | 0.895 | 0.895 |
| | P-value | 0.429 | 0.256 | 0.388 | 0.680 | 0.237 |
| | Number | 51583 | 51545 | 51503 | 51516 | 51515 |

The cross-validation results of Project C in Northeast China show that the overall error is kept within a small range, and the error decreases with increasing height, whereas the error obtained by near-surface cross-validation is larger and more affected by surface coverage.

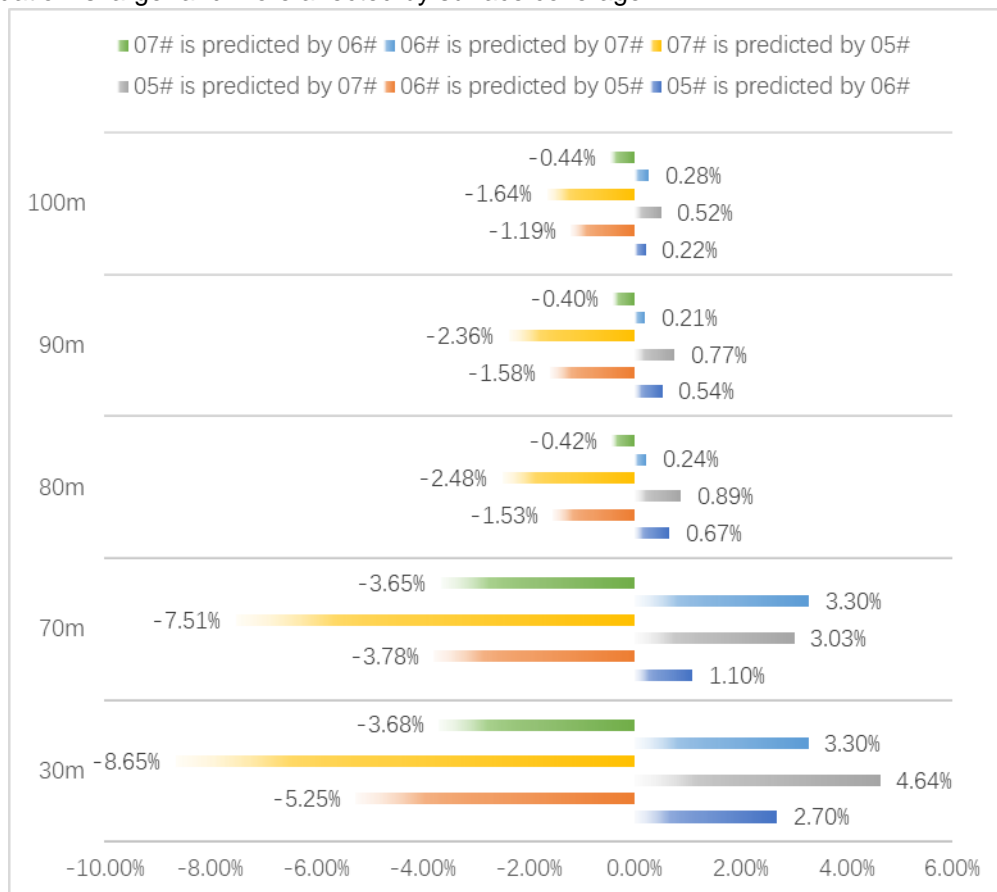


Figure 8 Northeast Project Error Statistics for Simulated Wind Speed Data

The measured frequency of the main wind direction WNW of the 05# wind data is 16.56%, and the measured frequency of the NW is 17.7%, for a total of 34.26%. The WNW frequency of 05# Synthetic data predicted by 06# wind measurement data is 17.97%, the NW frequency is 15.81%, and the total is 33.78%. According to the 07# wind measurement data, the 05# Synthetic data WNW frequency is predicted to be 17.19%, the NW frequency is 16.18%, and the total is 33.37%. The measured frequency of the main wind direction WNW is 19.62%, and the measured frequency of the NW is 17.06%, for a total of 36.68%. The WNW and NW frequencies of the 06# Synthetic data predicted by the 05# wind measurement data are

18.08% and 19.10%, respectively, for a total of 37.18%. The WNW frequency of 06# Synthetic data is predicted to be 19.45%, and the NW frequency is 17.51%, for a total of 36.96% based on the wind measurement data of 07#. The measured frequency of the main wind direction WNW is 19.69%, and the measured frequency of the NW is 17.4%, for a total of 37.09%. The measured frequency of the main wind direction WNW of 07# wind measurement data is 19.69%, and the measured frequency of the NW is 17.4%, for a total of 37.09%. The WNW frequency of 07# Synthetic data predicted by 05# wind measurement data is 18.15%, the NW frequency is 18.48%, and the total is 36.62%. According to the 06# wind measurement data, the 07# Synthetic data WNW frequency is predicted to be 19.68%, the NW frequency is 17.18%, and the total is 36.86%.

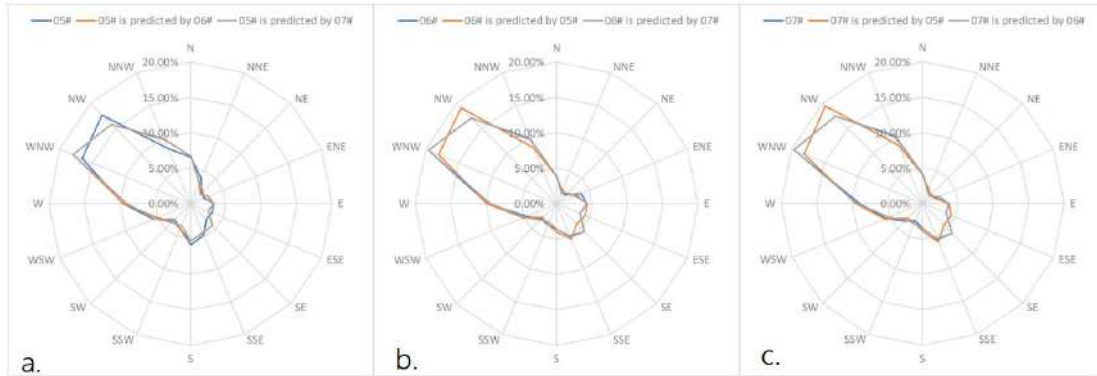


Figure 9 Met mast wind direction rose (9a.05#, 9b.06# and 9c.07#)

Finally, the results of the power generation are verified. The 5# point uses the measured data to calculate the annual power generation of 22802MWh; the annual power generation calculated by using the 6# data to fit the 5# data is 22907MWh, with a deviation of 0.46%; and the annual power generation calculated by using the 7# data to fit the 5# data is 22907MWh, with a deviation of 0.46%. The value is 23286MWh, and the standard deviation is 2.1%. The annual power generation calculated using the measured data at the 6# point is 27365MWh, and the annual power generation calculated using the 5# data to fit the 6# data is 27247MWh, with a deviation of 0.43%; the annual power generation calculated using the 7# data to fit the 6# data is 27247MWh, with a deviation of 0.43%; and the annual power generation calculated using the 8# data to fit the 6# data is 27365MWh. The value is 27949MWh, and the standard deviation is 2.1%. The 7# point uses measured data to calculate annual power generation of 29808MWh; the annual power generation calculated by fitting the 5# data to the 7# data is 29036MWh, with a deviation of 2.6%; and the annual power generation calculated by fitting the 6# data to the 7# data is 29036MWh, with a deviation of 2.6%. The amount is 29172MWh, and the standard deviation is 2.1%.

4 CONCLUSION

In this paper, the ESAGlobalLandcover10m ground cover data set WorldCover10m (2020) is introduced in the process of wind resource evaluation of three typical complex terrain projects, and the results are tested and high accuracy is obtained.

Correlation r validates the fitted data's consistency with the fluctuation trend of the original data.

The deviation of the average wind speed decreases with altitude, and the deviation of the Northeast Project occurs at a height of 10m, which is consistent with the fact that the wind is more affected by surface cover closer to the ground.

The 04# wind measurement data from Central China has negative shear at the upper level, and the simulated data failed to reveal the flaws, which is a limitation of the existing model. The negative shear may be caused by the low-level jet stream when combined with the site topography and climate conditions.

The deviation of power generation results is less than 5%, which has a good guiding effect on engineering construction.

Based on the above test results, WorleCover has a high potential for use in wind power projects.

REFERENCE

- [1]. Council, G. W. E. (2023). GWEC Global Wind Report 2023. Global Wind Energy Council: Brussels, Belgium.
- [2]. Cunningham, D., Melican, J. E., Wemmelmann, E., & Jones, T. B. (2002, July). GeoCover LC - A moderate resolution global land cover database. In ESRI International User Conference.
- [3]. Buchhorn, M., Lesiv, M., Tsendbazar, N. E., Herold, M., Bertels, L., & Smets, B. (2020). Copernicus global land cover layers—collection 2. *Remote Sensing*, 12(6), 1044.
- [4]. National Geomatics Center of China. (2014). 30-meter Global Land Cover Dataset (GlobeLand30) Product Description. Beijing: National Geomatics Center of China
- [5]. ESA 2021 WorldCover Product Validation Report v1.0 Chapter 3.1 Statistical Accuracy Assessment
- [6]. Karra, K., Kontgis, C., Statman-Weil, Z., Mazzariello, J. C., Mathis, M., & Brumby, S. P. (2021, July). Global land use/land cover with Sentinel 2 and deep learning. In 2021 IEEE international geoscience and remote sensing symposium IGARSS (pp. 4704-4707). IEEE.
- [7]. Venter, Z. S., Barton, D. N., Chakraborty, T., Simensen, T., & Singh, G. (2022). Global 10 m Land Use Land Cover Datasets: A Comparison of Dynamic World, World Cover and Esri Land Cover. *Remote Sensing*, 14(16), 4101.
- [8]. Chen, J., Chen, J., Liao, A., Cao, X., Chen, L., Chen, X., ... & Mills, J. (2015). Global land cover mapping at 30 m resolution: A POK-based operational approach. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, 103, 7-27.
- [9]. Xie, H., Wang, F., Gong, Y., Tong, X., Jin, Y., Zhao, A., ... & Liao, S. (2022). Spatially Balanced Sampling for Validation of GlobeLand30 Using Landscape Pattern-Based Inclusion Probability. *Sustainability*, 14(5), 2479.
- [10]. Troen, I. E. L. P., & Lundtang Petersen, E. (1989). European wind atlas.
- [11]. Dörenkämper, M., Olsen, B. T., Witha, B., Hahmann, A. N., Davis, N. N., Barcons, J., ... & Mann, J. (2020). The making of the new european wind atlas—part 2: Production and evaluation. *Geoscientific model development*, 13(10), 5079-5102.
- [12]. Jing Zhang, Jingwen Yang, Xianyang Wang (2021). Research into the Use of Wind Flow Models in Various Topographies. *Hydropower and new energy*, 35(9), 22-25. (In Chinses)

SIMULAÇÃO DE MICROSITING E PRODUÇÃO ENERGÉTICA DE AEROGERADORES NO RIO GRANDE DO SUL

Arthur Leorato da Costa

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

Arthur.leo998@gmail.com

RESUMO

No mundo moderno, não basta sermos engenheiros habilidosos; precisamos aplicar nossas capacidades em projetos que deixem um legado positivo para as gerações futuras. Neste contexto, apresentarei meu trabalho sobre produção energética de um parque eólico, com foco nas energias renováveis. Iniciarei com um breve histórico do setor eólico no Brasil, seguido pela descrição das referências teóricas sobre o recurso eólico na região em análise, incluindo as perdas de energia relevantes para nossa simulação. Abordarei também o método utilizado pelo software para reproduzir a ação do vento no parque eólico. Posteriormente, demonstrarei a utilização do Atlas Global Eólico e a origem dos dados utilizados como base para nosso trabalho, assim como os parâmetros do aerogerador empregados na simulação. Por fim, realizaremos a simulação da produção de energia e analisaremos os resultados obtidos.

Palavras-chaves:

Micrositing; Esteira; Layout

ABSTRACT

In the modern world, it is not enough to be skilled engineers; we must also apply our abilities to projects that will leave a positive legacy for future generations. In this context, I will present my work on the energy production of a wind farm, with a focus on renewable energies. I will start with a brief history of the wind sector in Brazil, followed by a description of the theoretical references on the wind resource in the region under analysis, including the energy losses relevant to our simulation. I will also address the method used by the software to replicate the wind action in the wind farm. Subsequently, I will demonstrate the use of the Global Wind Atlas and the origin of the data used as the basis for our work, as well as the parameters of the wind turbine used in the simulation. Finally, we will simulate the energy production and analyze the results obtained.

Keywords:

Micrositing; Wake; Layout

1. INTRODUÇÃO

A produção de energia através do vento ocorre em grandiosas instalações chamadas "parques eólicos". O layout dessas instalações é resultado de estudos extensivos, conhecidos como "micrositing", bem como o desenvolvimento de aerogeradores. O presente trabalho analisará as características do vento, parâmetros de simulação para diferentes arranjos, apresentação e análise de dados de medição do vento, bem como a análise do atlas global eólico.

Existem parques eólicos em diversos ambientes, mas algumas regiões são mais adequadas para a instalação do que outras, e os estudos preliminares dessas regiões tornam esses projetos possíveis. Parques em terra (onshore) e parques no mar (offshore) têm diferenças significativas em seus estudos preliminares de produção de energia. Por exemplo, em parques offshore, a rugosidade do terreno possui um comprimento característico de aproximadamente 0 (zero) devido ao ambiente marítimo, ao contrário dos parques onshore, onde a rugosidade do terreno é um elemento altamente relevante e variável para estudos de micrositing. Este trabalho concentra-se em um parque eólico onshore, e, portanto, abordaremos os elementos de estudo correspondentes a esse tipo de região.

Dentro do contexto da engenharia mecânica, podemos observar que a operação da energia eólica envolve conhecimentos desenvolvidos dentro do curso, como mecânica dos fluidos, sistemas fluidomecânicos, física básica, probabilidade e estatística, equações diferenciais, cálculo, entre outros.

Os objetivos deste trabalho incluem compreender os parâmetros ideais para o design do layout eólico, demonstrar o uso adequado de dados de medição do vento para mapeamento eólico e sua aplicação, bem como aplicar conceitos das áreas de conhecimento mencionadas anteriormente.

Para conduzir este trabalho, foram consultados artigos técnicos específicos do setor de energias renováveis, livros didáticos, manuais de software e a experiência de professores universitários e profissionais da indústria.

2. ESTADO DA ARTE/ FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Energia eólica nada mais é do que transformar a energia cinética presente no escoamento do ar atmosférico em energia elétrica. Para entendermos como podemos aproveitar essa energia da melhor maneira, precisamos entender como o ar flui na atmosfera. O vento é o ar em movimento provocado pelo aquecimento desigual da terra (Custódio, Ronaldo: Energia Eólica; 2009), esse é o conceito que nos orienta. O movimento do ar possui uma potência, definida como:

$$P = \frac{\rho A v^3}{2} \quad \text{Eq. 1}$$

Em que,

P – potência do Vento [W]

ρ – densidade do ar [kg/m³]

A – área da seção transversal [m²]

V – velocidade do vento [m/s]

A potência do vento pode ser escrita por unidade de área, definida como densidade de potência (DP),

$$\frac{P}{A} = \frac{\rho v^3}{2} \quad \text{Eq. 2}$$

Como vemos a potência disponível no vento é diretamente afetada pela densidade do ar, portanto conforme a elevação do terreno e por consequência, a pressão atmosférica, teremos diferentes valores de potência para a mesma velocidade média do vento.

Definimos a densidade do ar como:

$$\rho = \frac{P}{RT} \tag{Eq. 3}$$

Em que,

ρ – densidade do ar [kg/m³]

R – constante do ar [287J/kg*K]

P – pressão atmosférica [Pa]

T – temperatura ambiente [K]

A velocidade do vento, é o elemento que atrai maior atenção nos estudos prévios de recurso eólico, justamente pelo fato de que cada décimo de velocidade média será posteriormente elevado ao cubo para o cálculo de potência. Na eólica, o nosso elemento de análise, o vento, possui um comportamento não determinístico, portanto devemos analisá-lo com funções probabilísticas e a função densidade de probabilidade de *Weibull*, representa a distribuição da velocidade do vento no local, [6]

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \tag{Eq. 4}$$

Em que,

V – velocidade do vento [m/s]

C – fator de escala [m/s]

k – fator de forma [adimensional]

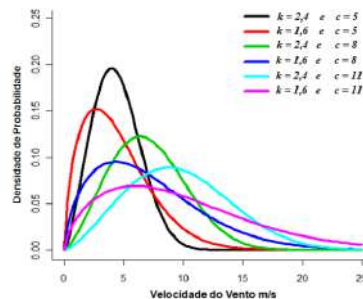


Figura 1 – Função de densidade de probabilidade de Weibull para diferentes valores de k e c.
 Fonte: Custódio, R.S (2009) – PucRio Certificação digital 1113692

Para estudos preliminares onde não se conhece o perfil do vento, considerar o $k = 2$ é uma boa representação de casos de distribuição da velocidade do vento e no presente trabalho esse é o valor utilizado juntamente com $c = 8$, onde o fator de escala é possível de se calcular pela função *gamma*,

$$c = \frac{v}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})} \tag{Eq. 5}$$

Em que,

C – fator de escala de Weibull [m/s]

V – velocidade do vento [m/s]

k – fator de forma de Weibull [adimensional]

A direção do vento é outro aspecto relevante de estudo, visto que ela apresenta uma grande variação em determinados locais, especificamente o caso do Rio Grande do Sul. A direção predominante é determinada pela porcentagem de tempo que os equipamentos mediram a direção em certo sentido, por esse motivo a carta de direções é chamada de rosa dos ventos por setores. Abaixo exemplo,

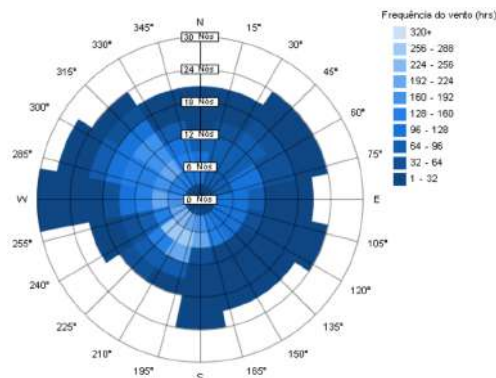


Figura 2 - Rosa dos Ventos Anual (Distribuição de Frequência). Fonte: Autodesk Knowledge Network

O escoamento do ar na superfície, forma uma camada limite atmosférica, que pode ser representada por uma função logarítmica ou exponencial. No presente trabalho utilizamos a função exponencial para caracterizar a camada limite atmosférica. Essa determinação fará parte de extrapolações futuras na determinação de velocidades do vento em pontos sem medição. Hellman em 1916 propôs um método efetivo de determinar o perfil vertical do vento, chamado método exponencial, em que assume que podemos saber a razão de duas velocidades em diferentes alturas pelo seu chamado “Power law” (α),

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \tag{Eq. 6}$$

Em que,

V_2 = velocidade em altura número 2

V_1 = velocidade em altura número 1

H_1 = altura 1

H_2 = altura 2

Sendo o α definido:

$$\alpha = \frac{\ln(v_2/v_1)}{\ln(h_2/h_1)} \quad \text{Eq. 7}$$

Introduzidas as variáveis pelas quais a produção de energia ocorre, podemos começar a entender como a disposição dos aerogeradores em um parque eólico é crucial para sua eficiência. A passagem do ar pelas pás do aerogerador, na qual a máquina extrai sua energia, gera uma reação contrária no escoamento do ar, que perde energia e por consequência, velocidade. Essa perda é denominada como esteira, pode afetar outras máquinas que se encontram próximas fazendo com que a geração de energia seja menor do que o esperado, diminuindo o fator de capacidade do parque.

A esteira é caracterizada como uma região de escoamento turbulento e com a presença de vórtices imediatamente após o ar passar pelas turbinas. Porém, ela se estabiliza novamente sozinha a medida que se afasta da turbina devido a massa de ar circulando envolta dela.

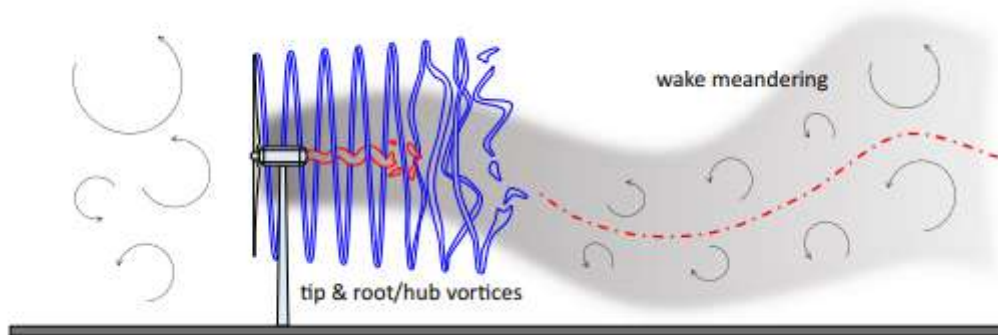


Figura 4 - Caracterização da esteira com seus vórtices (Fonte: F.Porté-Agel et al 2012 [4]).

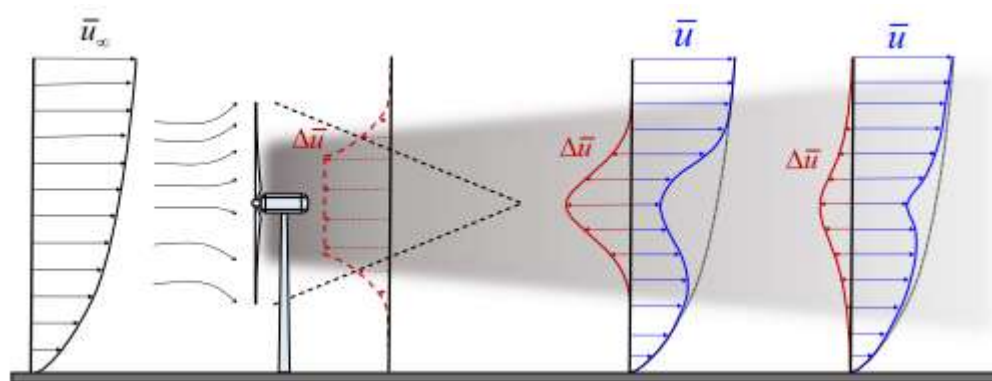


Figura 5 - Comportamento da esteira ao longo do tempo, conforme aumenta a distância a perda de velocidade (delta u) diminui. (Fonte: F.Porté-Agel et al 2012 [4])

Neste trabalho, foi usado como referência o modelo de esteira de N.O Jensen, também chamado de modelo Park [10]. O modelo assume um efeito esteira que se expande linearmente com um déficit de velocidade que depende apenas da distância atrás do rotor. Jensen considera os vórtices detalhados acima como insignificantes, tendo apenas efeito em distancias muito próximas ao rotor. A linearidade da

esteira nesse modelo é fruto de uma constante chamada de constante de perda da esteira [k] e o déficit de velocidade pode ser calculado da seguinte de forma,

$$v_e = v[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t})\left(\frac{D}{D+2kx}\right)^2] \quad \text{Eq. 8}$$

Onde:

v = velocidade do vento livre da influência do aerogerador [m/s]

v_e = velocidade do vento dentro da esteira [m/s]

C_t = coeficiente de empuxo da turbina [adimensional]

x = distância após a turbina [m]

D = diâmetro do rotor da turbina [m]

D_e = diâmetro da esteira, proporcional a distância X [m]

k = constante de perda por esteira [adimensional]

Como dito, a constante de perda por esteira determina o coeficiente angular da esteira e é descrita como:

$$k = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad \text{Eq. 9}$$

Em que,

h = altura de cubo da turbina (altura da nacelle) [m]

z₀ = comprimento característico da rugosidade do terreno [m]

Além dela o coeficiente de empuxo (C_t) é normalmente fornecido pelos fabricantes de turbinas eólicas e irá variar de acordo com o modelo da máquina. Porém se não for disponibilizado pode ser calculado da seguinte forma.

Eq. 10

$$C_t = \frac{T}{\frac{\rho v^2 A}{2}}$$

Com T = força de empuxo [N] e as outras variáveis são as mesmas vistas anteriormente. Abaixo vemos uma demonstração gráfica do modelo Park Jensen.

Na metodologia compararemos o modelo apresentado acima, com outro modelo chamado de Eddy Viscosity cujo foi formulado por J.F Ainslie em 1985.

Ainslie formulou esse modelo resolvendo as equações diferenciais que governam o escoamento (equações de Navier-Stokes), porém ele considera a turbulência do escoamento como fator que afeta diretamente a distância e intensidade que a esteira irá alcançar. Nominalmente, mais turbulência significa uma maior mistura de escoamentos de esteira com escoamentos livres envolta dela, gerando uma dispersão em um menor espaço físico, portanto quanto maior a turbulência menor o comprimento e

intensidade da esteira. Como a turbulência é um parâmetro dependente da rugosidade do terreno, o modelo coleta os valores para cada ponto de rugosidade e simula quanto a esteira irá se estender, baseado nas soluções numéricas das equações diferenciais, temos o resultado abaixo.

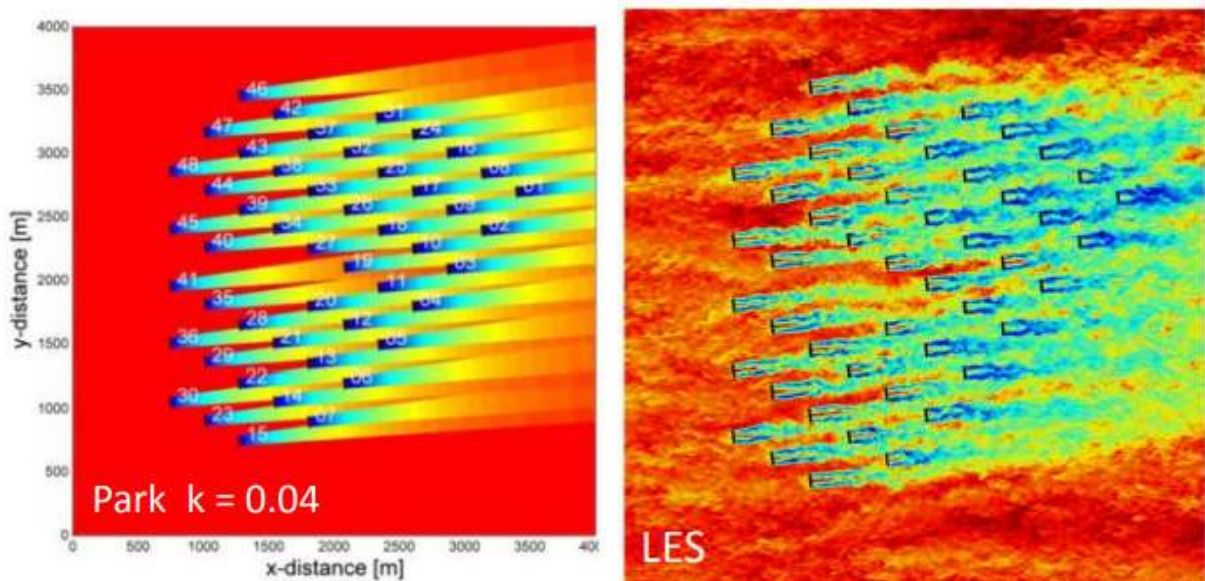
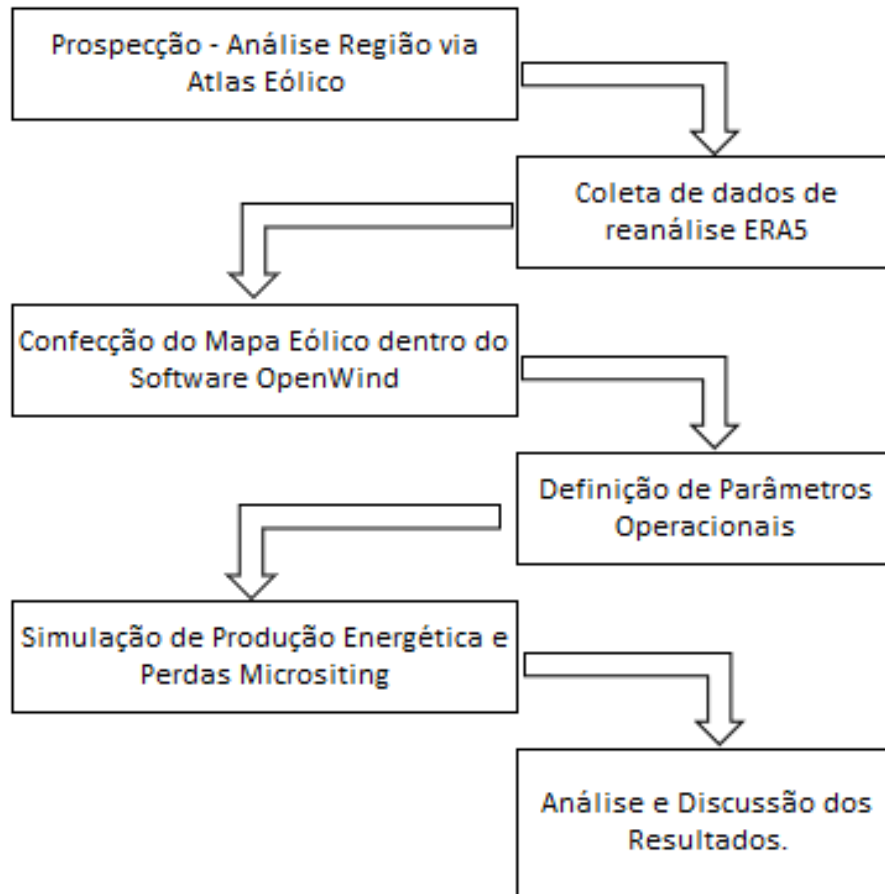


Figura 6 - Modelo de esteira de Jensen (Park). Perceba como a esteira obedece o formato da sua constante de decaimento [k] e se comporta de maneira linear [Fonte: Smith et al 2012 {11}] Figura 7 - Modelo de esteira de Ainslie (Eddy Viscosity). Fonte: Smith et al 2012[11].

O modelo Eddy-Viscosity, explicado acima é corrigido através da metodologia chamada de Deep Array Wake Model (DAWM) dentro do software Openwind. A teoria por trás dessa correção explica que um parque eólico que possui muitas fileiras de aerogeradores, acaba agindo como uma camada de rugosidade individual com o comprimento do rotor da máquina (150m) e que se soma ao terreno criando uma camada limite interna do parque com um escoamento em menor velocidade. Ou seja, entre as fileiras de aerogeradores, existe uma diminuição geral na velocidade média.

No presente trabalho detalhamos essa camada de rugosidade dentro do software como o valor de comprimento de rugosidade característico da região (z_b), variando entre valores para terra e para o mar.

3. MÉTODO DO ESTUDO



No presente trabalho, todas simulações foram feitas dentro do software Openwind, desenvolvido pela empresa UL Solutions. O aplicativo funciona por camadas, ou “layers” hierárquicos que se complementam. Primeiramente é inserido a zona geográfica em estudo, pelas coordenadas em UTM (Universal Transversa de Mercator) se define qual setor analisado. A partir disso o software consegue buscar as camadas de elevação e rugosidade dessa região dentro do seu banco de dados.

Com os dados de georreferenciamento, podemos incluir os parâmetros eólicos, que foram coletados pelos dados de reanálise, que são a velocidade média, fator de forma (k), fator de escala (c), rosa de frequências, massa específica do ar [kg/m^3], pressão [Pa], temperatura média [celsius] e densidade de potência [W/m^2] medidos na região.

Inseridos os dados de entrada podemos criar uma camada de mapa de recurso eólico, chamado de Wind Map Layer, cujo calcula o escoamento baseado nos parâmetros fornecidos do terreno e os dados de entrada utilizando o código de NOABL (Numerical Objective Analysis of Boundary Layer) que é uma análise numérica do comportamento da camada limite desenvolvido por Phillips, 1979 [1].

Com o mapa criado, temos a informação de velocidade do vento em cada ponto da região analisada, na altura de 100 metros, conforme a altura de medição da reanálise e nesse caso teremos que posicionar a altura de cubo do aerogerador a 100 metros de altura, para que tenhamos a velocidade que passa pelo centro da turbina e assim é possível calcular a potência gerada.

5. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Foi simulado cada *micrositing* com ambos os modelos de perdas de esteira, para comparação de produtividade e perdas. Vale ressaltar que o layout foi configurado com 30 máquinas Vestas V150, com 4.2 MW de potência totalizando 126 MW de potência instalada. Esse número é utilizado para o cálculo do fator de capacidade (FC),

$$FC = \frac{\text{geração (GWh)}}{\text{Pot Inst} \cdot 8760} \tag{Eq. 11}$$

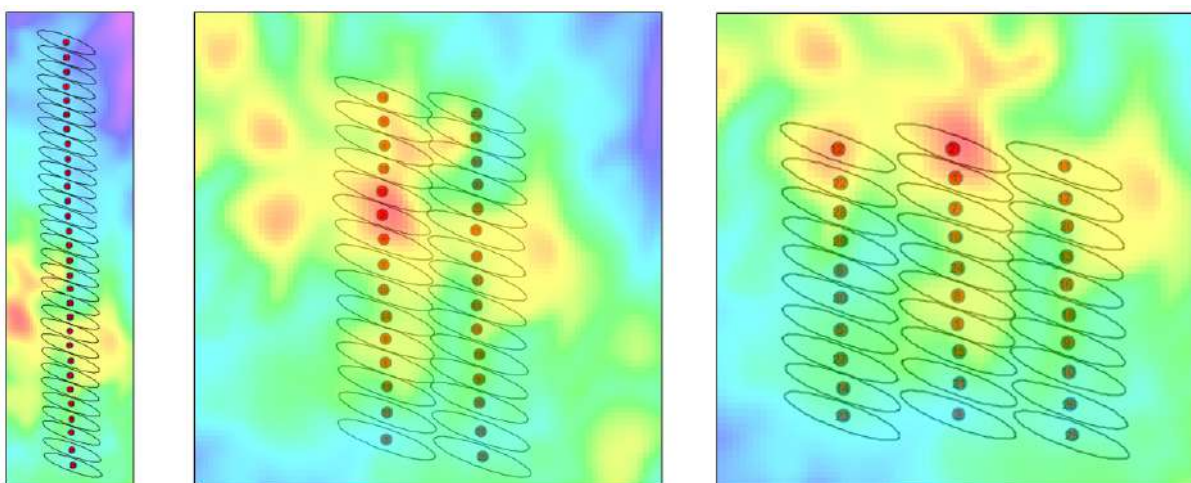


Figura 20 – Layouts gerados e simulados com 1, 2 e 3 fileiras.

Os resultados obtidos com as simulações ilustram a teoria explicada anteriormente e foi possível com eles entender o melhor posicionamento das máquinas para a região analisada.

Primeiramente temos o resultado de produção de energia bruta, que corresponde a energia gerada antes das perdas durante 1 (um) ano, portanto sendo variável apenas pela velocidade do vento, demonstrou que o layout com duas fileiras apresentou o melhor rendimento.

Ou seja, as melhores posições para os aerogeradores foram encontradas via micrositing número 2 (2 fileiras) e isso acontece pois o layout com apenas 1 fileira se estende para posições em que a velocidade média do vento é menor. Abaixo o resultado obtido para maior produção.

| Filas | Energia Bruta [GWh] |
|-------|---------------------|
| 2 | 603,85 |
| 3 | 600,17 |
| 1 | 576,29 |

Agora que sabemos qual opção mais produtiva, vamos analisar qual opção conteve maiores perdas. Nessa análise precisamos considerar os modelos de esteira Eddy viscosity e Park Jensen, pois é justamente a aplicação deles que gerarão as perdas do processo. Então nesse caso temos que comparar cada modelo, alterando as fileiras.

| FILEIRAS | EV (0,001) | EV (0,03) | Park (0,07) | Park (0,04) |
|----------|------------|-----------|-------------|-------------|
| 1 | 38,93 | 38,89 | 38,89 | 34,77 |
| 2 | 69,92 | 60,74 | 45,50 | 58,94 |
| 3 | 77,38 | 64,32 | 47,60 | 63,26 |

Podemos perceber que a opção com 3 fileiras gera um volume maior de energia perdida, isso ocorre justamente pela diminuição de velocidade imediatamente atrás dos aerogeradores e que portanto afeta os aerogeradores das fileiras seguintes. Também, a diferença entre os modelos fica evidenciada aqui pelas diversas mudanças nas perdas de processo em cada situação. Claramente o modelo DAWM Eddy Viscosity possui perspectivas mais pessimistas devido a consideração de cada aerogerador como um elemento de rugosidade que se estende até 175 metros de altura.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os resultados evidenciaram discrepâncias entre os layouts criados, os modelos de perdas e o impacto dessas diferenças na previsão de geração de energia elétrica. No layout com apenas uma fileira contínua de máquinas, a produção seria necessariamente menor, pois as turbinas estavam posicionadas em áreas com menor velocidade média de vento, e as perdas, embora menores também (conforme a tabela de perdas), não compensaram esse posicionamento desfavorável.

Por outro lado, no Layout com 2 fileiras, obteve-se os melhores resultados de geração devido ao posicionamento mais adequado das máquinas, com perdas aceitáveis. No terceiro Layout, as perdas foram muito elevadas, apesar do posicionamento das máquinas ter sido o melhor dos 3 testes.

Demonstrei que o modelo de perdas mais adequado para simular o parque no RS seria o DAWM Eddy Viscosity, com um fator de rugosidade de 0,03. Isso se deve ao fato de a região ser composta majoritariamente por campos abertos e açudes, com poucas árvores esparsas, e o modelo demonstrou maior fidelidade à realidade, conforme os resultados obtidos na simulação. Especialmente para o Rio Grande do Sul, onde existem regimes de vento muito variados durante as quatro estações do ano.

REFERÊNCIAS

Phillips, G. T.; 1979; A Preliminary User's Guide For The NOABL Objective Analysis Code; DOE/ET/20280- T1 Disponível em: <https://doi.org/10.2172/7080538> [1]

Charhouni, N., Sallaou, M. & Mansouri, K. Realistic wind farm design layout optimization with different wind turbines types. *Int J Energy Environ Eng* 10, 307–318 (2019). Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s40095-019-0303-2> [2]

Porté-Agel F, Bastankhah M, Shamsoddin S. Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review. *Boundary Layer Meteorol.* 2020;174(1):1-59. Disponível em: doi: 10.1007/s10546-019-00473-0. Epub 2019 Sep 20. PMID: 31975701; PMCID: PMC6946756. [3]

Wu, Y.T., & Porté-Agel, F. (2012). Atmospheric Turbulence Effects on Wind-Turbine Wakes: An LES Study. *Energies*, 5, 5340-5362. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en5125340> [4]

H M Johlas et al 2019 J. Phys. Large eddy simulations of floating offshore wind turbine wakes with coupled platform motion: Conf. Ser. 1256 012018 [5]

Disponível em: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1256/1/012018>

Custódio, R. S. (2009). Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica. Eletrobras. Rio de Janeiro. Disponível em: PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1113692/CA [6]

Custódio, R.S. Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica, 2ª Edição, Porto Alegre: Synergia Editora, 2014. [7]

Giebel, Gregor & Hasager, C.. (2016). An Overview of Offshore Wind Farm Design. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-39095-6_19 [8]

Barthelmie, R. & Frandsen, S & Rathmann, Ole & Hansen, K & Politis, Evangelos & Prospathopoulos, John & Schepers, J & Rados, K & Cabezon, Daniel & Schlez, Wolfgang & Neubert, Anja & Heath, M. (2011). Flow and wakes in large wind farms: Final report for UPWIND WP8. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/260365219_Flow_and_wakes_in_large_wind_farms_Final_report_for_UPWIND_WP8 [9]

Chang, Rui & Zhu, Rong & Badger, Merete & Hasager, C. & Zhou, Rongwei & Ye, Dong & Zhang, Xiaowei. (2014). Applicability of Synthetic Aperture Radar Wind Retrievals on Offshore Wind Resources Assessment in Hangzhou Bay, China. *Energies*. 7. 3339-3354. 10.3390/en7053339. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.3390/en7053339> [10]

Rathmann, Ole Steen ; Hansen, Brian Ohrbeck ; Hansen, Kurt Schaldemose et al. / The Park2 Wake Model - Documentation and Validation. 2018. 24 p. (DTU Wind Energy E, Vol. 160). Disponível em: [http://orbit.dtu.dk/en/publications/the-park2-wake-model--documentation-and-validation\(d527ae78-d931-450c-a1eb-1fc6c1989133\).html](http://orbit.dtu.dk/en/publications/the-park2-wake-model--documentation-and-validation(d527ae78-d931-450c-a1eb-1fc6c1989133).html) [11]

Smith, C. M., Barthelmie, R. J., Churchfield M. J., and Moriarty P. J., “Complex Wake Merging Phenomena in Large Offshore Wind Farms,” *American Meteorological Society 20th Symposium on Boundary Layers and Turbulence*, Boston, Massachusetts, Aug. 2012.

Potencial eólico da cidade de São Paulo: uma abordagem de análise do escoamento do vento para aplicação de micro e minigeração distribuída.

Alisson Santos Silva¹, Demetrio Cornilios Zachariadis²

¹ Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, ² Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

¹ alisson_ssilva@usp.br; ² dczchar@usp.br

RESUMO

Nos últimos anos, devido a sua natureza inesgotável e não poluidora, a energia eólica vem se destacando como uma promissora fonte de energia renovável. Diante da crescente preocupação com o meio ambiente, atrelada à queda da oferta hidráulica devido à menor quantidade de chuvas, o Brasil vem buscando soluções e estratégias adequadas para complementar e descentralizar o sistema elétrico nacional. Dada a demanda energética nos centros urbanos, a utilização de micro e mini sistemas de geração possibilita o aproveitamento dos recursos renováveis locais com fontes de impacto ambiental bastante reduzidas. Assim, uma vez que o potencial de geração eólico é ativamente dependente das variações na topografia e rugosidade do terreno, devido à complexidade de previsão do comportamento do recurso natural em ambientes urbanos, há poucos estudos sobre as condições de escoamento nestes ecossistemas. Diante disso, fazendo-se uso de uma metodologia de análise dos dados meteorológicos das estações automáticas do Centro de Gerenciamento de Emergências Climáticas, este trabalho tem por objetivo apresentar uma abordagem alternativa para a análise do potencial eólico em centros urbanos, baseada nos fatores que influenciam o perfil do escoamento dos ventos nesses ambientes, como a rugosidade e a orografia.

Palavras-chaves:

Micro e minigeração; Energia eólica; Ambiente urbano

ABSTRACT

In recent years, due to its inexhaustible and non-polluting nature, wind energy has been emerging as a promising source of renewable energy. Faced with growing environmental concerns, coupled with a decrease in hydroelectric supply due to reduced rainfall, Brazil has been seeking appropriate solutions and strategies to complement and decentralize the national electrical system. Given the energy demand in urban centers, the use of micro and mini-generation systems allows for the harnessing of local renewable resources with significantly reduced environmental impact. However, since the wind generation potential is actively dependent on variations in topography and terrain roughness, and due to the complexity of predicting the behavior of natural resources in urban environments, there are few studies on the flow

conditions in these ecosystems. Therefore, utilizing a methodology that analyzes meteorological data from the automatic stations of the Climate Emergency Management Center, this study aims to present an alternative approach to analyzing the wind potential in urban centers, based on factors that influence wind flow profiles in this environment, such as roughness and orography.

Keywords:

Micro and mini generation; Wind energy; Urban environment

1. INTRODUÇÃO

A partir da Conferência de Estocolmo, organizada pelas Nações Unidas em 1972, tornou-se cada vez mais necessário abordar as dimensões do desenvolvimento dentro do contexto socioambiental contemporâneo. A degradação ambiental causada pelos modelos de consumo de energia estabelecidos desde a Revolução Industrial, juntamente com os desafios políticos relacionados à limitação de suas reservas, demandam substituição a médio prazo por alternativas energéticas mais promissoras para a humanidade (CARVALHO, 2009).

Historicamente o Brasil se destaca como um país com uma parcela significativa de fontes de energias renováveis em sua matriz energética interna. De acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica (EPE, 2022), a energia hidráulica foi responsável por 55.3% de toda a eletricidade gerada no Brasil em 2021. Entretanto, estima-se uma redução na participação dessa fonte devido à diminuição da oferta hídrica associada à escassez de chuvas. Segundo atualização do Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS, 2021), ao fim de maio de 2021, o nível dos reservatórios das hidrelétricas do Sudeste e Centro-Oeste, responsáveis por mais da metade da geração de energia elétrica do país, atingiu o patamar médio de 32.1%, o pior desde a crise energética de 2001. Mesmo que o índice atual esteja acima de 80%, diversificar a matriz de modo a ser menos dependente das hidrelétricas é uma medida importante a ser tomada.

Com uma previsão de crescimento na demanda energética em 3.6% ao ano até 2029 (MME, 2020), tem-se como maior dificuldade para a elaboração do planejamento energético, o atendimento à demanda a custos socioeconômicos e ambientais viáveis. Assim, por ser uma fonte limpa, renovável e complementar em períodos de menor disponibilidade hídrica nos reservatórios, a participação eólica na matriz interna torna-se estratégica para o sistema elétrico nacional. Segundo informe publicado pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA, 2022), enquanto a média mundial do fator de capacidade está em torno de 34%, o fator médio brasileiro em 2021 foi de 43.6%, injetando 72.2 TWh ou 12% de toda a geração do Sistema Interligado Nacional - SIN, no mesmo período.

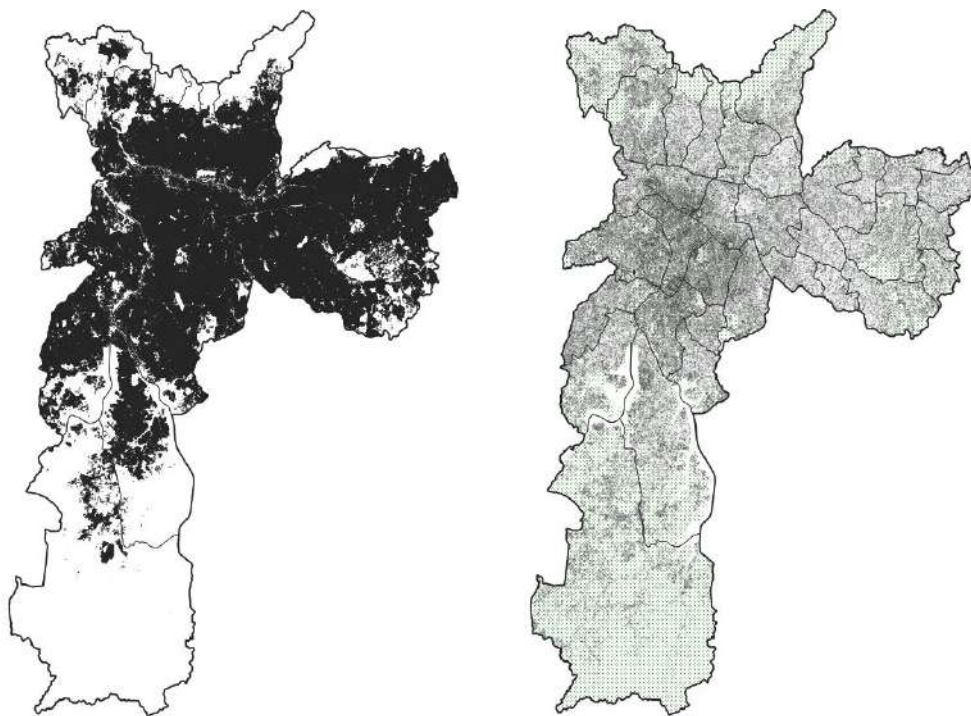
Embora pesquisas recentes apontem que as áreas urbanas possuem uma perspectiva considerável para geração de energia eólica (TOJA-SILVA et al, 2013),(STATHOPOULOS et al., 2018), (HUSSNI, 2020), em virtude da complexidade da superfície, os métodos tradicionais de caracterização do fluxo não produzem bons resultados quando aplicados a estes ambientes (ISHUGAH et al., 2014). Portanto, desenvolver o sistema eólico de pequeno porte no âmbito urbano apresenta-se como uma interessante alternativa de oferta descentralizada de energia, já que a condição de produtor e simultaneamente consumidor, confere um sistema de gestão mais eficiente dado as caracterizações da demanda.

Uma vez que a velocidade do escoamento do ar costuma ser maior em ambientes sem obstáculos, com a verticalização das cidades, o conhecimento dos padrões locais de vento torna-se essencial para avaliações mais precisas do potencial de geração de energia. Assim, em razão da escassez de estudos relacionados à parametrização da análise do potencial eólico em malha urbana, este trabalho tem por objetivo apresentar uma abordagem alternativa para a análise do potencial eólico em centros urbanos, baseada nos fatores que influenciam o perfil do escoamento dos ventos nesses ambientes, como a rugosidade e a orografia.

2. ÁREA DE ESTUDO

A cidade de São Paulo, localizada na região sudeste do Brasil, abrange um território de 1.521 km² (IBGE, 2021). Além de ser a capital administrativa do Estado, a metrópole desempenha um papel central na Região Metropolitana. Situada em bioma de Mata Atlântica, a cobertura vegetal existente no município é composta por fragmentos de vegetação nativa secundária com importantes áreas verdes localizadas de forma concentrada principalmente no extremo sul (SVMA/Sempla, 2002). Com uma população estimada de 12.396.372 habitantes (IBGE, 2023) distribuídos em uma densa mancha urbana de 914.56 km², a cidade é hoje a maior e uma das principais do Brasil e da América do Sul.

Figura 01 - Mancha urbana e distribuição espacial da vegetação nativa no município de São Paulo

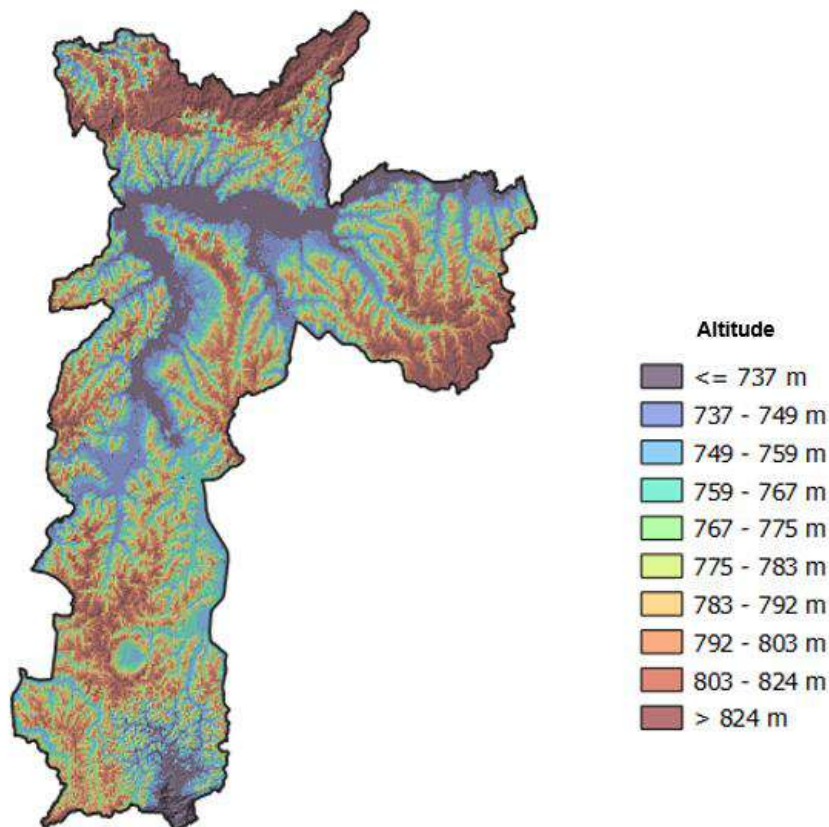


Fonte: GeoSampa

De originalidade geográfica principal de pequenos mosaicos de colinas, terraços fluviais e planícies de inundação, pertencentes a um compartimento restrito e muito bem individualizado do relevo da porção sudeste do Planalto Brasileiro, Ab'Saber sintetiza o relevo paulistano em:

1. Altas Colinas de topos aplainados do espigão central (805 a 830 m);
2. Altas Colinas dos rebordos dos Espigões Principais (780 a 830 m);
3. Patamares e Rampas Suaves Escalonados dos Flancos do Espigão Central (750 e 800 m);
4. Colinas Tabulares do nível intermediário (745 e 750 m);
5. Baixas Colinas Terraceadas – contíguas aos primeiros terraços fluviais mantidos por cascalheiras (730 e 734 m);
6. Terraços Fluviais e Baixadas relativamente enxutas – mantidas por cascalheiras e aluviões arenosos e argilosos (724 e 730 m);
7. Planícies de inundação sujeitas a inundações periódicas (722 e 724 m);
8. Planícies de inundação sujeitas a enchentes anuais – zonas de “banhados” marginais e meandros abandonados, com solos argilosos escuros, permanentemente encharcados (718 e 722m);

Figura 02 - Mapa hipsométrico do município de São Paulo



Fonte: IBGE

Esse cenário físico estabelece uma série de controles climáticos que interagem com os sistemas atmosféricos em diversas escalas, resultando a partir do padrão climático subtropical úmido de altitude, uma variedade de condições meteorológicas locais (TARIFA & ARMANI).

3. DADOS E MÉTODOS

Responsável pelo monitoramento do clima na capital, o Centro de Gerenciamento de Emergências Climáticas da prefeitura de São Paulo dispõe de 33 equipamentos distribuídos em diversos pontos da cidade que, monitoram e consolidam a cada 10 minutos, de forma contínua, dados de temperatura, pressão atmosférica, velocidade do vento, umidade relativa do ar e índices pluviométricos (CGE, 2023).

Figura 03 - Localização das estações automáticas do CGE



Fonte: CGE / Google Earth

Considerando diferentes características de rugosidade e orografia do terreno, a fim de obter uma visão mais precisa e completa do potencial eólico na cidade, foram selecionadas cinco estações meteorológicas localizadas em regiões de características urbanas diversas.

Figura 04 - Áreas de estudo



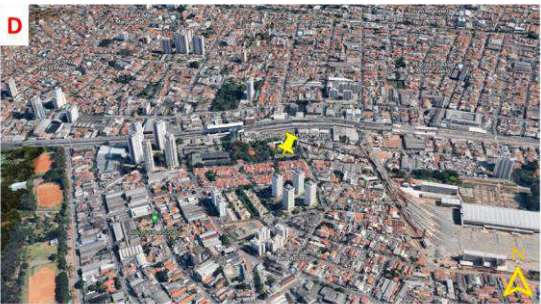
Região A: Centro
Bairro: Consolação
Latitude: -23,552718
Longitude: -46,656168
Altitude: 806 m
Fonte: Google Earth / CGE



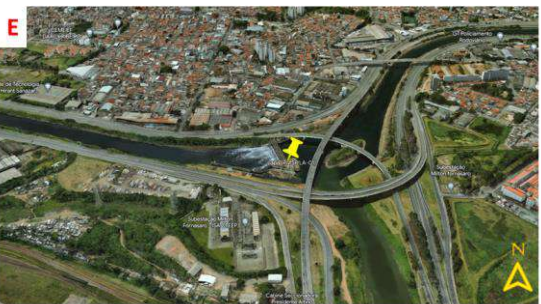
Região B: Norte
Bairro: Santana
Latitude: -23,511211
Longitude: -46,619502
Altitude: 730 m
Fonte: Google Earth / CGE



Região C: Sul
Bairro: Vila Mariana
Latitude: -23,584720
Longitude: -46,635560
Altitude: 810 m
Fonte: Google Earth / CGE



Região D: Leste
Bairro: Jardim Independência
Latitude: -23,583219
Longitude: -46,560179
Altitude: 755 m
Fonte: Google Earth / CGE



Região E: Oeste
Bairro: Jaguaré
Latitude: -23,52556
Longitude: -46,75083
Altitude: 720 m
Fonte: Google Earth

Em virtude do volume de elementos disponibilizados, a fim de consolidar de forma intuitiva a caracterização do potencial eólico de cada região, foi empregado o uso da função de distribuição estatística de Weibull,

conforme definida pela equação (1), onde v representa a velocidade para que se deseja calcular a probabilidade, c e k são, respectivamente, os fatores de escala e de forma.

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

Os parâmetros de forma e de escala podem ser estabelecidos, respectivamente, pelas equações (2) e (3), nas quais σ representa o desvio padrão dos dados da série temporal e V , a velocidade média.

$$k = \left(\frac{\sigma}{V}\right)^{-1,086} \quad (2)$$

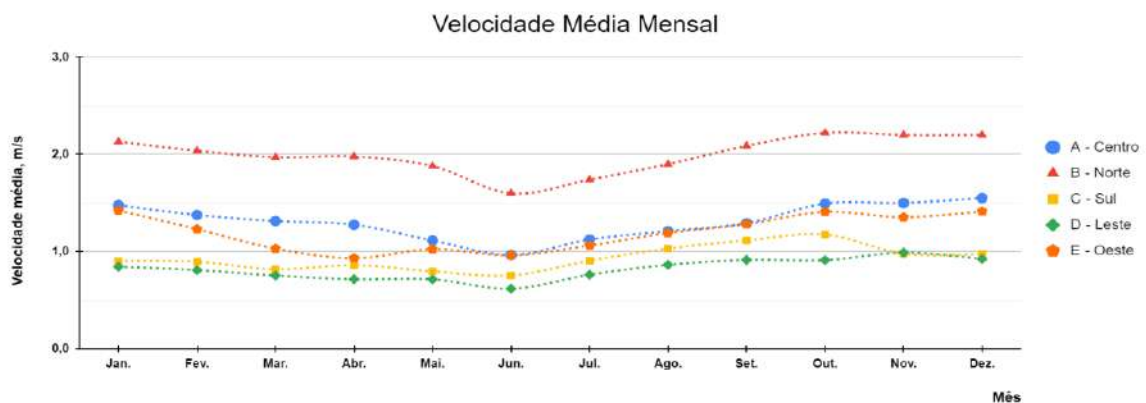
$$c = \frac{V}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (3)$$

Uma vez que apenas as análises apresentadas anteriormente não seriam suficientes para avaliar o recurso eólico local, foi construída uma representação visual da distribuição temporal e azimutal da velocidade do vento através da criação de uma rosa dos ventos para melhor compreensão dos padrões predominantes do escoamento do vento e identificação de áreas com maior potencial para a geração de energia eólica.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O gráfico a seguir apresenta os resultados da velocidade média mensal do escoamento do vento para cada região analisada.

Figura 05 - Variação da velocidade média mensal



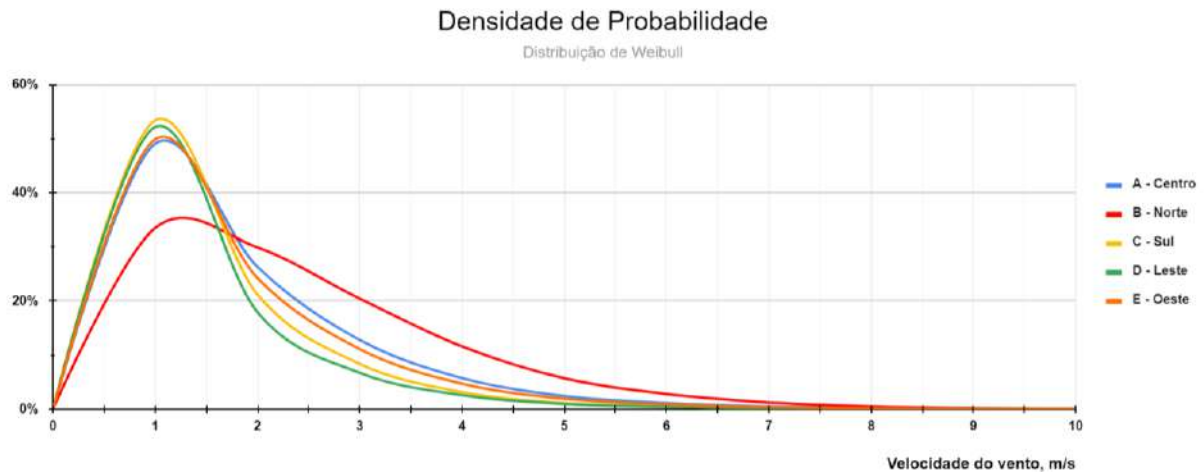
Fonte: Autor

Amplamente discutido na literatura, tem-se que a caracterização do potencial eólico é fortemente dependente das variações na topografia e rugosidade do terreno. Em consonância a isso, por apresentar

baixa rugosidade superficial e se beneficiar de uma arquitetura urbana que favorece a dispersão do escoamento, a região norte manifesta-se com as melhores médias de velocidade.

Para melhor compreensão do potencial eólico, é apresentado a curva de densidade de probabilidade de Weibull que melhor se ajusta a cada região:

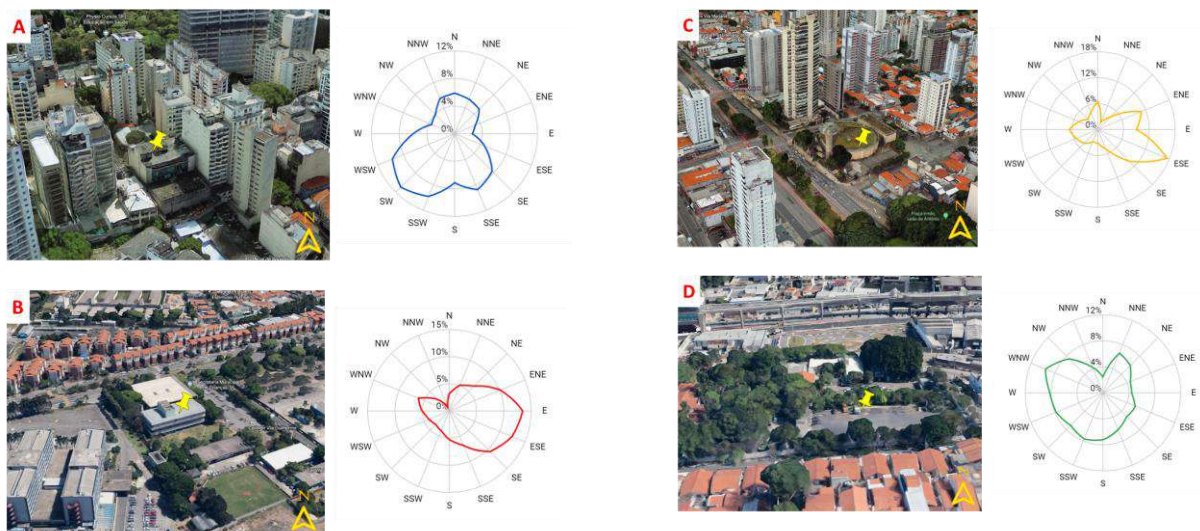
Figura 06 - Resultados de velocidade média mensal

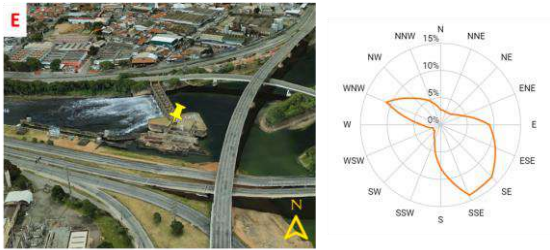


Fonte: Autor

A partir da análise, observa-se que as velocidades médias nas regiões apontam para a existência de um regime de ventos em níveis baixos e, com exceção a região norte, com pouca dispersão. Embora a rugosidade local relaciona-se diretamente com a intensidade de turbulência do escoamento, os resultados obtidos indicam uma estabilidade do fluxo nessas regiões, sugerindo que outros fatores podem estar influenciando o escoamento.

Figura 07 - Ocorrência por direção

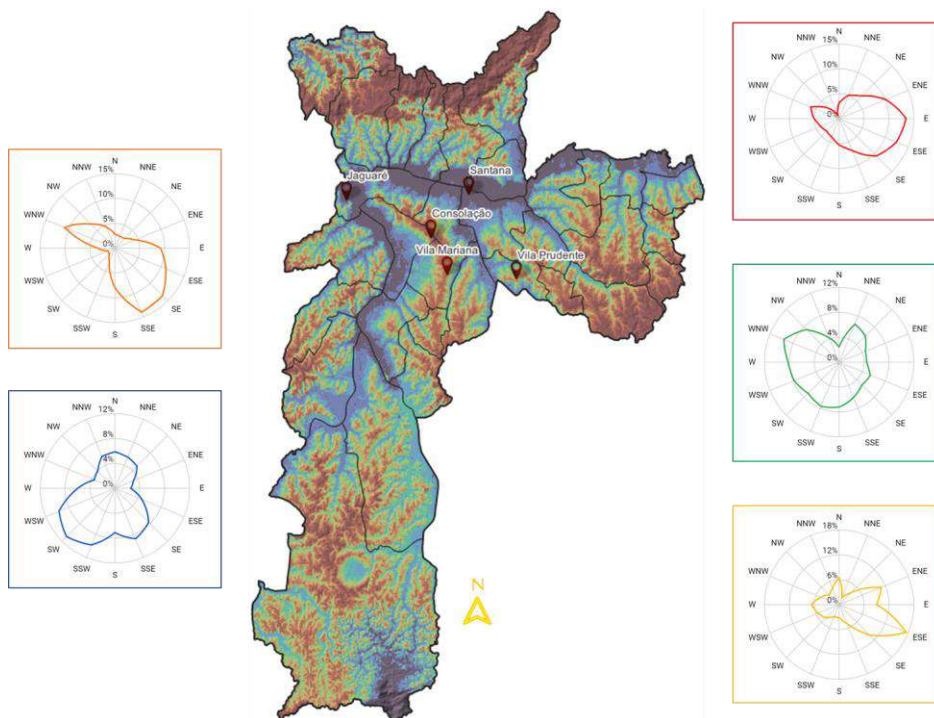




Fonte: Autor

Apesar de apresentarem perspectivas promissoras quanto a caracterização do recurso eólico em meio urbano, é necessário reconhecer as limitações dos métodos utilizados. Embora amplamente empregados para a análise de viabilidade de grandes empreendimentos, estes critérios não conseguem capturar adequadamente a influência dos diversos elementos de rugosidade das grandes metrópoles. Embora a análise da frequência das direções forneça informações gerais sobre os padrões do escoamento, esta não captura os efeitos da rugosidade do terreno, mas sim, da orografia local.

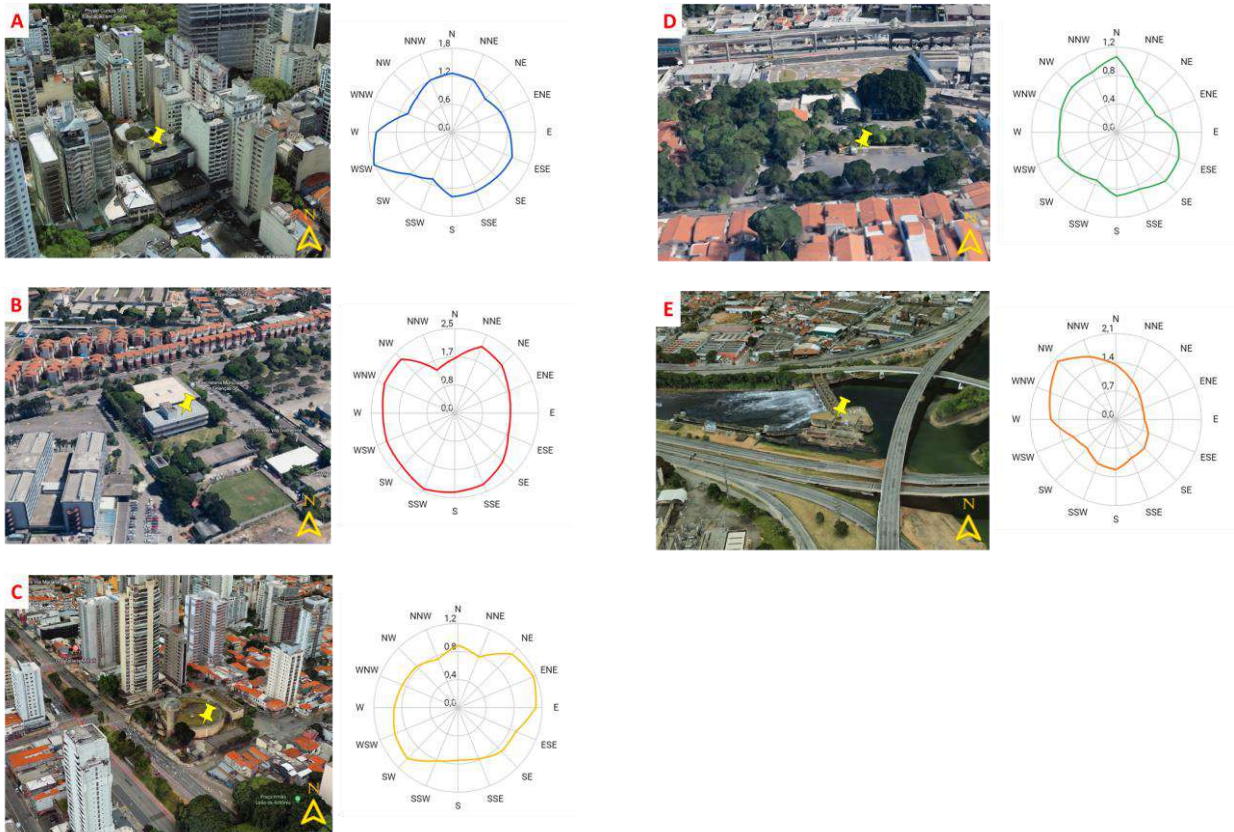
Figura 08 - Efeitos da orografia na direção do escoamento



Fonte: Autor

A análise do padrão anterior identifica tendências claras que indicam a influência da topografia circundante. Assim, ao examinar as médias da velocidade do vento em diferentes direções, tem-se uma abordagem combinada para a compreensão do escoamento considerando a influência da rugosidade local.

Figura 09 - Velocidade média por direção



Fonte: Autor

Essa abordagem enriquece a análise ao fornecer uma visão mais abrangente e precisa do comportamento do vento na localidade. Ao considerar os efeitos de canalização existentes na rugosidade urbana, as velocidades médias tendem a aumentar; fator crucial na viabilização da implementação de sistemas de micro e minigeração eólica em ambiente urbano (HUSSNI, 2020).

5. CONCLUSÕES

Com uso ainda incipiente no Brasil, por oferecer vantagens econômicas, tecnológicas e ambientais, bem como proporcionar maior autonomia ao consumidor, pequenos aerogeradores podem ser uma interessante alternativa para complementar e descentralizar o sistema elétrico nacional. Deste modo, a compreensão do escoamento do ar em malha urbana torna-se essencial para o dimensionamento mais preciso destes sistemas de geração.

Dado que a caracterização do potencial eólico desempenha um papel crucial na identificação de áreas favoráveis para a implantação de projetos de energia eólica, é fundamental considerar dois aspectos: as variações na topografia, que revelam áreas que estão mais expostas ao escoamento do vento, e a rugosidade do terreno, influente na dissipação da energia cinética do escoamento.

Assim, ao utilizar a abordagem mencionada, é possível identificar tendências claras no padrão de escoamento do vento, favorecendo a identificação de áreas onde ocorrem fenômenos de aceleração ou desaceleração, condição de extrema importância para viabilização de sistemas de micro e minigeração

eólica em áreas urbanas, uma vez que a capacidade de identificar áreas com potencial de canalização do vento possibilita o aproveitamento das velocidades médias mais altas utilizando tecnologias disponíveis no mercado.

Dessa forma, a caracterização do potencial eólico, considerando a topografia e a rugosidade do terreno, juntamente com a análise estatística do padrão de escoamento, desempenha um papel crucial na implementação eficiente de sistemas de micro e minigeração eólica em áreas urbanas. Essa abordagem contribui para a diversificação da matriz energética brasileira, além de oferecer soluções sustentáveis e viáveis para a geração de energia limpa.

Portanto, a abordagem apresentada contribui para a promoção de soluções sustentáveis e eficientes na geração de energia limpa. Com a evolução e o maior aproveitamento desses recursos, o país poderá impulsionar sua capacidade de geração e atingir metas ambiciosas de desenvolvimento sustentável.

REFERÊNCIAS

ABEEólica. BOLETIM ANUAL: 2021. 06/2022. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>>. Acesso em: 09 fev. 2023.

ABEEólica. INFOVENTO 28. 11/2022. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>>. Acesso em: 30 jan. 2023.

AB'SÁBER, Aziz Nacib. Geomorfologia do sítio urbano de São Paulo: Edição Fac-Similar – 50 Anos. 1ª ed. Cotia, SP: Ateliê Editorial, 2007. 360p. ISBN 978-85-7480-335-7.

CARVALHO, J. F. O declínio da era do petróleo e a transição da matriz energética brasileira para um modelo sustentável. 2009. Tese de Doutorado – PPGE/USP - São Paulo 2009.

CENTRO DE GERENCIAMENTO DE EMERGÊNCIAS CLIMÁTICAS DA PREFEITURA DE SÃO PAULO - CGE. Quem somos?, 2023. Disponível em: <<https://www.cgesp.org/v3/quem-somos.jsp>>. Acesso em: 12 nov. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Fact%20Sheet%20-%20Anu%3%A1rio%20Estat%3%ADstico%20de%20Energia%20EI%3%A9trica%202022.pdf>>.

Acesso em: 30 jan. 2023.

HUSSNI, L. A. Avaliação do potencial eólico em ambiente urbano para aplicação de micro e minigeração distribuída: estudo de caso em edifício no centro da cidade de São Paulo. Orientador: Demetrio Cornilios Zachariadis. 2020. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade

de São Paulo, 2020. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106134/tde-08032021-132811/pt-br.php>>. Acesso em: 22 ago. 2022.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Cidades@: Sistema agregador de informações do IBGE. 2023. Rio de Janeiro: Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 27 mar. 2023.

ISHUGAH, T. F., LI, Y., WANG, R. Z., KIPLAGAT, J. K., Sep. 01, 2014. Advances in wind energy resource exploitation in urban environments: a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* vol. 37, 613–626. <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.053>>. Elsevier.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Plano Decenal de Expansão de Energia: 2029. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>. Acesso em: 25 de agosto de 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Energia agora: Reservatórios. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>>. Acesso em: 8 jun. 2021.

SÃO PAULO. PREFEITURA MUNICIPAL DE SÃO PAULO. GeoSampa. 2017. Disponível em: <http://geosampa.prefeitura.sp.gov.br/PaginasPublicas/_SBC.aspx>. Acesso em: 20 ago. 2017.

SECRETARIA MUNICIPAL DO VERDE E DO MEIO AMBIENTE - SVMA. SECRETARIA DE PLANEJAMENTO DO MUNICÍPIO DE SÃO PAULO - SEMPLA. Atlas ambiental do município de São Paulo. São Paulo: SVMA/ PMSP/ SEMPLA, 2002. Disponível em: <<http://www.santoandre.sp.gov.br/pesquisa/ebooks/378749.pdf>>. Último acesso em: 26 jun. 2023.

STATHOPOULOS, T., ALRAWASHDEH, H., QURAAN, A. A., BLOCKEN, B., DILIMULATI, A., PARASCHIVOIU, M., PILAY, P., Aug. 2018. Urban wind energy: some views on potential and challenges. *J. Wind Eng. Ind. Aerod.* 179, 146–157. <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0167610517304774?via%3Dihub>>.

TARIFA, J. R. & ARMANI G. Os Climas “Naturais”. In *Os Climas na cidade de São Paulo: teoria e prática*.

TARIFA, J. R. & AZEVEDO, T. R. (org.) São Paulo: Universidade de São Paulo, 2001a.

TOJA-SILVA, F., COLMENAR-SANTOS, A., CASTRO-GIL, M., 2013. Urban wind energy exploitation systems: behavior under multidirectional flow conditions - opportunities and challenges. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 24, 364–378.

