

CATEGORIA 4

Offshore



SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS IMPACTOS DE DIFERENTES MODELOS DE WAKE EFFECT EM PARQUES EÓLICOS OFFSHORE: ESTUDO DE CASOS BRASILEIROS

Adriana Oliveira de Mendonça¹, Tiago Leite da Cruz², Laura Grossi de Oliveira Souza³, Maria Eduarda Maciel Brito⁴, Vinícius Albuquerque Cabral⁵, Ivo Chaves da Silva Junior⁶

Universidade Federal de Juiz de Fora

adriana.mendonca@engenharia.ufjf.br, tiago.cruz@engenharia.ufjf.br, maria.maciel@engenharia.ufjf.br, grossi.laura@estudante.ufjf.br, albuquerque.vinicius@engenharia.ufjf.br, ivo.junior@ufjf.br

RESUMO

Devido à crise climática que o planeta enfrenta, é de extrema importância que a fonte de energia elétrica seja cada vez mais renovável. Nos últimos anos, a energia solar e a eólica cresceram significativamente, tanto global quanto nacionalmente. O Brasil, com grande potencial eólico, destaca-se com 32 GW de capacidade instalada onshore e 97 projetos offshore em licenciamento. Este estudo foca na simulação e análise dos impactos de diferentes modelos de efeito de esteira (wake effect) em parques eólicos offshore, uma questão crítica para a eficiência desses empreendimentos. Para tanto, foram comparados o impacto, na extração de energia, de cinco modelos de wake effect distintos em projetos offshore localizados no Rio Grande do Norte e Ceará. Dessa forma, foi possível verificar como a escolha do modelo pode aumentar ou reduzir a expectativa de produção de energia. A utilização de ferramentas de simulação/otimização avançadas que permitam o estudo do empreendimento considerando a diversidade de modelos que representem o efeito de esteira é essencial para alinhar as expectativas de produção com a realidade operacional.

Palavras-chaves:

Eólica Offshore; Otimização do layout; Wake Effect.

ABSTRACT

Due to the climate crisis that the planet is facing, it is extremely important that the source of electrical energy becomes increasingly renewable. In recent years, solar and wind energy have grown significantly, both globally and nationally. Brazil, with great wind potential, stands out with 32 GW of installed onshore capacity and 97 offshore projects in licensing. This study focuses on the simulation and analysis of the impacts of different wake effect models in offshore wind farms, a critical issue for the efficiency of these ventures. To this end, the impact on energy extraction of five different wake effect models was compared in offshore projects located in Rio Grande do Norte and Ceará. In this way, it was possible to verify how the choice of model can increase or decrease the expected energy production. The use of advanced simulation/optimization tools that allow for the study of the project considering the diversity of models that represent the wake effect is essential to align production expectations with operational reality.

Keywords:

Offshore Wind; Layout optimization; Wake Effect.

1. INTRODUÇÃO

O planeta enfrenta uma crise climática sem precedentes, impulsionada pelo aquecimento global e evidenciada por eventos climáticos extremos como secas severas, grandes incêndios florestais, recordes de temperaturas e chuvas intensas nas regiões tropicais. O estudo do IPCC de 2018 previa que o aquecimento global atingiria 1,5°C entre 2030 e 2052 (IPCC, 2018). No entanto, um estudo mais recente,

publicado em 2023, passou a indicar que essa temperatura pode ser alcançada ou ultrapassada entre 2021 e 2040 (IPCC, 2023). Diante desse cenário, a necessidade de garantir segurança energética, de desenvolver a cadeia produtiva e de reduzir o impacto ambiental tem sido essencial para transformar a matriz energética mundial ao longo dos anos (CASTRO, 2018).

Segundo (REN21, 2023), entre 2012 e 2022, a matriz elétrica mundial passou por uma diminuição de 7% no uso de combustíveis fósseis, enquanto as energias solar e eólica cresceram 9,3%. Portanto, é possível observar um esforço global crescente em direção a políticas voltadas para o aumento das energias renováveis. Com foco na energia eólica, o (GWEC, 2024) mostra que houve um forte progresso nesses empreendimentos, com mais de 100 GW em novas instalações de energia eólica onshore, sendo este o maior número já visto para esse tipo de instalação. Para a energia eólica offshore, foram registradas aproximadamente 11 GW de novas instalações, elevando a capacidade global para 75,2 GW. Para limitar o aquecimento global a 1,5 °C e cumprir o objetivo do Acordo de Paris são necessários quase 2465 GW de novas instalações offshore globais até 2050 (IRENA, 2023).

Essa tendência positiva se reflete em diversos países ao redor do mundo. Entre as nações que lideram a transição energética, destacam-se China, Estados Unidos, Alemanha, Índia e Brasil; cada um com suas particularidades e desafios. A China se consolida como líder em capacidade instalada de energia solar e eólica, enquanto os Estados Unidos vivenciam um rápido crescimento nesse setor. A Alemanha, por sua vez, é pioneira na transição energética, com alta participação de energias renováveis na matriz energética e foco em eficiência energética. Já a Índia apresenta ambiciosos planos de expansão solar e eólica, buscando reduzir a dependência de combustíveis fósseis (GWEC, 2024). O Brasil possui um vasto território e diversas áreas favoráveis para implementações onshore e uma extensa costa para instalações offshore. Embora o Brasil ainda não tenha instalações offshore operacionais, existem várias em processo de licenciamento, o que provavelmente impactará seu posicionamento no ranking de participação de energia eólica mundial no futuro.

A matriz elétrica brasileira se diferencia da matriz elétrica mundial pelo elevado potencial hidráulico e pela ampla disponibilidade de recursos renováveis. Mas, assim como em todo o mundo, as usinas eólicas têm se expandido significativamente no país. Em 2022, a energia eólica foi a terceira fonte mais presente da matriz elétrica nacional, com 10,6% de participação, ficando atrás das fontes hidráulica, com 53,4%, e gás natural, com 12,8% (BEN, 2023). Já em 2023, a fonte eólica ocupou a segunda posição na matriz com 11,8%, atrás apenas da fonte hidráulica com 61,9% (BEN, 2024). Conforme a Associação Brasileira de Energia Eólica, o Brasil ocupa o sexto lugar no ranking global de capacidade instalada onshore. A indústria da energia eólica no Brasil possui 32 GW de capacidade instalada em operação comercial e teste, além de um total de 1063 parques eólicos presentes em 12 estados brasileiros (ABEEólica, 2024).

O aumento nos investimentos e estudos relacionados à energia eólica offshore têm proporcionado melhorias para esse setor, como a ampliação do tamanho e da capacidade das turbinas e a redução do uso de materiais não sustentáveis. A competitividade dos projetos de energia eólica offshore depende da redução dos custos de equipamentos, especialmente turbinas, fundações e sistemas de transmissão. Um estudo exibido no (REN21, 2023) mostra que as turbinas atuais possuem cerca de 15%, 50%, 50% e 60% a menos de concreto, fibra de vidro, cobre e alumínio, respectivamente. Com o crescimento global, ganhos de escala, aprendizado e inovação, há um crescente interesse nacional em desenvolver projetos offshore (EPE, 2020). No Brasil, uma pesquisa iniciada pela Petrobras, Shell Brasil, TotalEnergies, CNPC, CNOOC e a Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) tem o objetivo de analisar dados inéditos e de alta qualidade sobre o comportamento dos ventos na região para subsidiar projetos de energia eólica offshore na região do pré-sal (Agência Petrobras, 2024).

Diversos fatores impactam a eficiência de uma usina eólica, tais como o tipo de aerogerador, a distância entre os aerogeradores, o layout dos aerogeradores e do sistema coletor, a estrutura de fixação, a localização em relação ao vento e a altura das turbinas. Esses elementos influenciam o efeito aerodinâmico e causam interferências. Um problema que não era amplamente considerado antigamente é o wake effect (efeito esteira) que ocorre quando o vento passa por um aerogerador e cria uma interferência na turbina localizada a jusante, reduzindo sua eficiência na produção de energia, fenômeno este exibido na Figura 1.

Um exemplo da importância de modelar esse fenômeno foi a revisão significativa realizada pela Oersted em suas estimativas de produção, devido à subestimação dos impactos do efeito esteira, resultando em uma produção menor do que a esperada (RECHARGE, 2019). De acordo com (Gao, 2020), o efeito esteira causou uma diferença de potência esperada e realizada em dois parques eólicos offshore.

No parque eólico de Middelgrunden (localizado na Dinamarca e instalado em 2001), a variação das potências é em torno de 10%, enquanto no parque eólico de Lillgrund (localizado na Suécia e instalado em 2007), a discrepância já é de cerca de 23%.



Figura 1- Fenômeno do wake effect. Fonte: (RECHARGE, 2019).

A energia eólica, sendo uma fonte renovável que utiliza o vento como recurso inesgotável, oferece eletricidade a custos baixos e estáveis, potencialmente resultando em tarifas mais baixas para os consumidores. No entanto, é fundamental considerar todas as questões ambientais e sociais relacionadas a essa fonte de energia. Isso inclui avaliar os impactos sobre os ecossistemas locais, a vida selvagem, o uso da terra e o bem-estar das comunidades afetadas pela instalação e operação de parques eólicos. Uma análise abrangente desses aspectos é essencial para garantir que a energia eólica seja desenvolvida de maneira sustentável e responsável, maximizando seus benefícios e minimizando seus impactos negativos.

A energia eólica offshore, além de ser uma fonte energética alternativa e renovável, com baixas emissões de gases de efeito estufa, também pode oferecer benefícios econômicos significativos, incluindo a criação de empregos, aumento da renda, geração de valor adicionado e melhorias no bem-estar social da população (ABEEólica, 2022). Portanto, é crucial investir em estudos de otimização para reduzir custos, aumentar a eficiência na produção de energia e minimizar os impactos ambientais associados à implantação e operação de parques eólicos offshore.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Os parques eólicos offshore apresentam uma série de desafios adicionais em comparação aos onshore, incluindo a distância da costa, a operação e manutenção no mar e a interligação com as redes de transmissão elétricas (BILGILI, YASAR e SIMSEK, 2009), (HENDERSON et al., 2003). Em 2009, o autor (BRETON e MOE, 2009) afirmava que o custo de projetos offshore era de 1,5 a 3 vezes maior que os onshore; porém essa diferença foi diminuindo com o tempo devido aos avanços tecnológicos, além do aumento da tecnologia nacional (BAYER, 2018). Além disso, fatores como variações cambiais, disponibilidade de mão-de-obra especializada e restrições na cadeia de suprimentos também influenciam o custo (GREENACRE, GROSS e HEPTONSTALL, 2010).

Segundo (SANTISO et al., 2023), a energia eólica offshore fixa possui expectativa de redução de custos maior que a energia eólica onshore, chegando a se tornar mais viável, com menor LCOE (custo equivalente de cada unidade de eletricidade gerada ao longo da vida do projeto). Este artigo apoia o estudo (Cornwall Insight, 2019) que projeta que o LCOE da energia eólica offshore pode ficar abaixo do da energia eólica onshore até 2028. Isso se deve a avanços tecnológicos, inovações e uma consequente economia de escala, tornando a indústria mais madura e eficiente em termos de custos de produção.

Dessa forma, o investimento contínuo e a pesquisa nesse setor permitem a criação de parques eólicos com maior eficiência global. Turbinas de maior capacidade geram mais energia por unidade, possibilitando a instalação de um menor número de turbinas no parque eólico, o que minimiza o efeito esteira. Em contraste, parques com aerogeradores de menor potência necessitam de um número maior de turbinas para produzir a mesma quantidade de energia, o que aumenta o impacto do wake effect e reduz a eficiência geral do parque. Uma modelagem desse fenômeno é essencial para se ter o conhecimento do fluxo de vento e projetar-se o melhor layout desse sistema eólico, além de proteção elétrica adequada, subestação dimensionada corretamente, aumentar vida útil das turbinas e aumentar a potência extraída do parque.

Devido ao significativo efeito da esteira, vários autores na literatura desenvolveram métodos para modelá-lo. É impossível afirmar que um modelo é superior ao outro, pois cada usina apresenta características próprias, como localização, diferentes direções de vento, variação na velocidade do vento, altura das turbinas, além de ser offshore ou onshore, entre outros fatores variáveis. Ademais, os modelos possuem parâmetros diferentes que devem ser determinados de forma apropriada, pois afetam o cálculo do efeito. Sendo assim, como cada modelo possui suas características próprias, a proposta deste trabalho é comparar esses modelos para usinas eólicas offshore no território brasileiro, com o propósito de determinar as diferenças nos cálculos das potências entre o layout projetado e o layout otimizado. Entre os modelos de wake effect existentes, destacam-se: Jensen (N.O. Jensen, 1983), Eddy Viscosity (Ainslie, 1985), Modified Park Model (Katic et al., 1986), Larsen (Larsen, 1988), Frandsen (Frandsen, 2007), Fuga (Ott e Nielsen, 2014), 2D Jensen (Tian et al., 2015), 2D Jensen Gaussiano (Gao Xiaoxia et al., 2016). A Figura 2 exibe as diferentes esteiras geradas pelos cinco modelos de wake effect analisados nesse estudo: Jensen, Larsen, Frandsen, Jensen 2D e Jensen Gaussiano.

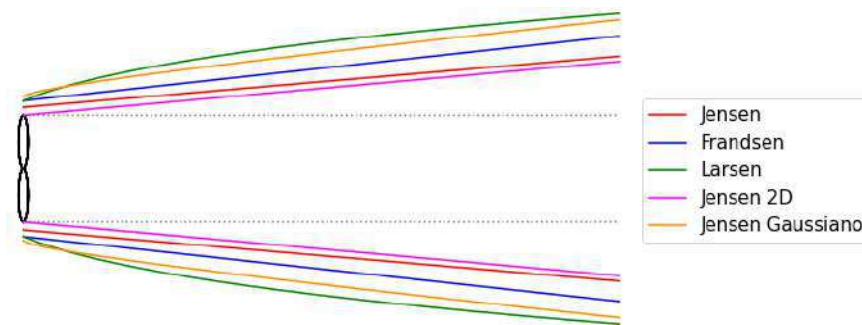


Figura 2- Comparação dos modelos analisados de wake effect. Fonte: Autoria Própria (2024).

Na indústria de energia eólica, vários softwares são amplamente utilizados para o planejamento e design de fazendas eólicas offshore, incluindo a determinação do layout. Esses programas incorporam modelos de efeito de esteira para prever a perda de energia causada pela interferência entre as turbinas. Um reconhecido é o software WindPRO, que possui uma ferramenta abrangente usada para o planejamento e a análise de parques eólicos, tanto onshore quanto offshore. E para modelar o efeito de esteira, o software utiliza o Modelo de Jensen/Park (também conhecido como modelo de Katic, Jensen e Højstrup) e o Modelo Gaussiano de wake effect.

Outro software foi desenvolvido pelo Instituto de Pesquisa de Energia Eólica da Dinamarca, WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) é uma ferramenta líder para a análise de recursos eólicos e layout de parques eólicos e este utiliza principalmente o Modelo de Jensen/Park e o Modelo Fuga, que considera a turbulência adicional. Por fim, o WindFarmer, desenvolvido pela DNV GL, incorpora o Modelo de Jensen/Park, o Modelo de Wake da EDF desenvolvido pela EDF Renewable Energy, e o Modelo Ainslie, baseado em Computational Fluid Dynamics (CFD).

De acordo com os dados do (IBAMA, 2024), existem 97 projetos de energia eólica offshore em fase de licenciamento no Brasil. Dentre esses projetos, 29 ainda não têm o modelo do aerogerador definido. Dos 68 projetos com o modelo definido, 51,47% utilizam a turbina Vestas V236 de 15MW, enquanto 42,64% optam pela Haliade-X da GE com 12MW. Geograficamente, 48 projetos estão na região Nordeste, 21 na região Sudeste e 28 no Sul do país.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Estudos recentes ressaltam a importância de mitigar o wake effect em parques eólicos, como será demonstrado nos trabalhos apresentados nesta sessão. A revisão de (Kallinger et al., 2023) destaca a importância de considerar uma série de fatores ao planejar parques eólicos, como perdas de esteira (wake effect), energia nos cabos, disponibilidade de tipos de cabos, perdas baseadas na confiabilidade e custos operacionais, além do investimento inicial. Enquanto a pesquisa atual foca principalmente em parques eólicos fixos no fundo do mar, poucos estudos exploram os desafios específicos dos parques flutuantes, como a mobilidade das estruturas e a interação de cabos dinâmicos. Métodos metaheurísticos, como o algoritmo genético (GA) e a otimização por enxame de partículas (PSO), destacam-se como soluções promissoras para lidar com a crescente complexidade da otimização de cabos em grandes parques eólicos, oferecendo resultados quase ótimos com menor custo computacional. A revisão sugere que

abordagens simultâneas ou aninhadas são mais eficazes do que a otimização sequencial, pois conseguem considerar todos os aspectos relevantes ao mesmo tempo.

O estudo apresentado por (YEGHIKIAN, Menova et al., 2021) utilizou o método de Jensen para modelar o efeito wake effect e o algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO) para encontrar a melhor configuração das turbinas e suas alturas. O estudo conseguiu aumentar a capacidade de geração de energia em 10,75% e reduzir os custos em 9,42%. A abordagem tridimensional, que considera a posição das turbinas, a configuração do parque e as alturas, mostrou-se eficaz na minimização do efeito de esteira, resultando em uma disposição mais eficiente das turbinas.

O estudo (SUN et al., 2018) comparou três modelos de interação entre aerogeradores para estimar a produção de energia eólica em um parque localizado em Hong Kong. Os resultados revelaram pequenas discrepâncias nas estimativas totais de energia entre os modelos, com erros de 1,55% e 0,38% para os modelos 2D Jensen e Jensen Gaussiano, respectivamente, em relação ao modelo Jensen. Contudo, o impacto do wake effect na estimativa de potência das turbinas eólicas é significativo para estudos de engenharia. O estudo propõe investigações futuras sobre o modelo Jensen Gaussiano 3D. Essas pesquisas destacam a importância da análise detalhada dos efeitos de esteira e da otimização do layout para maximizar a eficiência dos parques eólicos.

No artigo (JANSEN et al., 2022), foi realizado um estudo abrangente sobre os esquemas de leilão utilizados para a energia eólica offshore em várias jurisdições ao redor do mundo. Os autores exploraram a diversidade dos formatos de leilão, que incluem tarifas feed-in, contratos de diferença de um e dois lados, acordos obrigatórios de compra de energia e certificados de energia renovável obrigatórios. A pesquisa identificou que todos os principais países produtores de energia eólica offshore empregam algum tipo de estabilização de receita, embora os instrumentos específicos variem conforme a maturidade do mercado e o contexto regulatório. Os resultados indicam que os leilões têm se tornado mais expostos aos riscos de preço de mercado com o tempo, especialmente em mercados mais maduros. Além disso, os autores destacam a importância de considerar a alocação de risco entre desenvolvedores privados e entidades públicas ao projetar mecanismos de suporte, sugerindo que mercados menos maduros tendem a utilizar formatos de menor risco para atrair investimentos.

4. MÉTODO DO ESTUDO

O estudo proposto foi dividido em duas etapas distintas para dois parques: parque Pedra Grande e Camocim. A primeira etapa consistiu na comparação de cinco modelos de wake effect, enquanto a segunda etapa focou na análise quantitativa do impacto desse efeito para diferentes números de turbinas eólicas nos parques estudados. O parque eólico offshore Pedra Grande, localizado aproximadamente 8 km da costa de Pedra Grande (RN), foi planejado para 52 aerogeradores distribuídos igualmente em 4 fileiras, ocupando uma área total de aproximadamente 260 km². No segundo estudo de caso, foi examinado o parque eólico offshore de Camocim, situado cerca de 6,5 km da costa de Camocim (CE). Este parque foi projetado para ter 100 aerogeradores distribuídos em uma área de aproximadamente 570 km².

Os dados de vento das regiões de Rio Grande do Norte e do Ceará foram obtidos pelo (Global Wind, 2024) e estão exibidos na Figura 3, respectivamente. A velocidade incidente no Parque Pedra Grande é de 10,15 m/s e no Parque Camocim é 8,95 m/s. A localização dos parques e o layout especificado pelo projeto dos empreendedores está exibida na Figura 4. A turbina utilizada nos dois estudos de caso foi a mesma turbina nos projetos originais dos empreendimentos: a turbina Haliade-X da GE. Essa turbina possui uma potência nominal de 12 MW, com um raio de hélice de 107 metros e um diâmetro de rotor de 220 metros, sendo esta capaz de girar 360° e captar vento de todas as direções. O objetivo das simulações propostas é a maximização da potência média extraída do parque eólico, considerando seus diferentes ângulos de incidência e probabilidade de ocorrência.

Os estudos de caso foram realizados utilizando um programa desenvolvido em Python, que modela o espaço disponível para aerogeradores como uma malha retangular de bits. Cada bit é um quadrado de 900 metros de lado, com os aerogeradores posicionados no centro dos bits. No parque Pedra Grande, a área total retangular é de 28x18 bits (504 bits), mas devido ao formato trapezoidal, 216 bits foram considerados restritivos. Para o parque de Camocim, a área retangular é de 53x14 bits (742 bits), com 43 bits restritivos para acomodar o formato disponível do empreendimento.

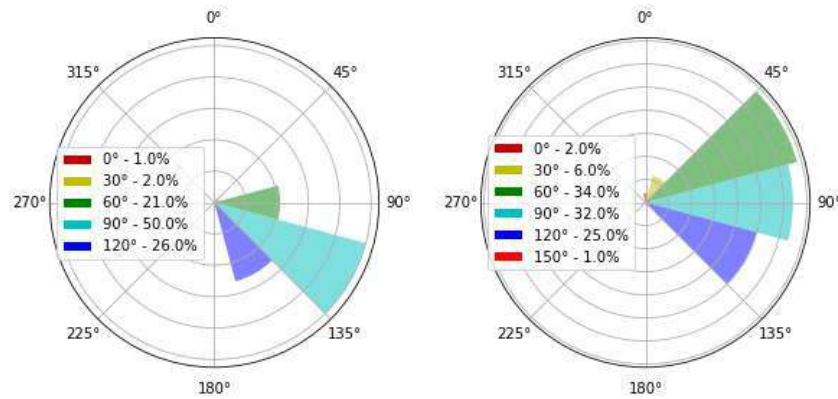


Figura 3 – Rosa dos ventos do Parque Pedra Grande e Camocim. Fonte: Autoria Própria com base em (Global Wind, 2024).

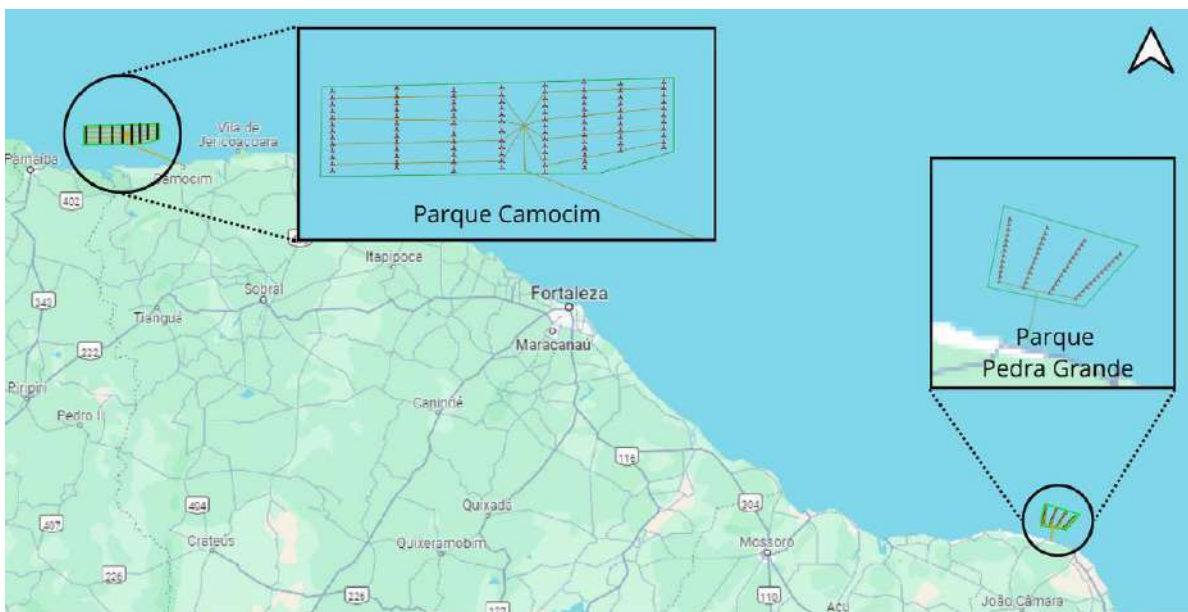


Figura 4 - Localização dos parques no mapa no Brasil. Fonte: Autoria Própria com base em (IBAMA, 2024).

Para a solução do problema de otimização do layout de parques eólicos offshore, foi determinado o uso do algoritmo meta-heurístico Grey Wolf Optimizer (GWO). Algoritmos meta-heurísticos, inspirados em processos naturais ou comportamentais, são projetados para resolver problemas complexos de otimização nos quais métodos tradicionais encontram dificuldades. Esses métodos meta-heurísticos são particularmente eficazes para problemas com espaços de busca vastos e não lineares, funções objetivo desconhecidas ou não diferenciáveis e múltiplos objetivos conflitantes. Além disso, esses algoritmos são flexíveis, fáceis de implementar, robustos e escaláveis, tornando-os ideais para aplicações em diversas áreas, como engenharia, logística, finanças e telecomunicações. No entanto, esses algoritmos não garantem a otimalidade global do problema em estudo.

O GWO é uma meta-heurística desenvolvida por (Mirjalili et al., 2014) inspirada no comportamento de uma alcateia de lobos cinzentos. Na otimização, cada posição ocupada por um lobo representa uma possível solução para o problema em questão, e a avaliação da função objetivo (FOB) estabelece uma hierarquia entre os lobos; procurando, através de buscas globais e locais, a melhor solução. Para este estudo, a otimização do layout foca exclusivamente na localização dos aerogeradores dentro da área designada do projeto; sem considerar a otimização do sistema coletor de energia elétrica, a otimização da localização e da quantidade das subestações, ou realizar uma análise financeira de investimento que considere os custos associados aos componentes mencionados.

5. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

5.1. DIFERENTES MODELOS DE WAKE EFFECT

5.1.1. Parque Pedra Grande

Para o Parque Pedra Grande, foi conduzido um estudo com 20 execuções para cada modelo de efeito esteira, com o objetivo de obter dados estatísticos sobre a solução do problema. É importante ressaltar que essa abordagem não garante a otimalidade global da solução encontrada. A Tabela 1 apresenta os dados específicos para o Parque Pedra Grande, incluindo o layout projetado no empreendimento em fase de licenciamento, ilustrado na Figura 5. A tabela mostra a potência média calculada tanto para o layout específico quanto para o layout ótimo encontrado para cada um dos modelos analisados. O ganho percentual de potência, exibido na penúltima linha da tabela, refere-se à diferença entre a potência média máxima do layout otimizado e a potência média do layout específico. E a última linha da tabela corresponde à porcentagem de perda por wake effect calculada por cada modelo para o layout otimizado. É importante ressaltar que os estudos aqui realizados não contemplam a otimização do sistema coletor, sendo esse um fator que influencia no layout ótimo e que foi considerado no layout do projeto do Parque Pedra Grande (IBAMA, 2024).

As Figuras de 6 a 10 apresentam o layout ótimo (maior geração de energia) para cada modelo de wake effect estudado, destacando como diferentes abordagens de modelagem resultam em layouts distintos. O modelo de Frandsen considera o impacto da perda pelo efeito de esteira como inferior aos outros, sendo assim o mais otimista. O modelo Gaussiano Jensen, por outro lado, apresenta a menor potência média do layout específico, mas quando otimizado, alcança uma potência que se equipara aos demais modelos. Os modelos inicialmente com menor potência média específica, como o Gaussiano Jensen e o 2D Jensen, demonstram aumentos percentuais mais significativos após a otimização. É importante notar que, devido à alocação otimizada dos aerogeradores e à não consideração do sistema coletor e subestações, os layouts resultantes não se apresentam simétricos.

Tabela 1 - Análise 1 - Parque Pedra Grande.

	Jensen	Larsen	Frandsen	2D Jensen	Gaussiano Jensen
Pot. Média do Layout Específico (IBAMA, 2024) (MW)	318,2003	318,1898	336,8741	295,7659	284,7862
Pot. Média Máxima do Layout Otimizado (MW)	350,2086	350,0340	361,9491	340,4390	340,2900
Ganho de Potência (%)	10,0592	10,0079	7,4435	15,1042	19,4899
Perdas por wake effect (%)	7,2555	7,3018	4,1463	9,8428	9,8823

Pode-se observar a variação do efeito de esteira para o Parque Pedra Grande em cinco diferentes ângulos de incidência do vento, conforme mostrado nas Figuras 11 e 12. Os ângulos de 30°, 60° e 90° são apresentados na Figura 11, enquanto os ângulos de 120° e 150° são exibidos na Figura 12, sendo 0° a direção Norte para Sul. Nessas figuras, são apresentados os efeitos de esteira para os layouts especificados e otimizados pelo modelo de Jensen, com o layout especificado mostrado na primeira linha. Em cada uma das imagens correspondentes aos diferentes ângulos de incidência do vento, é perceptível uma redução na concentração dos efeitos de esteira e na presença de múltiplos fluxos turbulentos, evidenciada pela diminuição das faixas de cores que indicam baixas velocidades de vento.

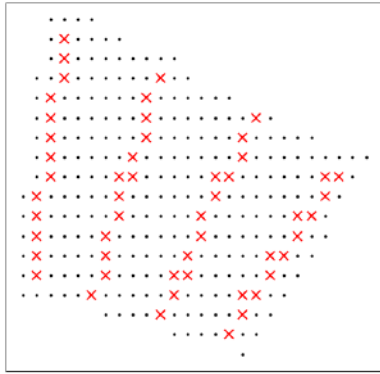


Figura 5 - Parque Pedra Grande - Layout Específico. Fonte: Autoria Própria (2024).

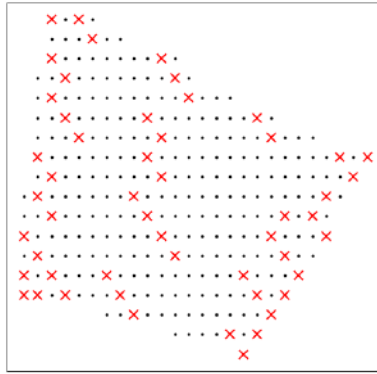


Figura 6 - Parque Pedra Grande - Modelo Jensen. Fonte: Autoria Própria (2024).

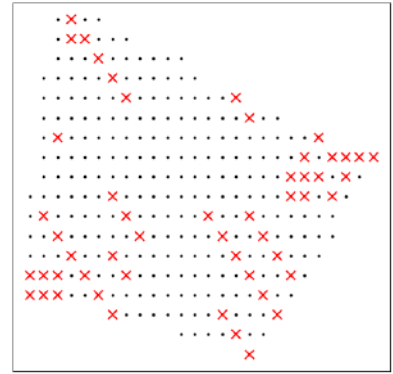


Figura 7 - Parque Pedra Grande - Modelo Larsen. Fonte: Autoria Própria (2024).

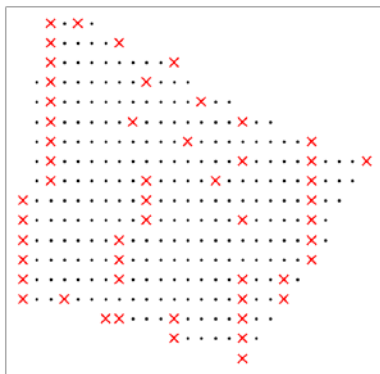


Figura 8 - Parque Pedra Grande - Modelo Frandsen. Fonte: Autoria Própria (2024).

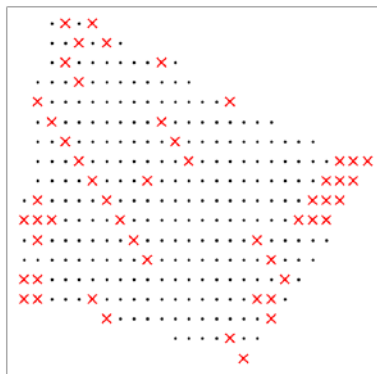


Figura 9 - Parque Pedra Grande - Modelo 2D Jensen. Fonte: Autoria Própria (2024).

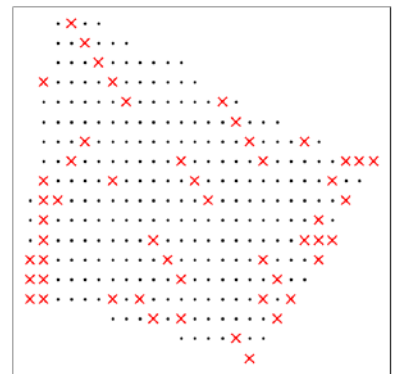


Figura 10 - Parque Pedra Grande - Modelo Gaussiano Jensen. Fonte: Autoria Própria (2024).

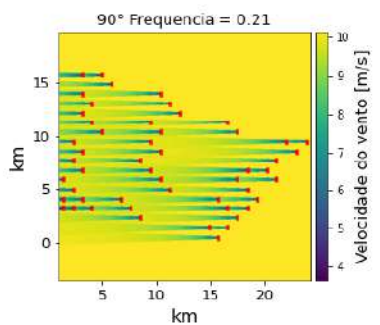
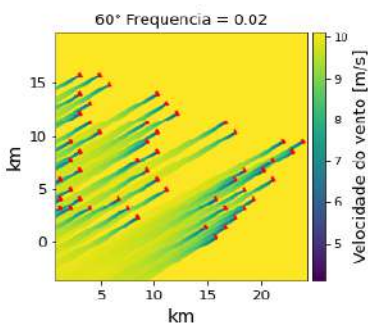
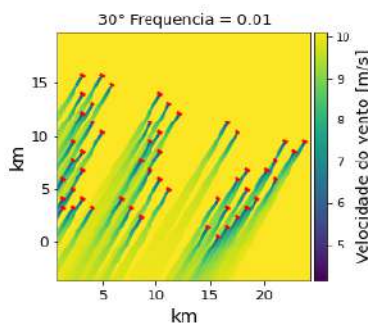
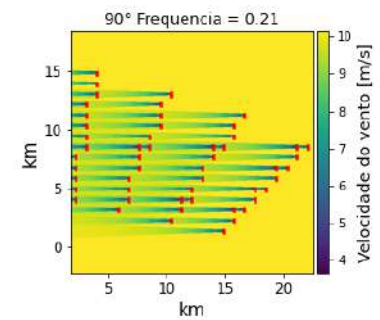
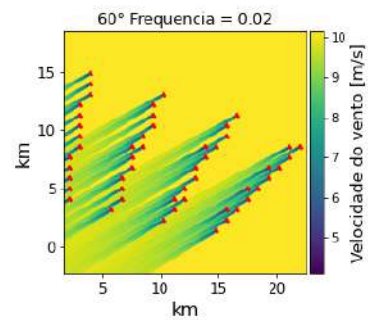
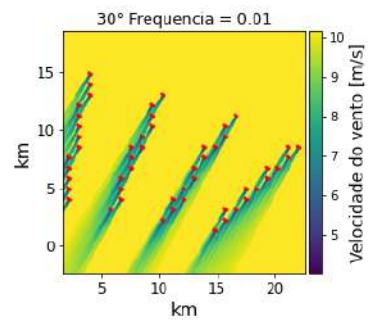


Figura 11 - Comparação de três direções de vento do efeito esteira modelado por Jensen. Fonte: Autoria Própria (2024).

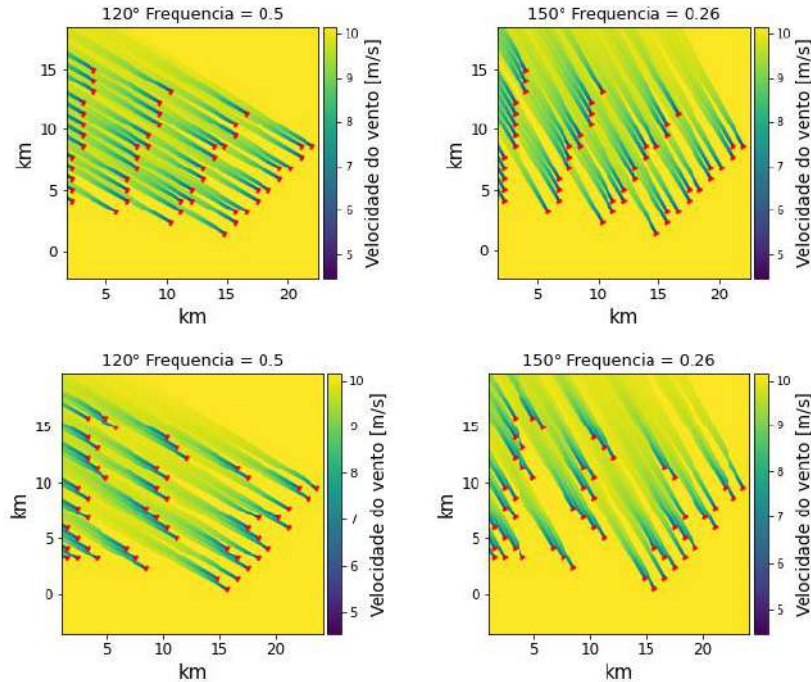


Figura 12- Comparação de duas direções de vento do efeito esteira modelado por Jensen. Fonte: Autoria Própria (2024).

5.1.2. Parque Camocim

Para o Parque Camocim, uma simulação semelhante foi realizada, e os resultados são apresentados na Tabela 2. Os valores destacados incluem: a potência média para o layout especificado, o layout otimizado, o percentual de ganho entre essas duas potências e a perda por wake effect do layout otimizado calculada pelos diferentes modelos. O layout específico deste parque é mostrado na Figura 13, enquanto as Figuras 14 a 18 exibem os layouts otimizados obtidos para cada modelo de wake effect analisado. Assim como para o Parque Pedra Grande, todos os cinco modelos de efeito esteira analisados conseguiram gerar uma potência média maior em comparação com o layout projetado para o parque, com os aerogeradores dispostos sem uma ordenação específica. É importante ressaltar que os estudos aqui realizados não contemplam a otimização do sistema coletor, sendo esse um fator que influencia no layout ótimo e que foi considerado no layout do projeto do Parque Camocim (IBAMA, 2024).

Tabela 2 - Parque Camocim.

	Jensen	Larsen	Frandsen	2D Jensen	Gaussiano Jensen
Pot. Média do Layout Específico (IBAMA, 2024) (MW)	424,5251	391,9070	441,2166	387,7445	330,0915
Pot. Média Máxima do Layout Otimizado (MW)	443,5222	423,2029	472,0100	419,8586	419,8029
Ganho de Potência (%)	4,4749	7,9856	6,9792	8,2823	27,1777
Perdas por wake effect (%)	10,9141	14,9954	5,1921	15,6784	15,6672

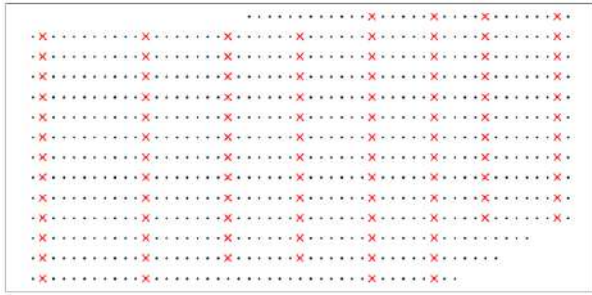


Figura 13 - Parque Camocim - Layout Específico.
Fonte: Autoria Própria (2024).

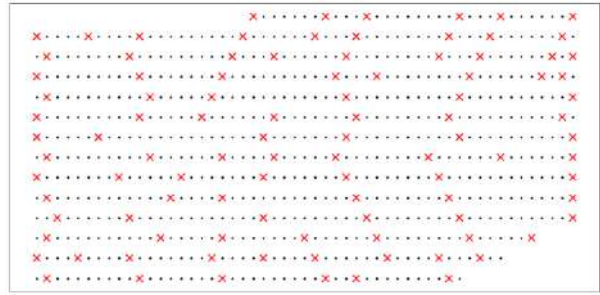


Figura 14- Parque Camocim - Modelo Jensen. Fonte:
Autoria Própria (2024).

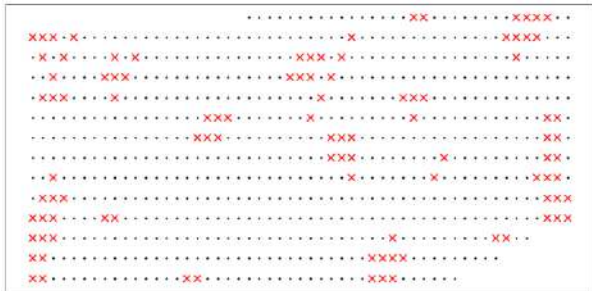


Figura 15 - Parque Camocim - Modelo Larsen. Fonte:
Autoria Própria (2024).

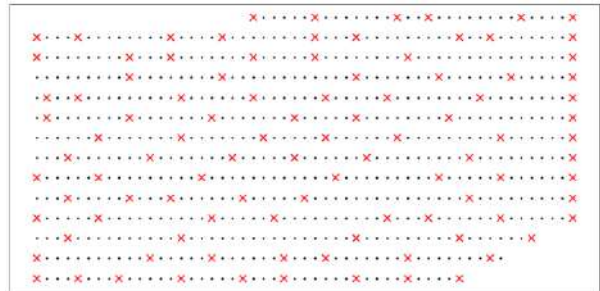


Figura 16 - Parque Camocim - Modelo Frandsen.
Fonte: Autoria Própria (2024).

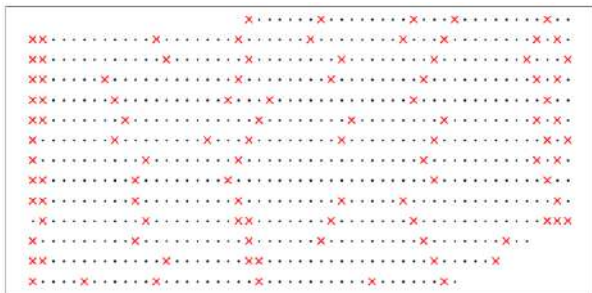


Figura 17 - Parque Camocim - Modelo 2D Jensen.
Fonte: Autoria Própria (2024).

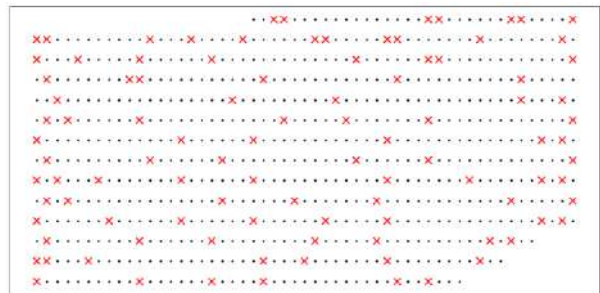


Figura 18 - Parque Camocim - Modelo Gaussiano
Jensen. Fonte: Autoria Própria (2024).

A Figura 19 compara o comportamento dos cinco modelos de wake effect para as quatro situações analisadas: os layouts especificados no projeto e os layouts otimizados pelo programa. Nesse gráfico, pode-se observar que os modelos 2D Jensen e Gaussiano Jensen apresentam comportamentos e resultados muito semelhantes, sendo os mais pessimistas. Por outro lado, o modelo de Frandsen é o mais otimista entre os cinco. Observa-se que, com exceção do modelo Gaussiano Jensen, todos conseguem aumentar a potência de maneira proporcional em relação ao layout especificado. O modelo Gaussiano Jensen, ao assumir uma distribuição Gaussiana para a esteira, calcula que o layout especificado é significativamente inferior. No entanto, com a otimização, o modelo alcança um ganho substancial, resultando em uma potência comparável aos outros modelos.

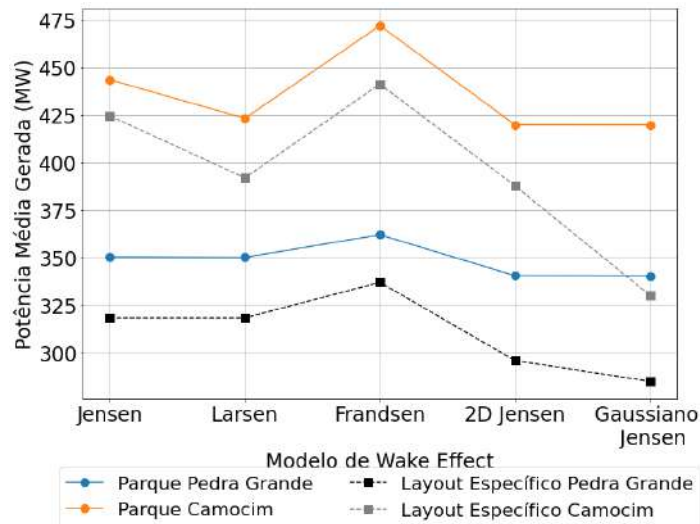


Figura 19 - Comparação dos modelos de wake effect. Fonte: Autoria Própria (2024).

5.2. OTIMIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO

Na segunda análise, foram conduzidas simulações variando o número de aerogeradores em $\pm 50\%$ em relação ao projeto original de cada parque. Para o Parque Pedra Grande, que possui 52 aerogeradores, isso corresponde a simulações com 26 até 78 unidades. Já para o Parque Camocim, que possui 100 aerogeradores, o número variou de 50 até 150 aerogeradores. Para ambos os parques as simulações foram realizadas com discretização de dois em dois. Todas as simulações utilizaram exclusivamente o modelo de wake effect Jensen para simplificar as análises. Os gráficos mostrados na Figura 20 e na Figura 21 apresentam os valores percentuais da perda de potência devido ao wake effect para os dois parques estudados.

O objetivo dessa simulação foi realizar uma análise numérica e gráfica para investigar como o aumento significativo no número de aerogeradores afeta a perda por wake effect, demonstrando que à medida que o número de unidades aumenta, essa perda também cresce. Portanto, ao projetar um parque eólico em uma área específica, é crucial determinar o número ideal de aerogeradores que maximize a produção de energia, minimizando perdas significativas de investimento.

Para o parque Pedra Grande, a análise revelou que com 26 aerogeradores a perda por wake effect foi de apenas 0,9791%. Esse valor aumentou para 6,94% com 50 aerogeradores e, ao subir para 78 aerogeradores, a perda dobrou em relação à anterior, atingindo 14,28%. Já para o Parque Camocim, a perda foi de 3,19% com 50 aerogeradores, 9,20% com 90 aerogeradores e dobrou, chegando a 18,78%, no projeto com 150 aerogeradores. A distribuição precisa dos aerogeradores no projeto tem um impacto significativo na energia gerada pelo empreendimento, destacando a importância de um planejamento meticuloso.

Para uma análise detalhada dos custos de investimento é crucial obter informações abrangentes e precisas sobre os valores de todos os componentes envolvidos, como aerogeradores, subestações, conexões elétricas e equipamentos de instalação. Esse procedimento possibilitará a elaboração de uma curva de investimento que visa maximizar o retorno do empreendimento, determinando o número ideal de aerogeradores para cada localização específica.

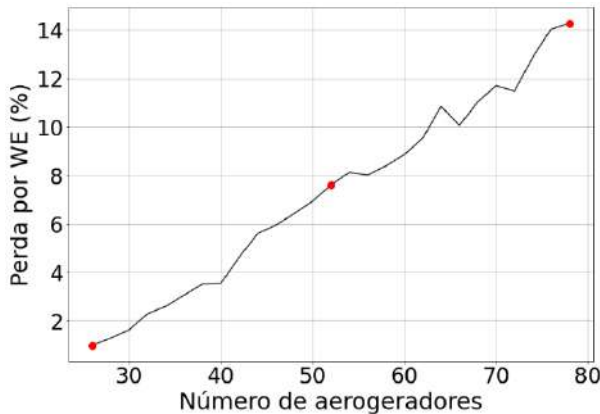


Figura 20 - Parque Pedra Grande - Análise do aumento do wake effect através do número de aerogeradores. Fonte: Autoria Própria (2024).

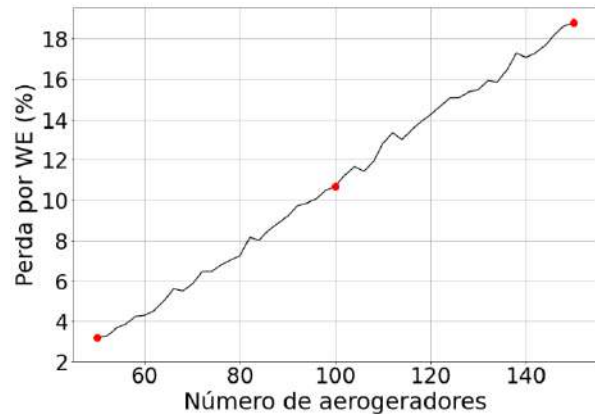


Figura 21 - Parque Camocim - Análise do aumento do wake effect através do número de aerogeradores. Fonte: Autoria Própria (2024).

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este estudo aborda a otimização do layout de aerogeradores em parques eólicos offshore, com foco na comparação de cinco modelos de wake effect em dois projetos localizados no Rio Grande do Norte e Ceará. A proposta destaca a relevância da transição para fontes de energia renovável, especialmente no contexto da crise climática global. O Brasil, com um grande potencial eólico, já se posiciona como um líder no setor, com 32 GW de capacidade instalada onshore e 97 projetos offshore em licenciamento. A importância deste artigo reside na análise detalhada do impacto do efeito esteira na eficiência dos parques eólicos e na identificação de estratégias para maximizar a produção de energia, minimizando perdas financeiras.

A análise dos resultados revelou que a eficiência dos parques eólicos offshore pode ser consideravelmente impactada pelo efeito de esteira, destacando a importância da escolha do modelo para simular esse fenômeno. Entre os modelos comparados, alguns mostraram tendências mais pessimistas, como o Gaussiano Jensen e o 2D Jensen, enquanto o modelo de Frandsen se destacou por sua abordagem mais otimista. Modelos intermediários, como o Jensen e o Larsen, também foram avaliados, sendo que o modelo de Larsen foi o que apresentou layouts mais assimétricos e não lineares para os dois parques analisados. Esse comportamento assimétrico foi observado em todos os layouts devido ao foco exclusivo na otimização do efeito da turbulência do vento, sem considerar a otimização do sistema coletor, a quantidade e a localização das subestações da usina, considerações essas que influenciam diretamente na otimização do layout da usina. Esse estudo visou a análise exclusiva do impacto do wake effect no layout, proporcionando uma melhor compreensão de como o efeito esteira influencia a produção de energia e auxilia na tomada de decisões para o planejamento dos parques.

Para expandir este estudo é fundamental considerar na otimização o sistema coletor e a subestação da usina, abordando sua quantidade e sua localização ótima. Além da integração de tecnologias avançadas de modelagem e simulação que considerem variáveis adicionais como turbulência atmosférica e mudanças sazonais nos padrões de vento. Além disso, a realização de estudos de caso com monitoramento em tempo real de parques eólicos offshore já em operação pode fornecer dados empíricos valiosos para validar e aprimorar os modelos de wake effect. Outro aspecto relevante a ser explorado é a construção da curva de investimento inicial do parque eólico, visando determinar a configuração que resulta em maior lucro para o empreendedor.

Em conclusão, este estudo fornece uma base sólida para o desenvolvimento e otimização de parques eólicos offshore no Brasil, destacando a importância de uma análise detalhada e específica para cada projeto. A escolha do modelo de wake effect, a otimização do layout dos aerogeradores e do sistema coletor do parque são cruciais para maximizar a produção de energia, projetar o dimensionamento adequado dos equipamentos e garantir a viabilidade financeira dos empreendimentos. Com a crescente

importância da energia renovável no combate à crise climática, pesquisas contínuas e o desenvolvimento de tecnologias avançadas são essenciais para assegurar a eficiência e sustentabilidade dos projetos eólicos offshore.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE), ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (PPEE), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) (Processo: 303677/2022-8), pelo suporte no desenvolvimento do presente trabalho.

REFERÊNCIAS

IPCC. Global Warming of 1.5°C: Summary for Policymakers. Geneva: IPCC, 2018. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/sr15/>. Acesso em: 26 jun. 2024.

IPCC. Sixth Assessment Report: Climate Change 2023. Geneva: IPCC, 2023. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>. Acesso em: 26 jun. 2024.

CASTRO, Nivalde José de. A crise climática e a segurança energética: desafios e oportunidades. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ, 2018. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/castro184.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2024.

REN21. Renewables 2023 Global Status Report. Paris: REN21, 2023. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2023/>. Acesso em: 26 jun. 2024.

GWEC. Global Wind Report 2024. Brussels: Global Wind Energy Council, 2024. Disponível em: https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/05/GWR-2024_digital-version_final-2.pdf. Acesso em: 26 jun. 2024.

IRENA. Offshore Wind Energy Patent Insight Report. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Nov/IRENA-EPO-Offshore-Wind-Energy-Patent-Insight-Report>. Acesso em: 26 jun. 2024.

EPE. Balanço Energético Nacional 2023: Ano Base 2022. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf. Acesso em: 26 jun. 2024.

EPE. Balanço Energético Nacional 2024: Ano Base 2023. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf. Acesso em: 26 jun. 2024.

ABEEólica. Relatório Anual de Energia Eólica 2024. São Paulo: ABEEólica, 2024. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/>. Acesso em: 26 jun. 2024.

EPE. Roadmap Eólica Offshore. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf. Acesso em: 26 jun. 2024.

AGÊNCIA PETROBRAS. Petrobras inicia medições e estudos eólicos no pré-sal. Rio de Janeiro: Petrobras, 2024. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-inicia-medicoes-e-estudos-eolicos-no-pre-sal>. Acesso em: 26 jun. 2024.

RECHARGE. Will wind wake slow industry's ambitions offshore?. 2019. Disponível em: <https://www.rechargenews.com/wind/will-wind-wake-slow-industrys-ambitions-offshore-/2-1-699430>. Acesso em: 26 jun. 2024.

GAO, Xiaoxia et al. Comparisons of the accuracy of different wake models in wind farm layout optimization. Energy Exploration & Exploitation, v. 38, n. 5, p. 1725-1741, 2020.

ABEEólica. Sumário Executivo 2022. São Paulo: ABEEólica, 2022. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/01/Sumario-Executivo.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2024.

BILGILI, M.; YASAR, A.; SIMSEK, E. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n. 2, pp. 905-915, 2011.

HENDERSON, A. R.; MORGAN, C.; SMITH, B.; SORENSEN, H.; BARTHELMIE; BOESMANS, B. Offshore Wind Energy in Europe-A Review of the State-of-the-Art. *Wind Energy*, v. 6, pp. 35–52, 2003.

BRETON, S. P.; MOE, G. Status, plans and technologies for offshore wind turbines in Europe and North America. *Renewable Energy*, v. 34, n. 3, pp. 646–654, 2009.

BAYER, B. Experience with auctions for wind power in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2644-2658, 2018.

GREENACRE, P.; GROSS, R.; HEPTONSTALL, P. A Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters – understanding the past and projecting the future. UK Energy Research Centre, 2010. Disponível em: <https://www.ukerc.ac.uk/publications/a-great-expectations-the-cost-of-offshore-wind-in-uk-waters-understanding-the-past-and-projecting-the-future.html>.

JENSEN, N.O. A Note on Wind Generator Interaction. Risø National Laboratory, 1983.

AINSLIE, J.F. Development of an Eddy Viscosity Model for Wind Turbine Wakes. In Proc. 7th BWEA Wind Energy Conference, Oxford, pp. 61–66, 1985.

KATIC, I.; HOJSTRUP, J.; JENSEN, N.O. A simple model for cluster efficiency. Proceedings from the European Wind Energy Conference, Rome, Italy, pp. 5, 1986.

LARSEN, G.C. A Simple Wake Calculation Procedure. Risø National Laboratory, 1988.

FRANSEN, S. Turbulence and Turbulence-Generated Structural Loading in Wind Turbine Clusters. Technical University of Denmark, 2007.

OTT, S.; NIELSEN, M. Developments of the offshore wind turbine wake model Fuga. DTU Wind Energy E, No. 0046, 2014. Disponível em: <https://www.windenergy.dtu.dk/>. Acesso em: 26 jun.

Wind2Energy Project: a mobile station for estimating wind potential in offshore environments

Gustavo Stachlewski Torres¹, Rafael Botelho Duarte Coelho², Sylvain Joyeux², Anthony Le Merrer², Rafael Aguirre², Ingrid Targa², Adônis Oliveira², Leandro Freire², Antônio Pancoti², Diogo Silva², João Alves², Humberto Cardoso², Luiz Paulo de Freitas Assad³, Carina Stefoni Böck³, Raquel Toste³, Maurício Soares³, Yuri Brasil³, Douglas Nehme³, Luiz Landau³

¹ Repsol Sinopec Brasil, ² TideWise Engenharia e Serviços Navais Ltda., ³ LAMCE - Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro

gustavo.stachlewski@repsolsinopec.com, rafael.coelho@tidewise.io, sylvain.joyeux@tidewise.io, anthony.lemerrer@tidewise.io, rafael.aguirre@tidewise.io, ingrid.targa@tidewise.io, adonis.oliveira@tidewise.io, leandro.freire@tidewise.io, antonio.pancoti@tidewise.io, diogo.silva@tidewise.io, joao.alves@tidewise.io, humberto.cardoso@tidewise.io, lpaulo@lamce.coppe.ufrj.br, bock@lamce.coppe.ufrj.br, rtoste@lamce.coppe.ufrj.br, soares@lamce.coppe.ufrj.br, yuri.brasil@lamce.coppe.ufrj.br, dnehme@lamce.coppe.ufrj.br, landau@lamce.coppe.ufrj.br

ABSTRACT

Over the past few decades, uncrewed maritime robotic systems have seen significant advancements due to their exceptional capabilities, including enhanced safety, extended operational windows, and the ability to access hazardous or inaccessible areas for humans at reduced operational costs. In Brazil, the adoption of autonomous vessels has paralleled this global trend, particularly following the launch of the USV Tupan by TideWise, the first nationally registered vessel with the Brazilian Navy (CPRJ, 2020). This growth is particularly notable in the markets for port and offshore operations. This article aims to detail a new remote sensing system for monitoring and estimating offshore wind potential, based on the remote acquisition of in situ data acquired by sensors installed on an uncrewed vessel, the USV Tupan, integrated with satellite data and processed in computational numerical physics modeling.

Keywords:

Offshore wind farms; autonomous; USV; Lidar; computational modeling; wind estimation.

1. INTRODUCTION

Wind energy has stood out as one of the main sources of renewable energy in the world, playing a crucial role in the energy transition and reducing greenhouse gas emissions. According to the International Renewable Energy Agency (IRENA), the global installed capacity of wind energy increased from 170 GW in 2010 to more than 743 GW in 2020, highlighting its growing importance in the global energy matrix (IRENA, 2021). In Brazil, the scenario is no different. Wind energy has been experiencing accelerated growth, contributing 10.6% of the national electricity matrix in 2021, as reported by the Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) (EPE, 2022).

This growth is driven by the country's great wind potential, which has been identified both on land and offshore. Studies indicate that the technical potential of offshore wind energy in Brazil is approximately 700 GW, which represents a significant opportunity to increase capacity installed (Araújo et al., 2020). However, accurate assessment of offshore wind potential remains a critical challenge due to difficulties associated with data collection and the variability of atmospheric conditions in the marine environment. With more than 95 environmental licensing processes underway (based on the document "Complexos Eólicos Offshore: Projetos com Processos de Licenciamento Ambiental Abertos no Ibama" issued in April 4th 2024), the offshore wind generation industry is promising in Brazil and distributed throughout different coastal states (Figure 1).

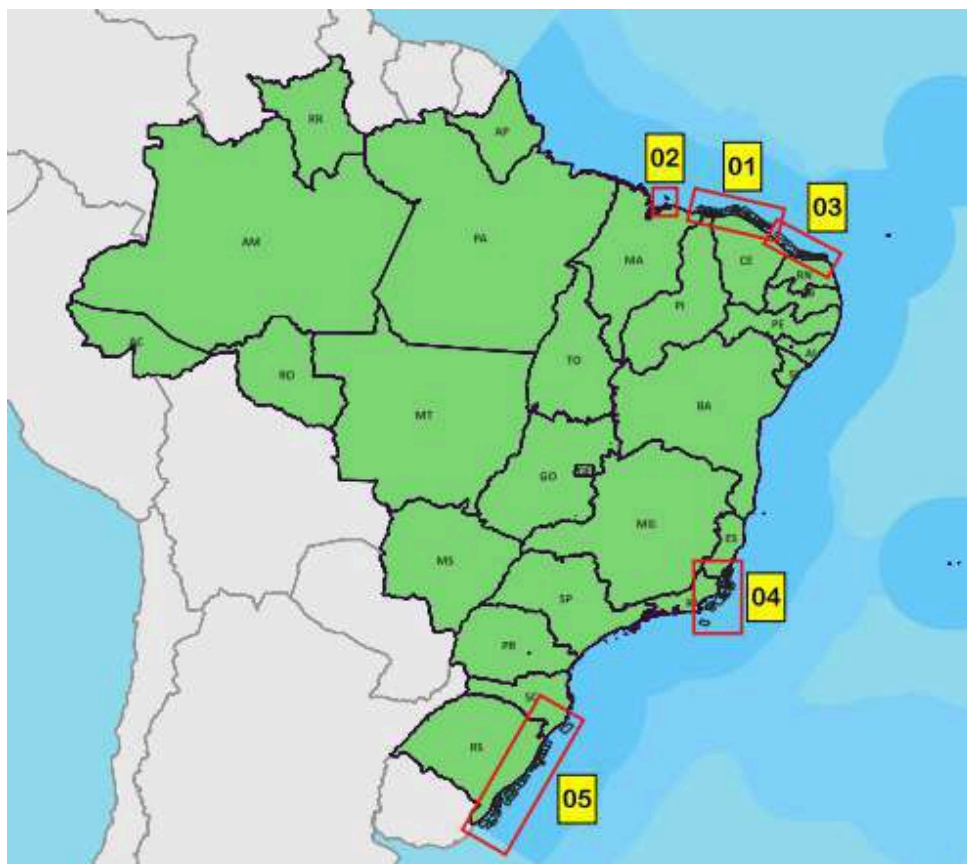


Figure 1: Five large groups of offshore wind complexes with ongoing environmental licensing processes. The five groups comprise complexes on the coast of the states of Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Santa Catarina and Rio Grande do Sul. Extracted from the document "Offshore Wind Complexes: Projects with environmental licensing process open at Ibama", issued by Ibama (Brazilian Institute of the Environment and Renewable Natural Resources) on April 4, 2024.

With the aim of solving the need for more in-depth studies on the wind potential of each location planned for the installation of the complexes, some innovation initiatives are being developed in partnership with large energy companies. We can cite as an example the Bravo Buoy project, led by CENPES (Research Center) of Petrobras in partnership with the SENAI Institutes of Innovation in Renewable Energies (ISI-ER) and Embedded Systems (ISI-SE), and the Wind2Energy project, described in this article, which is being conducted by Repsol Sinopec Brasil in partnership with TideWise and LAMCE-UFRJ (Computational Engineering Modeling Laboratory of the Federal University of Rio de Janeiro). Each project has a different approach (Figure 2), but is centered on the same wind measurement technology based on Lidar (Light Detection and Ranging). It is an optical sensor that uses laser beams to measure wind speed and direction, generating data compatible with the operating environment of wind turbines. It is also capable of capturing meteorological variables, such as atmospheric pressure, air temperature and relative humidity, as well as oceanographic variables, such as waves and sea currents. LiDAR sensors are capable of providing high-precision measurements of wind speed and direction, which is essential for wind resource assessment (Huang et al., 2016).



Figure 2: General view of the Bravo Buoy, developed by Petrobras and the SENAI Institutes of Innovation in Renewable Energies (ISI-ER) and Embedded Systems (ISI-SE).

The Bravo Buoy (Figure 2) is a floating Lidar model, mounted on a buoy, developed for the first time in Brazil. It is currently being tested off the coast of Rio Grande do Norte, a state in the northeast region of Brazil.

The Wind2Energy solution, in turn, is a floating Lidar mounted on a gyro-stabilized USV (Uncrewed Surface Vehicle), alongside with additional sensors such as one ADCP (Acoustic Doppler Current Profiler), one CTD (Conductivity, Temperature and Depth), one ultrasonic Wind Sensor and IMUs (Inertial Movement Units). It was started by the end of 2023 and is currently being developed at the detailed design level. The project seeks to provide an efficient and accurate tool for measuring wind potential, capable of being deployed and undeployed in an uncrewed manner, dismissing the need for people exposed to the risks associated with offshore work. All the operation will be held remotely, based on real-time communication through two different satellite links.

2. METHODOLOGY

The methods for the development and implementation of the project are mainly based on three work packages (Diagram 1):

1. The development of in situ data acquisition system, using Lidar and secondary sensors installed in an USV, for offshore monitoring, and on land, for reference data;
2. The development of the computational modeling system, based on remote sensing techniques (including the in situ sensors and SAR image acquisition and processing), and regional atmospheric and oceanographic modeling;
3. Certification of the methodology developed, to validate the collected data and the acquisition methodology. The scope of this verification work will include verifying whether the methodology applied and the final product are compatible with national and international standards.

This concern is so that the collected data is validated and delivered to customers with the guarantee of a classification entity. This will provide penetration of the service into the industrial environment, allowing the service to be provided to large energy companies.

During the project, the robotic system for mounting the sensors will be matured according to the lessons learned during the operations, as this kind of work is very recent in Brazil and requires more in-depth studies to guarantee its accuracy and applicability in the field.

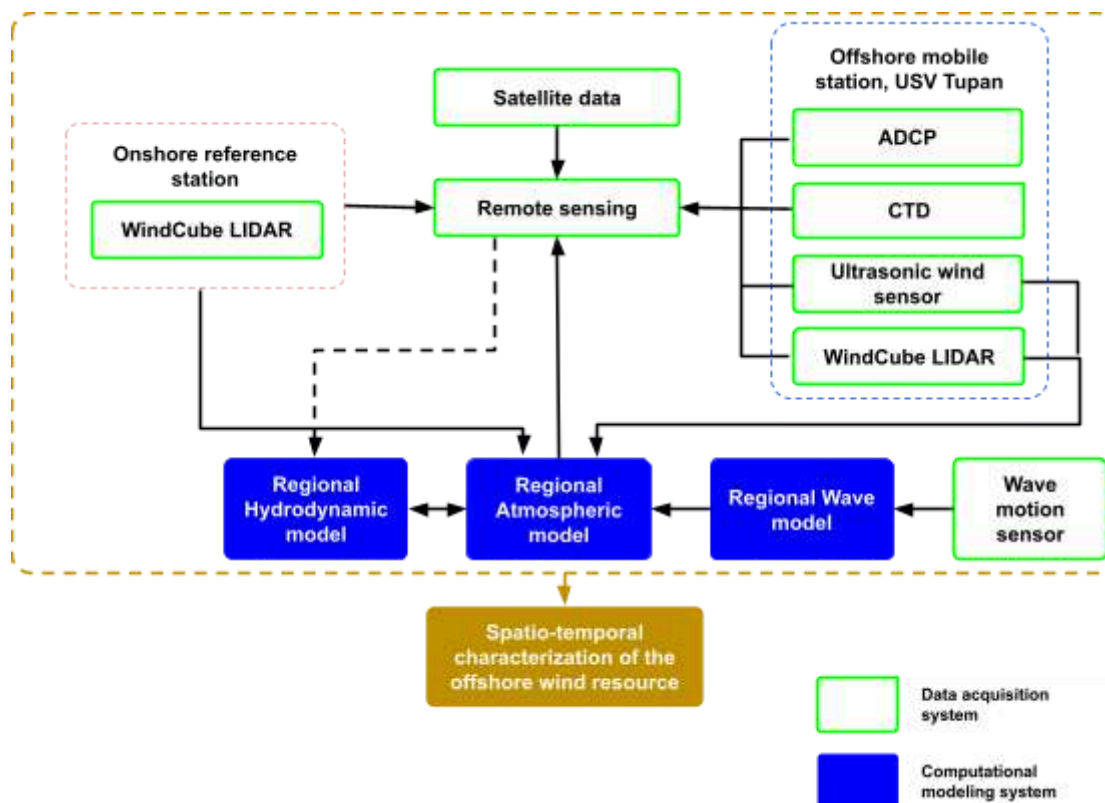


Diagram 1: General overview of the systems and the information flow developed during the project.

2.1. IN SITU METEOROLOGICAL AND OCEANOGRAPHIC DATA ACQUISITION

The main innovation related to this project is the use of an uncrewed vessel to perform in situ data acquisition, with different sensors embedded to the USV (Figure 3). The main benefit of using such a robotic system is to have a fully uncrewed solution for offshore wind assessment campaigns, capable of being deployed with no person exposed to the offshore risks. The summarized CONOPS evolves the following phases:

1. Mobilization: team mobilization, sensor integration, testing and pre-operational verification;
2. Harbor departure: remotely operated maneuver at @3 kts inside the harbor channel;
3. Transit navigation: navigation from the harbor until the deploying area, @5 - 6.5 kts;
4. Mooring and preparation for data acquisition: arrival at the planned spot for data acquisition, anchor launch and mooring procedure. Sensors check and cleaning (if needed);
5. Data acquisition: system collecting data and transferring to the onshore remote control station, through satellite communication; vessel on mooring; up to 15 days of data acquisition.
6. Navigation back to harbor: anchor retrieval and preparation for return navigation, at @5 - 6.5 kts;
7. Harbor arrival: remotely operated maneuver at @3 kts inside the harbor channel;
8. Docking and demobilization: vessel docking on pier / quayside, post operational verification and vessel refueling. The vessel is prepared to be available for the next operation. Demobilization of the team.

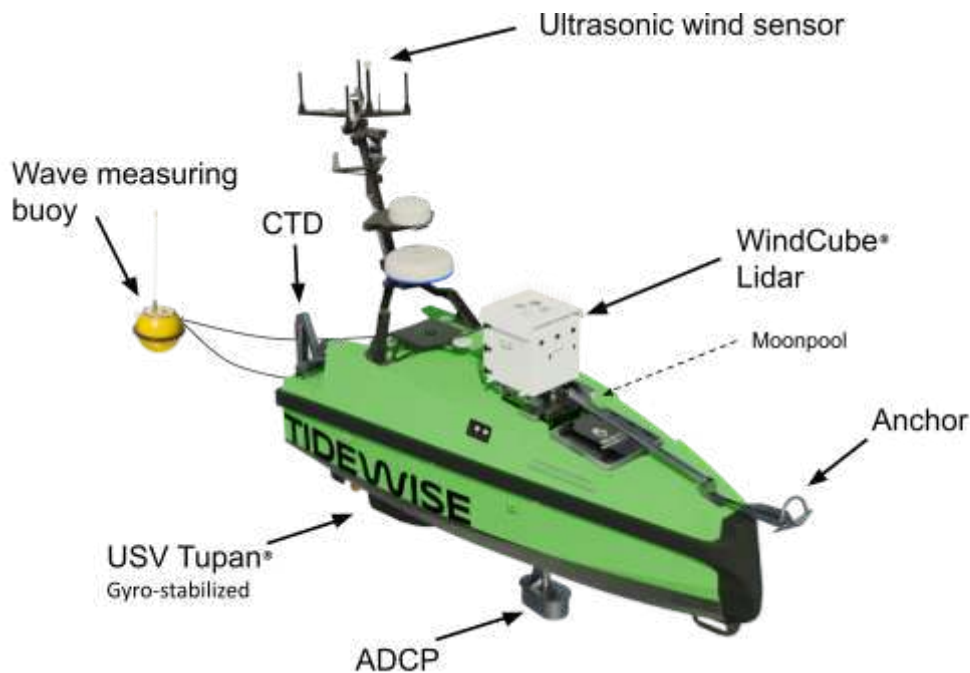


Figure 3: Overview of the robotic system for in situ data acquisition, based on TideWise's USV Tupan®.

2.1.2. Meteorological data acquisition

The acquisition of in situ meteorological data in a systematic and continuous manner in the ocean, mainly in regions far from the coast, is still very insignificant along the Brazilian coast. Existing measurements collected from sensors installed on floating structures are not sufficient to temporally and spatially characterize meteorological conditions such as those associated with the wind field (speed and direction)

in these regions. It is also important to highlight that most of these measurements are carried out only at superficial levels, not including other levels in the atmospheric column. Such difficulties are associated, in part, with the logistical complexities of installing and maintaining sensors on floating structures and the high financial costs involved - which in turn is also associated with the strong dependence on the acquisition of sensors and services not performed in Brazil, which demonstrates a strong demand for national technological and professional training.

During the Wind2Energy project, in situ measurement tools will be integrated into an unmanned vessel developed in Brazil, the USV Tupan, operated by TideWise. The main tool will be a lidar for vertical profiling of wind data (Figure 4), which has been used worldwide to identify wind energy generation potential and to monitor wind farms (onshore and offshore) already installed.

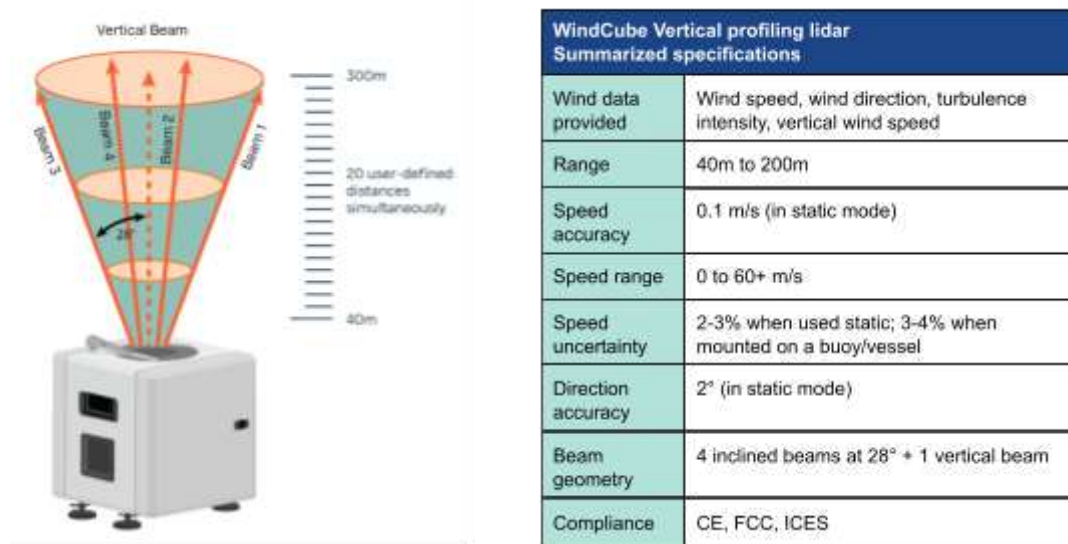


Figure 4: WindCube® diagram illustrating beam path angles and measurement ranges, and table with summarized specifications. Illustration based on data provided by Vaisala, manufacturer of the WindCube.

Additional wind data will be acquired by the ultrasonic wind sensor mounted on the USV's mast. The wind sensor is used to measure the wind velocity relative to the vessel. The wind velocity relative to the ground can be processed in an analogous manner to the way a DVL (Doppler Velocity Logger) measures water current velocity. A correction is needed for angle reference, as the wind sensor gives NSWE output for the wind angle.

$$\vec{V}_{wind}^* = \vec{V}_{wind_sensor_measure} + \vec{V}_{USV_speed}$$

2.1.2. Oceanographic data acquisition

The in situ oceanographic data acquisition system will also be mounted on the USV Tupan, and will be composed of sensors for identifying sea currents (speed and direction) at different depths of the water column, for measuring physical properties of seawater, such as conductivity, temperature and depth, and motion sensors for measuring amplitude, direction and frequency of waves.

In more details:

- An ADCP will be used to measure water current velocities over a range of depths. The use of this type of sensor is important for understanding the marine environment and ensuring the optimal

placement and safe operation of offshore wind turbines. This sensor will be mounted on the vessel's hull, under the moonpool;

- A CTD will be used to provide critical information about the physical properties of seawater, which is essential for understanding the marine environment where wind turbines will be installed. CTD sensors are vital instruments used in the site characterization of offshore wind farms. CTDs can be equipped with turbidity sensors to measure suspended sediment concentration. This data helps in predicting sediment transport and deposition patterns around turbine foundations. A logger will be used to mount the CTD probe, and the logger will be launched by a winch mounted on the USV stern;
- The wave measuring buoy is equipped with an Acoustic Current Meter (ACM), combining a robust measuring principle, Doppler shift, with a mechanical design that avoids vulnerability to unforeseen collisions and water ingress, resulting in a coherent oceanographic instrument that meets rough sea conditions. It is capable of measuring near surface current, around one meter below sea level, by measuring the Doppler shift of reflected 2 MHz pings, on a current speed ranging from 0 to 3 m/s, with accuracy of 1% of the measured value +/- 2 cm/s; current direction ranging from 0 to 360°, with accuracy from 0.4° to 2° (depending on latitude, with reference to the magnetic north).

The wave sensor is also capable of reading wave heave ranging from -20 to 20m, with accuracy between <0.5% of the measured value after calibration and <1.0% of the measured value after 3 years of calibration; wave periods from 1.0 to 30 seconds and wave direction ranging from 0 to 360° with a heading error from 0.4° to 2° (depending on latitude, with reference to the magnetic north). The wave measuring buoy will be towed by the vessel until the data acquisition location, and is going to be fixed to the USV's stern by two flexible cables.

2.1.3. SAR data acquisition and processing

With remote acquisition via satellite units, this technique is based on image acquisition and processing through a sensor known as SAR - Synthetic Aperture Radar, and has some advantages over the in situ data acquisition, because it allows to assess the wind resources on large areas over the ocean (Montera et al., 2021).

This technique can be improved with the acquisition of in situ data for calibrating the satellite acquitted data. Thus an important observational effort to assess the offshore wind resource is associated to analyze the images gathered with the SAR and extract the field wind direction and speed (Figure 5), optimizing the wind potential assessment in ocean regions.

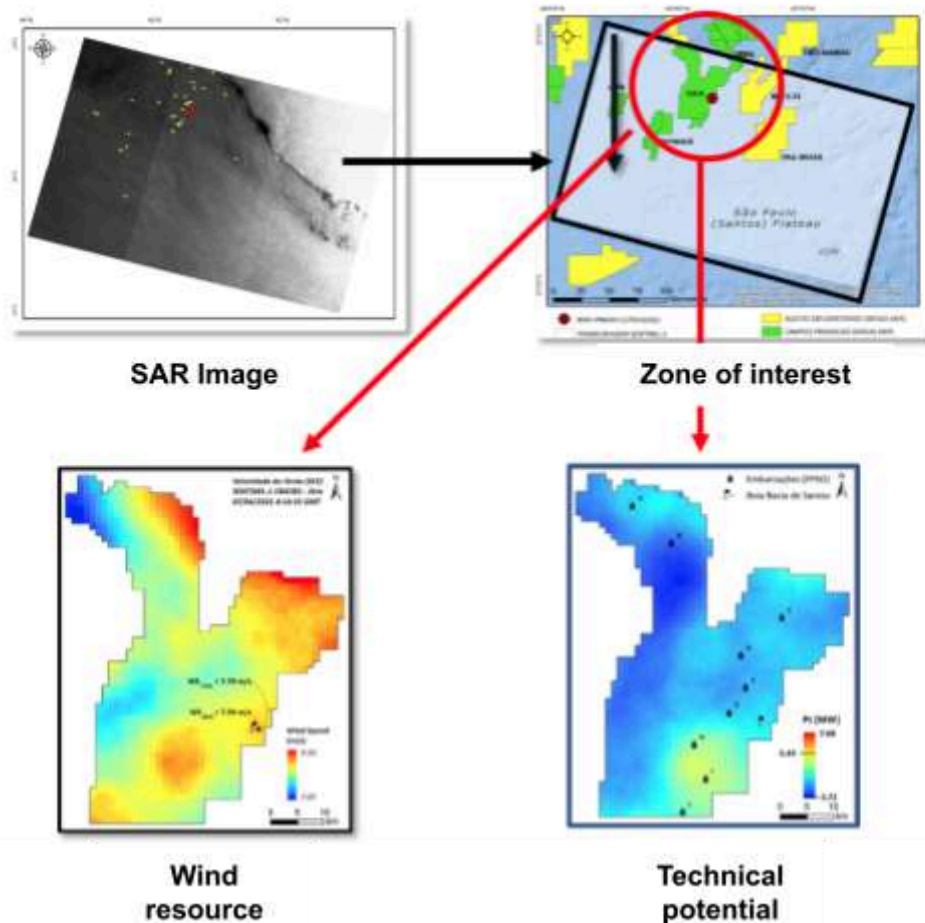


Figure 5: SAR Image acquired by a sensor on board of an orbital platform (satellite), on top left hand side of the image, processed image with horizontal wind speed, on bottom left hand side, and wind technical potential, on bottom right hand side.

2.2. COMPUTATIONAL MODELING SYSTEM

Computational numerical physical modeling is a powerful method for assessing offshore wind resources. Atmospheric models can provide three-dimensional wind speed and direction fields for large areas over the ocean with high spatial and temporal resolution. To represent the physical processes of the atmosphere more consistently, atmospheric models can be integrated with other numerical models, especially those that represent the physical processes of interaction at the ocean-atmosphere interface.

Over the ocean, for example, the spatial and temporal distribution of the sea surface temperature (SST) field is fundamental for understanding the heat transfer from the sea to the immediately adjacent atmospheric column, which directly influences the wind field. In addition to SST, sea surface roughness, an oceanic variable dependent on the sea state and associated with the local wave field, is also essential for representing the wind field. Therefore, the coherent space-time representation of marine dynamics and oceanographic processes in the study region becomes very important. This is possible by implementing marine hydrodynamic models (SST) and physical numerical wave models (sea surface roughness) at regional scales.

A forecasting system, consisting of atmospheric, hydrodynamic with data assimilation and wave models integrated, will be implemented for the project. In addition to the operational system, hindcasts will be developed for 2022, a period chosen due to the availability of Sentinel-1 images for the study area (Figure 6). In both operational forecasting system and hindcast, the SST from the hydrodynamic model and the sea surface roughness obtained through the wave model will be used as boundary conditions for the regional atmospheric model. With the results, it will be possible to spatially and temporally characterize the offshore wind resource and other aspects associated with local ocean dynamics. The following topics will detail the domain of numerical grids and models.

2.2.1. Models Domain

From the perspective of offshore wind resources, the northern region of Rio de Janeiro has emerged as one of the primary areas with energy potential along the entire southeast coast of Brazil. This fact has been disclosed based on maps of wind energy potential made available by private and public institutions.

Among the offshore wind complexes with licensing processes open at Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) in the southeastern region of Brazil, the location designated as "RJ-03" (Figure 6) was chosen as the study area for this project. Therefore, the atmospheric model's high spatial resolution numerical grid was designed to cover the entire extent of this region (Figure 6). Hydrodynamic and wave modeling will be developed to provide boundary conditions (SST and sea surface roughness fields, respectively) with greater spatial and temporal resolution for the regional atmospheric model to be applied. Therefore, the domains of the high-resolution grids of these models coincide with that of the atmospheric model grid (Figure 6).

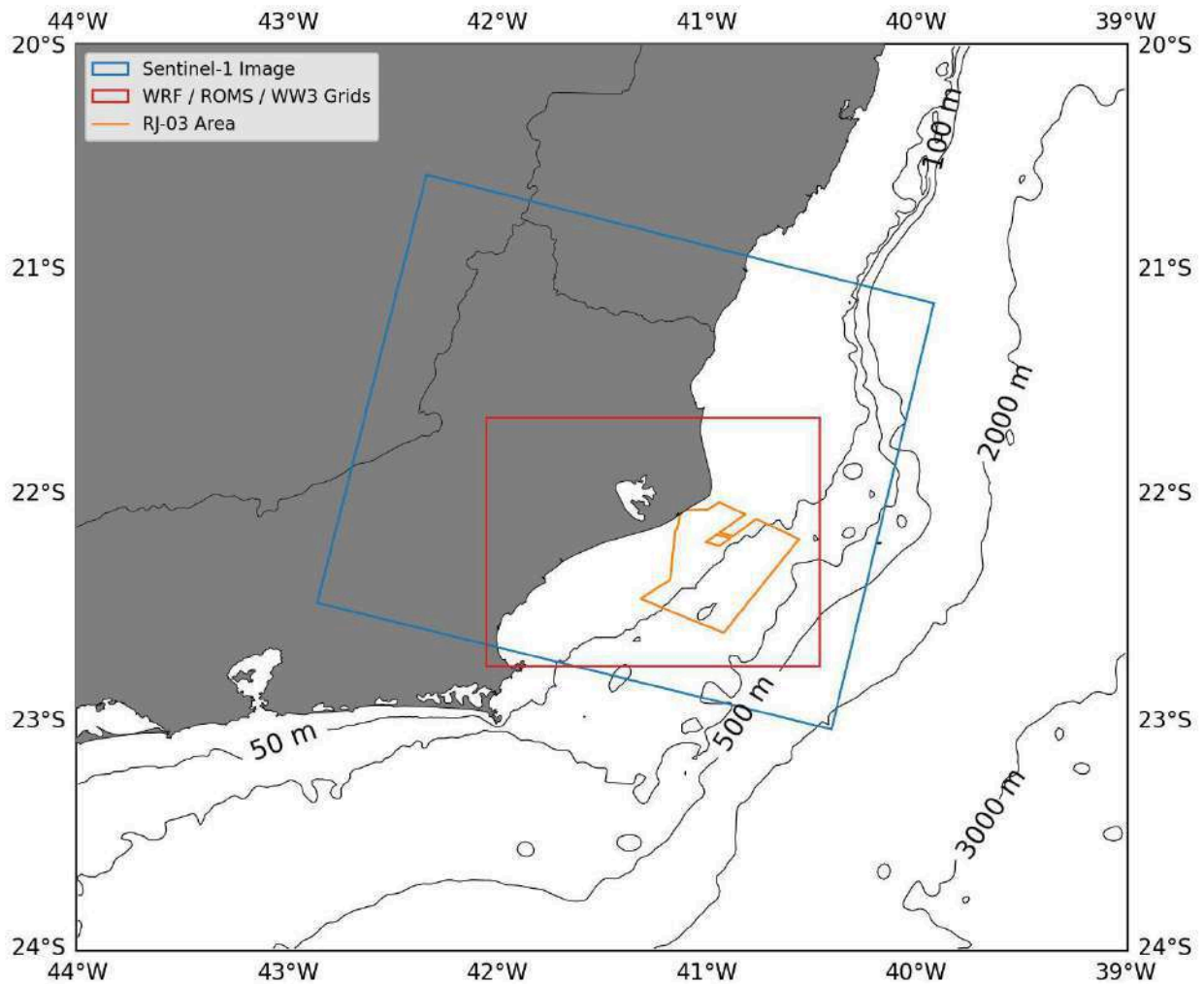


Figure 6: Location of the project region of interest and limits of high-resolution (1 km) numerical grids for atmospheric (WRF), hydrodynamic (ROMS), and wave (WW3) modeling. The areas of the Sentinel-1 images and the RJ-03 are also presented.

2.2.2. Regional Atmospheric Model

The Weather Research and Forecasting Model (WRF) will be used in the project (Skamarock et al., 2021). The initial and atmospheric boundary conditions will be based on the 0.25° grid resolution and 6-hour temporal resolution results from the Global Forecasting System (GFS) model. The following physical parameterizations will be used to implement the model: the RRTMG Shortwave and Longwave Schemes (Iacono et al., 2008) for radiation, the revised MM5 Scheme for the surface layer (Jimenez et al., 2012), the Yonsei University Scheme for the boundary layer (Hong et al., 2006), the Noah-MP Land Surface Model (Niu et al., 2011), the single-moment three-class for microphysics (Hong et al., 2004), and the Kain-Fritsch Scheme for cumulus (Kain, 2004).

Three numerical grids with 9 km, 3 km, and 1 km horizontal resolutions and 45 vertical levels will represent the atmosphere in all domains. The simulation outputs will be written every 3 hours.

2.2.3. Regional Hydrodynamic Model

The ocean numerical computational simulations will be carried out with the Regional Ocean Modeling System (ROMS), a three-dimensional, high-resolution, free-surface ocean model with sigma vertical coordinates that solves the Reynolds-averaged Navier-Stokes equations using finite-difference method and assuming the Boussinesq and hydrostatic approximations. Details of the mathematical formulations utilized by ROMS are available in Shchepetkin and McWilliams (2005).

To ensure a consistent representation of local ocean dynamics, an ocean data assimilation system based on data from satellite sensors will be implemented with the regional ocean model. In this sense, ROMS will be used in its dual version of the 4D-Var data assimilation scheme (Moore et al., 2011; Shchepetkin & McWilliams, 2005).

The model will experience forces from tidal action sourced from the TPXO global model and ocean flows. The initial and boundary conditions will be derived from a global Copernicus Marine Service product. On the surface, the fluxes between the ocean and the atmosphere will be calculated using the bulk method using the prognostic variables of the WRF atmospheric model implemented in the project.

The model will utilize a nested grid system, with a 3 km horizontal resolution for one grid and 1 km for another. Up to 40 vertical levels will be used. The model's predictive variables include sea surface displacement, potential temperature, salinity, and velocity components. The SST results will be employed as boundary conditions for the WRF model.

2.2.4. Regional Wave Model

The WAVEWATCH III (WW3DG), a third-generation spectral model, solves the propagation of the wave spectrum, unlike phase models that calculate the propagation of individual harmonics (WW3DG, 2019). This versatile model is suitable for application on regular and unstructured computational grids. It considers numerous wave transformations, resolved analytically or parameterized, such as wave growth, wave-wave interactions, breaking, whitecapping, and friction with the bottom.

The simulations will be performed on four nested grids with different spatial resolutions, each providing boundary conditions for the next grid. The grids and approximate values of their respective spatial resolutions are: global grid (55 km), South Atlantic grid (11 km), grid for the southeastern region of Brazil (3 km), and high-resolution grid (1 km). The WW3 provides output of two-dimensional directional wave spectra and mean wave parameters such as significant wave heights, mean wave length, period, direction, peak frequency, and peak direction. The model results will be utilized to estimate the roughness of the sea surface.

3. FUTURE WORK AND CONCLUSION

This article presented the recent developments of the Wind2Energy project, a remote sensing system based on in situ monitoring of environmental parameters, integration with data collected by satellite and advanced computational modeling for estimating wind potential in an offshore environment. This approach offers advantages over existing solutions based on remote sensing only through satellite data, which have low relative resolution and a high degree of uncertainty, through sensors positioned on buoys, which present restrictions regarding the flexibility of their positioning and the need for vessels manned for installation, maintenance and removal maneuvers, and through crewed vessels, due to the fact that people are exposed to the risk of working in an offshore environment and the mobilization of large vessels capable of remaining at sea for long periods, which leads to enormous operational costs and high volume of greenhouse gas emissions.

After testing the concepts of the Wind2Energy project in the laboratory and optimizing the mechanical, electronic and software systems, the robot's functionalities will be tested in a relevant environment, by Q4 2024, as per an intermediate step to the field testing operation, in an operational context, by Q1-Q2 2025. Subsequently, the data collection method will be validated so that the solution becomes a commercially available alternative, which we hope to help in the process of implementing new offshore wind complexes planned for the Brazilian coast.

4. FINAL CONSIDERATIONS

The authors would like to acknowledge Repsol Sinopec Brasil and National Agency of Oil, Gas and Biofuels - ANP for the general management of the project, the financial support and contributions to the research reported in this paper.

REFERENCES

ACHTERT, P.; BROOKS, I. M.; BROOKS, B. J.; MOAT, B. I.; PRYTERCH, J.; PERSSON, P. O. G.; TJERNSTROM, M. Measurement of wind profiles by motion-stabilised ship-borne Doppler LiDAR. *Atmos. Meas. Tech.*, v. 8, p. 4993–5007, 2015.

CAMERON, L.; CLERC, A.; FEENERY, S.; STUART, P. Remote Wind Measurements Offshore Using Scanning LiDAR Systems. *Offshore Wind Accelerator (OWA)*, 2014.

HONG, S.Y.; DUDHIA, J.; CHEN, S.H. A revised approach to ice microphysical processes for the bulk parameterization of clouds and precipitation. *Monthly Weather Review*, v. 132, p. 103–120, 2004. doi:10.1175/1520-0493(2004)132<0103:ARATIM>2.0.CO;2.

HONG, S.Y.; NOH, Y.; DUDHIA, J. A new vertical diffusion package with an explicit treatment of entrainment processes. *Monthly Weather Review*, v. 134, p. 2318–2341, 2006. doi:10.1175/MWR3199.1.

IACONO, M.J.; DELAMERE, J.S.; MLAWER, E.J.; SHEPHARD, M.W.; CLOUGH, S.A.; COLLINS, W.D. Radiative forcing by long-lived greenhouse gases: Calculations with the aer radiative transfer models. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 113, 2008. doi:10.1029/2008JD009944.

JIMENEZ, P.A.; DUDHIA, J.; GONZÁLEZ-ROUCO, J.F.; NAVARRO, J.; MONTÁVEZ, J.P.; GARCÍA-BUSTAMANTE, E. A revised scheme for the wrf surface layer formulation. *Monthly Weather Review*, v. 140, p. 898–918, 2012. doi:10.1175/MWR-D-11-00056.1.

KAIN, J.S. The kain–fritsch convective parameterization: An update. *Journal of Applied Meteorology*, v. 43, p. 170–181, 2004. doi:10.1175/1520-0450(2004)043<0170:TKCPAU>2.0.CO;2.

MOORE, A. M.; ARANGO, H. G.; BROQUET, G.; POWELL, B. S.; WEAVER, A. T.; ZAVALA-GARAY, J. The Regional Ocean Modeling System (ROMS) 4-dimensional variational data assimilation systems: Part I – System overview and formulation. *Progress in Oceanography*, v. 91, n. 1, p. 34–49, 2011. ISSN 0079-6611. doi: 10.1016/j.pocean.2011.05.004.

NASSIF, F. B. A Tecnologia LiDAR Aplicada a medições eólicas sobre corpos hídricos e oceano. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica, 2017.

NIU, G.Y.; YANG, Z.L.; MITCHELL, K.E.; CHEN, F.; EK, M.B.; BARLAGE, M.; KUMAR, A.; MANNING, K.; NIYOGI, D.; ROSERO, E. et al. The community noah land surface model with multiparameterization options (noah-mp): 1. model description and evaluation with local-scale measurements. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 116, 2011. doi:10.1029/2010JD015139.

PIRES, C. H. M. Avaliação dos recursos eólicos com um LiDAR instalado em uma plataforma costeira do sul do Brasil. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Oceanografia, 2019.

SHCHEPETKIN, A. F.; MCWILLIAMS, J. C. The regional oceanic modeling system (ROMS): a split-explicit, free-surface, topography-following-coordinate oceanic model. *Ocean Modelling*, v. 9, n. 4, p. 347–404, 2005. ISSN 1463-5003. doi: 10.1016/j.ocemod.2004.08.002.

SKAMAROCK, W.C.; KLEMP, J.B.; DUDHIA, J.; GILL, D.O.; LIU, Z.; BERNER, J.; WANG, W.; POWERS, J.G.; DUDA, M.G.; BARKER, D.; HUANG, X. A Description of the Advanced Research WRF Model Version 4.3. No. NCAR/TN–556+STR, 2021. doi:10.5065/1dfh-6p97.

The WAVEWATCH III® Development Group (WW3DG). User manual and system documentation of WAVEWATCH III® version 6.07. Tech. Note 333, NOAA/NWS/NCEP/MMAB, College Park, MD, USA, 326 pp. + Appendices, 2019.

YAMAGUCHI, A.; ISHIHARA, T. Floating offshore wind measurement system by using LiDAR and its verification. EWEA2015, 2015.

Floating LiDAR verification in Brazilian waters

Bernardo Letsch – bernardo.letsch@dnv.com

Leonardo Barriatto – leonardo.barriatto@dnv.com

Natalia Signorelli – natalia.signorelli@fugro.com

ABSTRACT

There is an increasing global demand for renewable energy, and offshore wind energy stands out as a promising solution. Accurate wind measurements are crucial for the development, design optimization, and financing of offshore wind farms. Over the past decade, floating LiDAR (Light Detection and Ranging) systems have emerged as reliable and versatile technologies for offshore wind resource assessment and ocean data collection. This paper presents the first-ever floating LiDAR verification in Latin America, featuring a Carbon Trust stage three sensor in a collaborative project between DNV and Fugro at Porto do Açú in Rio de Janeiro.

The study traces the history of offshore wind measurements, emphasizing the shift from offshore meteorological masts to floating LiDAR systems. It details the deployment and performance evaluation of the Fugro SEAWATCH® buoy, equipped with a Zephir ZX300M LiDAR unit, against a fixed onshore industry-accepted LiDAR unit. The verification, conducted over 55 days, involved rigorous testing under various environmental conditions, resulting in high data availability and minimal scatter in the regression results. The findings confirmed the floating LiDAR's ability to provide reliable wind resource measurements with high accuracy, validating its use in Brazilian waters.

This verification marks a significant milestone for offshore wind measurements in Brazil. Given the challenges and costs associated with constructing offshore meteorological masts, floating LiDAR systems offer a cost-effective and efficient alternative for characterizing wind resources and metocean conditions. These measurements are crucial for unlocking the offshore wind potential along Brazil's extensive coastline, supporting the growth of the country's renewable energy sector.

Keywords: offshore wind; floating lidar; remote sensor; meteorological data; oceanographic measurements.

1 INTRODUCTION AND OBJECTIVE

As the global demand for renewable energy sources rises, offshore wind energy has become a promising solution. Offshore wind measurements are essential for the development of offshore wind farms. Accurate wind measurements are needed for understanding the wind resource, determine the feasibility of a wind farm, and optimizing its design to maximize efficiency. Moreover, reliable wind data is crucial for securing financing for wind projects, as investors and stakeholders require accurate information to assess the risks and potential returns on their investments. Wind measurements also inform the design and selection of turbines, ensuring they are suitable for the specific wind conditions at the site, which leads to better performance and longevity of the turbines.

Over the last decade, Floating LiDAR (Light Detection and Ranging) systems have emerged as a reliable and versatile technology for registering offshore wind resource data and thus supporting wind farm development. In addition, Floating LiDAR Systems (FLS) offer the significant benefit of acquiring ocean data, including sea currents and waves.

This paper introduces the first floating LiDAR verification conducted in Latin America using a high-class (Carbon Trust [1] stage three) sensor. This groundbreaking verification was a partnership between DNV and Fugro, utilizing the Açú port (*Porto do Açú*), in Rio de Janeiro as the verification site. The successful process validates the accuracy and reliability of floating LiDAR technology in measuring offshore wind resources and acquiring ocean data. These results pave the way for more efficient and cost-effective offshore wind farm developments in the region.

2 OFFSHORE WIND MEASUREMENTS

2.1 History

Offshore wind farms date back to the early 1990s, with the Vindeby Wind Farm, located in the Baltic Sea near the coast of Lolland, Denmark, becoming the first to begin commercial operations in 1991. This farm was decommissioned in 2017. Today, 19 countries host fleets of operational offshore wind turbines. For the first three decades of large-scale offshore wind projects, the United Kingdom ranked first in terms of installed capacity until 2020, when it was surpassed by China.

Due to its early start and extensive fleet of offshore wind farms, the UK serves as a prime example of the evolution of wind measurement systems used to support wind farm development. Based on publicly available data, DNV compiled a list of different offshore wind farm projects developed in UK waters over the last three decades and the types of wind measurement systems used to support these projects. This list is presented in Table 2-1.

As seen in Table 2-1, most offshore wind farms in the UK were developed based on wind resource measurements recorded either by offshore meteorological masts or by remote sensors of the LiDAR family. Offshore meteorological masts are tall lattice structures designed to support various measurement sensors to characterize wind resources in offshore environments. These masts typically consist of a lattice steel structure supported by foundations such as rolled steel monopiles and lattice jacket-type foundations. They are commonly equipped with wind sensors such as cup and sonic anemometers and wind vanes to measure wind speed and direction at different heights. Additionally, these masts include meteorological sensors such as barometers, thermometers, hygrometers, and rain gauges to measure atmospheric pressure, air temperature, humidity, and precipitation, as well as oceanographic sensors like wave sensors, current meters, and tide gauges to measure wave height, ocean current speed, and sea level changes.

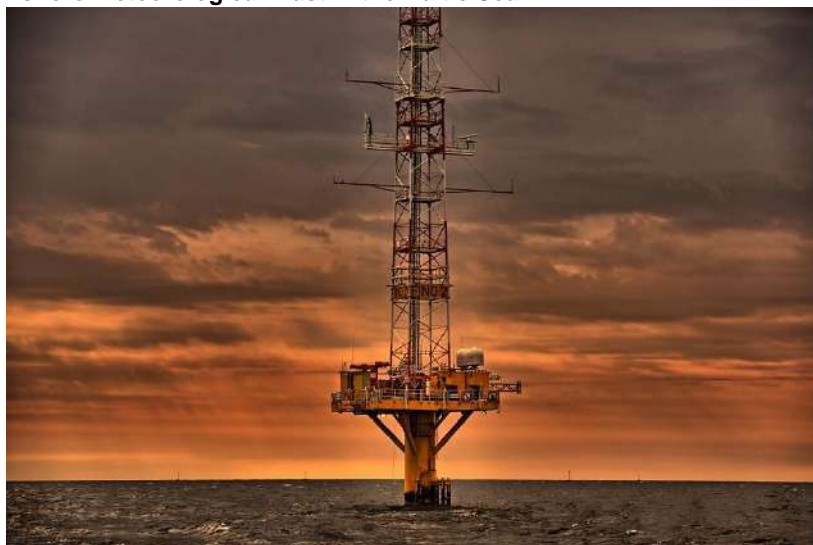
Table 2-1: Selection of offshore wind data measurement campaigns in the United Kingdom

Project name	Wind data measurement system	Start	End	Duration [years]
Inner Dowsing	Meteorological mast	August-99	February-08	8.5
Blyth	Meteorological mast	January-01	January-03	2.0
Gunfleet Sands	Meteorological mast	January-02	November-06	4.8
Shell Flats	Meteorological mast	June-02	January-13	10.6
Kentish Flats	Meteorological mast	October-02	January-05	2.3
London Array	Meteorological mast	December-04	December-11	7.0
Gwynnt y Mör	Meteorological mast	September-05	April-08	2.6
Greater Gabbard	Meteorological mast	September-05	December-12	7.3
Race Bank	Meteorological mast	June-06	June-16	10.0
Docking Shoal	Meteorological mast	June-06	April-13	6.8
Blyth	Fixed LiDAR	October-10	May-13	2.6
Dogger Bank	Fixed LiDAR	January-11	January-13	2.0
Rampion	Meteorological mast	May-12	January-14	1.7
Humber Gateway	Meteorological mast	June-12	October-12	0.3
Zone 3 Dogger Bank	Meteorological mast	March-13	September-17	4.5
Burbo Bank Extension	Floating LiDAR ²	June-13	November-14	1.4
Celtic Array	Fixed LiDAR	October-13	May-14	0.6
Duddon Sands	Meteorological mast	May-14	May-16	2.0
NAREC	Floating LiDAR ¹	January-14	April-14	0.2
Teesside Offshore Wind Farm	Meteorological mast	September-15	May-22	6.7
Navitus Bay	Floating LiDAR ²	February-15	February-16	1.0
West of Duddon Sands	Floating LiDAR ¹	September-15	March-16	0.5
Unavailable ³	Floating LiDAR ²	October-15	October-16	1.0
East Anglia ONE	Floating LiDAR ¹	November-15	June-16	0.6
Scottish East coast	Floating LiDAR ²	March-17	Unavailable ³	Unavailable ³
East Anglia THREE	Floating LiDAR ²	May-17	Unavailable ³	Unavailable ³
Unavailable ³	Floating LiDAR ¹	August-17	October-17	0.2
Hornsea	Floating LiDAR ²	October-17	Unavailable ³	Unavailable ³
Sheringan extension	Floating LiDAR	Unavailable ³	Unavailable ³	1.0
Dudgen extension	Floating LiDAR	Unavailable ³	Unavailable ³	1.0
Wave Hub	Floating LiDAR	Unavailable ³	Unavailable ³	1.0
Moray West	Floating LiDAR	Unavailable ³	Unavailable ³	2.0
Erebus	Floating LiDAR	Unavailable ³	Unavailable ³	1.0

1. Measurement campaign reported as test.
 2. Measurement campaign for wind resource assessment.
 3. Information not publicly available.
 Sources: [3], [4], [5], and [6].

An example of an offshore meteorological mast is the FINO 2 platform, illustrated in Figure 2-1, built in the Baltic Sea under the scope of the FINO (*Forschungsplattform in Nord und Ostsee*) project by the German government, and operated and maintained by DNV since 2010.

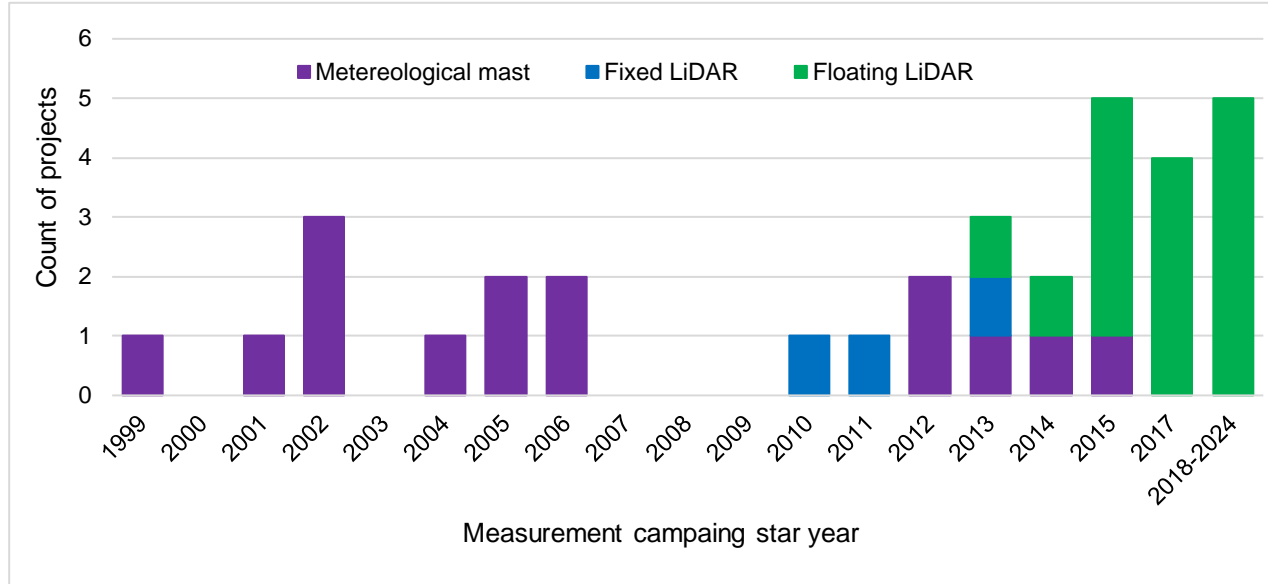
Figure 2-1: FINO 2 offshore meteorological mast in the Baltic Sea



Source: Fino2, DNV.

Decades ago, offshore wind farms were developed primarily using offshore mast data. In recent years, the industry has shifted towards offshore FLS. This trend is evident in the publicly available data for wind farms developed in the United Kingdom. As illustrated in Figure 2-2, offshore wind farms developed before 2010 were primarily based on wind resource data recorded by offshore meteorological masts, whereas most wind farms developed after 2010 relied on wind measurements from FLS.

Figure 2-2: Offshore wind farms developed using mast and LiDAR wind data in the United Kingdom over time



Sources: [3], [4], [5], and [6].

Around 2020, China became the country with the largest fleet of operational offshore wind turbines. As of 2024, China's fleet of operational offshore wind turbines has reached a capacity of 31.4 GW [8]. Based on publicly available information, DNV estimates that the majority of all Chinese offshore wind farms were developed using at least one FLS for registering local wind resource data [9][10].

The United States of America was the first country in the Americas to host operational offshore wind farms. The first offshore wind farm in the Americas, known as the Block Island Wind Farm, began operations in December 2016, located off the coast of Block Island, Rhode Island. DNV estimates that all offshore wind farms currently operating in the United States of America were developed based on wind resource data recorded by FLS [11][12].

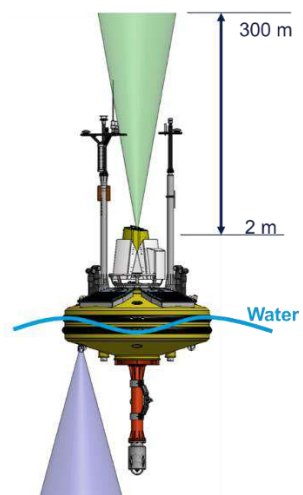
2.2 Floating LiDAR technology

A FLS is a technology used for offshore wind energy assessment and oceanographic studies. It combines a LiDAR-based sensor to provide wind speed and direction measurements above the sea, with other meteorological, wave, and current sensors, providing a versatile solution for gathering essential data in challenging marine environments for uses in renewable energy, meteorology, and oceanography purposes. Some of the sensors and variables recorded by a typical FLS are presented in Table 2-2.

As with any new sensor technology, rigorous testing and validation are needed to ensure that it can perform adequately in harsh sea environmental conditions and deliver accurate wind and metocean data. In 2013, the Carbon Trust organization and multiple wind industry stakeholders launched the "Roadmap for the commercial acceptance of floating LiDAR systems" [1]. That initiative established procedures and benchmarks for testing and validation of these sensors, providing a standardized framework to assess the maturity and commercial readiness of new buoy prototypes.

Table 2-2: Typical sensors installed and measured quantities in FLS

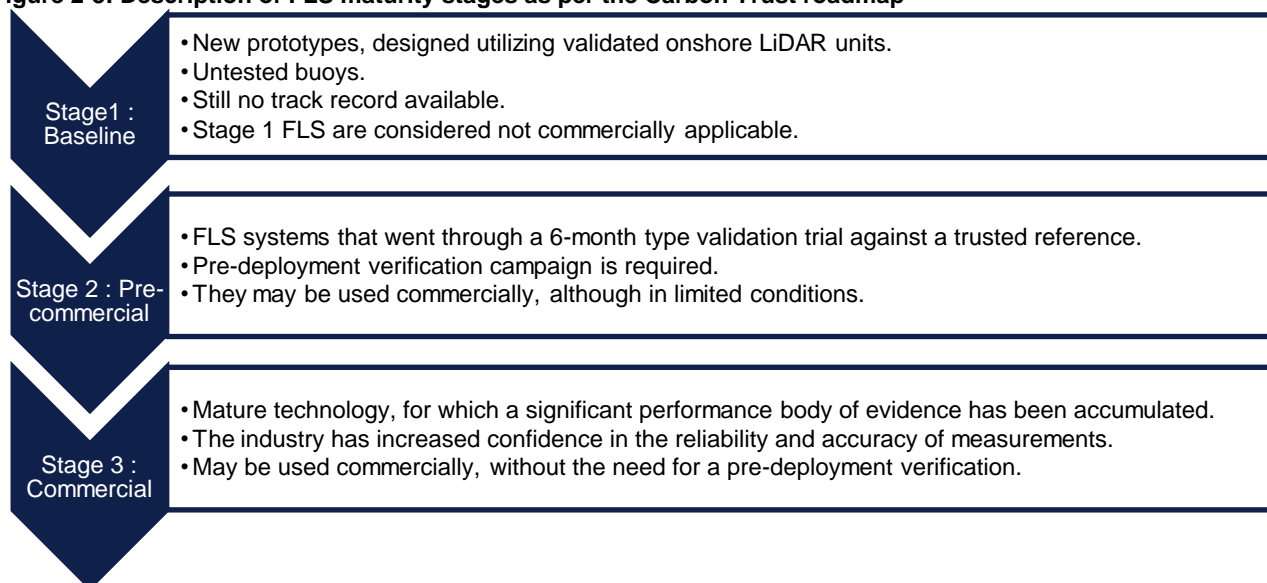
Category	Variables	Characterization	Sensors
Oceanographical	Waves	Significant height Period Direction	Inertia sensors Wave radars
	Currents	Direction Speed Below surface profile	Current profilers Acoustic doppler current profiler (ADCP)
Meteorological	Temperature	10-minute averages; Minimum and maximum	Thermometers
	Pressure	10-minute averages Minimum and maximum	Barometers
	Relative humidity	10-minute averages Minimum and maximum	Hygrometers
	Precipitation	Accumulated (sum)	Pluviometer (rain gauge)



Sources: DNV, Fugro.

In the Carbon Trust roadmap [1], three maturity stages are defined and used to describe the reliability and readiness of a specific FLS for commercial use. These three stages are briefly described in Figure 2-3.

Figure 2-3: Description of FLS maturity stages as per the Carbon Trust roadmap



Source: Carbon Trust [1], DNV.

3 VERIFICATION IN RIO DE JANEIRO

This section will present all the details regarding the pioneering verification process conducted with a high-class FLS in Brazilian waters, near the coast of Rio de Janeiro. The sensor of choice was a Fugro SEAWATCH® unit, which has achieved the highest maturity level according to the Carbon Trust roadmap for the commercial acceptance of floating LiDAR technology [1].

3.1 Description of sensors

The measurements recorded by the Fugro SEAWATCH® buoy were compared to concurrent data recorded by a fixed onshore industry accepted LiDAR unit (the reference land LiDAR). Wind speed and wind direction comparisons were performed using the method provided in the Roadmap for the Commercial Acceptance of floating LiDAR technology [1].

The Fugro SEAWATCH® buoy is a floating system designed for offshore wind resource assessment and environmental monitoring. The It features a Zephir ZX300M LiDAR unit, and several other sensors, and is built to provide a myriad of offshore measurements, both above and below the surface of the sea. Some of the sensors are presented in Table 3-1.

Table 3-1: SEAWATCH® buoy measured quantities.

Sensor	Description
ZX300M Wind LiDAR	Wind speed vectors, wind direction
Independent meteorological station	Temperature, relative humidity, and pressure
Independent sonic anemometer	Secondary wind speed and direction measurements
Current profiler	Sea current speed and direction, for multiple heights under water
Inertia sensor and radar	Wave heights, period, and direction
Differential Global Positioning System (DGPS)	Independent orientation measurements

Source: DNV.

The floating LiDAR records wind statistics every 1 second, which are used to calculate 10-minute wind data statistics. Wave measurements in 20-minute intervals.

The ZX300M is a continuous wave lidar laser that is specifically designed to measure wind speeds in the lower boundary layer of the atmosphere. The lidar profiler works by emitting a laser beam, which upon reflection by the aerosol particles in the atmosphere, allows the equipment to estimate wind speed and direction based on the Doppler effect.

The reference land LiDAR and the floating buoy are illustrated in Figure 3-1.

Figure 3-1: ZX300M fixed LiDAR and SEAWATCH® floating system



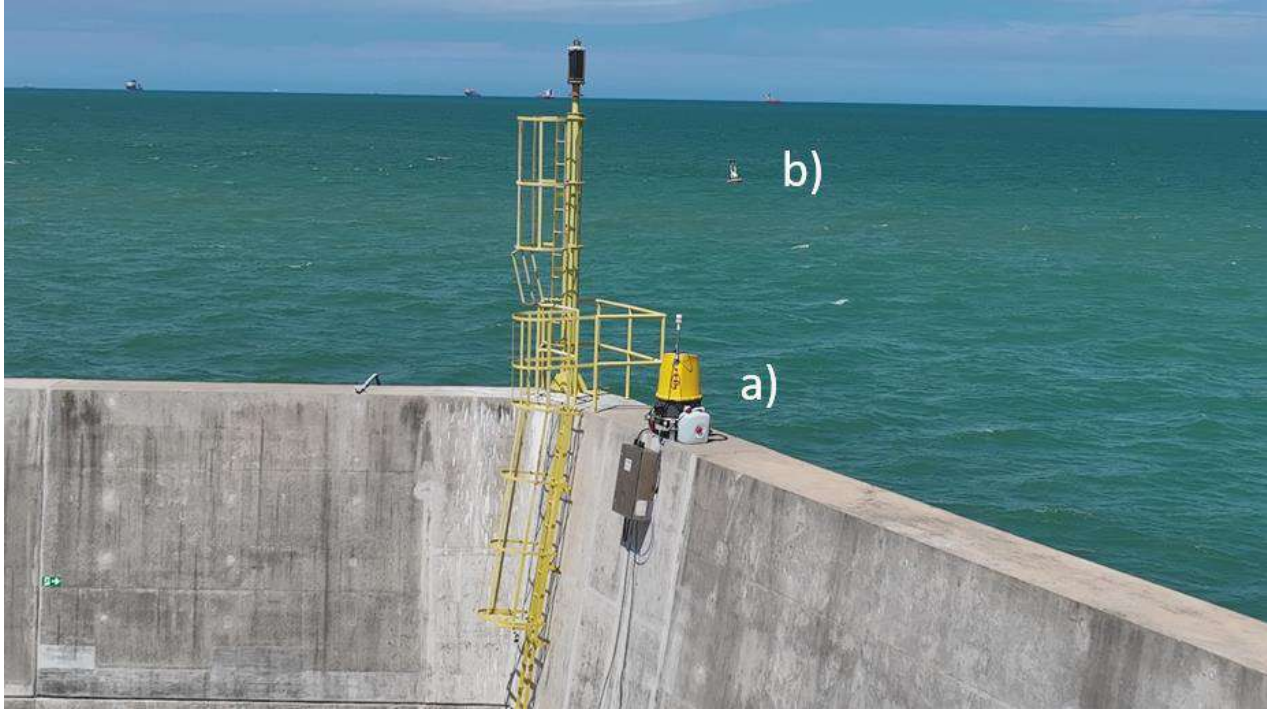
Source: Fugro.

The test site chosen for the verification exercise was the Açú port, in Rio de Janeiro. Before being deployed by Fugro, the reference land LiDAR had its performance verified against a meteorological met mast, by DNV. The results showed that it was capable of reproducing cup anemometer wind speeds and wind directions at an accurate and acceptable level for the wind speeds observed on-site during the test.

3.2 Test site

The reference land LiDAR was stationed in the southeastern section of one of the port's structures. The land to the west of the site is part of the port area, where equipment and large ships are commonly docked. To the west of the deployment location lies the Atlantic Ocean. The deployment location of the reference land LiDAR is illustrated in Figure 3-2.

Figure 3-2: Reference land LiDAR deployment location (a) and FLS (b)



Sources: DNV, Fugro.

The floating LiDAR buoy was moored in a location of approximately 10m of water depth, and the mooring array allowed for a horizontal sway of approximately 40 m around the anchor location. The average floating coordinates, the reference land LiDAR position, and the average distance between them during the verification are presented in Table 3-2. The test site location and setup are illustrated in Sources: DNV, Fugro.

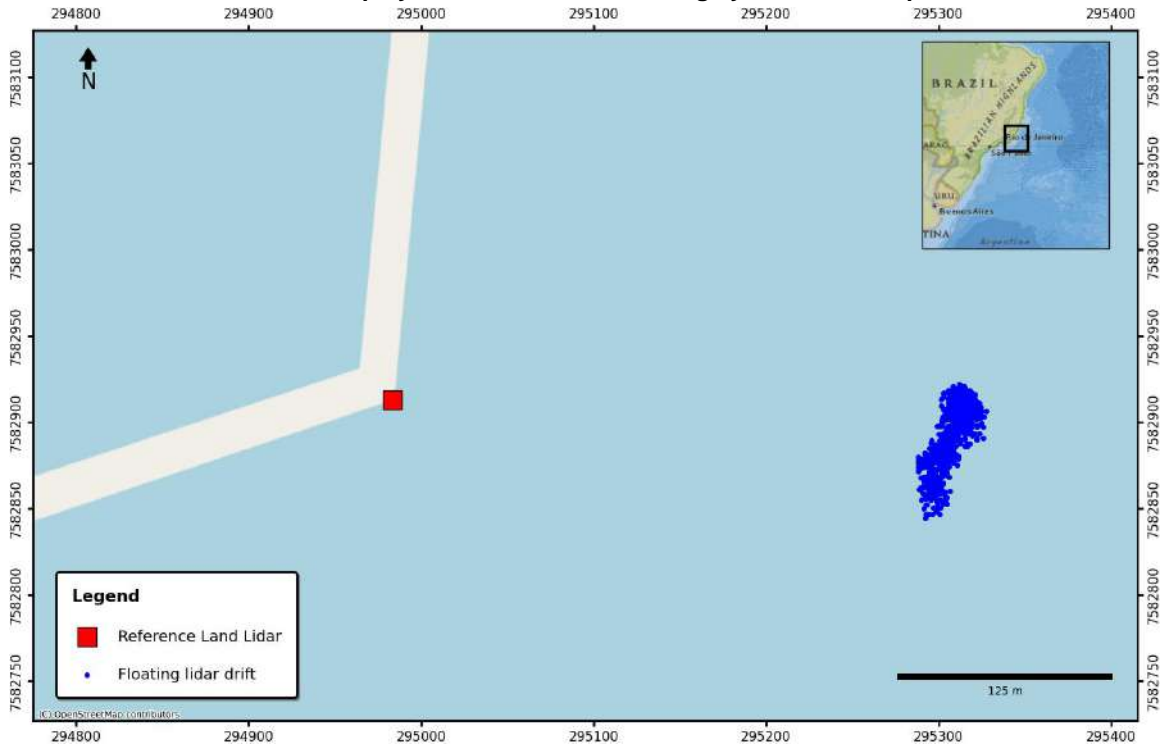
Figure 3-3, with the floating LiDAR position point cloud during the verification.

Table 3-2: Reference land LiDAR and floating system coordinates (WGS84 Datum, UTM zone 24K)

ID	Easting [m]	Northing [m]	Distance to reference [m] (orientation [° true north])
Reference land LiDAR	294983	7582912	N/A
Floating LiDAR buoy (median)	295308	7582894	321 (92°)

Sources: DNV, Fugro.

Figure 3-3: Reference land LiDAR deployment location and floating system cloud of points



Source: DNV.

The verification was performed using data collected between 29 February 2024 and 23 April 2024. The total campaign duration was 55 days, which represented a sample of 7919 concurrent data points. The reference land LiDAR and the floating units were configured to measure 10 different heights, ranging between 40 m and 250 m, as illustrated in Table 3-3.

Table 3-3: Concurrent measurement heights above mean sea level

Device	Measurement heights [m]									
FLS	40.0	60.0	80.0	100.0	120.0	140.0	160.0	180.0	200.0	250.0
Reference land LiDAR	40.6	60.6	80.6	100.6	120.6	140.6	160.6	180.6	200.6	250.6

Source: DNV.

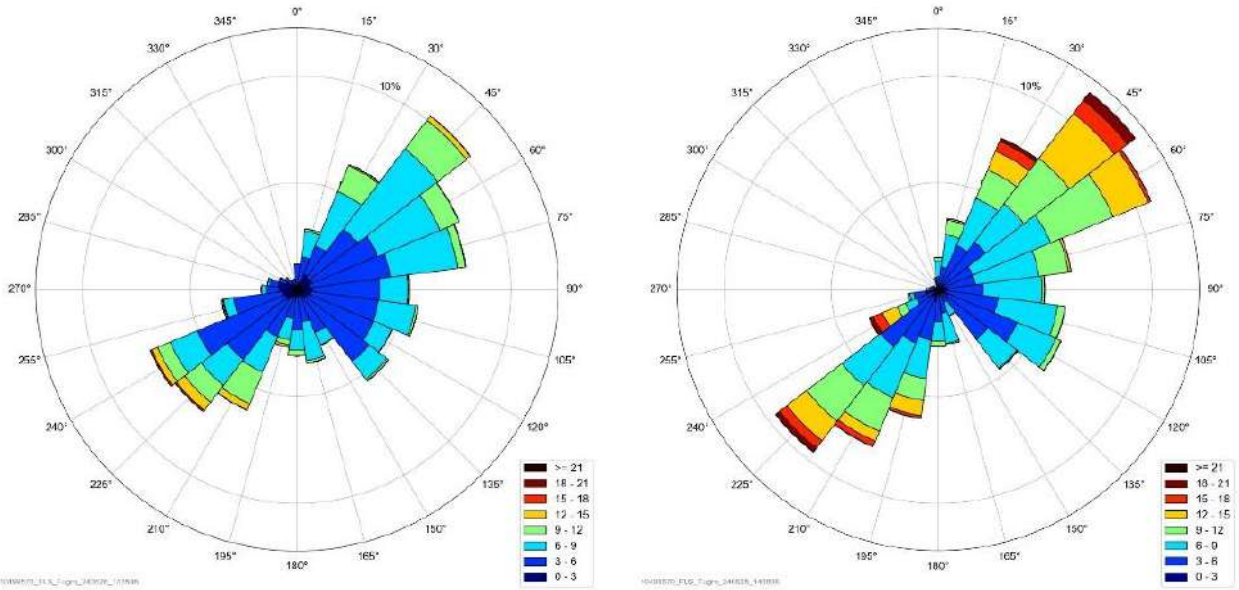
Data used in the verification were quality controlled to remove erroneous measurements and to filter out periods affected by fog, which are known to attenuate the instrument's laser beam and increase scatter. Wind speeds under 1 m/s or above 60 m/s, as well as wind direction measurements outside of the 0-360° range were excluded from the comparison.

The valid data availability from 40 m to 250 m ranged between 97.1% and 99.5%, which are considered good availability figures. The acceptance criterion for overall post-processed data availability is $\geq 85\%$ for Stage 2 and $\geq 90\%$ for Stage 3 sensors. The number of available data points also fulfilled the minimum database requirements for verification, as described in the Offshore Wind Accelerator roadmap [1], for all measurement heights except for 40 m and 60 m.

3.3 Meteorological and sea conditions during the verification

Both sensors experienced a range of environmental conditions during the trial. At the reference land LiDAR, maximum wind speeds ranged between 17.3 m/s at the lowest comparison level (40 m) and 21.2 m/s at the uppermost level (250 m). The observed wind rose indicates that the wind predominantly blows from the northeastern and southeastern directions, as shown in Figure 3-4.

Figure 3-4: Measured wind roses at 40 m (left) and 250 m (right)

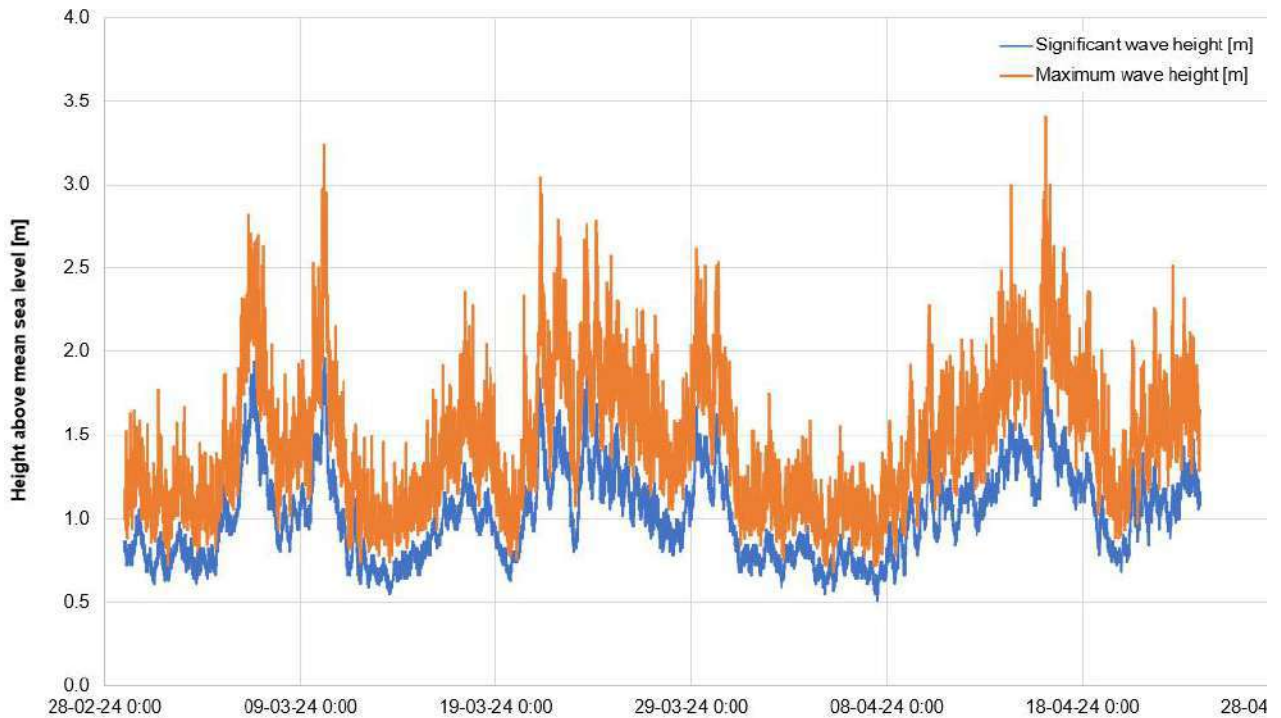


Source: DNV.

The significant wave heights observed were up to 1.96 m, and the experienced maximum wave heights observed cover a range of up to 3.39 m. The FLS has experienced bad weather conditions in the middle of April, though they didn't impact the overall data availability. The significant and maximum wave height timeseries are illustrated in Figure 3-5.

The significant wave heights observed were up to 1.96 m, with maximum wave heights reaching up to 3.39 m. The floating LiDAR unit experienced bad weather conditions in the middle of April, but these did not impact the overall data availability. The significant and maximum wave height time series are illustrated in Figure 3-5.

Figure 3-5: Significant and maximum wave heights experienced by the buoy during deployment

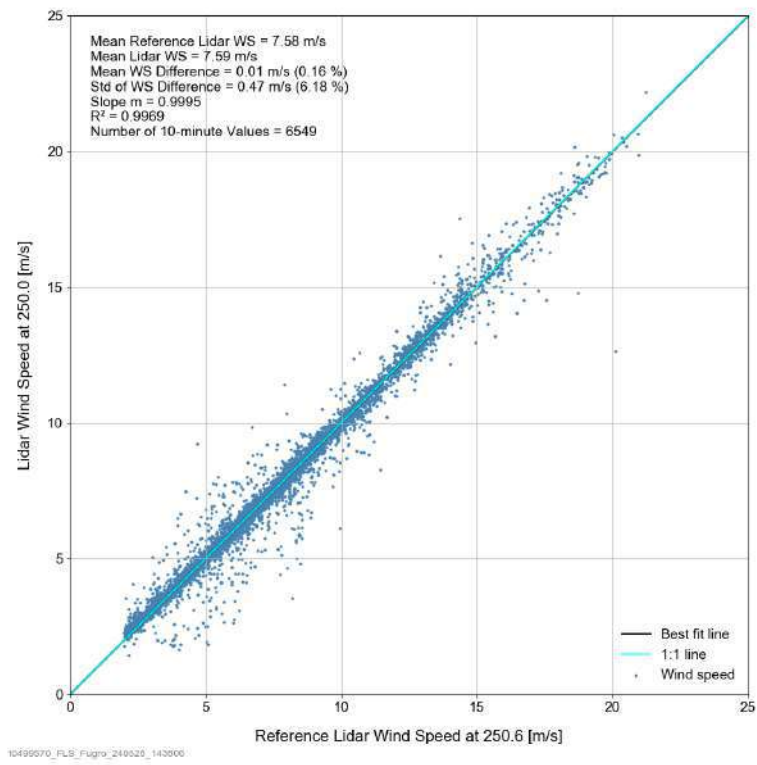
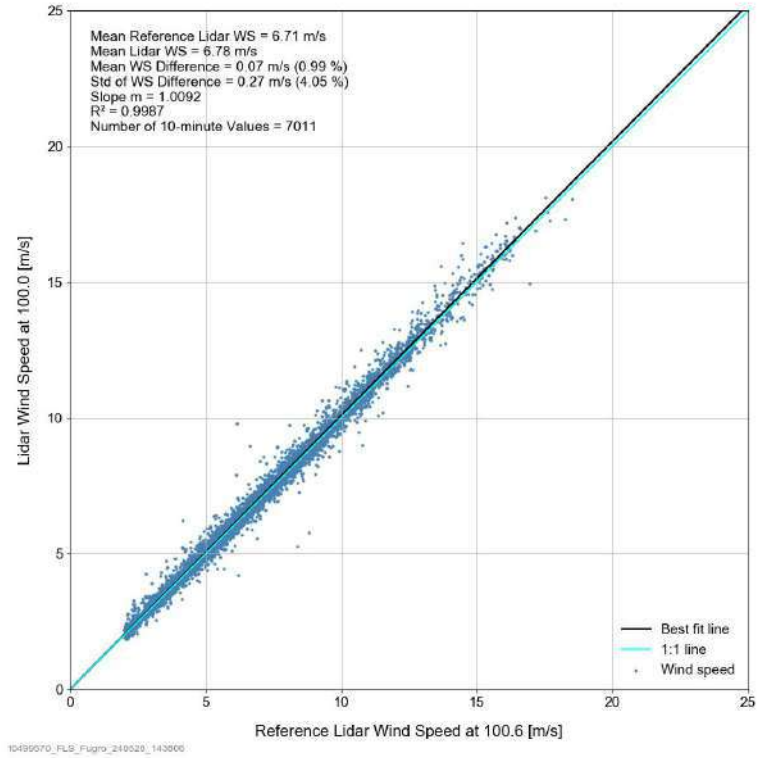


Source: DNV.

3.4 Verification results

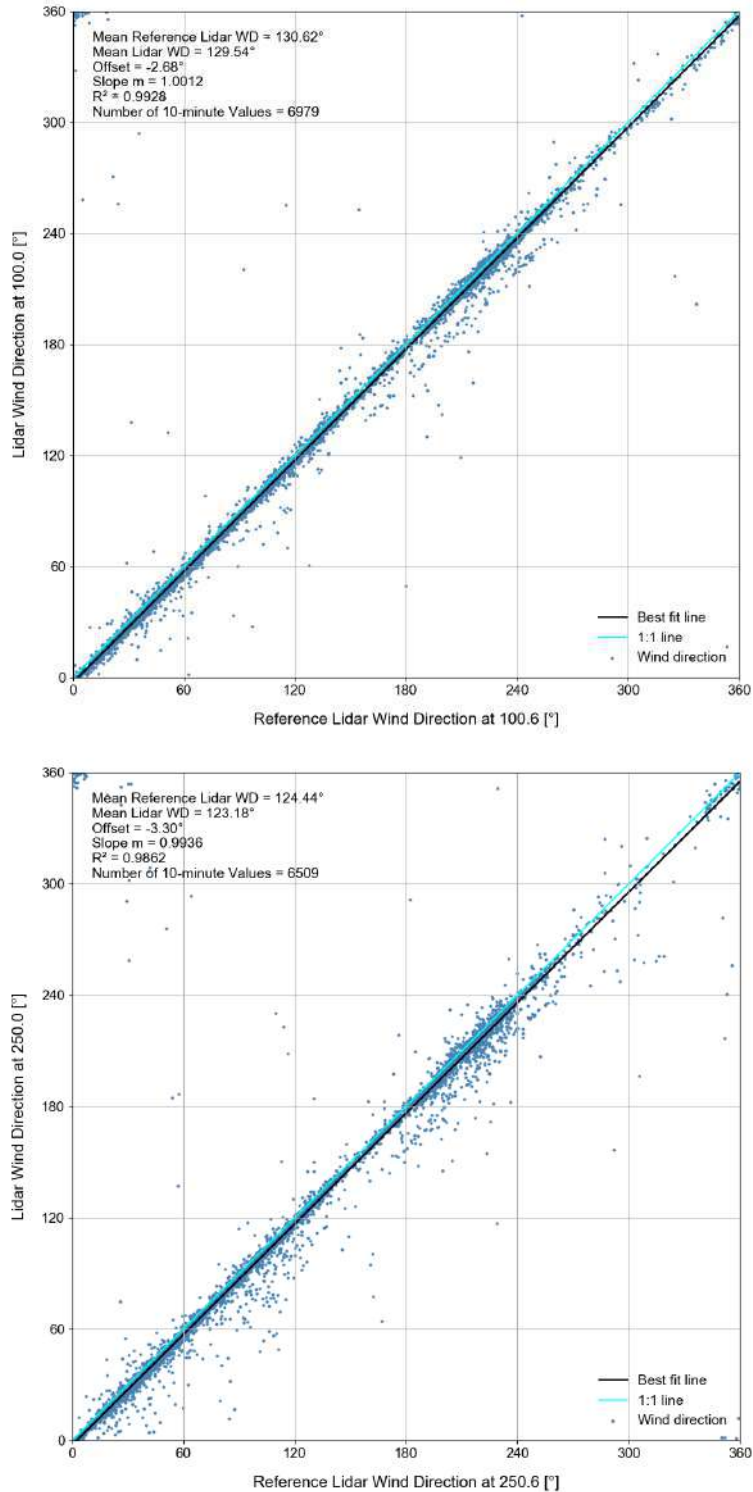
The linear regression results for the verification heights of 100 m and 250 m are illustrated in Figure 3-6 and Figure 3-7. These plots relate the wind resource data recorded simultaneously by the floating LiDAR unit (y-axis) and the reference land LiDAR (x-axis).

Figure 3-6: Wind speed correlations for 100 m and 250 m above sea level



Source: DNV.

Figure 3-7: Wind direction correlation for 100 m and 250 m above sea level



Source: DNV.

The results show little scatter, with the regression line passing close to the origin and slope values close to unity, indicating minimal offset. This demonstrates that the floating LiDAR unit is able to independently reproduce the reference land LiDAR measurements with good accuracy. The regression results for the 100 m and 250 m measurement heights are presented in Table 3-4.

Table 3-4: Wind speed and direction regression results between the reference LiDAR and the floating unit

Wind speed Regression Results							
Wind speed-range	Number of Points	slope	R ²	Reference Lidar wind speed	Floating Lidar wind speed	Mean dfference	Relative difference
	[-]	[-]	[-]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[%]
250 m height							
All > 2 m/s	6549	0.999	0.997	7.58	7.59	0.012	0.16%
4 - 16 m/s	5412	1.000	0.997	8.08	8.08	-0.002	-0.02%
100 m height							
All > 2 m/s	7011	1.009	0.999	6.71	6.78	0.066	0.99%
4 - 16 m/s	5613	1.009	0.999	7.54	7.60	0.067	0.88%
Wind direction regression results							
Height	Number of points	slope	offset [°]	R ²			
250	6509	0.994	-3.304	0.986			
100	6979	1.001	-2.679	0.993			

Source: DNV.

The results show good agreement between measurements from both pieces of equipment. Regression coefficients were above 0.99 for wind speed and above 0.98 for wind direction, all of which are within the limits defined in the Offshore Wind Accelerator roadmap [1] for a Stage 3 FLS. The regression lines show little scatter, and the offsets to the origin are also within the limits of the roadmap.

3.5 Measurements' uncertainty ranges

As with any sensor, there are inherent uncertainties in the measurements from both the reference land LiDAR and the floating system used in this work. The wind speed uncertainty of the floating unit primarily depends on the reference sensor's uncertainty, the environmental conditions at the deployment site, and the separation distance between the reference and floating sensors. DNV has employed best practices to quantify the wind speed standard deviation at each verification height through the floating LiDAR verification campaign. Consequently, the wind speed uncertainty ranges for the 100 m and 250 m measurements above sea level are presented in Table 3-5.

Table 3-5: Wind speed uncertainty ranges (%) for the floating LiDAR measurements at different heights

Wind speed bin centre	Measurement height	
	100 m	250 m
4.0	2.8%	3.1%
5.0	2.3%	2.6%
6.0	2.2%	2.4%
7.0	2.2%	2.4%
8.0	2.1%	2.3%
9.0	2.1%	2.3%
10.0	2.1%	2.3%
11.0	2.2%	2.4%
12.0	2.2%	2.4%
13.0	2.3%	2.5%
14.0	2.3%	2.5%
15.0	2.3%	2.5%
16.0	2.3%	2.5%

Source: DNV.

These wind speed uncertainty levels are specific to the test site location and the reference sensor used. Other test sites might have different environmental conditions and use different reference sensors, which could influence the final wind speed uncertainty results. Nonetheless, as the first performance verification conducted in Latin America with a stage 3

floating LiDAR unit, these results provide valuable insights into the expected uncertainty ranges for this type of measurement technology in Brazilian waters.

4 DISCUSSION AND CONCLUSION

This study marks the first-ever verification of a Stage 3 floating LiDAR device in Brazilian waters, representing a significant milestone for offshore wind measurements in the region. The evaluation of the Fugro SEAWATCH® buoy, equipped with a Zephir ZX300M LiDAR unit, against a trusted fixed reference LiDAR demonstrated its capability to provide reliable and accurate wind resource measurements. The results show that the FLS can deliver high-quality data, essential for the development and optimization of offshore wind farms.

As Brazil continues to expand its renewable energy sector, the importance of accurate wind measurements cannot be overstated. Traditional offshore meteorological masts pose significant challenges and costs, which are likely to hinder their widespread use in Brazilian waters. Consequently, FLS present a crucial alternative, capable of efficiently characterizing wind resources and metocean conditions for future offshore wind projects.

The successful verification of this advanced floating LiDAR technology paves the way for more cost-effective and reliable wind resource assessments along Brazil's extensive coastline. By leveraging these innovative systems, Brazil can unlock its substantial offshore wind potential, furthering its commitment to renewable energy and sustainable development. This milestone not only supports the growth of Brazil's offshore wind industry but also sets a precedent for the adoption of advanced measurement technologies in the region.

Acknowledgments

The authors would like to thank Fugro Brasil - Servicos Submarinos e Levantamentos Ltda, for kindly granting permission to use the validation data from the verification campaign conducted at Porto do Açú.

5 BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

- [1] Carbon Trust. (2018). Offshore Wind Accelerator Roadmap for the Commercial Acceptance of Floating Lidar Technology (Version 2.0). The Carbon Trust. Retrieved October 9, 2018.
- [2] Krohn, S. (2002). Wind power in Denmark. *Energy for Sustainable Development*, 6(1), 29-35.
- [3] Carbon Trust. (2018). Deployments of floating LiDAR systems. Retrieved from <https://www.carbontrust.com/resources/deployments-of-floating-lidar-systems>.
- [4] Argyle, P., & Watson, S. (2016). A comparison of the UK offshore resource from the marine data exchange. Loughborough University. Conference contribution. Retrieved from <https://hdl.handle.net/2134/24402>.
- [5] EOLOS. (2021). Offshore Wind in Japan (II) Webinar. Retrieved from https://jwpa.jp/cms/wp-content/uploads/20211027_EOLOS.pdf.
- [6] Forewind Consortium. (2014). Dogger Bank Teesside Environmental Statement – Chapter 5 Project Description.
- [7] FINO 2. (n.d.). Research platforms in the North Sea and Baltic Sea. Retrieved from <https://www.fino2.de/en/media-library.html>.
- [8] Offshore Wind. (2023, June 30). China now has 31 GW of offshore wind installed. Retrieved from <https://www.offshorewind.biz/2023/06/30/china-now-has-31-gw-of-offshore-wind-installed-country-on-track-to-hit-wind-and-solar-targets-five-years-early-report-says/>.
- [9] Liu, X., Li, L., Shi, S., Chen, X., Wu, S., & Lao, W. (2021). Three-dimensional LiDAR wake measurements in an offshore wind farm and comparison with Gaussian and AL wake models. *Energies*, 14(8313). <https://doi.org/10.3390/en14248313>.
- [10] Arup. An offshore meteorological mast to collect wind and wave data. Retrieved from <https://www.arup.com/projects/clp-met-mast>.
- [11] Titan-Fraunhofer. (2019). Floating LiDAR deployments. Retrieved from <https://www.asiawind.org/wp-content/uploads/2019/02/05-TITAN-GROUP-FORTUNATO.pdf>.
- [12] NYSERDA. Offshore wind buoys public data. Retrieved from <https://oswbuoysny.resourcepanorama.dnv.com/>.

Early-stage suitability of bottom-fixed foundations for offshore wind on the Brazilian coast

Clara Costa Hildebrandt¹, Laura Oliveira Suárez¹, Juliana Arraes², Bernardo Kahn¹, Luany Dantas²

¹Innosea, part of OWC (Nantes, France), ²OWC (Rio de Janeiro, Brazil)

clara.hildebrandt@innosea.fr, laura.suarez@innosea.fr, juliana.arraes@owcltd.com,
bernardo.kahn@innosea.fr, luany.dantas@owcltd.com.

ABSTRACT

This paper discusses bottom-fixed foundations for offshore wind turbines with a focus on application along the Brazilian coast, including an early-stage pre-sizing of monopile and jacket foundations. An overview of offshore wind foundations is given, with focus on bottom-fixed concepts (monopile, jacket, gravity-based), but also briefly discussing available floating concepts. Furthermore, the offshore wind development situation in Brazil is presented, commenting on topics such as regulatory framework, suitability of presented foundation concepts and supply chain readiness. Finally, the paper presents a pre-sizing results for a monopile at 40-m water depth and for a 4-leg jacket at 60-m water depth, both for 15MW turbine capacity. Site conditions are representative of the Rio Grande do Sul and Rio de Janeiro states, respectively. Pre-sizing has been conducted using OWC's design tool PREDIN. One of the insights of this study is that bottom-fixed foundations are expected to be a preferable choice in Brazil due to the extensive area of water depths shallower than 60 m. Monopiles are likely the best solution for water depths up to 40 meters due to their cost effectiveness, while piled jackets are a recommended option for water depths between 40 m and 70 m. Floating wind solution could be used at deeper locations, for example for electrification of oil and gas platforms. Finally, Brazil is well placed to develop supply chain for offshore wind foundations, leveraging from existing experience in O&G jackets.

Keywords:

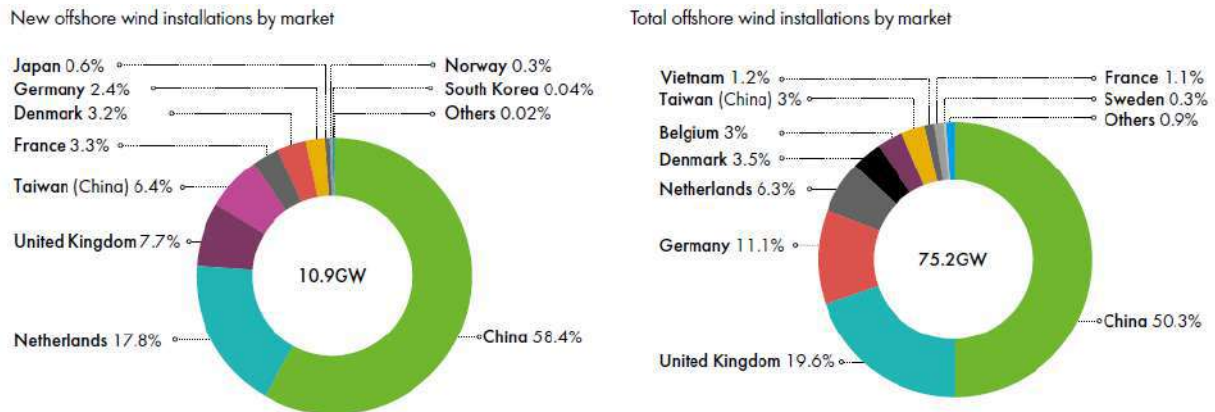
Offshore wind; Brazil; Foundation; Bottom-fixed; Monopile; Jacket.

1. INTRODUCTION

In order to overcome the climate change threat, several countries have committed to agreements to reduce carbon-emissions. In this context, wind energy already plays a major role in energy transition.

According to IRENA's World Energy Transitions Outlook, a very significant growth in offshore wind installed capacity will be necessary so as to achieve net zero emissions by 2050, corresponding to a total installed capacity required of 2,000 GW [4]. As illustrated in **Figure 1**, the offshore wind capacity increased by 10.9 GW in 2023, resulting in a total global offshore wind capacity of 75.2 GW.

Figure 1: New offshore wind capacity installed by market in 2023 (left) and total offshore wind installations by market by the end of 2023 (right) [4]



With an extensive coastline of more than 7000 km, vast wind resource and a good portion of shallow water depths, the Brazilian coast has favorable conditions for offshore wind development. In the upcoming years, the offshore wind industry is expected to face challenges related to the development of offshore wind farms in deeper waters, with increased wind turbine rated power, and adaptability to new markets outside Europe and China.

In this context, the present study intends to analyze the suitability of different foundation technologies for the Brazilian coast. First, an overview of several foundation types is provided, with a particular focus on bottom-fixed options, also including a discussion on the state of the art of floating wind structures. Afterwards, a scenario of offshore wind industry development in Brazil is discussed. Finally, a case study is performed for a preliminary design of a monopile concept and a jacket concept for two sets of site conditions, and the resulting layout and estimated masses are presented.

2. OVERVIEW OF FOUNDATION TYPES FOR OFFSHORE WIND TURBINES

As the offshore wind industry developed, different technologies were proposed to support the turbine, depending on site-specific conditions. These substructures, a part of which is illustrated in **Figure 2**, can be subdivided into two main categories - bottom fixed and floating.

Figure 2: Offshore wind foundation types [1]

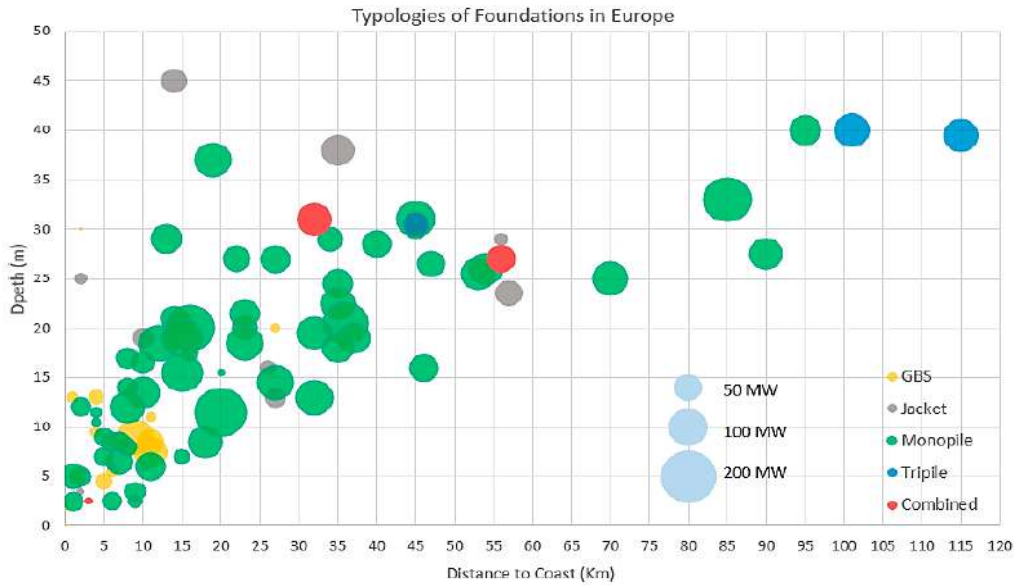


The choice of the foundation type has a significant effect on the project viability. According to a study done for the Crown Estate [2], cost related to the foundation (fabrication and installation) contributes to 11.4% of the total wind farm cost. Water depth is the main driver of the choice of foundation: from a certain depth, floating foundations start to become more economically attractive than fixed-bottom foundation options. While choosing a foundation, one must consider as well the environmental aspects. Offshore wind foundation can negatively impact the environment through the area of seabed affected, as well as piling installation processes through impulse driving. Finally, the maturity of the supply chain and availability of installation vessels shall be carefully considered, as the risks related to these topics can jeopardize the success of the project.

2.1. Bottom Fixed Foundation Concepts

In this paper, the most popular bottom fixed foundation concepts in the industry are analyzed. These are monopiles, jackets (with piles or suction buckets) and gravity based structures (GBS). **Figure 3** shows that, in Europe, the majority of installed foundations are monopiles. It shall be noted that the data shown in **Figure 3** corresponds to the situation in year 2018. Adoption of GBS concept is seen for shallow water depths (less than 15 meters) and close to the coast, while jackets tend to be used in the deepest areas which the graph is illustrating.

Figure 3: Typologies of foundations in Europe at the end of 2018 according to the parameters of depth and distance to the coast [3]



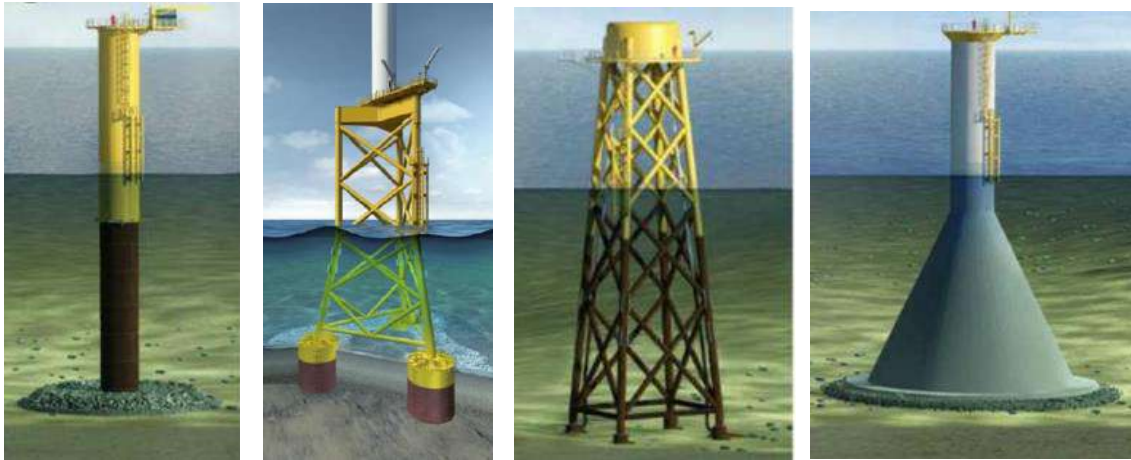
By the end of 2022, monopiles and jackets represented 70% and 17% of the total installations, respectively [4]. Recent developments have allowed bottom fixed foundation to be installed in even greater water depths. Examples of offshore wind farms located in deep waters, together with chosen foundation type, are provided in Table 1.

Table 1: Examples of bottom-fixed offshore wind farms located in deep waters [5], [6], [7], [8]

Wind Farm	Year of installation	Foundation Type	Individual turbine power	Water depth
Blyth Offshore Demonstrator	2017	GBS	8.3MW	40 m
Seagreen	2023	Suction bucket jacket	10 MW	58.6 m
Beatrice	2019	Piled jacket	7 MW	56 m
Arcadis Ost 1	2022	Monopile	9.5 MW	45 m

A description of each of these three categories of bottom-fixed foundation technologies, as well as their advantages and limitations, is provided in the further sections. The concepts are illustrated in **Figure 4**.

Figure 4: Bottom-fixed offshore wind foundation types (from left to right: monopile, suction bucket jacket, piled jacket, gravity based) [27], [28]



2.1.1 Monopile

Monopile structures are generally composed of a pile (also called monopile), a transition piece supporting the WTG (wind turbine generator) and the secondary steel. Monopiles structures show good performance in relatively shallow water depths (20 to 40 m).

The pile is typically driven into the seabed. Until recently, a seabed sufficiently soft for pile-driving yet firm enough to provide stability was another requirement for monopiles. This requirement has been challenged with the first drilled and grouted monopiles being installed off the coast of France.

Monopiles (MP) have already been installed in water depths of 45 meters (Arcadis Ost 1 Wind Farm) and are planned to be deployed in water depths of up to 55 meters (Inch Cape Wind Farm). Monopiles are unlikely to be suitable in water depths greater than this threshold, since at this depth extra-large MPs are needed to ensure lateral stability, leading to high weight and cost.

Whilst extra-large (XXL) monopiles of diameters up to 9.5 meters have already been successfully deployed (Arcadis Ost 1 Wind Farm [9]), the industry is getting ready to a new generation of MPs with diameters of up to 15 meters. One of the main challenges faced for the development of extra-large monopiles is the significant increase in weight, when compared to structures installed in the past. This is due to the D/t (diameter/thickness) ratio, which, conventionally, is limited to 100 or 120 in standards. The industry is investigating the possibility of increasing these ratios, and studies seem to indicate that slenderness ratios up to 160 are realistically feasible [10].

The increase in diameters and thicknesses represents a technological challenge for manufacturers, due to the current limitations of the equipment used for rolling the steel plates and welding them together. Besides, the risk of plastic deformation during transport and storage phases increases with the weight of the structure and with the decrease of slenderness ratios.

2.1.2 Jacket

Jacket structures are versatile steel structures designed for up to 400 m water depths (Oil & Gas Industry). For OWF applications, they are typically used in maximum water depths of 55 to 60 meters and considered a good option up to 70 meters. Above this value, several challenges arise for the transport and installation of the structure, related to the maximum lifted weight of the heavy crane and the supported dimension (hook height, barge width).

For WTG foundation, the jacket structures are thinner than what is usually required for O&G applications, hence the concepts are either 3-legs jacket or 4-legs jacket. Depending on ground conditions, jacket foundations can be, A) pre-piled or post piled with leg-through piles or skirt piles, or B) suction buckets.

Suction bucket foundation installation is based in the principle of suction, generated by a pressure difference between the inside of an upside-down positioned bucket and the hydrostatic pressure at the seabed. This type of foundation is not suited for locations with large sand waves or high seabed mobility, due to their shallow embedment.

A suction bucket jacket (SBJ) was first used as a foundation solution for a WTG in 2014 at the Borkum Riffgrund 1 offshore wind farm, and further 20 SBJs were installed in 2018 at the Borkum Riffgrund 2 [29]. Suction bucket jackets are considered a proven technology, but industry knowledge in SBJ for Offshore Wind application is limited. When compared to monopiles and piled jacket, the environmental impact during installation due to noise emission for SBJ is limited.

2.1.3 Gravity Based

Gravity Based Structures (GBS) are large support structures held stable by its submerged weight, made of concrete or a combination of steel and concrete. These foundations are suitable in soils with high bearing capacity (rocky or sandy soils), being an alternative in places where pile driving is challenging [30].

GBS were used in some recent projects, such as Fécamp Wind Farm, allowing the construction near the offshore site and maximization of local content. GBS can be towed to site and then ballasted, simplifying their installation process.

GBS are a viable solution for WTG foundation in shallow water (20-30m) and for soils presenting high bearing capacity. The large footprint of this type of foundation in the seabed results in a significant environmental impact. They are generally not commercially viable in deep water or if extensive soil preparation is required.

2.2. Floating Foundations

From a certain depth, bottom-fixed concepts start either to be technically unfeasible or commercially unattractive. Floating foundations are a solution for supporting turbines in deeper waters while also capturing a better wind resource. Some other advantages of floating wind are the smaller visual impact (since deep waters will be located further away from shore), potentially lower environmental impacts during installation, and possibility of strengthening local economies with investment in ports and supply chain.

However, this solution is still under development: there are currently only five floating wind farms in operation, with the first installed as recent as 2017 (Hywind Scotland). Besides, there are still several floating concepts in the market, most of which fall into the four main floating platform categories (semisubmersibles, tensioned-leg platform, spar and barge). Although some concepts boast higher levels of maturity, more developments are required to see which design solutions will lead the market. Due to higher uncertainties, as well as not fully developed infrastructure and supply chain, the cost of building a floating offshore wind farm is still higher than fixed, although with great potential to decrease once experience is gained and economies of scale take place [11].

The depth from which floating foundations wind become more cost-competitive than bottom-fixed foundations is not clearly defined, since it strongly depends on site conditions, floater choice, local supply chain and vessel availability. However, it is estimated to be in the range of 60 to 80 m. In deeper waters, floating foundations boast their advantages over fixed, especially during transportation and installation.

2. Offshore wind scenario in Brazil

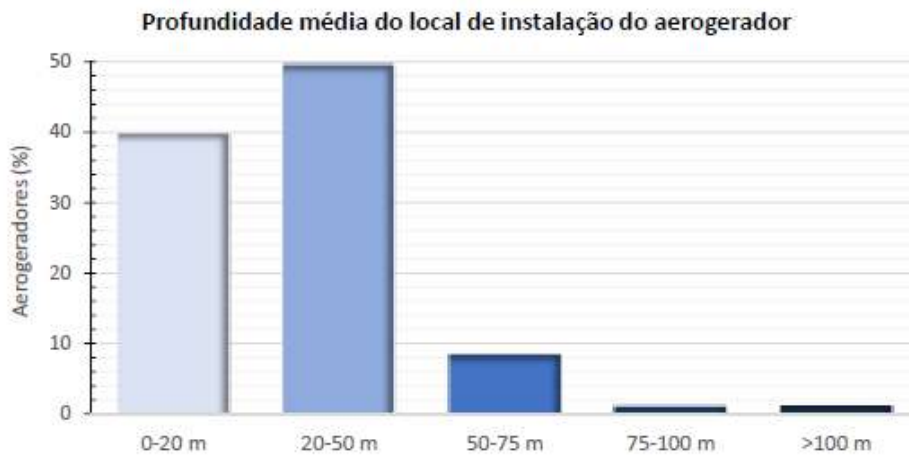
With an extensive coastline of more than 7000 km, vast wind resource and a good portion of shallow water depths, the Brazilian coast is very favorable for offshore wind development. Average capacity factor onshore in the country surpasses 40% (sometimes reaching almost 60%) [12] indicating that the wind resource offshore, which is typically larger with more constant winds, is even more promising.

Regulatory framework for developing offshore wind farms in Brazil is not yet defined, but it is advancing with speed. The Offshore Wind Power Bill (PL 11.247 of 2018) was approved by the Chamber of Deputies and is expected to be approved by the Senate until the end of 2024 [13]. Industry expectation is that the first tender is launched by the government in 2025.

Nonetheless, there are currently 97 offshore wind farms, including two test sites, with processes for environmental licensing already requested to IBAMA (Brazilian Institute for the Environment and Renewable Natural Resources) [14]. Although there is a 20% overlap in the areas proposed and not all projects requesting a license will effectively reach operation, the substantial capacity (234 GW currently) is a sign of developers' fierce appetite for Brazilian offshore wind.

Due to the water depths enabling the installation of bottom-fixed foundations, developers would favor these over floating which is a less mature (and more expensive) technology. Indeed, 90% of the wind farms proposed in Brazil are located in depths of 50 m or lower, which falls into the range where bottom-fixed foundations are preferred (see **Figure 5**). However, floating wind can be an opportunity in Brazil in the long-term, once the shallower sites are already developed. Besides, electrification of oil and gas platforms is also a possible application for floating wind (and one already explored by Equinor, in Norway, with the 88-MW Hywind Tampen project) [15]. Such an opportunity was recently identified by Petrobras, who announced a floating wind project on the Rio de Janeiro coast, where the biggest part of its oil and gas production takes place in deep waters [16].

Figure 5: Average depth of sites proposed in Brazil [14]



Another route-to-market being discussed is green hydrogen production. Hydrogen could then be exported to countries eager to decarbonize hard-to-abate sectors, as well as replacing existing grey hydrogen applications within the country.

In terms of supply chain for offshore wind, Brazil is not yet fully ready, but it has great potential to develop. Taking the example of foundations: although currently there is no track record of monopile fabrication in Brazil, there are potential suppliers such as shipyards (which are present in all regions of the country with access to the ocean [17]), who may be interested to upgrade their facilities for supplying monopiles. As for jackets, the O&G industry has been a historical client of jacket foundations in Brazil, so this could be replicated for offshore wind. Strong presence of wind turbine components factories, backed by the already developed onshore industry, could also be upgraded to the larger sizes of offshore wind components.

3. Study Case: pre-sizing of OWT foundation

In this section, the suitability of foundation options is analyzed for two sets of site conditions, here named Site 1 and Site 2. For the purposes of this study case and considering the range of water depths on Figure 5, a depth of 40 meters is defined for Site 1 and 60 meters for Site 2. The motivation for this choice is to analyze cases close to the upper limit defined for the suitability of, respectively, monopile and jacket structures.

This range of water depths can be found in several regions of Brazil. For this exercise, representative environmental data for the reference locations of Rio de Janeiro and Rio Grande do Sul are proposed in Table 2. It is highlighted that this set of conditions is based on publicly available data [14], [18], [19], [20], [21], [22], as well as internal assumptions, with the goal of providing realistic inputs for the pre-sizing study, but not for the analysis of a precise wind farm location.

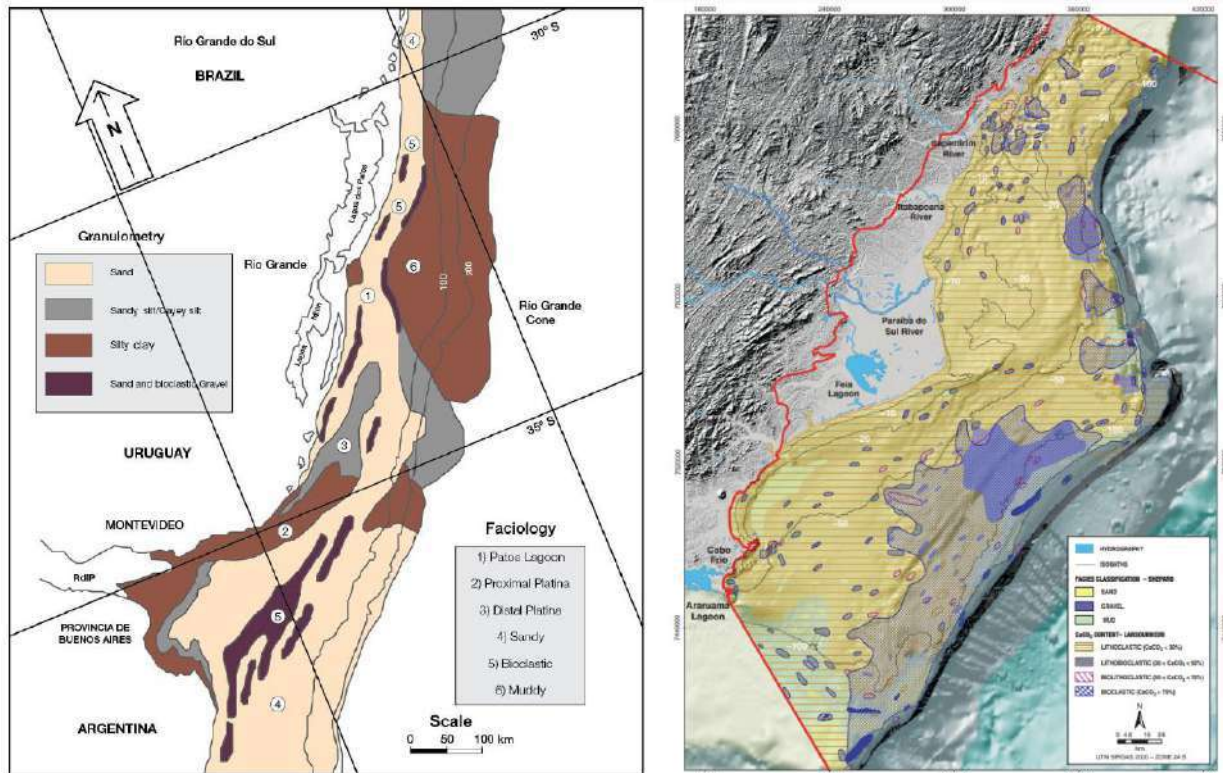
Table 2: Environmental data used for pre-sizing study

Parameter	Unit	Site A	Site B
Reference location	-	RS	RJ
Water depth	m	40	60
Mean water level (upper bound)	m	43	64
Mean water level (lower bound)	m	37	56
Significant wave height 50-year return period	m	4.6	4.0
Wave peak period 50-year return period	s	12.8	9.5
Mean wind speed @ 100 m	m/s	9.0	8.5

The distribution of soil granulometry in Rio Grande do Sul (RS) and Rio de Janeiro (RJ) regions are shown in **Figure 6** below. The soil in RS is characterized by presence of seabed mobility associated with regional circulation, variable soils and seabed sediments and low risk of liquefaction due to lack of seismic activity.

In the case of RJ, it is highlighted the presence of seabed mobility, especially in the North of the state due to the rivers inputs depositing sediments in the area, low risk of liquefaction and possible presence of beach rock, particularly in the South. Significant layers of carbonate are present in the southern region, with limestones outcrops near the outer shelf. Besides, several O&G pipelines and submarine cables are identified in this area.

Figure 6: Soil facies and sedimentology in RS (left) [23] and RJ (right) [24] coastal regions



For this pre-sizing exercise, it is assumed a competent soil, which provides good lateral stability. In the case of particularly soft soil, an increase in piles diameter is foreseen, as well as in piles embedment length. These parameters are highly dependent on soil properties and are here estimated based on guidance provided in standards and OWC experience with past projects.

The size of wind turbine generators has significantly increased in the last years, passing from 2 MW in 2000 to 16 MW in 2023 [25]. Although WTG of up to 22 MW are already in development [26], a 15 MW turbine is chosen for this study since it has a better maturity in the industry.

A preliminary estimation of foundation layout and masses is performed based on site conditions described in Table 2, WTG rated power and OWC's methodology to calibrate the design established on experience with past projects.

The main results are presented in Table 3. To support the understanding of the parameters defined, schemes of WTG foundation concepts are presented in **Figure 7**. Mass values are rounded for the nearest 50 tons, and dimensions are rounded for the nearest meter.

Figure 7: Schemes of WTG foundation concepts

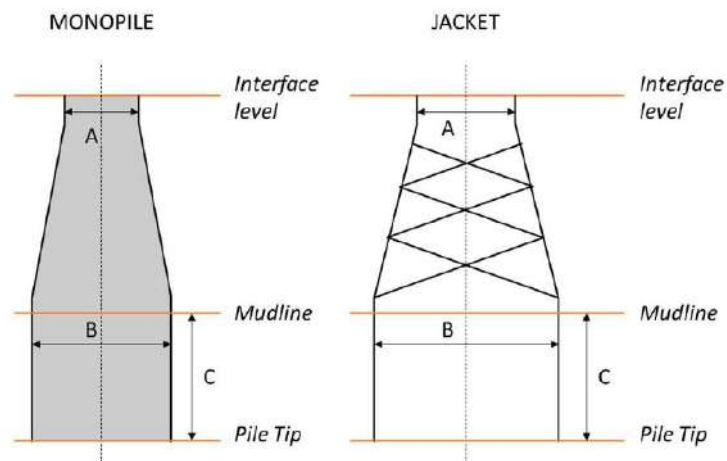


Table 3: Preliminary estimation of WTG foundations dimensions and masses

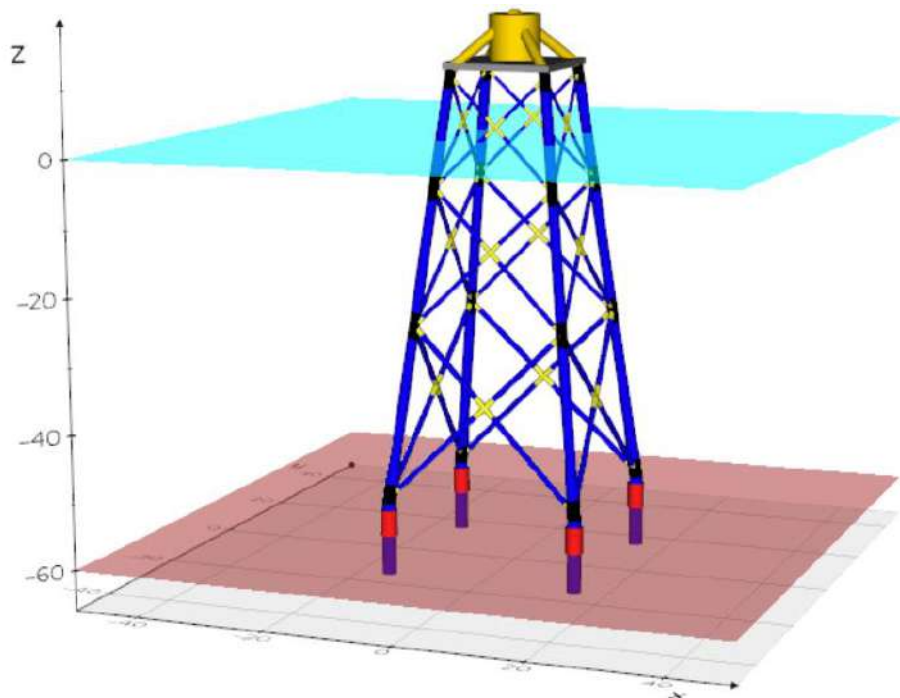
Monopile concept – Site A		Jacket concept – Site B	
Interface tower - TP level [m MSL]	12	Interface tower – TP level [m MSL]	19
MP diameter at interface level [m]	8	Jacket height (including TP) [m]	85
MP diameter at mudline [m]	9	Jacket top width [m]	15
MP embedment length [m]	32	Jacket bottom width [m]	30
MP total length [m]	83	Pile length [m]	60
Maximum wall thickness [mm]	120	Jacket mass [tons]	1,100
MP mass [tons]	1,500	Piles mass (4 piles) [tons]	500
Total substructure mass (including	1,900	Total substructure mass (including	1,550

transition piece and secondary steel) [tons]		transition piece and secondary steel, without piles) [tons]	
---	--	--	--

Jacket pre-sizing is performed using OWC's design tool, PREDIN. The software is used to perform early phase WTG foundation design, based on industry best practices and guidance from standards. Its capability includes weight estimation, 3-D visualization of the jacket layout, and generation of an equivalent model in SACS software for wave/wind analysis and structural check.

A 3-D visualization of the jacket design proposed for site 2 is shown in **Figure 8**.

Figure 8: Visualization of jacket design proposed for site 2 (source: OWC)



4. DISCUSSION AND CONCLUSIONS

Several offshore wind foundation concepts have been analysed in this paper, in order to highlight the main strengths and challenges of each option. A case study was conducted for the preliminary design of one monopile foundation, in a water depth of 40 meters, and a jacket foundation, at a 60 meters depth. A wind turbine rated power of 15 MW was assumed, and representative environmental data from respectively Rio Grande do Sul and Rio de Janeiro regions were used for deck elevation calculations and weight calibration.

For site A, the foundation concept designed consisted of a 83 meters height monopile, with diameters ranging from 8 to 9 meters and a total weight estimated of 1,900 tonnes, including transition piece and secondary steel weight. For site B, a 4 legs jacket was proposed, with a total height of 85 meters (including transition piece) and weighting a total of 1,550 tonnes. Additionally, piles mass for jacket concept is estimated as 500 tonnes.

Regarding the early stage suitability of foundation types in Brazil, it can be concluded that bottom-fixed foundations are the most appropriate option for an extensive area of water depths of up to approximately 60 meters. Monopiles are likely to be the best economical solution in water depths up to 40 meters, due to the industry's level of maturity for this technology. Piled jacket are also highlighted as a propitious option for deeper water depths, where required monopile diameters would result in substantial steel mass. Furthermore, the experience in the country with O&G structures provides an advantage in terms of supply chain for jacket foundation. As for floating platforms, they could be used at deeper locations, with one immediate application identified (electrification of oil and gas platforms) and a potential of long-term deployment once the shallower offshore wind sites are already developed.

5. REFERENCES

- [1] Windpower. **Comparing offshore wind turbine foundations**. 2021. Available in <<https://www.windpowerengineering.com/comparing-offshore-wind-turbine-foundations/>>.
- [2] BVG Associates. **Guide to a floating offshore wind farm – Wind farm costs**. 2019. Available in <<https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>>.
- [3] Sánchez et al. **Foundations in offshore wind farms: Evolution, characteristics and range of use. Analysis of main dimensional parameters in monopile foundations**. 2019. Available in <<https://www.mdpi.com/2077-1312/7/12/441>>.
- [4] Global Wind Energy Council. **Global Offshore Wind Report**. June 17th, 2024. Available in <<https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2024/>>.
- [5] Bam Nuttal. **Blyth Offshore Demonstrator**. Available in <<https://www.bamnuttall.co.uk/case-study/blyth-offshore-demonstrator/>>.
- [6] Project Cargo Journal. **World's deepest wind turbine jacket installed at Seagreen**. April 13th, 2023. Available in <<https://www.projectcargojournal.com/offshore/2023/04/13/worlds-deepest-wind-turbine-jacket-installed-at-seagreen/>>.
- [7] Inverse. **World's Deepest Wind Energy Farm of Its Kind Pushes Renewables Even Further**. July 30th, 2019. Available in <<https://www.inverse.com/article/58168-world-s-deepest-wind-energy-farm-of-its-kind-pushes-renewables-to-the-limit>>.
- [8] Parkind. **Monopile installation completed at Arcadis Ost 1 offshore wind farm**. 26th July, 2022. Available in <<https://parkwind.eu/news/ao1-monopile-installation-completed>>.
- [9] Parkwind. **The first Arcadis Ost 1 XXL 2.100T monopiles set sail for Roenne**. Jan 3rd, 2022. Available in <<https://parkwind.eu/news/first-load-out-arcadisost1>>.

- [10] Boslan. **The next generation monopile foundations for offshore wind turbines**. 2022. Available in <https://www.boslan.com/wp-content/uploads/2022/06/BOSLAN_monopile_foundations.pdf>.
- [11] BVG Associates. **Guide to a floating offshore wind farm – Fixed versus floating offshore wind**. 2019. Available in <<https://guidetofloatingoffshorewind.com/fixed-versus-floating-offshore-wind/>>.
- [12] ABEEólica. **Annual wind energy report**. 2022. Available in <<https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/08/WIND-ENERGY-REPORT-2022-1.pdf>>.
- [13] Global Wind Energy Council. **Global Wind Report**. April 16th, 2024. Available in <<https://gwec.net/global-wind-report-2024>>.
- [14] IBAMA. **Processos de licenciamento ambiental de eólicas offshore abertos no Ibama até 04 de abril de 2024**. 2024. Available in <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20240507_Usinas_Eolicas_Offshore.pdf>.
- [15] Equinor. **Hywind Tampen**. Available in <<https://www.equinor.com/energy/hywind-tampen>>.
- [16] EPBR. **Petrobras registra primeiro projeto de eólica offshore flutuante do Brasil**. Available in <<https://epbr.com.br/petrobras-anuncia-projeto-de-eolica-offshore-flutuante-no-rj/>>.
- [17] Empresa de Pesquisa Energética. **Roadmap Eólica Offshore Brasil**. April 30th, 2020. Available in <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf>.
- [18] Lucchesi, M. C.. **Análise de estabilidade de uma torre eólica com fundação fixa do tipo monopile no offshore brasileiro**. 2022. Available in <<http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/projpoli10037468.pdf>>.
- [19] SimCosta. **Portal – Sistema de Monitoramento da Costa Brasileira**. Available in <<https://simcosta.furg.br>>.
- [20] Tavares et al. **Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions**. 2020. Available in <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544220302048>>.
- [21] EPE. **Painel de Dados – Eólica Offshore**. Available in <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/arcgisportal/apps/webappviewer/index.html?id=61f75ef2930540ee962c26d3acfe41e1>>.
- [22] SMC-Brasil. **Batimetria**. Available in <<https://smcbrasil.ufsc.br/bases-de-dados/batimetria/>>.
- [23] Reference for RS soil granulometry Burone et al. **Geomorphological and sedimentological characterization of the uruguayan continental margin: a review and state of art / caracterização geomorfológica e sedimentológica da margem continental do uruguai: uma revisão e estado da arte**. 2018. Available in <<https://www.e-publicacoes.uerj.br/index.php/jse/article/view/39150>>.

- [24] Reference for RJ soil granulometry Garcia et al. **2 - Continental Shelf Geomorphology and Sedimentology**. 2016. Available in <<https://doi.org/10.1016/B978-85-352-8444-7.50009-3>>.
- [25] Xinhuanet. **16 MW offshore wind turbine begins operations off east China coast**. July 19th, 2023. Available in <<http://english.news.cn/20230719/d7fb206fc163496a9f05e00047db71db/c.html>>.
- [26] Offshore Wind Biz. **22 MW Offshore Wind Turbine in the Works for 2024/25**. October 23rd, 2023. Available in <<https://www.offshorewind.biz/2023/10/23/22-mw-offshore-wind-turbine-in-the-works-for-2024-25/>>.
- [27] Dührkop et al. **Influence of soil and structural stiffness on the design of jacket type substructures**. 2016. Available in <<http://dx.doi.org/10.1002/stab.201610413>>.
- [28] Sparrevik. **Offshore Wind Turbine Foundations State of the Art**. 2019. Available in <<https://core.ac.uk/download/pdf/288307529.pdf>>.
- [29] Ørsted. **Ørsted's experience with suction bucket jackets**. Available in <<https://orsted.com/en/what-we-do/renewable-energy-solutions/offshore-wind/technology/suction-bucket-jacket-foundations>>.
- [30] Esteban et al. **Gravity-Based Foundations in the Offshore Wind Sector**. 2019. Available in <<https://doi.org/10.3390/jmse7030064>>.

Analyzing Wake Characteristics Across Different Roughness Lengths in Offshore Wind Farms Using LES

Autores Robson Barreto dos Passos, Ramon Morais de Freitas, Fabiano Fontana Macaggi Lima da Silva, Fábio Catani, Guilherme Guebur Lima, James Lenzi de Araújo, Odilon Antônio Camargo do Amarante, Paulo Emiliano Piá de Andrade, Vitor Issamu Ohashi do Amarante

Camargo Schubert Engenharia Eólica

{robson, ramon, fabiano, fabio, guilherme, james, odilon, paulo, vitor}@camargo-schubert.com

RESUMO

Este estudo utiliza técnicas avançadas de Large Eddy Simulation (LES) com o modelo PALM para avaliar o impacto dos efeitos de esteira sob diferentes condições de rugosidade em parques eólicos offshore. A pesquisa destaca como a parametrização incorreta da rugosidade aerodinâmica pode influenciar significativamente a produção de energia. Ao representar com precisão a natureza dinâmica e variável das condições marítimas, este estudo enfatiza a importância da modelagem precisa para otimizar o desempenho e a eficiência dos projetos eólicos offshore. O estudo ressalta a complexidade do acoplamento oceano-atmosfera, frequentemente simplificado em modelos. Além disso, também revela variações significativas na intensidade da turbulência entre as regiões próximas e distantes da esteira, particularmente sob condições de baixa rugosidade. Isso destaca a natureza não estacionária da rugosidade oceânica. Os resultados demonstram a importância da parametrização precisa da rugosidade e fornecem insights para otimizar o layout dos parques eólicos a fim de minimizar as perdas aerodinâmicas. O modelo PALM-LES é crucial para validar modelos de esteira e avaliar incertezas, contribuindo para o avanço dos projetos de energia eólica offshore. O modelo PALM-LES prova ser uma ferramenta fundamental para validar modelos de esteira e avaliar incertezas e sensibilidade na parametrização de modelos simplificados. Pesquisas contínuas visam refinar ainda mais essas técnicas de modelagem, contribuindo para o avanço dos projetos de energia eólica offshore.

Palavras-chaves: Parque Eólico Offshore, Esteira, Rugosidade Aerodinâmica, LES-PALM

ABSTRACT

This study employs advanced Large Eddy Simulation (LES) techniques using the PALM model to evaluate the impact of wake effects under varying roughness conditions on offshore wind farms. The research highlights how incorrect parameterization of aerodynamic roughness can significantly influence energy production. By accurately representing the dynamic and variable nature of sea conditions, this study emphasizes the importance of precise modeling for optimizing offshore wind project performance and efficiency. The study underscores the complexity of ocean-atmosphere coupling, often oversimplified in models. Additionally, the study reveals significant variations in turbulence intensity between near and far wake regions, particularly under low roughness conditions. This highlights the non-stationary nature of ocean roughness. The results demonstrate the importance of accurate roughness parameterization and provide insights into optimizing wind farm layouts to minimize aerodynamic losses. The PALM-LES model is crucial for validating wake models and assessing uncertainties, contributing to the advancement of offshore wind energy projects. The PALM-LES model proves to be a vital tool for validating wake models and assessing uncertainties and sensitivity in parameterizing simplified models. Ongoing research aims to refine these modeling techniques further, contributing to the advancement of offshore wind energy projects.

Keywords: Offshore Wind Farm, Wake, Aerodynamics Roughness, LES-PALM

1. INTRODUÇÃO

The offshore wind industry plays a vital role in the global transition towards sustainable energy. To fully realize its potential, significant investments are necessary in both the planning and construction phases. During the planning stage, critical tasks include site assessments, environmental impact studies, and resource measurements. These tasks require the deployment of advanced technologies and modeling systems to accurately measure wind resources, understand sea wave conditions, and assess potential impacts on marine ecosystems.

While China and Europe led in offshore wind development, particularly in the North Sea, there is a notable gap in exploring and utilizing wind resources in tropical maritime climates. These regions, rich in wind energy potential, have not been thoroughly studied or developed. Addressing this gap requires targeted research to measure and understand the unique wind patterns and climatic conditions in tropical seas. This knowledge is essential to design and implement effective offshore wind projects in these areas, expanding the global reach of this sustainable energy source. In the initial planning of an offshore wind farm, understanding ocean-atmosphere coupling is crucial. Modeling often oversimplifies this by assuming stationary conditions for the sea's aerodynamic roughness, despite oceanographic studies highlighting its complexity. The aerodynamic roughness varies significantly based on wind speed, wave characteristics, and bathymetry (JIMÉNEZ and DUDHIA, 2018).

Another critical aspect in designing offshore wind farm layouts is studying aerodynamic wakes. Clustering turbines in offshore environments leads to various observed phenomena, including blockage effects, internal boundary layers, and wake interactions (PORTÉ-AGEL et al., 2020). However, practical constraints such as cabling costs, bathymetry, and mooring locations often limit the adoption of the optimal aerodynamic solutions during the optimization process.

Wind turbine wakes are characterized by decreased wind speed and increased turbulence downstream. These wakes affect other nearby turbines and neighboring wind farms and must be considered during the design phase to optimize turbine positioning. Wakes are influenced by factors such as wind direction and speed, surface aerodynamic roughness length, atmospheric stratification, site bathymetry, and wind farm layout (VALI et al., 2019; BARTHELMIE et al., 2009). For offshore wind farms, it is essential to consider how waves affect roughness length. In simple terms, milder winds create smaller waves and less roughness, whereas higher wind speeds and larger waves increase the ocean's roughness. However, the complexity of ocean roughness is not solely a function of wind speed; it also depends on the physical properties and types of waves, as well as ocean-atmosphere interactions (DRENNAN et al. 2005). This is a problem extensively studied in physical oceanography (CHARNOCK 1955; TAYLOR AND YELLAND, 2001; SHI et al., 2021).

This study aims to demonstrate, through advanced Large Eddy Simulation (LES) techniques, how incorrect parameterization of aerodynamic roughness can significantly impact the energy production of an offshore wind farm. By accurately representing the dynamic and variable nature of sea conditions, we aim to highlight the importance of precise modeling in optimizing the performance and efficiency of offshore wind projects.

2. METHODOLOGY

2.1 Large Eddy Simulations with the PALM Model

Large Eddy Simulations (LES) is a methodology increasingly used in Computational Fluid Dynamics (CFD). LES models have a scale separation approach: the large vortices (more energetic) are explicitly resolved, while the effects of the small vortices on the larger scale flow are parameterized within a subgrid scale (SGS) model. This differs from models that use the Reynolds Averaged Navier-Stokes (RANS) approach, in which turbulence is parameterized across all vortex spectra.

In this study, the simulations (LES) were performed using the Parallelized Large-Eddy Simulations (PALM) model, developed at the Institute of Meteorology and Climatology of Leibniz University Hannover (Germany). PALM is a state-of-the-art meteorological modeling system that utilizes the incompressible and non-hydrostatic Navier-Stokes equations with the Boussinesq approximation, along with the first law of thermodynamics, for modeling flows in the Planetary Boundary Layer (PBL). A more detailed description of the model can be found in Maronga et al. (2020).

2.2 Main Simulations

This study consisted of three main simulations, each with different surface roughness length values to simulate varying ocean wave conditions. The numerical grid has a size of $N_x \times N_y \times N_z = 991 \times 223 \times 71$ grid points with a spacing of 20 m, corresponding to 12 points per rotor diameter. In the turbulence-free atmosphere (above ~ 830 m), a vertical stretching of 8% (with a maximum spacing of 200 m) was applied at each vertical level, resulting in a domain with dimensions of $19840 \times 4480 \times 3075$ m.

The simulations were configured with an idealized setup, in which cyclic conditions are applied in the y direction (infinitely wide), allowing the analysis to focus on the streamwise variations of the wakes. At the inflow (left), a Dirichlet boundary condition (constant profiles) was prescribed, while at the outflow (right), a radiation boundary condition was applied.

The flow field of each main simulation is initialized using the instantaneous flow field from the final time step of the respective precursor simulation. The flow field of the precursors is cyclically extended to fill the main domains, given that the precursors have a smaller domain size. At the inflow boundary, vertical profiles of potential temperature and velocity components, averaged over the last 2 hours of the precursor simulation, are prescribed. The turbulent state of the inflow is preserved using a turbulence recycling method that transfers the turbulent fluctuations from the recycling plane at $x = 3900$ m to the inflow plane at $x = 0$ (MARONGA et al., 2015). Since the main simulations have different roughness lengths, a precursor for each main simulation was run to ensure that all main simulations have the same hub height velocity. Details of the precursor simulations are given in the next section.

The three simulations contain a group of 9 turbines arranged in a layout of 3 rows and 3 columns. The spacing between turbines in the streamwise direction is 10D (ten diameters), while the spacing in the crosswise direction is 3D. The IEA 15 MW wind turbine, described by Gaertner et al. (2020), is utilized in

this study. It is configured with a rotor diameter of 240 meters, and the hub height of the turbine is set to 140 meters. Figure 1 presents the domain configuration and turbine positioning used for the PALM simulation.

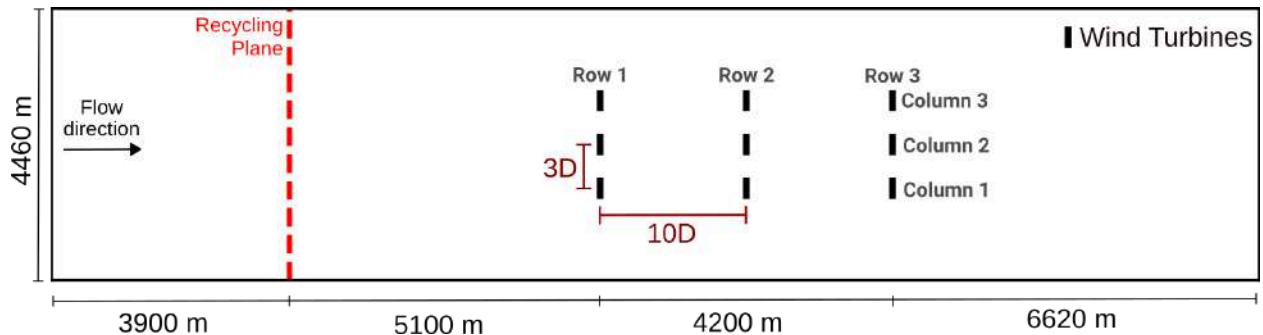


Figure 1 - Plan view of the domain and wind farm layout used in the PALM simulation.

The wind turbines effect are represented by a Wind Turbine Model (WTM) based on the Actuator Disk Model with rotation (ADM-R), in which the rotor is represented by a permeable disk that acts as a sink of axial momentum and a source of angular momentum (PORTÉ-AGEL et al. 2013; MAAS and RAASCH, 2022)

2.3 Precursor Simulations

The initial conditions and inflow profiles for the main simulations were obtained through precursor simulations with a smaller domain size. Three precursor simulations were conducted, one for each main simulation. Each precursor simulation was configured with different roughness lengths.

These roughness values were selected based on the climatology of projects along the Brazilian coast, considering the range of variability in aerodynamic roughness observed and calculated across the entire coastline. The methodology for this calculation incorporated typical values from 20 years of wave height data sourced from ERA5 reanalysis (HERSBACH et al., 2020) and employed the methods proposed by Charnock (1955), Drennan et al. (2005) and Jiménez and Dudhia (2018). These values represent extremes typically found in the Brazilian coastal environment, accounting for wave height and a typical bathymetry of 30 meters. They aim to provide guidance on the broad spectrum of roughness encountered along the Brazilian coast, rather than representing specific values for any individual project. The values of roughness length and external pressure gradient used in precursor simulations to obtain the desired wind profiles are shown in Table 1.

Table 1 - Values of roughness length and external pressure gradient used in precursor simulations to obtain the desired wind profiles.

	Roughness Length (m)	Pressure Gradient (Pa m^{-1}) x direction
Simulation 1 (low roughness)	2.78e-05	-9.1587e-05
Simulation 2 (high roughness)	2.74e-02	-2.6300e-04

The precursor simulation was set up with cyclic conditions and dimensions of 3920 km in the x-direction and 2400 km in the y-direction. The vertical extension was set the same as the main simulation (3075 m).

The precursor simulation ran for 6 hours, sufficient time for the flow to reach a quasi-steady state within the turbine rotor's operational height. The initial profile was given by $u=9.5 \text{ m s}^{-1}$ and $v=0 \text{ m s}^{-1}$ throughout the vertical column, and the Earth's angular rotation speed was set to 0 rad s^{-1} , preventing the pressure gradient in the simulation from being modulated by the geostrophic balance (Coriolis effect ignored). For this reason, it was necessary to apply an external pressure gradient, resulting in a mean wind profile with a value of approximately 9.5 m s^{-1} at the hub height and aligned with the x-axis. The initial temperature profile consisted of a constant potential temperature up to a height of 830 m (desired Boundary Layer Height), with a constant rate of increase of $+3.5 \text{ K km}^{-1}$ above this height, which matches the International Standard Atmosphere. A constant kinematic sensible heat flux of $0.0155 \text{ K m s}^{-1}$ was applied to modulate the surface temperature. A large-scale forcing (subsidence) was applied, achieving a constant Planetary Boundary Layer (PBL) height of 830 m. This setup resulted in an unstable (convective) PBL. Small random perturbations are applied to the horizontal velocity field below a height of 250 m to accelerate the generation of turbulence.

Figure 2 shows the spatial and temporal average profiles of wind speed [m s^{-1}], total flux of turbulent kinematic momentum [$\text{m}^2 \text{ s}^{-2}$], potential temperature [K], and turbulence intensity (TI) [%]. The TI is defined according to Porté-Agel et al. (2013).

$$\text{TI} = \frac{\sqrt{\frac{2}{3} \overline{\text{TKE}}}}{\overline{v_h}}$$

where TKE is the sum of the resolved turbulent kinetic energy and the sub-grid scale turbulent kinetic energy (SGS-TKE) and v_h is the wind speed, with the overbar denoting a temporal average. The hub height of the turbine is represented by a black dotted line.

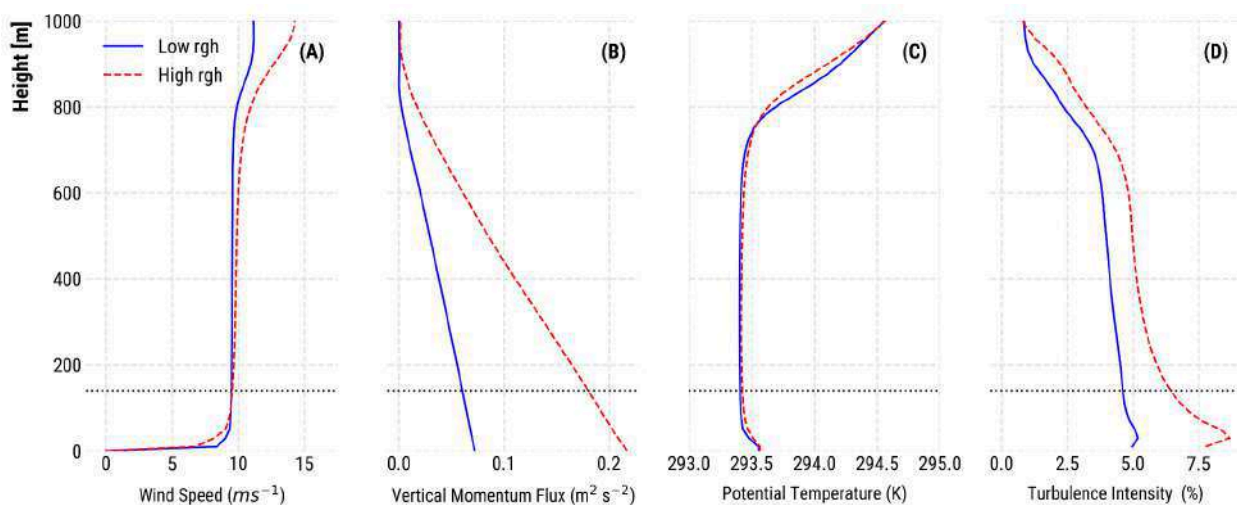


Figure 2 - Vertical profiles of horizontal wind speed [m s^{-1}], kinematic momentum flux [$\text{m}^2 \text{ s}^{-2}$], potential temperature [K], and turbulence intensity (TI) [%]. These profiles are averaged horizontally across the entire precursor domain and averaged temporally over the final 2 hours of the precursor simulation.

3. RESULTS

The versatility of LES-PALM allows for an in-depth analysis of turbulence in wind farm simulations. Figure 3 illustrates the richness of detail that can be observed in a LES simulation like PALM. In this example, a snapshot reveals various slices in the x, y, and z planes of TKE turbulence. These planes show turbulence near the surface, at hub height, in the free flow, and within the wake. This figure exemplifies the potential information that can be extracted from a LES simulation. It clearly demonstrates the importance of studying turbulence in detail, both for the development and optimization of wind farm layouts and for simulating turbulent behavior around specific wind turbines.

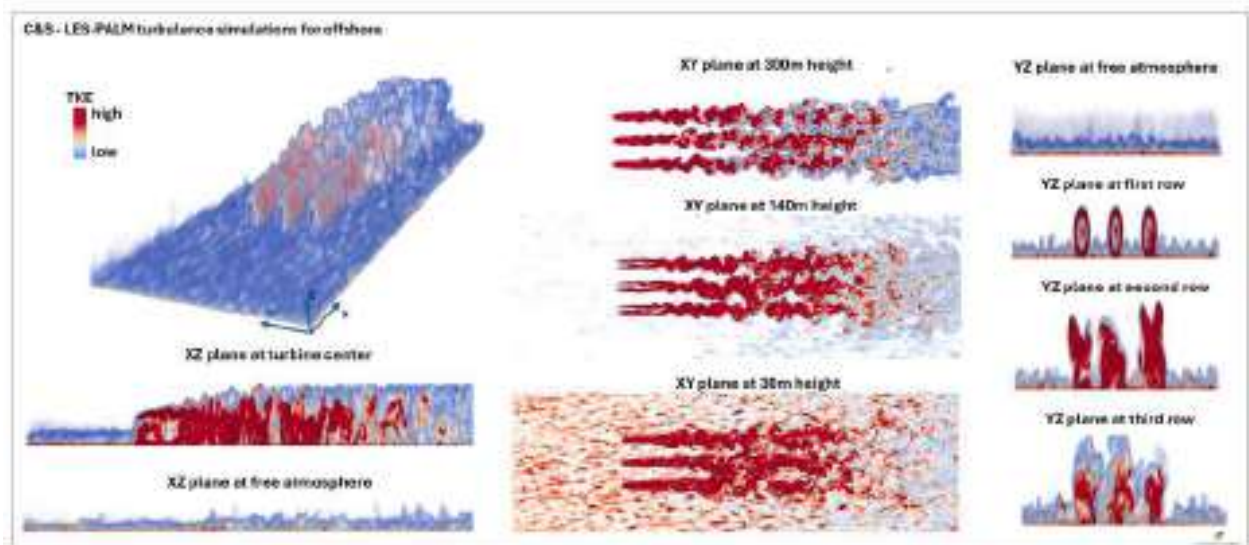


Figure 3 - PALM LES simulation snapshot. In this example, it is possible to see a snapshot with various slices in the x, y, and z planes of turbulence. Visualization created with VAPOR (VISUALIZATION & ANALYSIS SYSTEMS TECHNOLOGIES, 2023; LI et al., 2019)

In this study, we analyze the wake properties of wind turbines under two different surface roughness conditions: high roughness and low roughness. We conducted a Large Eddy Simulation (LES) to examine these wake characteristics. Figure 4 provides a visual example of the wakes for each roughness condition, displaying a vertical section (XZ) of the instantaneous wind speed at the final simulation time, clearly showing the wind speed deficit after each turbine.

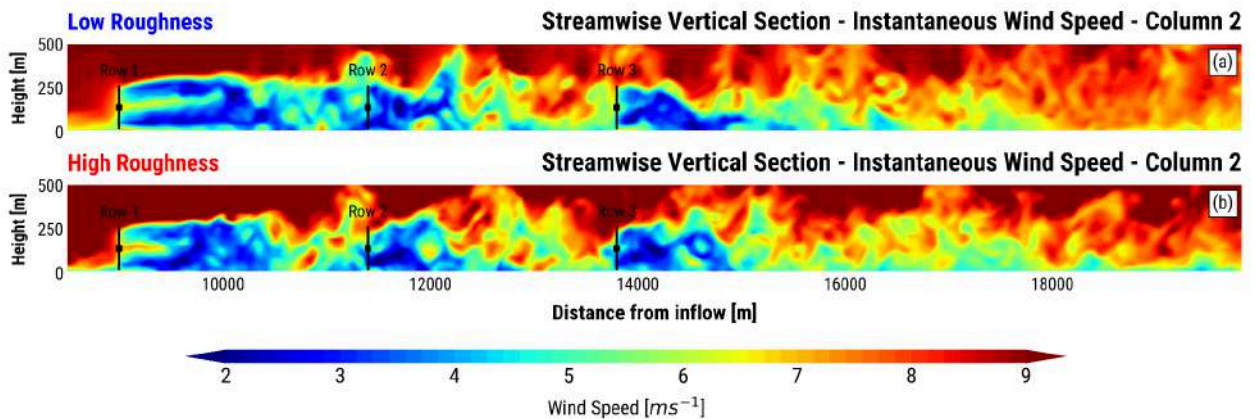


Figure 4 - Vertical cross-sections at $y = 2950$ m (row 2) of the instantaneous horizontal wind speed for the case with low roughness (a) and high roughness (b).

Figure 5 presents vertical cross-sections (XZ) of the averaged horizontal wind speed over the last 2 hours of the main simulation. It is visually apparent that the extent of the wakes of each row reaches different speed deficits and lengths. The wake of the first row reaches greater speed deficits over a larger extent compared with the wakes of the other rows. After the third row, the wind speed progressively recovers.

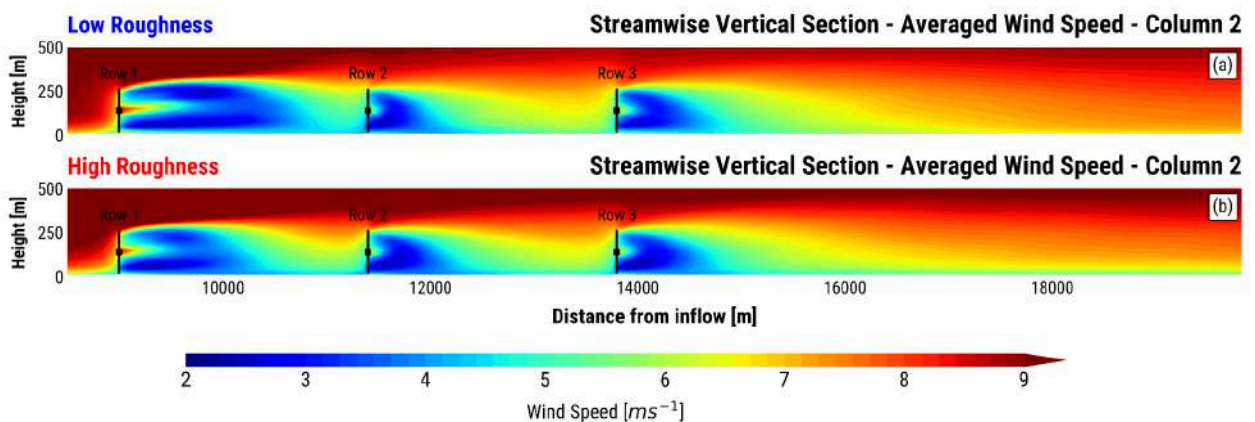


Figure 5 - Vertical cross-sections at $y = 2950$ m (row 2) of the 2-hour average horizontal wind speed for the case with low roughness (a) and high roughness (b).

Figure 6 presents a streamwise profile with the temporal average of wind speed for each column in the wind farm. Each column is plotted separately, the blue curve represents the low roughness condition and a red dashed curve representing the high roughness condition.

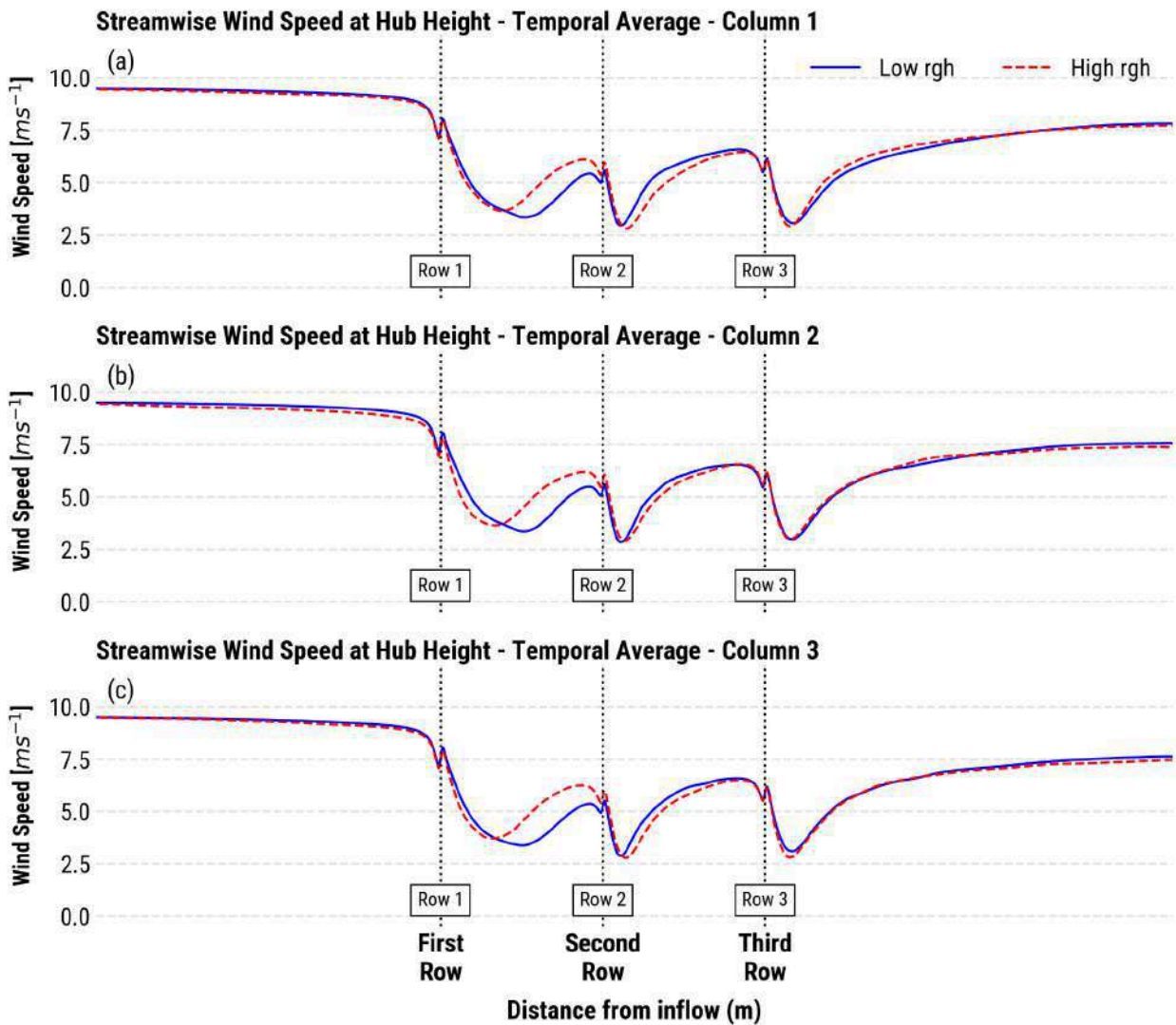


Figure 6 - Streamwise cross-section (XZ) of the 2-hour averaged wind speed at hub height (140 m) for the cases with low roughness (solid blue line) and high roughness (dashed red line) for columns 1 (a), 2 (b), and 3 (c).

Before reaching the wind farm, the wind speed at hub height is identical for both roughness conditions across all columns. Upon passing the first row of turbines, the wind experiences a deficit, a characteristic effect of the wake. Concurrently, there is an increase in turbulence intensity (as indicated by Figure 7). After passing the first row, the wind exhibits a higher recovery rate before reaching the second row under the high roughness condition. However, after passing the second row, the wind recovery remains approximately constant for both roughness conditions.

As expected, low roughness conditions facilitate the propagation of wakes from the first row, directly impacting the second row by reducing the wind speed at hub height (Figure 6), and increasing turbulence intensity (Figure 7). As turbulence increases (Figure 7) in the second row due to lower wind speeds, the wake length shortens, allowing wind speed to recover more quickly. This results in a slight increase in wind speed reaching the third row, which consequently experiences higher energy production

compared to the second row. This outcome is counterintuitive because one would expect the greatest speed deficit in the last row. However, this occurs because wind speeds are significantly low, and turbulence increases immediately after the turbines of the second row due to these low speeds. With higher turbulence and lower wind speed, the wind speed recovers more rapidly, resulting in slightly higher speeds reaching the third row, especially under low roughness conditions.

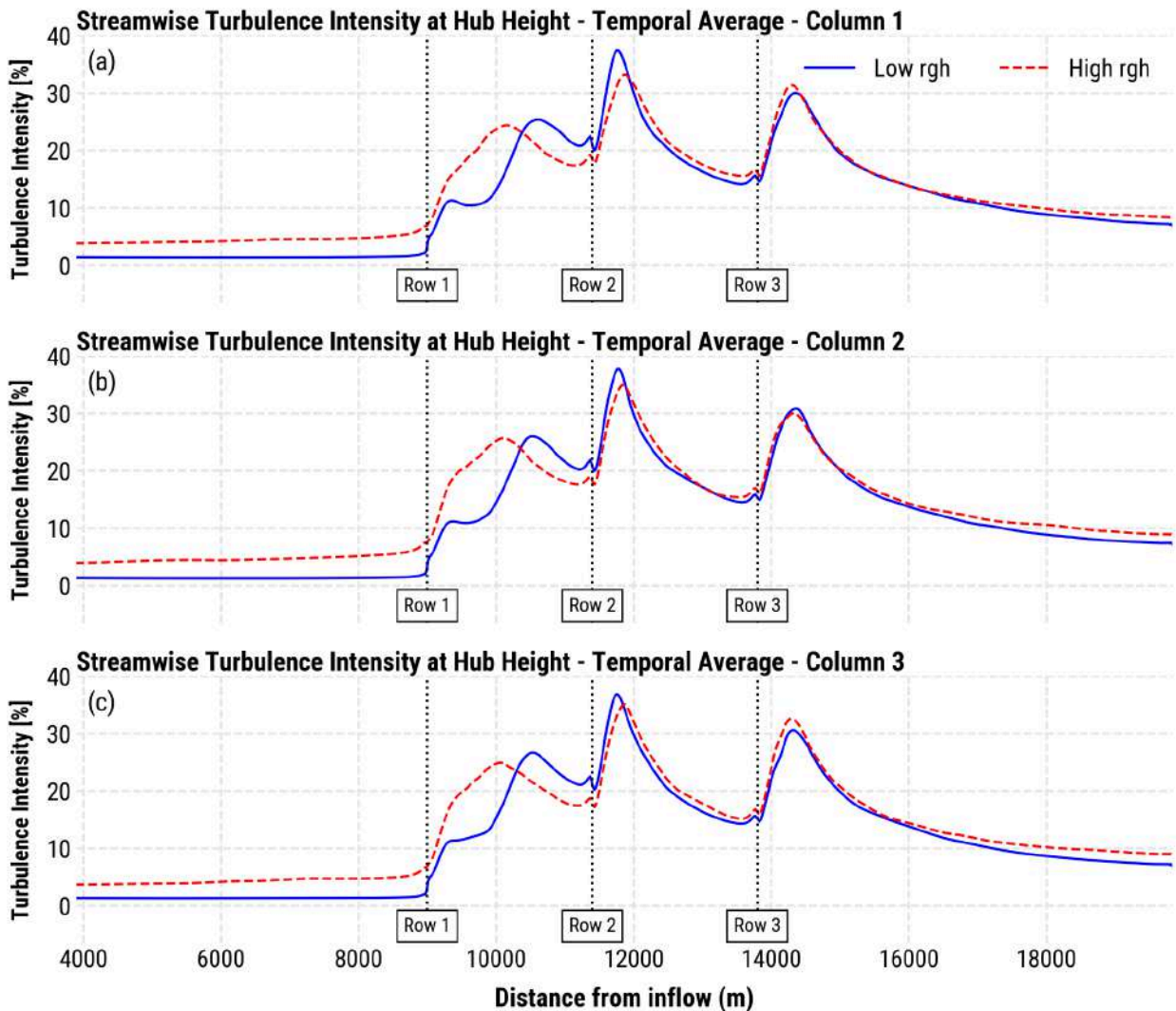


Figure 7 - Streamwise cross-section (XZ) of the 2-hour averaged turbulence intensity at hub height (140 m) for the cases with low roughness (solid blue line) and high roughness (dashed red line) for columns 1 (a), 2 (b), and 3 (c).

The turbulence intensity graphs indicate a difference between the near wake and far wake for the first row, showing a larger near wake for low roughness conditions, as also seen in Figure 6. This behavior is primarily observed in the low roughness scenario due to the low turbulence intensity of the flow. It is interesting to note that this behavior is rarely observed in practice, as higher surface wind speeds would induce waves, making low roughness unlikely. Therefore, during simulations and even

when using analytical wake models, attention must be paid to the parameterization of ocean roughness, as it is rarely stationary.

In Figure 8, we present the power curves and thrust coefficients for the IEA 15 MW turbine under varying roughness conditions. This figure illustrates the performance of the turbine by comparing power outputs and thrust coefficients for different rows in low and high roughness scenarios. The power curves (panels a and c) highlight how the turbine's power output changes with wind speed, while the thrust coefficients (panels b and d) show the resistance experienced by the turbine blades. The blue and red horizontal lines represent the power outputs for each row in low and high roughness cases, respectively. Similarly, the vertical lines indicate the wind speeds impacting each row, with blue lines for low roughness and red lines for high roughness scenarios.

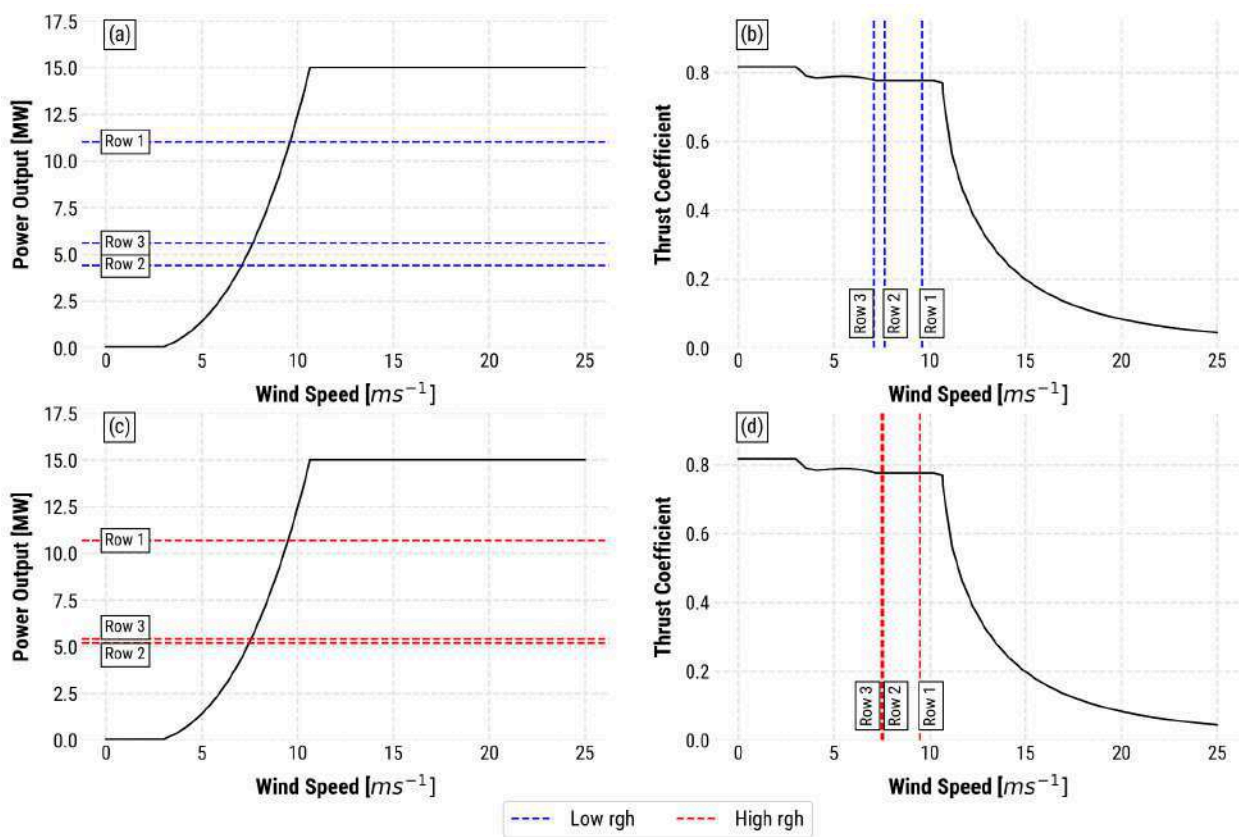


Figure 8 - Power curves (a and c) and thrust coefficients (b and d) for the IEA 15 MW turbine. Blue horizontal lines denote power outputs for each row in the low roughness case, while red horizontal lines indicate power outputs for each row in the high roughness case. Vertical lines denote wind speeds impacting each row, distinguishing between the low roughness (blue lines) and high roughness (red lines) scenarios.

When analyzing the wind speeds at the hub for rows 1, 2, and 3 on the power and thrust curves of the wind turbine (Figure 8a), we observe a decrease in wind speed. It's worth noting that the simulation is in a regime of the curve where production would halve solely due to the observed speed deficit caused by wake effects. In a real wind farm, this aspect must be carefully analyzed, as prevailing wind directions should be prioritized in layout design. Mitigation measures such as wake steering can be implemented to



reduce losses from wake effects and improve energy production. Observing the thrust coefficient curve, the three simulations show similar coefficient values, indicating that the wind turbines are operating in the same regime in terms of thrust (Figure 8b).

For the purpose of comparing energy production, Table 2 illustrates the percentage of energy output for all nine wind turbines across each scenario. The production difference between the two simulation scenarios can reach up to 17% in the second row wind turbines. This outcome underscores how crucial aerodynamic roughness and, particularly, accurate layout assessment can influence aerodynamic losses in offshore wind farms. In Table 2, it is interesting to note that for this simulation, simply varying the roughness results in a global difference of approximately 1,7% in total energy output. However, when examining the second row, this difference exceeds 17%, indicating that such row-specific losses should be carefully considered in layout design. In real projects, optimization will be conducted to avoid losses of this magnitude. It is also worth noting that the middle turbines, as expected, experience greater aerodynamic losses due to the wake effects from neighboring turbines. Another important observation is that these energy losses are directly related to the wind turbine's power curve. Since we are operating in the transient regime of the curve, the losses are much greater because we are far from the turbine's nominal production. The slight production differences in the first row are linked to the equivalent rotor-equivalent wind speed (REWS) reaching the first row, this wind shear is naturally higher due to increased surface turbulence, and it affects the equivalent speed.

Table 2 - Energy production per wind turbine

Gross Power Output (MWh) and Capacity Factor (%)						
Layout Position	Turbine	Low Roughness		High Roughness		Difference [1-low/high]*100 (%)
		Power Output (MWh)	Gross Capacity Factor	Power Output (MWh)	Gross Capacity Factor	
Row 1	1	11.0	73.3%	10.9	72.7%	-0.92%
	2	11.0	73.3%	10.5	70.0%	-4.76%
	3	11.0	73.3%	10.7	71.3%	-2.80%
Row 2	4	4.3	28.7%	5.0	33.3%	14.00%
	5	4.3	28.7%	5.2	34.7%	17.31%
	6	4.2	28.0%	5.1	34.0%	17.65%
Row 3	7	5.5	36.7%	5.4	36.0%	-1.85%
	8	5.5	36.7%	5.3	35.3%	-3.77%
	9	5.5	36.7%	5.3	35.3%	-3.77%
Total		62.3	46.1%	63.4	47.0%	1.74%

4. Summary

This study has demonstrated the importance of correct parameterization in wind simulations, which can lead to significantly different results in the modeling process. It is crucial to emphasize that real simulations should also incorporate measurements of wave height, period, direction, and wind speed to provide a more accurate estimation of aerodynamic roughness during the simulation. Although this is an idealized simulation, and the overall energy difference is around 1,7%, for certain wind turbines, this difference can reach up to 17%. This can be quite significant in the optimization of a project. Therefore, the appropriate choice of aerodynamic roughness parameterization and layout optimization must be carefully considered in the design phase of an offshore wind farm.

Regarding PALM-LES, it represents a highly valuable tool for the wind industry, not only for validating wake models but also for assessing uncertainties and conducting sensitivity analyses in the parameterization of more simplified models.

In the Brazilian context, developers should optimize wind farm layouts by also considering wave variability and the influence of neighboring project clusters. Many wind farms in the pre-project phase, registered with IBAMA (Brazilian Institute of Environment and Renewable Natural Resources) in the south, southeastern, and equatorial coastal regions, were likely optimized without adequately accounting for wake effects and ocean-atmosphere coupling.

Future work will involve simulating new scenarios and utilizing a dynamic model for calculating aerodynamic roughness to be considered in the simulation. Ongoing R&D developments within the company aim to enhance methods for modeling ocean-atmosphere interaction specifically tailored for wind farm simulations.

Acknowledgments

This work utilizes C&S Offshore Model Tools, a suite of methodologies designed for offshore project development. We extend our gratitude to the entire development team of the LES PALM group at the Institute of Meteorology and Climatology (IMUK) of Leibniz Universität Hannover. We also thank the developers of the VAPOR software (Visualization and Analysis Platform for Ocean, Atmosphere, and Solar Researchers), a software package developed at the National Center for Atmospheric Research in collaboration with U.C. Davis and Ohio State University.

REFERENCES

- BARTHELMIE, R. J. et al. Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore. **Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology**, v. 12, n. 5, p. 431-444, 2009.
- CHARNOCK, H., Wind stress on a water surface. **Quart. J. Roy. Meteor. Soc.**, 81, 639–640. 1955.
- GAERTNER, E. et al. **Definition of the IEA 15-megawatt offshore reference wind turbine**. 2020.

DRENNAN, W. M., P. K. TAYLOR, and M. J. YELLAND, Parameterizing the Sea Surface Roughness. **J. Phys. Oceanogr.**, 35, 835–848, 2005.

HERSBACH, H. et al. The ERA5 global reanalysis. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, n. June, p. 1999–2049, 2020.

JIMÉNEZ, P. A. and DUDHIA, J.: On the Need to Modify the Sea Surface Roughness Formulation over Shallow Waters, **J. Appl. Meteorol. Climatol.**, 57, 1101–1110, <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-17-0137.1>, 2018.

LI, S. et al. Vapor: A visualization package tailored to analyze simulation data in earth system science. **Atmosphere**, v. 10, n. 9, p. 488, 2019.

MAAS, Oliver; RAASCH, Siegfried. Wake properties and power output of very large wind farms for different meteorological conditions and turbine spacings: a large-eddy simulation case study for the German Bight. **Wind Energy Science**, v. 7, n. 2, p. 715-739, 2022.

MARONGA, B. et al. The Parallelized Large-Eddy Simulation Model (PALM) version 4.0 for atmospheric and oceanic flows: model formulation, recent developments, and future perspectives. **Geoscientific Model Development**, v. 8, n. 8, p. 2515-2551, 2015.

MARONGA, B. et al. Overview of the PALM model system 6.0. **Geoscientific Model Development**, v. 13, n. 3, p. 1335-1372, 2020.

PORTÉ-AGEL, F.; WU, Y.; CHEN, C. A numerical study of the effects of wind direction on turbine wakes and power losses in a large wind farm. **Energies**, v. 6, n. 10, p. 5297-5313, 2013.

PORTÉ-AGEL, F., BASTANKHAH, M. and SHAMSODDIN, S. Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review. **Boundary-Layer Meteorol** 174, 1–59, 2020.

SHI, J.; FENG, Z.; SUN, Y.; ZHANG, X.; ZHANG, W.; YU, Y. Relationship between Sea Surface Drag Coefficient and Wave State. **J. Mar. Sci. Eng.** 2021, 9, 1248.

VALI, M. et al. An active power control approach for wake-induced load alleviation in a fully developed wind farm boundary layer. **Wind Energy Science**, v. 4, n. 1, p. 139-161, 2019.

VISUALIZATION & ANALYSIS SYSTEMS TECHNOLOGIES. **Visualization and Analysis Platform for Ocean, Atmosphere, and Solar Researchers (VAPOR version 3.8.0)** [Software]. Boulder, CO: UCAR/NCAR - Computational and Information System Lab, 2023.

TAYLOR, P. K., & M. J. YELLAND. The Dependence of Sea Surface Roughness on the Height and Steepness of the Waves. **J. Phys. Oceanogr.**, 31, 572–590, 2001.

DESCARBONIZAÇÃO DAS EMBARCAÇÕES DO SETOR EÓLICO *OFFSHORE*: UM ESTUDO DE CASOS

David Cassimiro de Melo¹, Mario Orestes Aguirre González² Luana Pereira Nogueira³, Lucas Leonardo Lopes Silva⁴, Letícia Soares Texeira de Souza⁵, Allan Felipe de Azevedo Pessoa⁶, Rafael Monteiro de Vasconcelos⁷

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

davidcassi@yahoo.com.br¹, mario.gonzalez@ufrn.br², luanapereiranog@gmail.com³, lucas.silva.099@ufrn.edu.br⁴, ltsouza@hotmail.com⁵, allanfelipe019@gmail.com⁶, rafaelmonteirov@yahoo.com.br⁷

RESUMO

O setor marítimo representa cerca de 3% da emissão de CO₂ no mundo, por meio da queima dos combustíveis fósseis nos sistemas de propulsão, e apresenta-se como um elo indispensável no desenvolvimento dos projetos eólicos *offshore*. Nesse sentido, por se tratar de uma fonte de geração de energia limpa e ser dependente de um setor com altas emissões de carbono, o artigo tem como objetivo analisar os avanços tecnológicos para a redução das emissões de CO₂ pelas embarcações utilizadas no setor eólico *offshore*. Para tanto, aplicou-se o método de estudo de casos na análise de 3 casos de embarcações utilizadas no setor eólico *offshore*, em diferentes fases do ciclo de vida. Os resultados demonstram ações dos donos de embarcações que atuam no setor eólico *offshore* na redução da pegada de carbono durante o ciclo de vida dos projetos. A utilização de metanol, hidrogênio e banco de baterias foram as principais tecnologias identificadas. Entretanto, a baixa disponibilidade atual de infraestrutura para uso desses recursos representa um gargalo e um risco operacional, não permitindo que as operações sejam 100% limpas.

Palavras-chaves: eólica *offshore*; embarcações; descarbonização; eletrificação.

ABSTRACT

The maritime sector accounts for about 3% of global CO₂ emissions through the burning of fossil fuels in propulsion systems and is an indispensable sector in the development of offshore wind projects. In this context, being a source of clean energy generation and dependent on a sector with high carbon emissions, this article aims to analyze the technological advances in reducing CO₂ emissions from vessels used in the offshore wind sector. For this purpose, a case study method was applied in the analysis of three cases of vessels used in the offshore wind sector, at different stages of the life cycle. The results demonstrate actions among vessel owners operating in the offshore wind sector to reduce the carbon footprint throughout the project life cycle. The main technologies identified were the use of methanol, hydrogen, and battery banks. However, the current low availability of infrastructure for using these resources poses a bottleneck and an operational risk, preventing operations from being 100% clean.

Keywords: offshore wind; vessels; decarbonization; electrification.

1. INTRODUÇÃO

A energia eólica *offshore* é uma das fontes renováveis de geração de energia elétrica mais promissora no mundo, apresentando uma relevante contribuição no apoio para a transição energética global, substituição dos combustíveis fósseis e redução da emissão de dióxido de carbono (CO₂). Em 2023, foram adicionados 10,8 GW à matriz global, totalizando 75,2 GW de capacidade instalada global da eólica *offshore*, um aumento de 24% em comparação com o ano de 2022 (GWEC, 2024).

Nesse contexto, o atingimento da capacidade instalada está relacionado com diversos fatores importantes, que apoiam a execução de atividades em cada fase do ciclo de vida, incluindo as embarcações *offshore*. Com o passar dos anos, o desenvolvimento da indústria e de novas tecnologias, demandaram embarcações com maior capacidade para proporcionar um melhor desempenho das atividades. Atualmente, existem vários tipos de embarcações para cada uma das fases do ciclo de vida (UK GOVERNMENT, 2021).

O ciclo de vida de uma usina eólica *offshore* compreende cinco fases: (1) projeto, (2) aquisição e fabricação, (3) instalação e comissionamento, (4) operação e manutenção e (5) descomissionamento (Criação, 2019). Para cada fase, são utilizadas embarcações específicas de acordo com a atividade e o tipo de carga. Dessa forma, é importante ressaltar que a produção de energia eólica não acontece com zero emissão de CO₂ durante as fases do ciclo de vida (Kaldellis; Apostolou, 2017). Ainda assim, a relação entre o total de emissões de uma turbina eólica e a eletricidade produzida, resulta em um valor aproximado de 6g para cada kWh de eletricidade, o que equivale a uma redução de 99%, visto que a produção de energia baseada em combustíveis fósseis emite 900g de CO₂ por kWh (ORSTED, [s.d.]).

Dessa forma, a *International Maritime Organization* (IMO), como forma de apoiar o ODS 13 – Ação contra a mudança global do clima, adotou um conjunto de medidas e estratégias para reduzir a emissão Gases do Efeito Estufa (GEEs), a fim atingir a meta de redução na emissão de CO₂ em pelo menos 40% até 2030 (IMO, 2023). Em resposta a essa meta, as empresas do setor marítimo estão adaptando sua frota para uma menor pegada de carbono. A empresa dinamarquesa Maersk, por exemplo, deverá contar com 18 embarcações movidas a metanol até 2025 (Maersk, 2024).

Nesse sentido, considerando a importância da energia eólica *offshore* para a matriz energética global, surge o questionamento **“Quais medidas a indústria eólica *offshore* tem adotado para reduzir a emissão de CO₂ das embarcações utilizadas durante o ciclo de vida dos projetos?”**. Para tanto, o presente artigo tem o objetivo de **identificar e analisar os avanços tecnológicos para a redução das emissões de CO₂ pelas embarcações utilizadas no setor eólico *offshore***, considerando que essa redução durante o ciclo de vida de um parque eólico *offshore* torna a produção de energia ainda mais limpa, aumentando a competitividade do setor.

A estrutura do artigo está dividida em 6 seções: iniciando por esta introdução, com a contextualização do tema e apresentação do objetivo, seguido da fundamentação teórica, onde são expostos os principais pontos relacionados ao tema da pesquisa. A terceira seção engloba o método da pesquisa, onde são explanados os procedimentos da pesquisa. Em seguida, a apresentação e descrição dos estudos de casos selecionados. A penúltima seção apresenta as principais considerações a respeito

do tema, bem como sugestões de estudos futuros. Por fim, as referências utilizadas no desenvolvimento do artigo.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Embarcações utilizadas pelo setor eólico *offshore*

As turbinas eólicas podem ser instaladas tanto em terra quanto no mar. Os modelos instalados no ambiente marítimo são conhecidos como turbinas *offshore* e possuem maiores dimensões e capacidade de geração em comparação com os modelos *onshore*. Quando um conjunto de turbinas *offshore* são instaladas em uma área em comum, denomina-se esse empreendimento de parque eólico *offshore* (Rohrig *et al.*, 2019).

O percurso percorrido por um projeto eólico *offshore* até a sua entrada em operação exige o desenvolvimento de atividades específicas. Nesse sentido, faz-se necessário conhecer o ciclo de vida (Figura 1) desses projetos e suas fases para uma melhor compreensão das atividades realizadas e em quais delas as embarcações são necessárias, seja para a coleta de informações ou instalação e manutenção dos ativos.

Figura 1 – Ciclo de vida de uma usina eólica *offshore*



Fonte: Criação (2019)

Melo (2020) apresenta uma descrição para as cinco fases do ciclo de vida: **Projeto**: momento em que são analisadas as implicações legais, de custos e os requisitos do projeto para certificar a sua viabilidade; **Aquisição e Fabricação**: nesta fase, os componentes como turbinas, fundações, sistema de coleta e transmissão de energia e sistemas de monitoramento são adquiridos, seguindo os requisitos definidos na fase de Projeto; **Instalação e Comissionamento**: fase que compreende todas as atividades relacionadas à instalação da turbina eólica *offshore*, desde o momento em que os componentes adquiridos são entregues para o comissionamento da usina; **Operação e Manutenção**: fase em que as atividades realizadas são responsáveis pela manutenção da longevidade e vida operacional das turbinas eólicas *offshore*; **Descomissionamento**: última fase do ciclo de vida, onde se inicia o processo de desativação e desmontagem da usina eólica *offshore*.

Em um empreendimento *offshore* as embarcações são recursos fundamentais no ciclo de vida. Na fase de Projeto, são realizadas atividades como a seleção do local e análise dos fatores que podem influenciar o funcionamento do parque, como o clima, solo marítimo, rotas de migração, comportamento do vento, entre outros. Nessa etapa são usadas embarcações de reconhecimento: ambiental (Figura 2a) e de análise dos aspectos geológicos (Figura 2a). Na fase de Instalação e Comissionamento, os diversos componentes: fundações, torres, naceles e cabos são instalados. Nesse processo são usadas embarcações de instalação de turbinas eólicas (Figura 2b), ancoragem (Figura 2c), de cabeamento (Figura 2d), barcos rebocadores (Figura 2e) e os de transporte de grandes componentes (Figura 2h) (Catapult, 2021; Jiang, 2021).

Na fase de Operação e Manutenção, são iniciadas as atividades de monitoramento com rotinas de coletas de dados e manutenções desenvolvidas durante o funcionamento do parque *offshore*. Para isso, as embarcações comumente utilizadas são os rebocadores (Figura 2e), as de transporte de técnicos (Figura 2f), de serviços operacionais (Figura 2g) e os de transporte de grandes componentes (Figura 2h).

Por fim, na fase de Descomissionamento, são tomadas decisões sobre a continuidade do empreendimento, se ele será desativado ou se ele receberá uma repotenciação, ou seja, terá os componentes das turbinas eólicas substituídos por itens de maior capacidade de geração. Para essas atividades são usadas embarcações de instalações de turbinas eólicas (Figura 2b), rebocadores (Figura 2e) e embarcações de ancoragem (Figura 2c) (Catapult, 2021; Jiang, 2021).

Figura 2 - Tipos de embarcações utilizadas na eólica offshore



a) Embarcações de reconhecimento



b) Embarcação de instalação de turbinas eólicas



c) Embarcação de ancoragem



d) Embarcação de cabeamento



e) Barco rebocador



f) transporte de técnicos



g) Embarcação de serviços operacionais



h) Embarcação de transporte de grandes componentes

Fonte: EUA Coast Guard ([s.d.]); Vard Marine ([s.d.]), Douglas Westwood (2013)
Adaptador de Jiang (2021); BVG Associates (2023)

2.2 Descarbonização do setor marítimo

Em um cenário de empreendimentos geradores de energia limpa, um dos parâmetros considerados durante a avaliação de impacto ambiental nos parques eólicos *offshore* é a emissão de CO₂, visto que, durante seu ciclo de vida, o que mais contribui para isso são as embarcações. Dessa forma, esforços para a descarbonização desses recursos estão em desenvolvimento, com remodelagens dos sistemas de propulsão e introdução de novas embarcações movidas a hidrogênio (Catapult, 2021).

Em 2019, as embarcações emitiram cerca de 0,9 Gigatoneladas (Gt), ou 3% da emissão de CO₂ global, por meio da queima de combustíveis fósseis nos sistemas de propulsão. Com a crescente demanda, é esperado um aumento para 1,7 Gt até 2050 (Economist Impact, 2019).

Para estimular o processo de descarbonização, foram realizados estudos de comparação dos custos de combustíveis, emissão de CO₂ e eficiência das embarcações. Por meio de simulações em um parque eólico *offshore* de grande porte, com turbinas de 12 MW, utilizando embarcações de serviços operacionais na fase de O&M, Gray (2021) obteve resultados equivalentes a produção de 2,1 toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) por Gigawatt hora (GWh) de energia gerada pelo parque *offshore* por ano.

A descarbonização do setor marítimo possui fatores que precisam de atenção. Para isso, um estudo realizado pelo Governo Britânico, em 2021, foi conduzida uma entrevista com *stakeholders*, com o intuito de buscar compreender quais são os riscos e barreiras identificadas pelas partes envolvidas, dentre elas foram classificados os riscos econômicos, políticos/regulatórios, estruturais, organizacionais e comportamentais (UK Government, 2021). Faz-se necessário o uso de uma abordagem integrada para superar essas barreiras sobre a descarbonização marítima a qual enfrenta distintos desafios (Figura 3).

Figura 3 – Fatores-chave de riscos e barreiras para descarbonização do setor marítimo



Fonte: Adaptado de UK Government (2021)

Embora a descarbonização possua vantagens e desafios, muitas são as opções de solução que estão em debate atualmente. O cenário tem apresentado uma gama de combustíveis alternativos para o setor, dentre os requisitos essenciais para o uso de um novo tipo de combustível envolve a disponibilidade de instalações adequadas para produção e distribuição, além de uma infraestrutura de abastecimento

apropriada. Ademais, as novas alternativas frequentemente demandam amplas modificações a bordo, o que resulta em maior complexidade e custos elevados (DNV, 2023).

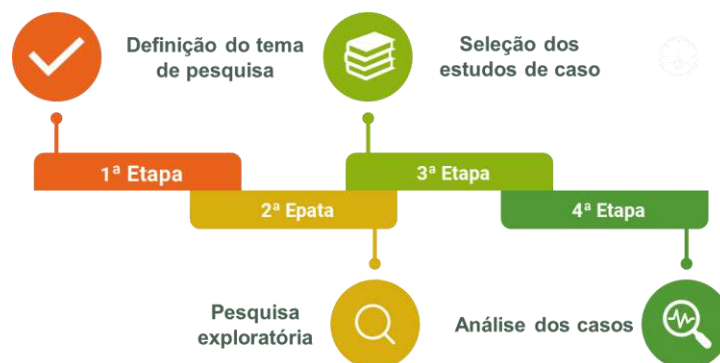
Algumas das opções de combustíveis renováveis para embarcações incluem: biocombustíveis; gás natural liquefeito (GNL); hidrogênio; amônia e eletricidade. A plataforma *Alternative Fuels Insight* (AFI) da DNV facilita a transição da indústria marítima para um futuro sustentável ao oferecer uma visão abrangente de combustíveis e tecnologias alternativas, cobrindo investimentos em navios, infraestrutura de abastecimento e produção de combustíveis. Seu objetivo é aumentar a transparência para diversos *stakeholders*, ajudando proprietários de embarcações na escolha de combustíveis, apoiando fornecedores de combustíveis em decisões de investimento e beneficiando autoridades marítimas e fabricantes de equipamentos com informações claras para suas estratégias (DNV, 2023).

3. MÉTODO DA PESQUISA

O desenvolvimento de uma pesquisa científica trata-se de um procedimento formal, com método de pensamento reflexivo, exigindo um tratamento científico para conhecer a realidade e descobrir novos fatos, relações ou leis (González, 2010). A presente pesquisa adotou uma abordagem qualitativa, adotando o procedimento de estudos de casos como procedimento para investigar a descarbonização das embarcações que atendem o setor eólico *offshore*. A utilização de estudos de casos permite conhecer de forma aprofundada o objeto de estudo, proporcionando a obtenção de um conhecimento detalhado sobre determinado assunto (Williams, 2007).

Quanto ao procedimento da pesquisa, foram seguidas 4 etapas, conforme Figura 4.

Figura 4 – Procedimento da pesquisa



Fonte: Elaborado pelos autores (2024)

- **1ª Etapa:** consistiu na definição do tema de pesquisa, analisando os principais assuntos em discussão na indústria eólica *offshore*. As emissões geradas pelas embarcações durante o ciclo de vida de uma usina eólica *offshore* é um assunto que levanta questões sobre a “geração limpa de energia” desses empreendimentos. Por outro lado, o setor marítimo mundial traçou metas para a descarbonização do setor. Diante desse cenário, essa pesquisa centrou-se na análise dos avanços que estão sendo observados na descarbonização das embarcações do setor eólico *offshore*.

- **2ª Etapa:** durante a fase de pesquisa exploratória, foram realizadas buscas sobre metas de descarbonização do setor marítimo mundial e casos de embarcações (em fase de projeto, em desenvolvimento ou já desenvolvidas) que possuem tecnologia embarcada
- **3ª Etapa:** nessa etapa foram selecionados três estudos de caso, os quais são apresentados na seção 4 deste artigo. Os estudos de caso, quando possível, tentaram abranger embarcações utilizadas em diferentes fases do ciclo de vida de uma usina eólica *offshore*. Foram selecionados casos de embarcações utilizadas durante a fase de instalação e comissionamento, e operação e manutenção.
- **4ª Etapa:** a análise dos estudos de caso consistiu em observar informações técnicas sobre as embarcações, a tecnologia de propulsão utilizada e, quando possível, a redução na emissão de carbono proporcionada pela tecnologia. Por fim, uma análise intercasos foi conduzida com o objetivo de consolidar as principais informações coletadas.

4. ESTUDO DE CASOS

4.1. Estudo de caso Damen – *Service Operation Vessel (SOV)* e *Crew Transfer Vessel (CTV)*

O grupo de estaleiros Damen, localizado na cidade de Gorinchem, Holanda, lançou em 2023 o primeiro conceito de uma embarcação do tipo SOV (*Service Operational Vessel*) totalmente elétrica capaz de ser carregada em ambiente *offshore*. O modelo apresentado possui 70 metros de comprimento, 17 metros de largura e uma capacidade de acomodar a tripulação da embarcação mais 40 técnicos nas suas 60 cabines disponíveis (Damen, 2023a).

O conceito criado pela Damen considera que a embarcação poderá ser carregada a partir de um carregador disponível em uma turbina eólica *offshore* ou em uma subestação *offshore*, como apresentado na Figura 5a (Damen, 2023a). Esse tipo de tecnologia para carregamento *offshore* foi desenvolvido inicialmente por uma empresa sediada no Reino Unido, a *MJR Power & Automation* com a qual a Damen estabeleceu uma parceria (Buljan, 2023).

A embarcação possui bateria do tipo fosfato de ferro de lítio, menos danosa ao meio ambiente, com uma capacidade de geração de 15 MWh, capaz de fornecer energia durante um dia inteiro de operação (Damen, 2023a). Conforme declarado pela empresa, a carga completa da bateria requer uma quantidade de energia que pode ser produzida em poucas horas por uma única turbina eólica *offshore*, não interferindo na entrega de energia à rede elétrica por parte da usina eólica *offshore* (Damen, 2023a). No caso de não possuir acesso a uma fonte de carregamento, o SOV possui redundância total, sendo capaz de manter suas operações com geradores a diesel (Cavaliç, 2023).

Além de embarcações do tipo SOV elétricas, a Damen lançou o conceito híbrido para a embarcação do tipo CTV (*Crew Transfer Vessel*), denominada pela empresa de *Fast Crew Supplier (FCS)*, apresentada na Figura 5b. Similar ao conceito apresentado para a embarcação SOV, o CTV possuirá duas formas de gerar energia: uma através de um gerador a diesel e outra a partir do motor elétrico (Damen, 2023b).

Os geradores a diesel serão responsáveis por fornecer energia elétrica para movimentar a embarcação, bem como carregar as baterias a bordo. Além disso, o carregamento também poderá ser realizado conectando a embarcação a uma fonte de energia elétrica (Damen, 2023b). Trata-se de uma

embarcação flexível, podendo acomodar até 14 tripulantes e 28 técnicos, em operações próximas à costa, e 14 pessoas em operações de longo alcance com duração de até 1 semana. Seu alcance de 1.200 milhas náuticas (aproximadamente 2.222 km), e sua velocidade máxima de 24 nós, permite atender projetos distantes com uma maior agilidade (Damen, 2023b).

Devido à disponibilidade de carregadores acoplados às turbinas eólicas *offshore* ainda não estarem amplamente disponíveis, a empresa, para que suas embarcações não se tornem tecnicamente inviáveis, desenvolveu conceito de carregamento *vessel-to-vessel* (navio-a-navio), conforme apresentado na Figura 5c. O conceito consiste em uma embarcação do tipo SOV carregar uma embarcação do tipo CTV. O principal motivo para o desenvolvimento desse conceito é a restrição de espaço em embarcações CTV para instalação de bancos de baterias, o que não se observa em um SOV (Durakovic, 2024).

O conceito de carregamento *vessel-to-vessel* apresenta vantagens como o acesso mais fácil ao ponto de conexão do carregador, devido à altura da popa da embarcação ser menor, quando comparada à altura de uma turbina eólica *offshore*. Ademais, em condições de ondas mais severas, o SOV pode movimentar-se para uma região mais protegida e então realizar o carregamento da embarcação CTV, o que não seria possível em uma turbina eólica *offshore* (Durakovic, 2024).

Figura 5 – Conceito de carregamento *vessel-to-vessel* da Damen



a) Carregamento do SOV em uma turbina eólica *offshore*



b) Damen CTV híbrido



c) Conceito de carregamento *vessel-to-vessel* da Damen

Fonte: Damen (2023a, 2023b)

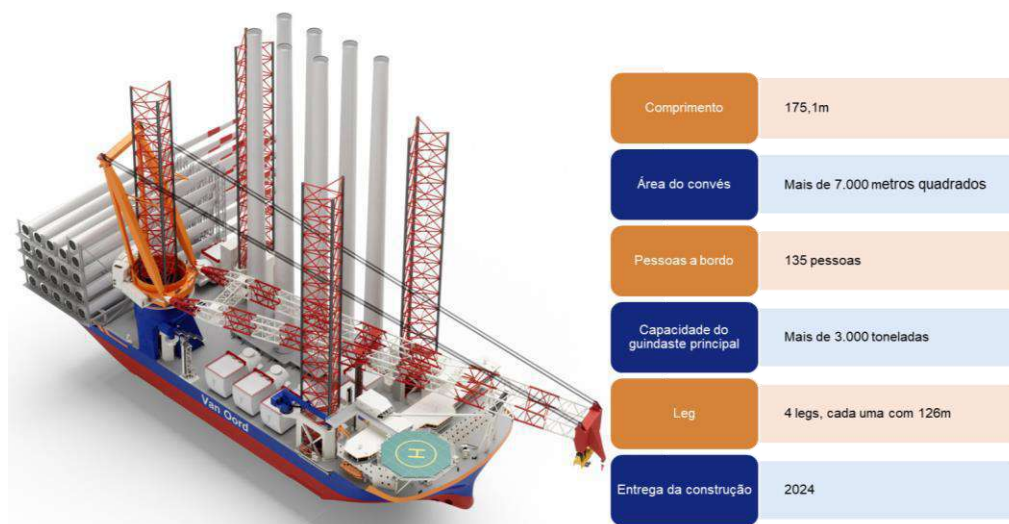
4.2. Estudo de caso Van Oord - Embarcação *jackup* movida a metanol

A Van Oord, empreiteira marítima holandesa, que se concentra, entre outras áreas, na construção marítima, infraestruturas e energia eólica *offshore*, encomendou um navio de instalação *offshore* que pode operar com metanol. Esse navio de instalação de turbinas e fundações, denominado de Boreas, foi entregue em 2024 pelo Estaleiro Yantai CIMC Raffles, na China. O Boreas foi projetado para atender ao

aumento de escala da indústria eólica *offshore*, adequado para a instalação da próxima geração de turbinas de 20 MW (CIMC Raffles, [s.d.]; Van Oord, 2021, 2024a).

Essa embarcação mede 175,1 metros de comprimento e possui um guindaste capaz de içar mais de 3 mil toneladas. Além disso, possui quatro pernas, cada uma medindo 126 metros, que permitem que a embarcação seja levantada e que trabalhe em águas de até 70 metros de profundidade (CIMC Raffles, [s.d.]; Van Oord, 2021). O *design* e as principais características desta embarcação estão apresentados na Figura 6.

Figura 6 - Embarcação Boreas da Van Oord



Fonte: Adaptado de CIMC Raffles [s.d.] e Van Oord (2021)

O Boreas será utilizado no contrato da Van Oord com a empresa RWE. O contrato contempla a atuação da Van Oord no transporte e instalação de 104 fundações *monopile*, em 2025 e 2027, para o projeto eólico *offshore* Nordseecluster, localizado na Alemanha (Marine Link, 2024; Project Cargo Journal, 2024; Van Oord, 2024b).

Essa embarcação é a primeira do seu tipo a ser capaz de funcionar com o combustível do futuro, o metanol, reduzindo a pegada de carbono do navio em mais de 78% (Van Oord, 2024a). Além disso, será equipada com tecnologia de ponta em controle ativo de emissões (Redução Catalítica Seletiva) para reduzir a emissão de NOx ao mínimo absoluto (Memija, 2024a; Van Oord, 2024a) e contará com uma bateria de cerca de 6.000 kWh que pode suportar cargas de pico e regenerar energia, reduzindo assim ainda mais as emissões.

A Van Oord informou que cinco motores a metanol alimentarão esse navio. Os motores Wärtsilä 32 Metanol passaram com sucesso nos testes de aceitação de fábrica (*Factory Acceptance Tests - FAT*) e foram entregues ao Estaleiro Yantai CIMC Raffles. Dessa forma, a entrega dos motores a metanol constituiu um importante marco para as três partes (o estaleiro; a Wärtsilä e a Van Oord), sendo que foi o primeiro pedido de motores recém-construídos movidos a metanol para Wärtsilä (Van Oord, 2023).

Ademais, o Boreas possui um sistema de fornecimento de combustível dedicado para metanol da Wärtsilä, o MethanolPac, que complementar o motor Wärtsilä 32 Methanol. O MethanolPac inclui as partes de baixa e alta pressão do sistema de abastecimento de combustível, assim como as funções de controle e segurança relacionadas (Durakovic, 2022). Esse sistema é constituído de unidade de bomba de

combustível de metanol de alta pressão, módulo de bomba de baixa pressão, trem de válvula de combustível, estações de abastecimento, e, instrumentação de tanque (Durakovic, 2022).

Verifica-se, portanto, que, nesse caso, o metanol foi a alternativa escolhida para cumprir as metas de redução do impacto ambiental da indústria *offshore*. Como combustível marítimo, o metanol apresenta vantagens, visto que é relativamente barato de produzir, amplamente disponível e fácil de armazenar (Van Oord, 2023).

4.3. Estudo de caso WindCat - CTV movido a H₂

A embarcação, denominada Hydrocat 48, após a conclusão bem-sucedida dos testes de mar e abastecimento, está pronta para entrar em operação (Memija, 2022a). O Hydrocat, primeiro navio de transferência de tripulação movido a hidrogênio do mundo, é constituído de um motor bicombustível (hidrogênio – diesel) e tem por função a transferência de tripulação e equipamentos para parques eólicos *offshore* (CMB.TECH, 2023).

O Hydrocat 48, da classe Lloyd's Register, tem comprimento total (*Length Over All* - LOA) de 25 metros, largura (*beam*) de 7,3 metros e calado de 1,9 metros. O barco é movido por dois motores diesel MAN D2862 LE428 que foram modificados para funcionar com o uso de hidrogênio. Esses motores são projetados, para retornar com facilidade ao diesel quando o hidrogênio não estiver disponível (Baird Maritime, 2022). A Figura 7 apresenta as principais especificações e configuração dessa embarcação.

Figura 7 – Embarcação Hydrocat 48



Fonte: CMB.TECH (2023)

A tecnologia de duplo combustível H₂ é um passo significativo em direção ao objetivo de emissões zero, visto que essa tecnologia de hidrogênio da CMB.TECH reduz em até 80% as emissões de CO₂. Além disso, essa solução de duplo combustível apresenta vantagem de custo de um décimo em comparação com tecnologias alternativas de emissão zero, configurando-se como sendo cinco vezes mais econômica na redução de emissões de CO₂ (CMB.TECH, 2023).

A Windcat Workboats e CMB.TECH informaram que buscam otimizar a tecnologia para poder eventualmente utilizar a opção monocombustível por meio de um motor de combustão interna (Memija, 2022a). Ademais, identificou-se que a empresa Windcat Workboats e seus parceiros, possuem mais três embarcações em construção, as quais podem ser entregues com a tecnologia do hidrogênio a bordo (Memija, 2022a).

Uma das preocupações com o uso dessa tecnologia de hidrogênio é a segurança. Por isso, esse sistema de fornecimento de hidrogênio possui três camadas de segurança. A primeira camada corresponde a utilização de componentes de alta integridade, conforme com os requisitos legais e de

classe. A segunda camada é fornecida pelo uso de *software* de detecção de possíveis vazamentos para controle do sistema. A terceira camada de segurança é por meio de uso de detectores de gás H₂, estrategicamente posicionados, os quais desligarão o sistema H₂ e reportarão uma falha, em caso de detecção desse gás (CMB.TECH, 2023).

4.3. Análise Intercasos

Nesta seção, realiza-se uma análise conjunta dos três casos apresentados, com o objetivo de compreender as variações e similaridades nas abordagens para descarbonização das embarcações adotadas pelas diferentes empresas para atender ao setor eólico *offshore*. O Quadro 1 apresenta a análise intercasos, considerando as informações: tipo de embarcação, estágio de desenvolvimento, fase do ciclo de vida e fonte de energia do sistema de propulsão.

Quadro 1 – Análise intercasos

Estudo de caso	Damen	Van Oord	WindCat
Tipo de embarcação	SOV e CTV	<i>Jackup vessel</i>	CTV
Estágio de desenvolvimento da tecnologia	Em construção	Em construção	Em operação
Fase do ciclo de vida	Operação e Manutenção	Instalação, Comissionamento e Descomissionamento. Pode ser utilizado para troca de grandes componentes na fase de Operação e Manutenção.	Operação e Manutenção
Sistema de propulsão	Elétrico e diesel	Metanol	Bicombustível – Hidrogênio e diesel

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Nos casos analisados, pode-se perceber que, apesar da intenção das empresas em reduzir e/ou neutralizar as emissões de carbono das embarcações, ainda não é possível tornar-se totalmente independente das fontes de energia tradicionais, como o caso do diesel, principalmente nas embarcações do tipo SOV e CTV. Por incorporarem novas tecnologias em seus sistemas de propulsão que ainda não contam com uma ampla infraestrutura disponível de modo a diminuir o risco operacional, as fontes convencionais ainda se tornam o meio de redundância mais confiável.

Entretanto, no caso analisado da empresa Damen, observa-se que as embarcações foram projetadas para receberem outros tipos de sistemas de propulsão. Essa flexibilidade considerada no projeto permitirá aos proprietários das embarcações atualizarem o sistema para tecnologias como baterias com maiores capacidade de carga, células de combustível, geradores de metanol, ou uma combinação entre eles. Dessa forma, uma vez observada maior disponibilidade desses recursos, os proprietários poderão atualizar os sistemas de propulsão dos seus ativos, sem a necessidade de adquirir uma nova embarcação.

Um outro fator observado durante o estudo, é a relação existente entre o tamanho da embarcação e a tecnologia do sistema de propulsão adotada. Nas embarcações tipo *jackup* não se observa a utilização de sistemas de propulsão elétricos, como nas embarcações menores do tipo SOV e CTV. Devido ao

tamanho da embarcação, a eletrificação se torna um desafio, visto que demandaria um robusto banco de baterias, aumentando o peso da embarcação e diminuindo sua eficiência.

Conforme apresentado por Pu *et al.* (2024), o uso do metanol como combustível é considerado promissor no setor de transportes pesados, como o marítimo. Assim como o caso apresentado da Van Oord, outras empresas estão desenvolvendo embarcações do tipo *jackup* considerando o metanol como vetor energético. A empresa *Yantai CIMC Raffles Offshore*, da China, e a *VARD Design*, estão em fase de desenvolvimento de seus modelos *jackup*, capazes de instalar a próxima geração de turbinas eólicas *offshore*, com capacidade de até 20 MW (Memija, 2022b; 2024b).

Por fim, pode-se concluir que os três casos apresentados superaram as barreiras tecnológicas e de mercado iniciais. Tratando-se do estado de desenvolvimento da tecnologia, o caso da empresa WindCat encontra-se em operação, enquanto os outros dois casos estão em fase de construção e com previsão de entrada em operação comercial nos anos 2025 (Van Oord) e 2026 (Damen). Esse movimento em direção à descarbonização das operações marítimas na indústria eólica *offshore* condiz com essa fonte de energia na diminuição da pegada de carbono durante o seu ciclo de vida.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O setor marítimo exerce um papel fundamental no desenvolvimento dos projetos eólicos *offshore*, seja através do uso da infraestrutura portuária, como de embarcações especializadas. Responsável por cerca de 3% das emissões de CO₂ no mundo, esse setor tem apresentado suas primeiras metas para redução da pegada de carbono, sendo a primeira estabelecida em uma redução de 40% das emissões da 2030, conforme anunciado pela *International Maritime Organization* (IMO).

Diante desse cenário, este artigo apresentou como objetivo **analisar os avanços tecnológicos para a redução das emissões de CO₂ pelas embarcações utilizadas no setor eólico *offshore***. A análise de três casos (Van Oord, Damen e WindCat), demonstrou que o setor está avançando no desenvolvimento de soluções, como a eletrificação das embarcações e o uso de combustíveis alternativos, para reduzir a emissão de CO₂ durante o ciclo de vida dos projetos. Os casos analisados apresentam soluções sustentáveis para embarcações utilizadas nas fases de Instalação e Comissionamento, Operação e Manutenção e Descomissionamento.

A partir da análise e da complementaridade com outros casos não apresentados de forma detalhada neste artigo, pode-se concluir que para embarcações de maior porte, como o caso do *jackup* (navios instaladores), o metanol é o combustível mais aplicado, devido a sua maior aderência com transportes de carga pesada e a baixa pegada de carbono, quando comparado a combustíveis com o diesel. Nas embarcações de menor porte, como o caso do SOV e CTV, o uso de banco de baterias torna-se viável, bem como o uso de motores movidos a hidrogênio.

No caso das embarcações eletrificadas, nota-se a presença de geradores a diesel para serem utilizados como redundância, uma vez que a baixa disponibilidade de infraestrutura de carregamento para embarcações torna-se um risco para uma operação 100% elétrica. Por outro lado, essas mesmas embarcações são projetadas para atualizarem seu sistema de propulsão com baterias de maior capacidade, células de combustível, geradores de metanol ou uma combinação entre eles quando essas tecnologias possuírem uma maior disponibilidade. Essa característica confere uma maior flexibilidade ao

dono da embarcação, não sendo necessário adquirir um novo ativo para contribuir com uma menor pegada de carbono nas operações marítimas.

Em termos de recomendações de pesquisas futuras, sugere-se uma análise sobre a eletrificação dos portos e como eles estão se preparando para receberem essas embarcações com novas tecnologias de propulsão, além de uma análise econômica sobre os benefícios associados às diferentes estratégias de descarbonização. Por fim, uma análise de demanda para avaliar qual a quantidade de energia necessária, seja elétrica ou através dos combustíveis alternativos, para atingir as metas declaradas pela *International Maritime Organization*.

REFERÊNCIAS

- BAIRD MARITIMEL. **Vessel review | Hydrocat 48** – netherlands' windcat workboats puts hydrogen-fuelled newbuild in operation. 2022. Disponível em: <<https://www.bairdmaritime.com/offshore/vessels-rigs/crewboats/vessel-review-hydrocat-48-netherlands-windcat-workboats-puts-hydrogen-fuelled-newbuild-in-operation/>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.
- BGV ASSOCIATES. **Guide to a Floating Offshore Wind Farm**. 176 p. 2023.
- BULJAN, A. **Damen Launches World's First Fully Electric SOV Capable of Charging Offshore at OEEC 2023**. 2023. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2023/11/28/damen-launches-worlds-first-fully-electric-sov-capable-of-charging-offshore-at-oeec-2023/>>. Acesso em: 20 jun. 2024.
- CATAPULT. **Decarbonising Maritime Operations In North Sea Offshore Wind O&M**: innovation roadmap produced for the UK Government DFT and FCDO. 2021. 194 p. Disponível em: <<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/60e5ce8ae90e0764c8f0a3d4/decarbonising-maritime-operations-in-north-sea-offshore-wind-o-and-m.pdf>>. Acesso em 20 jun. 2024
- CAVALIC, A. **Damen to introduce fully electric Service Operations Vessel for offshore wind farm sector**. 2023. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2023/09/06/damen-to-introduce-fully-electric-service-operations-vessel-for-offshore-wind-farm-sector/>>. Acesso em: 20 jun. 2024.
- CIMC RAFFLES. **Van Oord OWIV**. [s.d.]. Disponível em: <<https://www.cimc-raffles.com/en/list-47-1.html#modal1>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.
- CMB.TECH. **Hydrocat**. 2023. Disponível em: <https://cmb.tech/uploads/files/HYDROCAT_2023-06-07.pdf>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.
- CRIAÇÃO. **Ciclo de vida de uma usina eólica offshore**, 2019.
- DAMEN. **Damen introduces fully electric SOV with offshore charging**. 2023a. Disponível em: <<https://www.damen.com/insights-center/news/damen-introduces-fully-electric-sov-with-offshore-charging>>. Acesso em: 25 jun. 2024.
- DAMEN. **Damen Shipyards introduces the new Fast Crew Supplier 3210 Hybrid**. 2023b. Disponível em: <<https://www.damen.com/insights-center/articles/damen-shipyards-introduces-the-new-fast-crew-supplier-3210-hybrid>>. Acesso em: 23 jun. 2024.
- DNV. **Alternative Fuels Insight (AFI)**: The Alternative Fuels Insight platform provides the maritime industry with an open platform for evaluating the uptake of alternative fuels and technologies. 2023.
- DOUGLAS WESTWOOD. **Assessment of Vessel Requirements for the U.S Offshore Wind Sector**. EUA: Douglas Westwood, 2013. 219 p.
- DURAKOVIC, A. **Damen Unveils New Offshore Vessel Charging Concept**. 2024. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2024/06/13/damen-unveils-new-offshore-vessel-charging-concept/>>. Acesso em: 20 jun. 2024.
- DURAKOVIC, A. **Van Oord's Boreas First to Use Wärtsilä Methanol System**. 2022. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2022/03/22/van-oords-boreas-first-to-use-wartsila-methanol-system/>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.
- ECONOMIST IMPACT. **Shipping faces uncertain route to zero-carbon future**: the shipping sector is struggling to decide which future fuels offer the most cost-effective way to cut carbon emissions. 2019. Disponível em: <https://ocean.economist.com/blue-finance/articles/shipping-faces-uncertain-route-to-zero-carbon-future>. Acesso em: 20 jun. 2024.
- GONZÁLEZ, M. O. A. **Processo para Gerenciar a Integração de Clientes no Processo de Desenvolvimento do Produto**. 2010. 242 f. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Centro de Ciências Exatas e Tecnologia, Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2010.

GRAY, A. **SETTING A BENCHMARK FOR DECARBONISING O&M VESSELS OF OFFSHORE WIND FARMS**. Escócia. 2021. 21 p. Disponível em: <https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2021/02/VesselEmissionsOM_Final.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2024.

GWEC. **GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2024**. Bruxelas: GWEC, 2024. 156 p.

IMO. IMO's work to cut GHG emissions from ships. **2023**. Disponível em: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Cutting-GHG-emissions.aspx>. Acesso em: 23 de junho de 2024.

KALDELLIS, J.K.; APOSTOLOU, D. Life cycle energy and carbon footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart. **Renewable Energy**, v. 108, p. 72-84, ago. 2017.

MARINE LINK. **Van Oord's Boreas Set for First Job at German Offshore Wind Project**. 2024. Disponível em: <<https://www.marinelink.com/news/van-oords-boreas-set-first-job-german-514034>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

MAERSK. **Maersk names second vessel of its large methanol-enabled fleet "Astrid Mærsk" in Yokohama, Japan**. 2024. Disponível em: <<https://www.maersk.com/news/articles/2024/04/04/maersk-names-second-vessel-of-its-large-methanol-enabled-fleet-as-astrid-maersk-in-yokohama>>. Acesso em: 20 de jul. de 2024.

MELO, D. C. de. **Framework de um sistema especialista de análise econômica para empreendimentos de usinas eólicas offshore**. 2020. 152 f. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2020.

MEMIJA, A. **Dual-Fuel Methanol Offshore Wind Turbine Installation Vessel Design Gets ABS Nod**. 2024b. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2024/02/21/dual-fuel-methanol-offshore-wind-turbine-installation-vessel-design-gets-abs-nod/>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

MEMIJA, A. **First Hydrogen-Powered Crew Transfer Vessel Ready for Operation**. 2022a. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2022/05/11/first-hydrogen-powered-crew-transfer-vessel-ready-for-operation/>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

MEMIJA, A. **Van Oord's Mega Jack-Up Boreas Launched in China**. 2024a. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2024/05/14/van-oords-mega-jack-up-boreas-launched-in-china/>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

MEMIJA, A. **Vard's Methanol-Powered Wind Turbine Installation Vessel Gets DNV Nod**. 2022b. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2022/09/29/vards-methanol-powered-wind-turbine-installation-vessel-gets-dnv-nod/>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

ORSTED. **What is the carbon footprint of offshore wind?**. [s.d]. Disponível em: <https://orsted.com/en/insights/the-fact-file/what-is-the-carbon-footprint-of-offshore-wind>. Acesso em: 26 de junho de 2024.

PROJECT CARGO JOURNAL. **Van Oord secures Nordseecluster contract, first job for Boreas**. 2024. Disponível em: <<https://www.projectcargojournal.com/offshore/2024/05/28/van-oord-secures-nordseecluster-contract-first-job-for-boreas/?gclid=accpt>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

PU, YI-H. Renewable Methanol as a Fuel for Heavy-Duty Engines: A Review of Technologies Enabling Single-Fuel Solutions. **Energies**, v.17, 2024.

ROHRIG, K. *et al*. Powering the 21st century by wind energy – Options, facts, figures. **Applied Physics Reviews**. Germany. Jan. 2019.

UK GOVERNMENT. **Decarbonising Maritime Operations in North Sea Offshore Wind O&M: innovation roadmap**. 2021. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/60e5ce8ae90e0764c8f0a3d4/decarbonising-maritime-operations-in-north-sea-offshore-wind-o-and-m.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2024.

UNITED STATES COAST GUARD. **Types of Offshore Wind Support Vessels**. Disponível em: <https://www.dco.uscg.mil/OCSNCOE/NME-Support-Vessels/Types/>. Acesso em: 20 jun. 2024.

VAN OORD. **Milestone: Van Oord's offshore installation vessel Boreas successfully launched**. 2024a. Disponível em: <<https://www.vanoord.com/en/updates/milestone-van-oords-offshore-installation-vessel-boreas-successfully-launched/>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

VAN OORD. **Press Release: Van Oord takes next step in implementing more sustainable fuels**. 2023. Disponível em: <https://www.vanoord.com/drupal/media/data/default/2023-04/Press%20release%20-%20Methanol%20Engines%20Boreas%20-%20UK_0.pdf>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

VAN OORD. **Van Oord orders mega ship to install 20 MW offshore wind foundations and turbines**. 2021. Disponível em: <<https://www.vanoord.com/en/updates/van-oord-orders-mega-ship/>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

VAN OORD. **Van Oord wins contract for Nordseecluster offshore wind project**. 2024b. Disponível em: <<https://www.vanoord.com/en/updates/van-oord-wins-contract-nordseecluster-offshore-wind-project>>. Acesso em: 24 de jun. de 2024.

VARD MARINE. **ANCHOR HANDLING TUG SUPPLY VESSELS**. Disponível em: <https://vardmarine.com/vessels/vard-2-series-anchor-handling-vessels/>. Acesso em: 20 jun. 2024.

WILLIAMS, C. Research methods. **Journal of Business & Economic Research**, v. 5, n. 3, p. 65–72, 2007.

Avaliação de Recurso Eólico e Seleção de Aerogeradores para Parques Eólicos Offshore

Tiago Chelni¹, João Victor de Luca Dalla Valle¹, Ana Paula Oening¹, Rodrigo Canestraro Quadros, Lucas Gomes Fonçatti, Robinson Antonio Silva²

1, Lactec - Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, ² Petróleo Brasileiro S.A.

tiago.ch@hotmail.com, joaodeluca104@gmail.com, ana.oening@lactec.com.br, rodrigocanes@gmail.com, lucas.foncatti@gmail.com, robinson@petrobras.com.br

RESUMO

A construção de plantas eólicas offshore tem se destacado mundialmente na busca por energia renovável e limpa, oferecendo vantagens sobre tecnologias onshore, como maior regularidade e confiabilidade de geração, preservação do solo e redução do impacto visual e sonoro. No Brasil, o interesse por esta tecnologia está em ascensão, devido à extensa costa, ao grande potencial de geração e à proximidade dos centros de demanda energética. Diferentes estudos relacionados as plantas eólicas offshore tem sido desenvolvidos no país, em especial o projeto de pesquisa e desenvolvimento intitulado “Métodos Construtivos de Parques Eólicos Offshore”, desenvolvido entre Lactec e Petrobrás no âmbito do P&D ANEEL, onde está sendo desenvolvido um sistema para estimar as tecnologias comercialmente disponíveis, bem como os aerogeradores e métodos construtivos mais adequados e economicamente viáveis para ambientes offshore, considerando as particularidades de cada local. Neste contexto, esse trabalho apresenta uma metodologia que envolve a análise de múltiplos modelos de aerogeradores para um pré-dimensionamento de parques eólicos offshore em conformidade com a norma IEC 61400. Foram avaliadas as reduções do fator de capacidade, devido à diminuição da velocidade do vento causada pela esteira dos aerogeradores a montante, com o objetivo de reduzir a divergência entre a produção anual de energia estimada e a real. Como resultado, a metodologia permitiu uma avaliação rápida e precisa de diferentes aerogeradores aplicáveis a parques eólicos, de forma a auxiliar na definição das melhores alternativas técnicas.

Palavras-chaves:

Energia Eólica Offshore; Parques Eólicos; Aerogeradores.

ABSTRACT

The use of offshore wind turbines has gained prominence in the pursuit of renewable and clean energy, offering advantages over onshore technologies, such as greater generation consistency and reliability, land preservation, and reduced visual and noise impact. In Brazil, interest in offshore wind turbines is growing due to the extensive coastline and proximity to energy demand centers. A research and development project underway, through a cooperation agreement between Lactec and Petrobras titled “Constructive Methods for Offshore Wind Farms,” is developing methodologies and systems to evaluate commercially available technologies, as well as the most suitable and economically viable wind turbines and construction methods for offshore environments, taking into account the specific characteristics of each location. In this context, a methodology is presented involving the analysis of multiple wind turbine models for the preliminary design of wind farms, in accordance with IEC 61400 standards. The reductions in capacity factor due to the decrease in wind speed caused by the wake of upstream turbines were assessed, with the goal of reducing the discrepancy between estimated and actual Annual Energy Production. As a result, the methodology enabled a rapid and accurate evaluation of different wind turbines applicable to wind farms.

Keywords:

Offshore Wind Energy; Wind Farms; Wind Turbines.

1. INTRODUÇÃO

O aumento da participação das energias renováveis no mix global exige a exploração de todas as fontes disponíveis, incluindo a energia das ondas, que necessita de investimentos e pesquisas para alcançar a maturidade tecnológica (deCastro *et al.*, 2024). Paralelamente, a energia eólica tem evoluído rapidamente devido a inovações tecnológicas e mudanças no mercado, com expectativas de crescimento no tamanho das turbinas e usinas até 2035. Especialistas preveem turbinas de 5,5 MW onshore e 17 MW offshore, com usinas de 1.100 MW em plataformas fixas e 600 MW em plataformas flutuantes, destacando a necessidade de estratégias comerciais e prioridades de pesquisa adaptadas a essas tendências (Beiter *et al.*, 2022)

A complexidade da análise de condições ambientais de vento, somada a uma grande gama de combinações de equipamentos disponíveis, exige uma abordagem metódica que considere esses fatores para garantir a eficiência e a viabilidade econômica dos projetos. Outra complexidade são os dados de aerogeradores, que nem sempre estão disponíveis. Preencher essas lacunas de dados é necessário para permitir uma avaliação mais precisa das capacidades dos aerogeradores e possibilitar uma escolha de modelos que se adaptem melhor às condições específicas de cada local (Saint-Drenan, Yves-Marie *et al.*, 2019).

Neste contexto, os objetivos deste trabalho residem no desenvolvimento de uma metodologia robusta para estimar a geração de energia por diferentes modelos de aerogeradores em parques eólicos offshore, levando em consideração as variáveis ambientais de vento e as características específicas de cada local; avaliar a redução do fator de capacidade dos aerogeradores causada pela esteira de vórtices gerada por turbinas a montante, que pode impactar negativamente a eficiência da produção energética; e, através da análise detalhada dessas interações, fornece uma base para a seleção de aerogeradores mais adequados, otimizando a configuração dos parques eólicos e contribuindo para a maximização da produção anual de energia (PAE) em ambientes offshore.

Desta forma, espera-se com esta pesquisa a capacidade de realizar uma avaliação rápida e mais acurada de diferentes modelos de aerogeradores, permitindo a identificação das opções mais eficientes e adequadas para as condições específicas de cada parque eólico offshore. Com a otimização da seleção de aerogeradores e a redução das incertezas associadas à produção de energia, a pesquisa também visa facilitar a implementação de projetos de energia renovável, impulsionando a transição para uma matriz energética mais sustentável e diversificada no país.

2. ESTADO DA ARTE

A análise estatística da energia eólica exige o conhecimento da distribuição das velocidades do vento em um local específico, sendo a distribuição Weibull de dois parâmetros a técnica mais comum. Embora a distribuição Weibull de três parâmetros, que inclui a frequência de ventos nulos, possa representar melhor a distribuição do vento e oferecer vantagens em análises de ventos com velocidades nulas ou baixas, a de dois parâmetros é geralmente preferida, devido à sua simplicidade, facilidade de uso e robustez, tornando-a uma escolha prática e eficaz para a avaliação da potência eólica (Wais, 2017).

O planejamento de engenharia de um parque eólico envolve o layout das turbinas, o número de turbinas a serem instaladas e os tipos de turbinas utilizadas. Os principais objetivos desse planejamento são minimizar o Custo da Energia (COE) em \$/kWh e maximizar a produção líquida de energia. A perda de energia devido aos efeitos de esteira pode ser reduzida com um planejamento cuidadoso do arranjo das turbinas, conhecido como planejamento de layout de parques (Chowdhury *et al.*, 2013).

O layout de um parque eólico impacta diretamente a produção de energia, pois a disposição dos aerogeradores pode otimizar ou comprometer a captura de energia eólica. Uma configuração inadequada pode criar áreas de sombreamento, onde a velocidade do vento é reduzida, prejudicando a produção total de energia. O fenômeno de sombreamento, causado pela formação de esteiras de vórtices quando turbinas são posicionadas muito próximas, resulta em zonas de baixa velocidade do vento e pode levar a uma significativa redução na produção de energia nas áreas afetadas (Pinto, 2012).

A energia eólica é atualmente a fonte de energia que mais cresce globalmente. Tradicionalmente, o layout de parques eólicos é resolvido de forma heurística, com base na experiência dos projetistas, focando principalmente em otimizar a capacidade de produção de energia ao longo do tempo. Dada a natureza estocástica das velocidades do vento, a produção de energia eólica envolve incertezas

significativas. Técnicas com algoritmos evolutivos multiobjetivos para selecionar uma combinação de modelos diferentes de turbinas eólicas são utilizadas para dimensionar e otimizar parque eólicos (Montoya et al., 2014).

3. MÉTODO DO ESTUDO

O objetivo deste trabalho é fornecer uma metodologia adequada para a seleção do aerogerador mais apropriado para aplicações específicas em parques eólicos offshore. Para isso, foram utilizados bancos de dados com informações sobre os regimes de vento ao longo da costa brasileira, além de uma lista dos principais modelos de aerogeradores aptos para operação offshore. A metodologia desenvolvida analisa diversas condições e cenários de aplicação de aerogeradores, incorporando variáveis ambientais e tecnológicas relevantes. Devido à complexidade e à magnitude da demanda, a metodologia foi segmentada em quatro principais áreas:

- Banco de dados: Criação de um banco de dados de vento e modelos de aerogeradores.
- Parâmetros operacionais: Estabelecimento de um método de cálculo que permita a análise e viabilidade de instalação de um aerogerador, considerando as condições de vento e a pré-configuração de um layout do parque.
- Seleção do aerogerador: Desenvolvimento de um método que possibilite a análise de diversos aerogeradores para um mesmo parque, calculando o número de turbinas requeridas, a produção anual de energia e a capacidade do parque, levando em conta as perdas devido ao déficit de velocidade do vento provocado pelas esteiras de vórtices dos aerogeradores.

A Figura 1 apresenta um resumo dos principais passos.



Figura 1 – Resumo da metodologia aplicada ao Módulo de Aerogeradores.
Fonte: Os autores (2023).

3.1. BANCO DE DADOS

O banco de dados possui dois tipos principais de informações: dados de ventos e dados de modelos de aerogeradores. No entanto, para alguns modelos de aerogeradores, nem sempre há informações suficientes disponíveis. Nesse sentido, este documento também descreve outros métodos empregados para preencher as lacunas deixadas pelos dados ausentes.

3.1.1. DADOS DE VENTO

Os dados de vento têm o propósito de avaliar a intensidade dos ventos aos quais as estruturas dos aerogeradores estarão sujeitas. Essas informações foram obtidas por meio de uma ferramenta de Sistema de Informação Geográfica e da ferramenta WEB Global Wind Atlas para a costa brasileira (Global Wind Atlas, 2023). Os dados ambientais coletados incluem:

- Coeficientes A e K de Weibull;
- Para alturas de referência de 50, 100 e 150 metros.

3.1.2. DADOS DE AEROGERADORES

Foram obtidos, via busca na internet, uma lista com mais de 90 modelos de aerogeradores designados para operações offshore. Estes incluem a potência nominal, o raio da pá, a altura mínima e máxima do hub, e a classe de vento conforme estipulado pela norma IEC 61400. Destacam-se as dificuldades em encontrar dados ausentes nos catálogos referentes aos aerogeradores. Diante dessa lacuna, foram explorados outros métodos, complementares à metodologia do módulo de aerogeradores. Esses métodos incluem:

- Estimação da Curva de Potência;
- Velocidade de Rotação, Cut-in, Nominal e Cut-out;

As Equações (1) e (2) são regressões lineares para os dados de velocidade de rotação (rpm), em função do raio das pás dos aerogeradores (m), para velocidade de rotação máxima e mínima respectivamente, obtidos a partir dos dados de aerogeradores levantados.

$$V_{m\acute{a}x} = -0,1379R + 24,48 \quad (1)$$

$$V_{m\acute{i}n} = -0,164R + 16,89 \quad (2)$$

As Equações (3), (4) e (5) são regressões lineares para os dados de Cut-in (m/s) da velocidade nominal e Cut-out, em função da potência dos aerogeradores (MW), também obtidos a partir dos dados de aerogeradores levantados.

$$V_{Cut-in} = 0,5461P + 21,658 \quad (3)$$

$$V_{nominal} = 0,1819P + 10,473 \quad (4)$$

$$V_{Cut-out} = 0,0292P + 2,9979 \quad (5)$$

Para o cálculo da potência produzida por um aerogerador é recorrente a utilização de curvas de potência. Contudo, os dados sobre curvas de potência são difíceis de serem obtidos, pois geralmente possuem propriedade ou sigilo e estão disponíveis apenas por meio de bancos de dados comerciais ou com fabricantes (Global Offshore Wind Farms Database | 4C Offshore, 2023; Wind energy database, 2023; Wind turbines database, 2023; Saint-Drenan, Yves Marie et al., 2019).

No caso, para o cálculo do fator de capacidade, o uso de uma curva de potência é incontornável e a falta de informação é muitas vezes abordada escolhendo curvas de potência equivalentes com base na semelhança entre a turbina desejada e aquelas para as quais uma curva de potência está disponível (Becker; Thrán, 2017). No entanto, mesmo essa abordagem carece de uma justificativa amplamente reconhecida e validada.

Uma forma de estimar uma curva de potência é utilizar a Equação (6), que descreve a potência produzida pela velocidade do vento (Pinto, 2012)

$$P_{WT} = \frac{\rho A_{rotor}}{2} V_{WS}^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (6)$$

Os parâmetros dessa equação são:

- P_{WT} – Produção de energia eólica,
- ρ – Densidade do ar,
- A_{rotor} – Área do rotor,
- V_{WS} - Velocidade nominal do vento,
- C_p – Coeficiente de potência,

Essa equação teórica descreve uma relação entre $[\frac{\rho A_{rotor}}{2} V_{WS}^3 C_p]$, a potência de entrada do vento, e a parcela da potência do vento que é extraída pelas pás, $C_p(\lambda, \beta)$. Seguindo essa equação, Saint-Drenan, Yves-Marie et al. (2019), propõem um algoritmo para estimativa das curvas de potência, considerando dados básicos dos modelos disponíveis na grande maioria das vezes nos catálogos dos fornecedores. A abordagem requer dados como a potência nominal do modelo, a dimensão do rotor, a velocidade nominal do vento, as velocidades de rotação e dados ambientais.

3.2. PARÂMETROS OPERACIONAIS DO PARQUE

A primeira etapa do cálculo considera a filtragem dos modelos de aerogeradores aptos a serem instalados na região escolhida da costa brasileira. Para isso são utilizados os fatores K e A de Weibull para a estimativa da probabilidade de ocorrência de ventos extremos na região escolhida. Na sequência, é determinada uma classe de vento para esse resultado com base na norma IEC 61400, de forma que essa classe de vento passe a ser um filtro dos modelos de aerogeradores capazes a serem instalados. Assim,

todos os aerogeradores que apresentarem classe igual ou superior são elencados como modelos aptos a serem utilizados na região escolhida. A Figura 2 apresenta um resumo da metodologia.

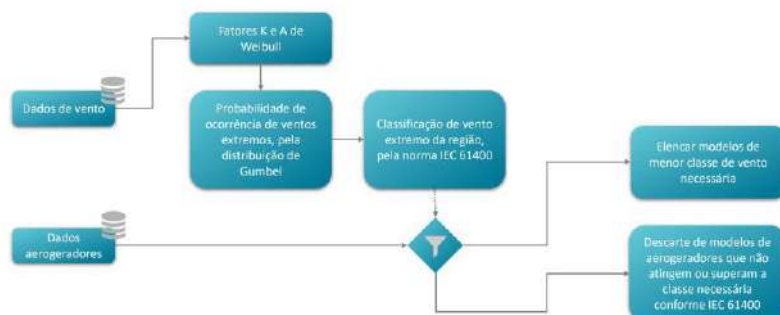


Figura 2 – Metodologia de seleção de aerogeradores aptos a instalação pela IEC 61400.
Fonte: Os autores (2022)

3.2.1. PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE VENTOS EXTREMOS E CLASSIFICAÇÃO

Para cada local escolhido, existem variações acerca das velocidades do vento, seja em termos da velocidade média ou distribuição de velocidade ao longo de um amplo ou estreito espectro. Os dados retirados de norma, são os considerados pelas normas IEC 61400-1 e IEC 61400-3. Já para os dados retirados de artigos, visando a estimação das velocidades extremas, tem-se o levantamento do comparativo entre curvas de distribuição de Weibull, Rayleigh, Gumbel, Fletcher. Os trabalhos utilizados para a definição de critérios de correção são dados por (Bakker; De Koker; Viljoen, 2021; Carlos Agustín, 2013; Hong; Li; Mara, 2013; Huang *et al.*, 2018; Kang; Ko; Huh, 2015; Martin *et al.*, 2014; Simiu *et al.*, 2001; Wang *et al.*, 2015; Xiao *et al.*, 2006).

Tomando-se a função de distribuição cumulativa de Weibull como a distribuição “pai” ($F^n(V)$), a distribuição para extremos anuais para médias de 10 minutos é dada por:

$$F_n(V) = \left[1 - \exp \left\{ - \left(\frac{V}{V_{ave}} \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right)^k \right\} \right]^n \quad (7)$$

sendo:

- V : velocidade;
- V_{ave} : velocidade média anual;
- Γ : função gama;
- k : fator de forma de Weibull;
- n : número de períodos independentes considerado, 52596 períodos por ano.

$$n = \frac{(365,25)(24)(60)}{T_{med}} \quad (8)$$

- T_{med} : 10 [min].

Se considerando um período de retorno de T_r anos, então a velocidade anual extrema para uma média de 10 minutos – V_r :

$$\frac{1}{1 - F^n(V_r)} = T_r \rightarrow F(V_r) = \exp \left(\frac{\ln \left(1 - \frac{1}{T_r} \right)}{n} \right) \quad (9)$$

Para o modelo de distribuição de Gumbel ou Fisher-Tippett tipo 1, a distribuição de extremos anuais para ventos com médias tomadas de 10 minutos, e utilizando a distribuição de Weibull como “pai”, isto é, considerando a Equação (7) como assintótica, tem-se:

$$F_n(V) = \exp \left[- \exp \left\{ - \frac{k}{\frac{V_{ave}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)}} (\ln n)^{1 - \frac{1}{k}} \left(V - \frac{V_{ave}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)} (\ln n)^{\frac{1}{k}} \right) \right\} \right] \quad (10)$$

Em que, semelhantemente à distribuição de Weibull, considerando que o período de retorno seja T_r , a velocidade média estimada para o período de retorno V_r , é atualizada como:

$$\frac{1}{1 - F_n(V_r)} = T_r \rightarrow F_n(V_r) = 1 - \frac{1}{T_r} \quad (11)$$

Combinando a Equação (10) e (11), tem-se a correção para a velocidade de referência para o período de retorno V_r , em relação à velocidade média anual, medida para um período anual, com médias de 10 minutos V_{ave} , como:

$$V_r = V_{ave} \frac{(\ln n)^{\frac{1}{k}-1}}{k\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \left[k \ln n - \ln \left\{ -\ln \left(1 - \frac{1}{T_r} \right) \right\} \right] \quad (12)$$

Para os cálculos realizados na Equação (10) conclui-se que, todos baseiam-se no fator de forma k de Weibull, um período de retorno T_r , especificado e também um número de eventos n , que para as considerações de cálculo, são períodos independentes.

Quanto ao cálculo das classes de vento, dar-se-á prosseguimento em elencarem-se os modelos mais adequados (menor classe) para minimização de custos e aumento de fator de capacidade. Segundo a norma IEC 61400-1, a classificação para os modelos de aerogeradores, quanto a classificação do vento, pode ser feita de duas maneiras (Tabela 1), sendo elas:

- Classe I, II, III e S (todas em acordo com o critério T – *Tropical*): classificação para velocidade do vento de referência;
- A+, A, B, C: classificação para a turbulência do vento.

Tabela 1 – Parâmetros básicos por classe de turbinas.

Classe da turbulência do vento	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	
$A - I_{ref}$ (-)		0,16		Valores específicos por projeto
$B - I_{ref}$ (-)		0,14		
$C - I_{ref}$ (-)		0,14		

Fonte: IEC 61400-1 (2019)

3.3. SELEÇÃO DO AEROGERADOR

Com o objetivo de se obter várias combinações possíveis, de forma rápida para um pré-projeto, a metodologia proposta segue os seguintes passos:

- Construção de um parque eólico genérico, com uma determinada turbina eólica offshore, um determinado número de turbinas, sendo elas separadas num formato de triângulo equilátero e para diferentes afastamentos.
- Aplicação de um coeficiente de penalidade (CP). Este fator leva em consideração as perdas associadas às esteiras de vórtices é extraído ao fator de capacidade (FC) para cada conjunto de afastamentos do parque eólico genérico. Para essa análise é utilizada a biblioteca PyWake (PyWake, 2023).
- Cálculo do fator de capacidade de cada modelo de aerogerador apto a instalação, seguindo a norma IEC 61400.
- Cálculo do fator de capacidade Ajustado (FCA), derivado do produto entre o FC de cada aerogerador e do CP.
- Por fim, é possível se obter um número de turbinas, PAE e capacidade possível para cada aerogerador em diferentes afastamentos entre eles.

A Figura 3 apresenta um esquema gráfico do desenvolvimento da metodologia, com os dados requeridos de entradas, o desenvolvimento da metodologia, e com os resultados.

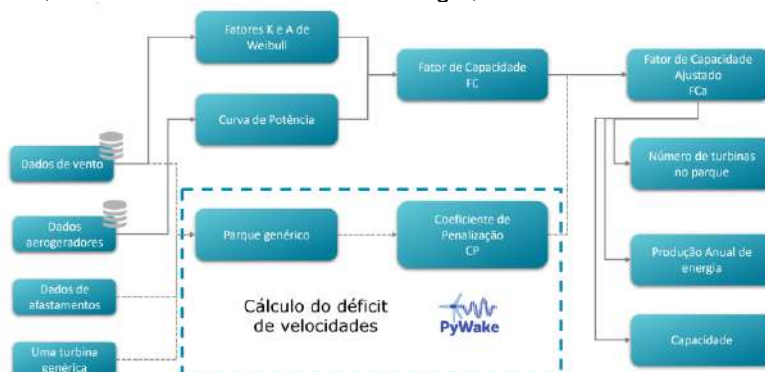


Figura 3 – Desenvolvimento interno da metodologia de seleção do aerogerador.

Fonte: Os autores (2022)

3.3.1. FATOR DE CAPACIDADE

Classificados os modelos de aerogeradores aptos a serem instalados, após filtragem de modelos pela norma IEC 61400, foram elencados os aerogeradores que apresentam melhores resultados para o fator de capacidade. Definido pela razão entre a energia efetivamente gerada e a energia teórica que seria gerada considerando-se a potência nominal do aerogerador (P_n). Para um parque a PAE e o FC devem considerar o número de turbinas (N_{aero}).

$$FC = \left(\frac{PAE_{PE}}{8,76 P_n N_{aero}} \right) \quad (13)$$

A PAE de uma turbina eólica pode ser calculada pela integração das curvas de potência ($P(u)$, em kW) e da frequência de ocorrência das velocidades de vento.

$$PAE_{PE} = 8,76 \sum_{i=1}^n P(u_i) f(u_i) \Delta u_i N_{aero} \quad (14)$$

Para a equação (13), independentemente do número de turbinas, o FC será o mesmo. Isso porquê os cálculos realizados aqui não contemplam eventuais perdas existentes como formação de esteiras de vórtices, que levam a redução da velocidade do vento e aumento da intensidade da turbulência na região.

3.3.2. COEFICIENTE DE PENALIDADE

Por meio da utilização da biblioteca PyWake foram calculadas as perdas por déficit de velocidade provocadas pelas interferências de formação de vórtices no parque eólico. A Figura 4 exemplifica essas perdas por meio da biblioteca, em que quatro diferentes posicionamentos das turbinas a depender da direção do vento, a 0°, a 30°, a 60° e a 90° de inclinação. Conforme a inclinação aumenta de 0° para 90° é percebido que a esteira de déficit de velocidades, em azul, impacta a turbina a esquerda. Esse conjunto de imagens representa bem o efeito de sombreamento.

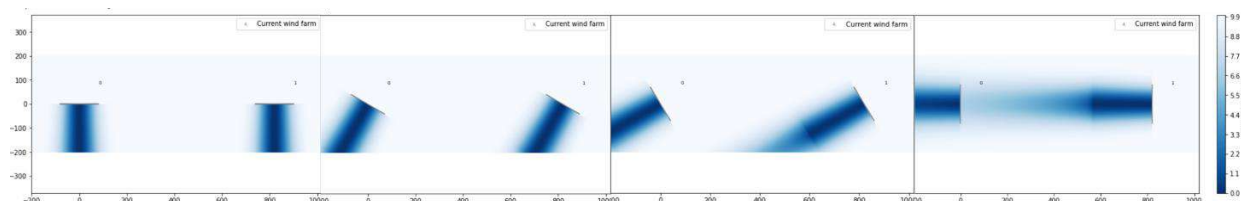


Figura 4 – Análise do déficit de velocidade entre duas turbinas, com ventos incidentes a 0°, 30°, 60° e 90° de inclinação.

Fonte: Os autores (2022).

Portanto, é possível observar que a PAE é uma consequência da maneira como o vento incide sobre o parque e da distância do aerogerador a montante. Desta forma, análise do déficit de velocidade do vento procedeu da seguinte forma:

- Estabeleceu-se um número mínimo de aerogeradores para o parque genérico, de forma que o cálculo da razão PAE pelo número de turbinas esteja próximo de um valor constante. O número mínimo adotado foi de 50 aerogeradores.
- Cálculo da PAE do parque genérico para os ventos incidentes a norte, nordeste, leste, sudeste, sul, sudoeste, oeste e noroeste.
- Para cada direção de vento incidente, aplicou-se um fator de afastamento variando de 2,5 até 15 vezes o diâmetro no modelo de aerogerador.
- Para cada dado de PAE, calculou-se o FC_{PyWake} , e o FC_{ideal} para uma condição de 100% de presença de ventos.
- Calculou-se CP (15).

$$CP = \frac{FC_{PyWake}}{FC_{ideal}} \cdot 100 [\%] \quad (15)$$

Para os aerogeradores adequados aos critérios de classes de vento requeridos, foi listado um ranqueamento dos modelos que apresentaram como resultado os valores de capacidade, FC, PAE e número de turbinas. O primeiro parâmetro de apreciação é o fator de capacidade ajustado, equação (16), tal parâmetro deriva do produto das Equações (13) e (15).

$$FC_a = CP \cdot FC \quad (16)$$

A PAE deriva do produto das Equações (13) e (16).

$$PAE_{PE} = FC_a \cdot 8,76 \cdot P_n \quad (17)$$

Como resultado, realizaram-se também os cálculos para estimar o número de aerogeradores requeridos.

$$N_{aero} = \frac{PAE_{esp.}}{365,25 \cdot 24 \cdot FC_a \cdot P_n} \quad (18)$$

Onde: N_{aero} – é o número de aerogerador por parque eólico, $PAE_{esp.}$ é a produção anual de energia do parque eólico esperada, FC_a – fator de capacidade ajustado do modelo, para o parque eólico considerado e P_n é a potência nominal do aerogerador selecionado.

A capacidade do parque,

$$P_{instala} = N_{aero} \cdot P_n \quad (19)$$

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste tópico, são apresentados quatro comparativos de pré-dimensionamento de parques eólicos com parques reais ao redor do mundo. Para tanto, foram selecionados parques que foram comissionados nos últimos cinco anos ou que estão prestes a serem comissionados. Entre os parques selecionados, um está localizado no Reino Unido, um nos Países Baixos e dois na China

Foram buscadas características diferentes dos parques, como tamanho em área de ocupação, potência do aerogerador, número de turbinas, e fabricantes distintos. A Tabela 2 apresenta um panorama destas características.

Tabela 2 – Características dos parques selecionados.

Local	Capacidade	Area	Potência do aerogerador	Número de turbinas	Fabricante
Reino Unido	1400 MW	725,7 km ²	14 MW	100	Siemens Gamesa
Reino dos Países Baixos	759 MW	289,9 km ²	11 MW	69	Siemens Gamesa
China	403 MW	64,8 km ²	6,45 MW	62	MingYang Smart Energy
China	300 MW	132,4 km ²	10 MW	36	Dongfang

Fonte: Global Offshore Renewable Map | 4C Offshore (2023)

Por conta destes parques estarem em águas não brasileiras, foram colhidos os coeficientes K e A de Weibull das localidades em que os parques estão instalados.

4.1. PARQUE EÓLICO OFFSHORE DE NORFOLK BOREAS

O Parque Eólico Offshore de Norfolk Boreas é um projeto situado na costa de Norfolk, Reino Unido. Com previsão de comissionamento total em 1º de janeiro de 2031. Com uma capacidade prevista de 1400 MW, o parque será composto por 100 turbinas eólicas do modelo SG 14-236 DD, cobrindo uma área total de 725,8 km² (Norfolk Boreas Offshore Wind Farm - Consent Authorised - United Kingdom | 4C Offshore, 2023). A região forneceu um K e um A respectivamente de 2,10 e 10,90 (Global Wind Atlas, 2023).

Na sequência, passa-se para a etapa de "Seleção do aerogerador". Aqui, buscou-se o modelo de aerogerador correspondente ao escolhido para o parque, o SG 14-236 DD, que foram classificados dentro da norma IEC 61400 classe S, I e II. No entanto, como esta turbina é de um modelo mais recente, ela não estava disponível no banco de dados, então optou-se pela escolha de um modelo mais próximo. No caso o SG 14-222 DD. A Tabela 3 apresenta os resultados desta etapa.

Tabela 3 – Resultados possíveis para o Parque Eólico Offshore de Norfolk Boreas.

Modelo de Aerogerador	Fator de capacidade	Número de turbinas necessárias	Produção anual de energia	Distância entre turbinas	Capacidade do Parque
SG 14-222 DD	42 %	119	6.147,61 GWh	557,10 m	1,67 GW
SG 14-222 DD	50 %	100	6.173,24 GWh	1.114,20 m	1,40 GW
SG 14-222 DD	52 %	96	6.174,28 GWh	1.671,30 m	1,34 GW
SG 14-222 DD	53 %	94	6.140,39 GWh	2.224,40 m	1,32 GW
SG 14-222 DD	55 %	94	6.186,19 GWh	2.785,50 m	1,32 GW

Fonte: Os autores (2023).

Para este parque, a capacidade instalada é de 1,40 GW. Este parâmetro serve como referência para a seleção dos modelos de aerogeradores apresentados na Tabela 3. Existem cinco possibilidades de

instalação de aerogeradores, cada uma com diferentes fatores de capacidade, número de turbinas e distâncias entre aerogeradores. Segundo a literatura, é recomendável buscar um parque com o maior FC possível, sendo que os melhores parques possuem um FC em torno de 50% (Energês, 2020; Pinto, 2012).

Embora os valores de FC nos cinco casos da Tabela 3 não variem significativamente, os primeiros casos requerem uma capacidade instalada maior. Isso não implica necessariamente em uma maior produção de energia, como pode ser observado na coluna de produção anual de energia, onde todos os cinco casos apresentam produções próximas. Portanto, escolhe-se o último caso, que apresenta o maior FC, menor número de turbinas e maior PAE.

A Figura 5 e Figura 6 apresentam, respectivamente, o déficit de velocidade do vento e a produção anual de energia para cada modelo de aerogerador do parque, com um vento incidente do Nordeste. Na Figura 5, é possível observar a influência provocada pelas esteiras de vórtices a jusante de cada turbina. Já na Figura 6, pode-se concluir como o efeito acumulado das esteiras reduz a eficiência das turbinas localizadas mais ao Sul em até 2,1%, em comparação com as turbinas mais ao Norte.

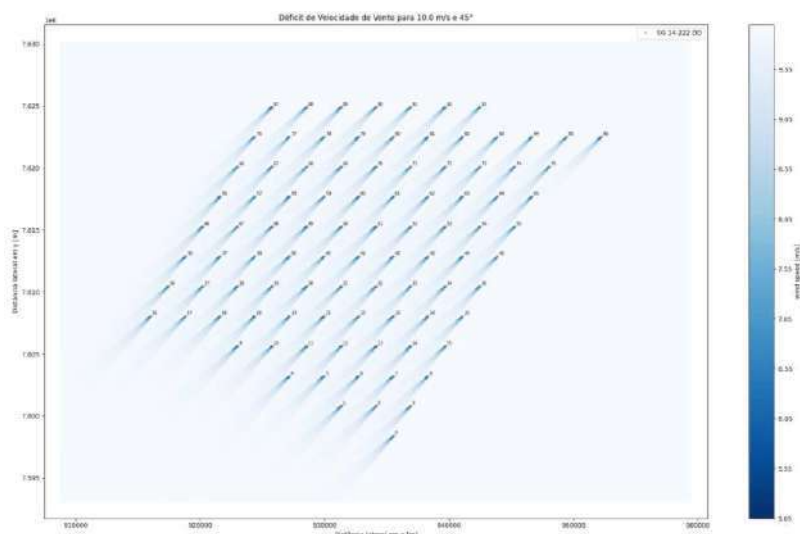


Figura 5 – Déficit de velocidade do vento, para o Parque Eólico Offshore de Norfolk Boreas.
Fonte: Os autores (2023).

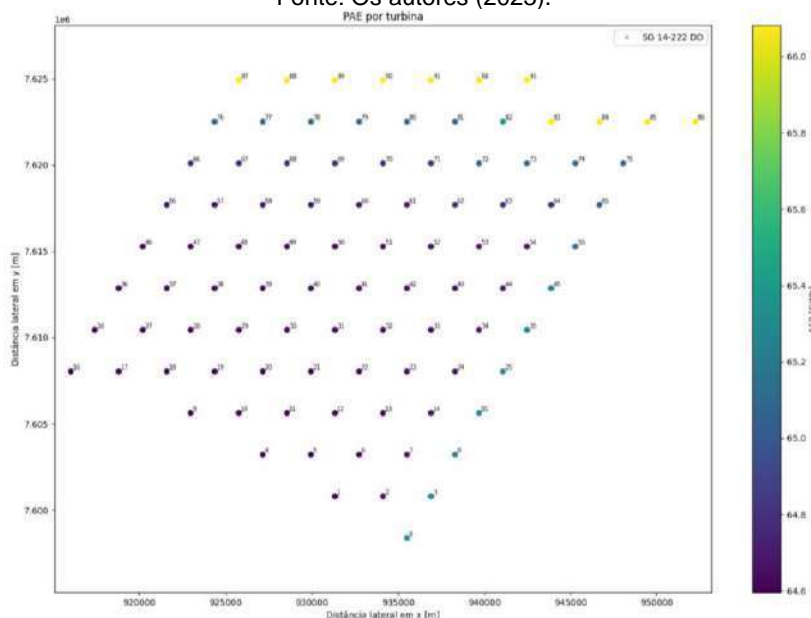


Figura 6 – Déficit de velocidade do vento e PAF por turbina, para o Parque Eólico Offshore de Norfolk Boreas.
Fonte: Os autores (2023).

Como resultado, a Figura 7 apresenta as variações entre o parque real e o estimado pela metodologia. Para o dimensionamento da área, o modelo proposto não apresentou grandes alterações. Já para a capacidade, o modelo apresentou uma ligeira queda. Isso ocorreu por conta da redução de 6 turbinas na simulação do estimado. Para o modelo estimado, o FC está adequado, a PAE é a máxima, e

a área ainda disponibilizada comporta a instalação de mais 15 turbinas. O que pode elevar ainda mais a capacidade e a PAE.

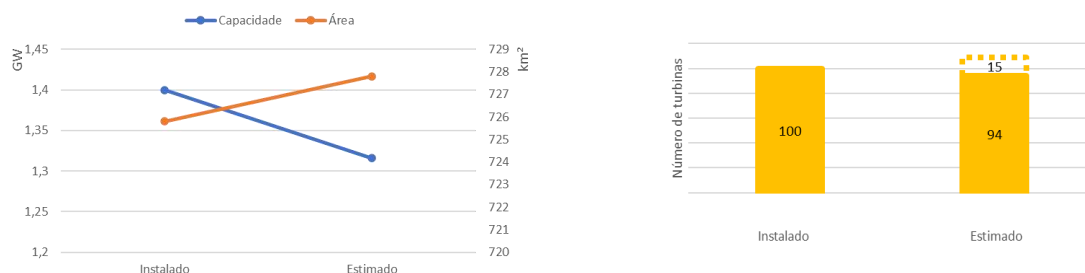


Figura 7 – Resultados para o estudo de caso do Parque Eólico Offshore de Norfolk Boreas.
Fonte: Os autores (2023).

4.2. PARQUE EÓLICO OFFSHORE DE HOLLANDSE KUST NOORD

O Parque Eólico Offshore Hollandse Kust Noord é um projeto localizado na costa do Reino dos Países Baixos, com sua conclusão prevista para 31 de dezembro de 2023. Com uma capacidade total de 759 MW, o parque é composto por 69 turbinas eólicas, cada uma do modelo SG 11.0-200 DD. A área total do parque abrange 289,9 km² (Hollandse Kust Noord Offshore Wind Farm - Partial Generation/Under Construction - Netherlands | 4C Offshore, 2023). Os coeficientes de Weibull para o Hollandse Kust Noord são definidos como $K = 2,1$ e $A = 10,6$ (Global Wind Atlas, 2023).

Similarmente ao primeiro caso, buscou-se o modelo correspondente ao escolhido para o parque, o SG 11.0-200 DD, entre os modelos classificados pelas classes S, I e II da IEC 61400. Assim como no caso anterior, este modelo não estava disponível no banco de dados, portanto, optou-se pelo modelo mais próximo, o V164-10.0MW. A Tabela 4 apresenta os resultados desta etapa.

Tabela 4 – Resultados possíveis para o Parque Eólico Offshore Hollandse Kust Noord.

Modelo de Aerogerador	Fator de capacidade	Número de turbinas necessárias	Produção anual de energia	Distância entre turbinas	Capacidade do Parque
V164-10.0MW	38 %	100	3.334,51 GWh	410,00 m	1,00 GW
V164-10.0MW	46 %	83	3.334,27 GWh	820,00 m	0,83 GW
V164-10.0MW	48 %	80	3.354,65 GWh	1.230,00 m	0,80 GW
V164-10.0MW	49 %	79	3.367,13 GWh	1.640,00 m	0,79 GW
V164-10.0MW	49 %	78	3.350,69 GWh	2.050,00 m	0,78 GW

Fonte: Os autores (2023).

Para este parque, a capacidade instalada é de 759 MW. Como apresentado na Tabela 4, existem cinco possibilidades de instalação do modelo, cada uma com diferentes fatores de capacidade, número de turbinas e distâncias entre aerogeradores. O FC mais adequado é de 49%, por ser o maior. Portanto, opta-se pelo último caso, que apresenta o maior FC e menor número de turbinas. Como resultado, a distribuição de aerogeradores abrange toda a área prevista do parque (Figura 8).



Figura 8 – Distribuição dos aerogeradores para o Parque Eólico Offshore Hollandse Kust Noord pela metodologia proposta.

Fonte: Os autores (2023).

Como resultado, a Figura 9 apresenta as variações entre o que existe instalado e o estimado pela metodologia. Para o dimensionamento da área, o modelo proposto não apresentou grandes alterações. Já para a capacidade, o modelo apresentou um ligeiro aumento. Isso ocorreu por uma combinação de dois fatores, pela troca da turbina de 11 MW por de 10 MW e do aumento do número de turbinas requeridas.

O aumento do número de turbinas foi necessário para compensar a PAE defasada pela potência do aerogerador de 10 MW. Para o modelo estimado, o FC está adequado, a PAE é a máxima, e a área comporta a instalação de mais 1 turbinas. O que pode elevar a capacidade e a PAE.

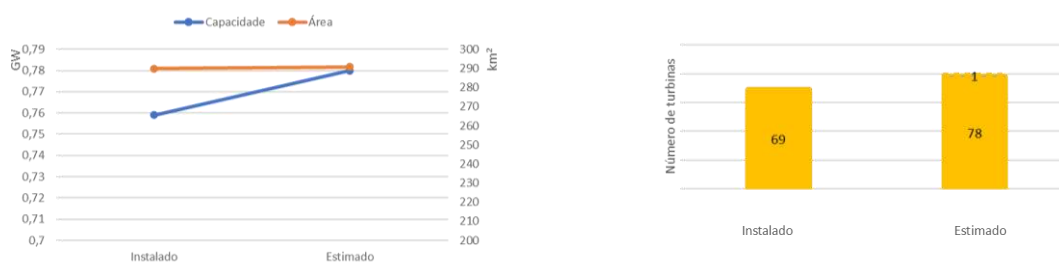


Figura 9 – Resultados para o estudo de caso do Parque Eólico Offshore de Hollandse Kust Noord.
Fonte: Os autores (2023).

4.3. PARQUE EÓLICO OFFSHORE CGN SHANWEI JIAZI II

O Parque Eólico Offshore CGN Shanwei Jiazi II é um projeto situado na costa da China, com sua comissão completa ocorrida em 20 de dezembro de 2022. Com uma capacidade total de 403 MW, o parque é composto por 62 turbinas eólicas, cada uma do modelo MySE 6,45 - 180. A área total do parque abrange 64,78 km² (CGN Shanwei Jiazi II Offshore Wind Farm - Fully Commissioned - China | 4C Offshore, 2023). Os coeficientes de Weibull para o parque são definidos como $K = 2,3$ e $A = 9,7$ (Global Wind Atlas, 2023).

Novamente, o modelo de turbina MySE 6,45-180 não estava disponível, então a solução foi buscar um modelo de potência e diâmetro similar. A escolha recaiu sobre a MySE 7,0-158. A Tabela 5 apresenta os resultados para esta escolha com três possibilidades de instalação do modelo.

Tabela 5 – Resultados possíveis para o Parque Eólico Offshore CGN Shanwei Jiazi II.

Modelo de Aerogerador	Fator de capacidade	Número de turbinas necessárias	Produção anual de energia	Distância entre turbinas	Capacidade do Parque
MySE 7,0-158	37 %	79	1.783,80 GWh	395,00 m	0,55 GW
MySE 7,0-158	46 %	63	1.789,59 GWh	790,00 m	0,44 GW
MySE 7,0-158	49 %	60	1.796,71 GWh	1.185,00 m	0,42 GW

Fonte: Os autores (2023).

O fator de capacidade mais adequado é de 49%. Portanto, opta-se pelo último caso, que possui o maior FC e o menor número de turbinas. Como resultado, a Figura 10 apresenta as variações entre o que está instalado e o estimado pela metodologia. Para o dimensionamento da área, o modelo proposto apresentou uma variação de 10 km². Já para a capacidade, o modelo apresentou um ligeiro aumento. O aumento na área ocorreu devido à inexistência do modelo de aerogerador no banco de dados do programa, e a necessidade de se atingir a capacidade instalada. Para o modelo estimado, o FC está próximo do que se considera ótimo.

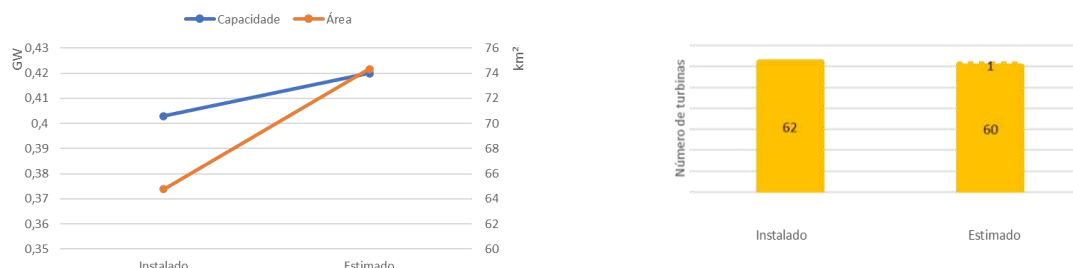


Figura 10 – Resultados para o estudo de caso do Parque Eólico Offshore de CGN Shanwei Jiazi II.
Fonte: Os autores (2023).

4.4. PARQUE EÓLICO OFFSHORE CHANGLE AREA A

O Parque Eólico Offshore Changle Area A é um projeto localizado na costa da China, com sua comissão completa ocorrendo em 25 de março de 2022. Com uma capacidade total de 360 MW, o parque é composto por 36 turbinas eólicas, cada uma do modelo DEW-D10 - 185. A área total do parque abrange

132,36 km² (Changle Area A Offshore Wind Farm - Fully Commissioned - China | 4C Offshore, 2023). Os coeficientes de Weibull para o parque são definidos como $K = 2,6$ e $A = 11,7$ (Global Wind Atlas, 2023).

Para este parque, a capacidade instalada é de 360 MW. Como mostrado na Tabela 6, existem quatro possibilidades de instalação do modelo. Todos os fatores de capacidade na Tabela 6 são considerados ótimos. Aqui, o FC mais alto não é necessariamente o melhor. Nos últimos dois casos, os FC são próximos, 64% e 63%, e o número de turbinas difere por uma. A principal variação está na distância entre as turbinas, como mostra a Figura 11. Portanto, para economizar no roteamento dos cabos, opta-se pela terceira opção, que além de ter a maior produção anual de energia, apresenta um layout similar ao parque real (Figura 11 - (c)).

Tabela 6 – Resultados possíveis para o Parque Eólico Offshore Changle Area A.

Modelo de Aerogerador	Fator de capacidade	Número de turbinas necessárias	Produção anual de energia	Distância entre turbinas	Capacidade do Parque
DEW-D10 - 185	50 %	44	1.940,67 GWh	462,50 m	0,44 GW
DEW-D10 - 185	60 %	37	1.949,52 GWh	925,00 m	0,37 GW
DEW-D10 - 185	63 %	36	1.974,18 GWh	1.387,50 m	0,36 GW
DEW-D10 - 185	64 %	35	1.948,59 GWh	1.850,00 m	0,35 GW

Fonte: Os autores (2023).

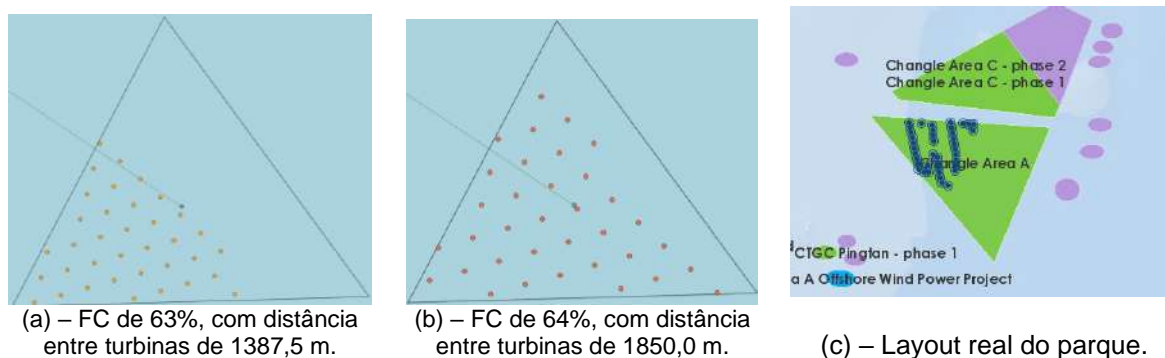


Figura 11 – Layouts gerados para o Parque Eólico Offshore Changle Area A.

Fonte: Os autores (2023).

Como resultado, a Figura 12 apresenta as variações entre as instalações reais e as estimadas pela metodologia proposta. Para o dimensionamento da área, o modelo apresentou uma variação de 3 km². No entanto, em relação à distribuição existente Figura 11 - (c), a distribuição proposta na Figura 11 - (a) se aproximou do parque real. Em relação à capacidade, o modelo manteve um valor constante. O número de turbinas estimado também coincidiu com o número de turbinas instaladas.

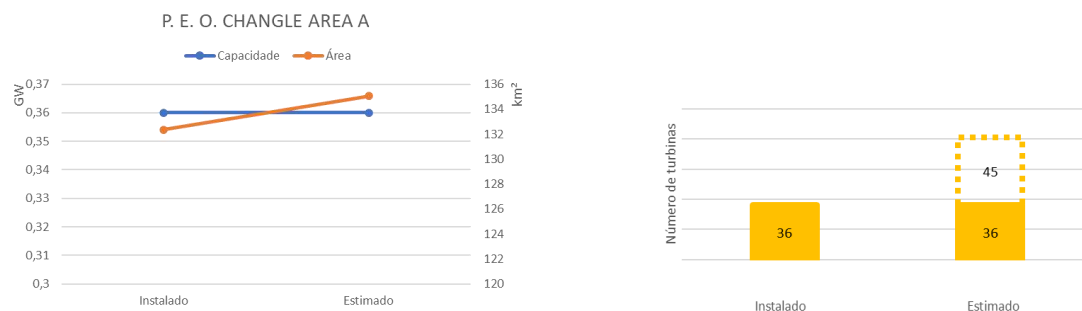


Figura 12 – Resultados para o estudo de caso do Parque Eólico Offshore de Changle Area A.

Fonte: Os autores (2023).

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O desenvolvimento da metodologia para a avaliação de recursos eólicos e seleção de aerogeradores em parques eólicos offshore apresentou resultados promissores. A metodologia aplicada aos estudos de caso resultou numa ligeira otimização do layout dos parques, resultando na redução do número de turbinas necessárias sem comprometer significativamente a produção de energia. O fator de capacidade e a produção anual de energia apresentaram-se satisfatórios, confirmando a eficácia do modelo proposto.

A análise das trocas entre diferentes modelos de aerogeradores revelou que, apesar de algumas substituições não mostrarem grandes variações na capacidade de produção, outras resultaram em um aumento indesejado no número de turbinas. Essas observações indicam a importância de uma seleção cuidadosa dos aerogeradores, considerando não apenas a capacidade de produção, mas também a otimização do layout, que incidirá sobre os custos associados à instalação e manutenção das turbinas.

A utilização de um mesmo modelo de turbina em operação, aliado à manutenção do layout original do parque, demonstrou que a metodologia pode alcançar resultados próximos aos reais. O fator de capacidade atingiu valores considerados bons pela literatura, e a produção anual de energia resultante foi a melhor dentre os layouts avaliados. Isso evidencia que a metodologia desenvolvida é robusta e capaz de proporcionar soluções eficientes para a configuração de parques eólicos offshore.

Para futuros estudos, recomenda-se a exploração de algoritmos evolutivos multiobjetivos para selecionar combinações de diferentes modelos de turbinas eólicas, visando à otimização do layout dos parques, em conformidade com o que já é estudo. Esses algoritmos podem proporcionar soluções mais eficientes e customizadas para diferentes condições ambientais e tecnológicas, evitando até mesmo erros humanos ao dimensionar um parque eólico.

AGRADECIMENTOS

À PETROBRAS como proponente do Projeto de P&D “Métodos Construtivos em Parques Eólicos Offshore” (Ref. PD-00553-0068/2020), tendo como Executora a o Instituto de Pesquisa para o Desenvolvimento LACTEC.

REFERÊNCIAS

BAKKER, F. P.; DE KOKER, N.; VILJOEN, C. Preconditioning wind speeds for standardised structural design. **Engineering Structures**, [s. l.], v. 238, p. 111856, 2021. Disponível em: Acesso em: 8 nov. 2023.

BECKER, Raik; THRÄN, Daniela. Completion of wind turbine data sets for wind integration studies applying random forests and k-nearest neighbors. **Applied Energy**, [s. l.], v. 208, p. 252–262, 2017.

BEITER, Philipp *et al.* Expert perspectives on the wind plant of the future. **Wind Energy**, [s. l.], v. 25, n. 8, p. 1363–1378, 2022. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/we.2735>. Acesso em: 21 jul. 2024.

CARLOS AGUSTÍN, Escalante-Sandoval. Estimation of Extreme Wind Speeds by Using Mixed Distributions. **Ingeniería, Investigación y Tecnología**, [s. l.], v. 14, n. 2, p. 153–162, 2013. Disponível em: Acesso em: 8 nov. 2023.

CGN SHANWEI JIAZI II OFFSHORE WIND FARM - FULLY COMMISSIONED - CHINA | 4C OFFSHORE. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.4coffshore.com/windfarms/china/cgn-shanwei-jiazi-ii-china-cn6m.html>. Acesso em: 11 dez. 2023.

CHANGLE AREA A OFFSHORE WIND FARM - FULLY COMMISSIONED - CHINA | 4C OFFSHORE. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.4coffshore.com/windfarms/china/changle-area-a-china-cn5y.html>. Acesso em: 11 dez. 2023.

CHOWDHURY, Souma *et al.* Optimizing the arrangement and the selection of turbines for wind farms subject to varying wind conditions. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 52, p. 273–282, 2013. Disponível em: Acesso em: 21 jul. 2024.

DECASTRO, M. *et al.* Different approaches to analyze the impact of future climate change on the exploitation of wave energy. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 220, p. 119569, 2024. Disponível em: Acesso em: 21 jul. 2024.

ENERGÊS. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/fator-de-capacidade/>. Acesso em: 11 dez. 2023.

GLOBAL OFFSHORE RENEWABLE MAP | 4C OFFSHORE. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://map.4coffshore.com/offshorewind/index.aspx?lat=52.701&lon=4.284&wfid=NL0F>. Acesso em: 6 dez. 2023.

GLOBAL OFFSHORE WIND FARMS DATABASE | 4C OFFSHORE. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.4coffshore.com/windfarms/>. Acesso em: 20 fev. 2023.

GLOBAL WIND ATLAS. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en>. Acesso em: 8 nov. 2023.

- HOLLANDSE KUST NOORD OFFSHORE WIND FARM - PARTIAL GENERATION/UNDER CONSTRUCTION - NETHERLANDS | 4C OFFSHORE. [S. I.], 2023. Disponível em: <https://www.4coffshore.com/windfarms/netherlands/hollandse-kust-noord-netherlands-nl0f.html>. Acesso em: 11 dez. 2023.
- HONG, H. P.; LI, S. H.; MARA, T. G. Performance of the generalized least-squares method for the Gumbel distribution and its application to annual maximum wind speeds. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, [s. l.], v. 119, p. 121–132, 2013. Disponível em: Acesso em: 8 nov. 2023.
- HUANG, Mingfeng *et al.* Wind and Structures. **Wind and Structures**, [s. l.], v. 26, n. 3, p. 129, 2018. Disponível em: <http://techno-press.org/content/?page=article&journal=was&volume=26&num=3&ordernum=3>. Acesso em: 8 nov. 2023.
- IEC 61400-1. [S. I.], 2019. Disponível em: <https://webstore.iec.ch/publication/26423>. Acesso em: 8 nov. 2023.
- KANG, Dongbum; KO, Kyungnam; HUH, Jongchul. Determination of extreme wind values using the Gumbel distribution. **Energy**, [s. l.], v. 86, p. 51–58, 2015. Disponível em: Acesso em: 8 nov. 2023.
- MARTIN, D. *et al.* A comparison of Gumbel and Weibull statistical models to estimate wind speed for wind power generation. **2014 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014 - Proceedings**, [s. l.], 2014. Disponível em: Acesso em: 8 nov. 2023.
- MONTOYA, Francisco G. *et al.* Wind turbine selection for wind farm layout using multi-objective evolutionary algorithms. **Expert Systems with Applications**, [s. l.], v. 41, n. 15, p. 6585–6595, 2014. Disponível em: Acesso em: 21 jul. 2024.
- NORFOLK BOREAS OFFSHORE WIND FARM - CONSENT AUTHORISED - UNITED KINGDOM | 4C OFFSHORE. [S. I.], 2023. Disponível em: <https://www.4coffshore.com/windfarms/united-kingdom/norfolk-boreas-united-kingdom-uk69.html>. Acesso em: 6 dez. 2023.
- PINTO, Milton. **Fundamentos de Energia Eólica**. [S. I.], 2012. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/reader/books/978-85-216-2193-5/pageid/134>. Acesso em: 11 dez. 2023.
- PYWAKE. [S. I.], 2023. Disponível em: <https://topfarm.pages.windenergy.dtu.dk/PyWake/>. Acesso em: 21 jul. 2024.
- SAINT-DRENAN, Yves-Marie *et al.* A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions. [s. l.], 2019.
- SAINT-DRENAN, Yves Marie *et al.* A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 157, p. 754–768, 2019. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/1909.13780v1>. Acesso em: 7 fev. 2023.
- SIMIU, E. *et al.* Extreme wind load estimates based on the Gumbel distribution of dynamic pressures: an assessment. **Structural Safety**, [s. l.], v. 23, n. 3, p. 221–229, 2001. Disponível em: Acesso em: 8 nov. 2023.
- WAIS, Piotr. A review of Weibull functions in wind sector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 70, p. 1099–1107, 2017. Disponível em: Acesso em: 21 jul. 2024.
- WANG, Jianzhou *et al.* Estimation methods review and analysis of offshore extreme wind speeds and wind energy resources. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 42, p. 26–42, 2015. Disponível em: Acesso em: 8 nov. 2023.
- WIND ENERGY DATABASE. [S. I.], 2023. Disponível em: <https://www.thewindpower.net/>. Acesso em: 20 fev. 2023.
- WIND TURBINES DATABASE. [S. I.], 2023. Disponível em: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines>. Acesso em: 20 fev. 2023.
- XIAO, Y. Q. *et al.* Probability distributions of extreme wind speed and its occurrence interval. **Engineering Structures**, [s. l.], v. 28, n. 8, p. 1173–1181, 2006. Disponível em: Acesso em: 8 nov. 2023.

Comparação dos Leilões de Cessão de Áreas da Alemanha, Países Baixos e Austrália para Desenvolvimento de Eólicas Offshore e Recomendações para o Brasil

Adriano Gouveia¹, Flávio Salvador², Isabella Leme³

Neoenergia

agouveia@neoenergia.com, flavio.martins@neoenergia.com, isabella.pereira@neoenergia.com

RESUMO

O presente documento apresenta 3 exemplos de modelo de cessão de áreas para desenvolvimento de projetos eólicos offshore em 3 países: Alemanha, Países Baixos e Austrália, comparando os critérios utilizados para seleção das propostas vencedoras, além dos valores pagos pela área. Concluiu-se que os leilões onde os critérios financeiros possuem peso maior na seleção da proposta vencedora, tendem a encarecer os custos de desenvolvimento desses empreendimentos, dificultando, assim, a viabilidade econômica dos projetos e o avanço dessa fonte de geração de energia no mundo.

Palavras-chaves:

Eólicas Offshore; Energias Renováveis; Leilões de Cessão de Área; *Beauty Contest*; Critérios não financeiros.

ABSTRACT

This document presents 3 examples of seabed lease processes for the development of offshore wind projects in 3 countries: Germany, the Netherlands and Australia, comparing the criteria used to select the winning proposals, in addition to the amounts paid for the area. It was concluded that auctions where financial criteria have greater weight in the selection of the winning proposal tend to increase the development costs of these projects, hindering the economic viability of the projects and the advancement of this source of energy generation in the world.

Keywords:

Offshore Wind, Renewable Energy, Seabed Lease Auction; *Beauty Contest*; Non price criteria.

¹estimando 7 anos de desenvolvimento e construção do projeto, 20 anos de operação, e contabilizando apenas os valores anuais das licenças comerciais e de viabilidade.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente a energia eólica offshore, ou seja, a energia gerada através do vento em alto mar, está em constante expansão. Segundo o GWEC (2024), em 2023 mais de 10,8 GW de potência instalada foram conectadas na rede elétrica no mundo todo, um crescimento de cerca de 24% em relação ao ano anterior, sendo que se espera em 2028 que esse valor triplique. É uma das grandes apostas para se alcançar a transição energética no mundo, contribuindo para o alcance dos objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS) da ONU.

Segundo o IRENA (2023), o mundo precisaria de uma capacidade de eólica offshore estimada em 494 GW até 2030 e de 2.465 GW até 2050 para manter o aquecimento global abaixo de 1,5 graus celsius. Porém, de acordo com o Relatório Global de Eólicas Offshore de 2024 feito pelo GWEC, no final de 2023 a capacidade instalada mundial de eólicas offshore atingiu 75,2 GW, ou seja, apenas cerca de 15% do necessário para se alcançar o cenário de 1,5 graus celsius.

O crescimento dessa fonte de geração de energia acaba enfrentando vários desafios. Dentre eles, é possível citar a inflação e o aumento do custo de capital para os empreendedores, os problemas na cadeia de suprimentos que criaram incertezas no setor, além do aumento dos preços dos commodities, causado, principalmente, pela interrupção das cadeias produtivas e logísticas globais após a crise sanitária do COVID-19, e agravado pela Guerra na Ucrânia.

Diante disso, de acordo com o Jornal The Wall Street (2023), o custo de desenvolvimento de um parque eólico offshore aumentou cerca de 40% desde o ano de 2019, contribuindo com os desafios citados no parágrafo anterior que resultou no pedido de cancelamento dos contratos de energia por alguns desenvolvedores nos Estados Unidos, com o argumento de que eles não seriam mais viáveis financeiramente.

Em 2023 a Alemanha realizou um leilão de área onde foram pagos aproximadamente 2 milhões de euros por MW, apenas para ter o direito de exploração das áreas para eólica offshore. Este valor representou um aumento de aproximadamente 65% no CAPEX dos projetos.

Esse cenário mostra a pressão que os desenvolvedores dessa fonte de geração de energia estão tendo para viabilizar projetos, desafiando não só eles, mas toda a cadeia de suprimentos a buscar oportunidades de redução de custos de desenvolvimento desses empreendimentos.

Este artigo traz 3 exemplos de modelos de leilão de área. O primeiro caso é o modelo com critério puramente financeiro da Alemanha. Na sequência é apresentado o modelo adotado nos países baixos, que apesar de também utilizar critérios não financeiros exigiu investimentos em atividades não relacionadas ao desenvolvimento do projeto de eólica offshore, como a instalação de eletrolisadores, resultando em uma espécie de *negative bidding* que onera o desenvolvimento do empreendimento. E por fim, o modelo utilizado na Austrália que utilizou majoritariamente critérios não financeiros, aumentando a competitividade dos projetos.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Leilão Alemanha

Em junho de 2024 a Alemanha realizou mais um leilão para desenvolvimento de parques eólicos offshore, atribuindo uma capacidade total de 2,5 GW. Esse leilão utilizou o método chamado de *Negative Bidding*, onde os desenvolvedores de parques eólicos oferecem o valor que estão dispostos a pagar pelo direito de construir e operar um empreendimento eólico naquela área.

Nesse modelo de leilão, a receita dos desenvolvedores dependerá do preço da energia no mercado, que irá variar durante a operação do parque, ou seja, nos momentos em que o preço da energia estiver maior, a receita será maior, assim como nos momentos em que o preço da energia estiver menor, a remuneração do desenvolver do projeto será menor também.

Esse modelo de leilão mencionado acima difere do de Contrato por Diferença (CfD), onde o valor da receita dos desenvolvedores será aquela estabelecido durante o leilão e, se os preços de mercado forem superiores ao definido na licitação, o empreendedor deverá pagar a diferença para o Governo (da mesma forma que receberá a diferença do governo quando os preços de mercado forem inferiores), garantindo, assim, uma receita média para o empreendedor.

Os valores ofertados pelo *negative bidding* acabam por ser um acréscimo direto aos custos de desenvolvimento de um parque eólico offshore, fazendo com que esses sejam repassados para a cadeia de abastecimento ou até mesmo para os consumidores da energia.

No caso do leilão da Alemanha em 2024, onde o modelo de *negative bidding* foi utilizado, foram duas áreas licitadas: O site N-11.2 com capacidade em torno de 1,5 GW, sendo que o vencedor do certame pagou 1,958 bilhões de euros pela área, ou seja, 1,3 milhões de euros por MW, e o site N-12.3 com capacidade em torno de 1 GW, onde o vencedor ofertou um valor de 1,065 bilhões de euro pela área, ou seja, em torno de 1,1 milhões de euros por MW. A Tabela 2.1. abaixo apresenta um resumo desses valores, além daqueles praticados no leilão de 2023 onde foram licitadas 4 áreas, atribuindo uma capacidade total de 7 GW Em 2023 foram pagos aproximadamente 2 milhões de euros por MW.

Tabela 2.1. Resumo dos Leilões da Alemanha de 2023 e 2024.

Site	Ano do Leilão	Capacidade Prevista (GW)	Valor Total Ofertado (Bilhões de EUR)	Valor por MW (Milhões de EUR)
N-12.2	2023	2,0	3,120	1,6
N-11.1	2023	2,0	3,660	1,8
N-12.1	2023	2,0	3,750	1,9
O2-2	2023	1,0	2,070	2,0
N-11.2	2024	1,5	1,958	1,3
N-12.3	2024	1,0	1,065	1,1

¹estimando 7 anos de desenvolvimento e construção do projeto, 20 anos de operação, e contabilizando apenas os valores anuais das licenças comerciais e de viabilidade.

2.2. Leilão Países Baixos

Já no caso dos Países Baixos, também foram dois sites ofertados no certame utilizando o método de *negative bidding*. Ambos os sites possuem uma capacidade em torno de 2 GW cada, contudo, enquanto no site IJmuiden Ver Alpha o vencedor ofertou o valor de 40 milhões de euros, ou seja, 20 mil euros por MW, o site IJmuiden Ver Beta o vencedor ofertou 800 milhões de euros, ou seja, 400 mil euros por MW.

Importante mencionar que o leilão holandês utilizou também critérios não financeiros. Para o site Alpha, houve um critério que avaliou a proteção da biodiversidade. Já para o site Beta, o critério não financeiro foi a integração do sistema.

Os licitantes vencedores assumiram compromissos significativos para investir nessas respectivas áreas. Dentre outras coisas, os vencedores se comprometeram a construir uma instalação de um eletrolisador de 1 GW em Roterdão, que funcionará com eletricidade renovável da unidade Beta. E o parque eólico Alpha foi concebido como um “laboratório vivo” – mais de 75% das turbinas eólicas do parque eólico terão recifes artificiais para atração de animais marinhos. A Tabela 2.2 apresenta um resumo desse leilão.

Tabela 2.2. Resumo do Leilão dos Países baixos.

Site	Capacidade Prevista (GW)	Valor Total Ofertado (Bilhões de EUR)	Valor por MW (Milhões de EUR)
Alpha	1,0	0,040	0,02
Beta	1,0	0,800	0,40

2.3. Leilão Austrália – Gippsland, Victoria

Em 2024 a Austrália avançou com seus planos de desenvolvimento de eólicas offshore, concedendo as primeiras licenças de viabilidade em áreas próximas as costas de Gippsland. Seis projetos, totalizando 12 GW em capacidade, obtiveram licenças com efeito imediato, ou seja, os desenvolvedores ganharam o direito de conduzir estudos meteorológicos detalhados e estudos de viabilidade de medição de vento.

Outros seis projetos receberam, em um primeiro momento, licenças preliminares de viabilidade que estavam sujeitas a consultas adicionais. No total foram 12 projetos que constituem 25 GW de potencial de capacidade.

Os critérios utilizados para avaliar as solicitações de cessão de área, estabelecidos pela Lei Australiana de Infraestrutura Offshore de 2021, foram:

- Capacidade Técnica e Financeira;
- Elegibilidade do Candidato;
- Viabilidade do Projeto;
- Interesse Nacional.

¹estimando 7 anos de desenvolvimento e construção do projeto, 20 anos de operação, e contabilizando apenas os valores anuais das licenças comerciais e de viabilidade.

No critério de interesse nacional foi avaliado o desenvolvimento da cadeia de fornecimento, engajamento com partes interessadas etc.

Somente os projetos com licença de viabilidade poderão concorrer ao próximo leilão de venda de energia do estado de Victoria, que deverá ser iniciado no final do ano de 2025.

De acordo com a 4C offshore (2024), as taxas anuais previstas para o direito da área são:

- Taxa de Licença: 120 mil AUD para os primeiros 100 km² + um adicional de 1 mil AUD a cada 10 km². Durante a Licença Comercial do empreendimento, esse valor aumentará para 150 mil AUD para os primeiros 100 km² + um adicional de 2 mil AUD cada 10 km²
- Taxa do Commonwealth: 513.342,00 AUD
- Taxa de Conformidade: 100 mil AUD + 5 mil AUD por 10 km² de área licenciada acima de 100 km²

Para o leilão de venda de energia que está previsto para iniciar em 2025, será utilizado o modelo de Contrato por Diferenças (CfD). O preço mínimo do CfD, em AUD/MWh será definido pelo governo, com os desenvolvedores bidando pelo valor dos pagamentos adicionais necessários para a tarifa que viabilize o projeto.

As propostas dos desenvolvedores serão avaliadas com base em critérios financeiros e não financeiros. Os financeiros terão um peso maior e referem-se ao valor dos pagamentos adicionais necessários no CfD. Já os critérios não financeiros incluem:

- Capacidade do projeto e geração esperada de energia;
- Data prevista de operações comerciais (COD);
- Abordagens para conteúdo local, desenvolvimento da indústria e oportunidades de emprego;
- Progresso em matéria de aprovações ambientais e de planejamento;
- Benefícios para as comunidades locais;
- Sustentabilidade do projeto.

A Tabela 2.3. apresenta uma estimativa dos valores pagos por cada site, utilizando como premissa 7 anos de desenvolvimento e construção, além de 20 anos de operação do empreendimento.

Tabela 2.3. Resumo dos 12 projetos da Austrália.

Site	Capacidade Prevista (GW)	Valor Estimado a ser pago ¹ (Bilhões de EUR)	Valor Estimado por MW ¹ (Milhões de EUR)
Star of the South	2,20	0,060	0,03
Beta	1,00	0,030	0,03
High Sea Wind	1,28	0,070	0,02
Ørsted 1	2,80	0,070	0,03
Kut-Wut Brataualung	2,20	0,070	0,03
Gippsland Skies	2,50	0,070	0,03
Aurora Green	3,00	0,070	0,02
Gippsland Dawn	2,09	0,050	0,02
Great Eastern	2,50	0,070	0,03
Kent Offshore Wind	2,00	0,050	0,02
Navigator North	1,50	0,070	0,05
Ørsted 2	2,00	0,050	0,03

Dentre os 12 projetos, o “Star of the South” com capacidade prevista de 2,2 GW, ficará a 225 km do Porto de Hastings, exatamente em frente ao ponto de chegada na costa e é um dos projetos com estudos mais avançados. Em 2020, o “Star of the South” estimou um CAPEX de 8 bilhões de dólares australianos (4,9 bilhões de euros). Em 2024 a estimativa do CAPEX está cerca de 9,4 bilhões de dólares australianos, ou seja, 5,8 bilhões de euros.

3. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Nos anos de 2023 e 2024 a Alemanha licitou áreas para 9,5 GW de projetos de eólica offshore e estes projetos ficaram concentrados em apenas 3 empresas. Sendo que apenas uma empresa concentrou 4,5 GW (mais de 47% do total). A concentração de projetos em poucas empresas não é algo benéfico para o país pois, caso alguma empresa decida em não seguir com os projetos, haverá uma parcela significativa de potência que não será construída. O alto valor pago pela cessão da área pode justificar o reduzido número de empresas com interesse nas áreas.

Importante destacar que os primeiros projetos de eólica offshore da Alemanha não foram tão onerosos para os desenvolvedores, o que facilitou o desenvolvimento do setor.

¹estimando 7 anos de desenvolvimento e construção do projeto, 20 anos de operação, e contabilizando apenas os valores anuais das licenças comerciais e de viabilidade.

Os países baixos, apesar de uma redução do valor pago pela cessão da área quando comparado com a Alemanha, também utilizou *negative bidding*. Nesse leilão, foi exigido investimentos em atividades não relacionadas com eólica offshore e isto pode prejudicar a competitividade dos projetos.

Na Austrália os 12 projetos ficaram divididos entre 10 empresas, não havendo assim concentração de grande quantidade de projetos em poucas delas. Isso pode ser justificado pela adoção de critérios não financeiros no processo competitivo.

4. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Para garantir o contínuo crescimento das eólicas offshore e o atingimento das metas globais de descarbonização, é fundamental que os leilões de área de eólicas offshore adotem critérios não financeiros para a o processo competitivo e englobem critérios robustos de qualificação de desenvolvedores. Isso facilitará as condições para investimentos de longo prazo visando a implantação contínua dos projetos de energia eólica offshore.

O projeto de lei nº 576 de 2021, que regulamentará o processo de cessão de área para aproveitamento energético offshore no Brasil, que está atualmente em tramitação no Senado, define o bônus de assinatura como um pagamento obrigatório, mas também estabelece que o edital do leilão poderá definir outros critérios de julgamento além de fatores de ponderação desses critérios.

A competitividade da fonte eólica offshore é um dos grandes desafios para desenvolver este setor no Brasil. A adoção do bônus de assinatura como único critério de seleção poderá refletir em uma tarifa de energia mais alta já que irá aumentar o custo dos projetos. O bônus de assinatura poderá resultar em necessidade de mais incentivos para viabilizar a fonte e dificultará o desenvolvimento da cadeia de valor do setor de eólica offshore no Brasil, pois aumentará a pressão sobre os fornecedores para reduções de preços.

Para evitar o que aconteceu na Alemanha nos leilões de 2023 e 2024 e visando contribuir com a competitividade da fonte é importante que os editais dos primeiros leilões de áreas para eólica offshore no Brasil definam um valor teto para o bônus de assinatura, com o objetivo de mitigar o risco de uma corrida especulativa pelo direito de cessão da área que aumente demasiadamente o custo de desenvolvimento dos projetos na fase inicial e que implique na necessidade de um valor mais alto de tarifa de venda de energia.

A Austrália é um bom exemplo de processo competitivo com a adoção de critérios não financeiros. Os critérios não financeiros são chamados de *Beauty Contest*.

A adoção de critérios não financeiro no processo competitivo reduz o custo de desenvolvimento do projeto, atrai mais empresas e facilita o desenvolvimento do setor. É importante destacar que os critérios não financeiros não sejam *negative bidding* que exigem investimentos em atividades não relacionadas com o projeto (instalação de eletrolisadores, por exemplo) nem considerar critérios especulativos como, por exemplo, maior quantidade de empregos gerados.

No Brasil é importante que os critérios qualitativos do *Beauty Contest* sejam mensuráveis para evitar possíveis problemas de judicialização.

Definir critérios qualitativos mensuráveis é difícil, porém, é possível.

REFERÊNCIAS

Wind Europe. 2024. Negative bidding continues to burden offshore wind development. Disponível em: <[Negative bidding continues to burden offshore wind development | WindEurope](#)>. Acesso em: 19 de julho de 2024.

Aegir. 2024. Australia awards first feasibility licenses to 12 offshore wind projects totaling 25 GW. Disponível em: <[Australia awards first feasibility licenses to 12 offshore wind projects totaling 25 GW - Aegir \(aegirinsights.com\)](#)>. Acesso em: 19 de julho de 2024.

The Wall Street Journal. 2023. The Bill for Offshore Wind is Rising. Disponível em: <[The Bill for Offshore Wind Power Is Rising - WSJ](#)>. Acesso em: 19 de julho de 2024.

Utility Dive. 2023. Avangrid moves to cancel Park City offshore wind contracts on heels of SouthCoast termination. Disponível em: <[Avangrid moves to cancel Park City offshore wind contracts on heels of SouthCoast termination | Utility Dive](#)>. Acesso em: 19 de julho de 2024.

4C offshore. 2024. Negative bidding continues to challenge offshore wind development in Germany and the Netherlands. Disponível em: <[Negative bidding continues to challenge offshore wind development in Germany and the Netherlands | 4C Offshore News](#)>. Acesso em: 19 de julho de 2024.

GWEC. 2024. Global Offshore Wind Report. Disponível em: <[Global Wind Report 2024 - Global Wind Energy Council \(gwec.net\)](#)>. Acesso em: 18 de julho de 2024.

IRENA. 2023. World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5° pathway. Disponível em: <[World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway \(irena.org\)](#)>. Acesso em: 18 de julho de 2024.

Australian Government. 2022. Offshore Windfarm Development Awarded Major Project Status. Disponível em: <[Offshore windfarm development awarded Major Project Status | Department of Industry Science and Resources](#)>. Acesso em: 22 de julho de 2024.

4C Offshore. 2024. Overview of each market 's site leasing processes, offtake systems, transmission, and permit ting environment.

Offshore wind plant optimization, from strategic planning to energy production maximization

Autores Mauricio Hernández¹, Sergio de Melo², Ángelo Mustto³, Vanessa Guedes⁴, Ricardo Dutra⁵

^{1, 2, 3, 4, 5}CEPEL – Electric Energy Research Center, Eletrobrás.

omauriciohernandez-bolsista@cepel.br, sergiorf@cepel.br, mustto_ext@cepel.br, vanessag@cepel.br, dutra@cepel.br.

RESUMO

No contexto de triplicar a capacidade instalada das fontes renováveis no mundo, é necessário garantir uma oferta estável e sustentável de projetos de geração de energia eólica offshore. Assim, este artigo tem como principal objetivo apresentar a implementação prática de um marco metodológico robusto como o GIS-SPOWER-BR para garantir a integração do processo de planejamento estratégico com as etapas de otimização das plantas geradoras, procurado evitar possíveis impactos socioambientais e cumprir com os requerimentos da Declaração de Interferência Prévia (DIP) definidas pelo marco regulatório atual. Após, a implementação das etapas estratégicas baseadas em modelagens geoespaciais integradas, foram selecionadas duas áreas denominadas SuOWFa-1 a 15 km da costa e SuOWFa-2 a 33 km da costa. Usando o software Openwind, o layout preliminar, em configuração quadrada, foi otimizado para uma turbina de 10-MW com 198 m de diâmetro de rotor. Os resultados mostraram incremento de até 37% na geração líquida de energia depois da otimização e uma geração quase equivalente (aproximadamente 2.075 GWh) nas duas áreas, porém com 34% menos turbinas na área mais afastada da costa (SuOWFa-2opt).

Palavras-chaves: Complexos eólicos offshore; Parques eólicos offshore; planejamento estratégico, sustentabilidade, micro-localização;

ABSTRACT

In the effort to triple the world's installed renewable energy capacity, ensuring a stable and sustainable pipeline of offshore wind energy projects is crucial. This article highlights the effective use of the GIS-SPOWER-BR framework, which integrates strategic planning with optimization to minimize socio-environmental impacts and comply with Prior Interference Disclosure (DIP) by current Brazilian regulation. By applying integrated geospatial modeling, two sites were selected in the coastal zone of the State of Ceará: SuOWFa-1 (15 km offshore) and SuOWFa-2 (33 km offshore). Using Openwind software, the preliminary layout was optimized for 10-MW turbines with a 198 m rotor diameter. Results revealed a 37% increase in net energy generation post-optimization, with both sites generating approximately 2,075 GWh, but SuOWFa-2 achieved this with 34% fewer turbines. This method underscores the need for strategic planning and optimization to enhance efficiency and sustainability in offshore wind energy, providing a key reference for developers aiming to meet global decarbonization targets.

Keywords: Offshore wind energy; offshore wind plants; strategic planning, sustainability, micro-siting;

1 INTRODUCTION

Offshore wind energy reached 75 GW of installed capacity by 2023, with China leading the deployment of this technology. However, to meet global decarbonization goals, the installation of renewable energy must triple by 2050. With ambitious targets for developing global offshore wind energy, it is essential to ensure a reliable and sustainable long-term pipeline of projects to secure the necessary investments in infrastructure and supply chain development. In this context, the optimization of offshore wind projects must include strategic planning to prevent and avoid environmental and social issues that could result in delays or the rejection of entire offshore wind projects.

This study aims to present a practical application of the GIS-SPOWER-BR framework to optimize the energy production of an offshore wind plant based on sustainable development assumptions. This framework was developed by Hernández [1] who proposes a vertical integration approach to improve the strategic planning process of an offshore wind plant by integrating technological, environmental, social and economic dimensions to increase the sustainability of the offshore wind projects from the early planning stages.

We selected two areas in the coastal zone of the State of Ceará to optimize two offshore wind plants. Selection of these areas is based on the GIS-SPOWER-BR methodology proposed by Hernandez [1] by applying constraint mapping to identify feasible areas under sustainability optimization scenario; then, we carry out competition analysis to identify Non-conflicting offshore wind areas; based on the Sustainable Offshore Wind Areas proposed [1], we use the VIZ-SPOWER-BR geanalytics tool to select two areas for potential wind projects in the coastal zone of Ceará. Finally, we use Openwind optimization software [2] to improve the offshore wind plant layout and maximize the energy production of in the selected offshore wind plants in the coastal zone of the state of Ceará.

Results confirm higher capacity factors than onshore wind energy, reaching 54.8 %, even with not optimized layouts (square distribution). After simple wind direction alignment, the further area (SuOWFa-2) reached similar net energy production (2,067 GWh) with turbines 31 (30% less) than the closer area (SuOWFa-1) composed by 47 turbines. These results confirm the high potential of offshore wind generation in the selected areas. However, both areas are placed in high environmental complexity areas due to low quality of biological resources data in the region. Further analyses should include seabed, slope, contour restrictions and better environmental input data.

2 STATE-OF-THE-ART

2.1 Strategic Planning and Sustainability of an Offshore wind plant

1.1.1. Strategic planning

The GIS-based Strategic Planning of Offshore Wind Energy methodology – GIS-SPOWER-BR – integrates 35 spatial variables using spatial multi-criteria analyses of feasibility constraints, sea-use competition criteria and optimization indexes for increasing the sustainability during site selections of the offshore wind areas and projects [1]. This methodology incorporates concepts of the Marine Spatial Planning [3] and Strategic Environmental Assessments in Brazil [4], Hydroelectric inventory [5] and Siting of power plants [6] to improve sustainability of the projects within an ecosystem-based approach to avoiding the environmental impacts reported by Hernández *et al.* [7] and Maxwell *et al.* [8]. This approach intends to incorporate the standard environmental licensing requirements [9] and the current regulatory framework in Brazil [10]–[12] and following the future Offshore Renewable Energy Law [13].

From the strategic point of view, The World Bank [14] has published the Offshore Wind Development Scenarios where three offshore wind development scenarios by 2050 were defined based on high-level assumptions to achieve decarbonization and net-zero goals. Development scenarios are: 1) Base case with 16 GW and investments of US\$40 billion, 2) Intermediate scenario with 32 GW (3% total installed capacity share) with a total CapEx of US\$80 billion, and 3) Ambitious with 96 GW with a CapEx of US\$240 billion. These scenarios would participate with 3%, 6% and 19% of the total installed capacity share.

1.1.2. Multi-criteria assessment and siting optimization

Robust spatial multi-criteria assessments use a wide range of criteria in consecutive assessment stages to reduce feasible alternatives and extension of the analysis [6]. Besides, Decision Support Systems (DSS) are used to improve the strategic planning process [15]. Some studies have implemented Fuzzy logic into spatial optimization methods [16], addressing to incorporate risk acceptance or aversion to decrease subjectivity of pair-wise comparison methods. In terms of electrical optimization analyses of exporting cables, EPRI [17] list typical studies performed at planning stage, however, listed studies do not include analysis and optimization of connection corridors considering social and environmental impacts of energy transmission. Here, CEPEL's AMBIENTRANS® [18] model becomes a suitable complementary model to improve sustainability of offshore wind connection corridors.

2.2 Optimization of Energy Production of an Offshore wind plant

Optimization of the energy production is necessary to maximize the profitability of the wind energy project. Ramos *et al.* [19] compares WASP, Openwind and WindSIM software that implement different models to optimize the wind energy production. They found that WindSim provided the most accurate results but required the highest computational resources, especially for complex terrains and higher altitudes. OpenWind, the least demanding software, produced reasonable results at lower heights but showed significant overestimation at 120 m. WASP, with moderate computational demand, consistently overestimated capacity factors and showed increasing discrepancies and wake loss at higher altitudes.

In this regard, the Openwind software brings the best computational cost-benefit to estimate the wind energy production when comparing these three software. Beiter *et al.* [20] use the Openwind software to model offshore wind energy production to optimize the cost reduction of the offshore wind energy in the United States. They highlight the versatility of the Openwind due to its interoperability with GIS and the spatial planning procedures.

Openwind contains a number of DAWM models [21], e.g., Deep Array Eddy-Viscosity Wake Model (DAWM Eddy-Viscosity), Deep Array Eddy-Viscosity Wake Model (DAWM Park Variant). It applies the Deep Array Wake Model (DAWM), a modification which can be applied to any other wake model.

This model was tested in three onshore and two offshore wind projects [21]. The first offshore wind test case was the Horns Rev in Denmark (Figure 4-1).

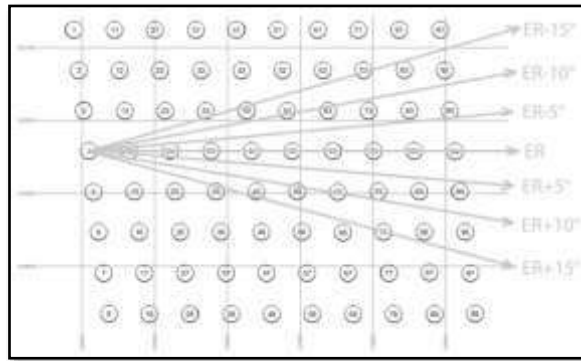


Figure 2-1. Horns Rev layout with test case directions (square layout).

Note: ER is the case in which the turbines are directly in line, one behind the other [21].

Overall, the equations that govern Openwind’s energy capture and wake loss calculations can be consulted [2]. A recent study [22] reports the power curve loss ranging from 0% to 2%, with an average of approximately 1%, highlighting that pre-construction energy assessment methods underestimate actual energy production.

On the other hand, to optimize wind energy production is necessary to analyze the offshore wind resource and the suitable wind turbine technologies. In this regard, reference offshore wind turbines such as the DTU 10-MW [23], EIA 15-MW [24] or EIA 22-MW [25] provide detailed technical specifications necessary to simulate optimization procedures. For real projects, turbine manufacturers provide and certify technical specifications of the wind turbines.

3 METHODOLOGY

Methodology is presented in two sections that present the general stages and GIS-based multi-criteria modeling approach.

3.1 Methodological approach

We used the methodological framework GIS-SPOWER-BR [1] which comprises four elements: 1) methodological procedure, 2) GIS-SPOWER-BR baseline geodatabase, 3) GIS-SPOWER-BR Toolbox [26], and 4) VIS-SPOWER-BR Geanalytics dashboard. Figure 3-1 illustrates the six stages considered in the methodological procedure.

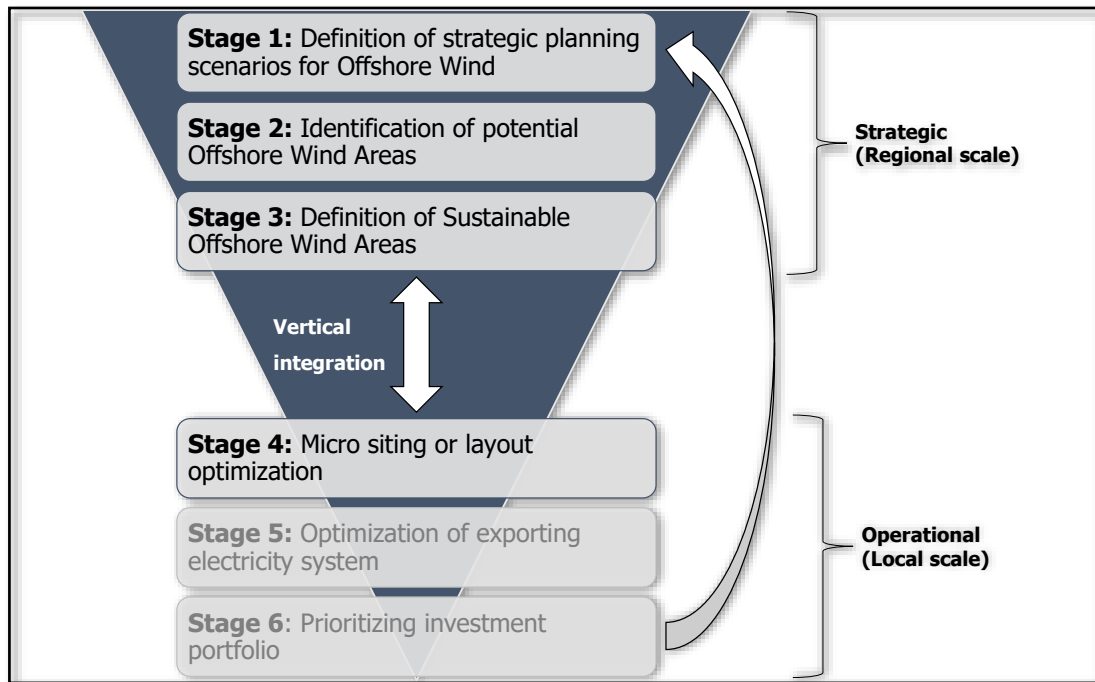


Figure 3-1. GIS-SPOWER-BR methodology [1].

In current article, we carried out four stages of the cited methodology, focusing on integrating the strategic planning stages (stages 1 to 3) to the energy production optimization, regarding a sustainable development siting for decrease uncertainties of the offshore wind plants. We focused on energy production optimization, addressing to analyze how the sustainable approach impacts on energy production. Then, the Stages 5 - Optimization of Exporting electricity system and Stage 6 - Prioritizing investment portfolio are not presented in this study. A brief description of the applied stages is as follows:

Stage 1: this stage is fundamental to guide and align the long-term vision of the project to the national, regional and sectorial targets and goals. Definition of planning scenarios based on national, regional, sectorial or private strategic policies and plans to align the projects with the long-term strategies.

Stage 2: this stage addressed the modeling of direct restrictions and sea-use competition analysis to identify Feasible and Non-conflicting offshore wind areas (FeOWAs and NcOWAs respectively), based on the selected planning scenario and corresponding parametrization (quantitative assumptions).

Stage 3: this stage consisted in identifying more sustainable offshore wind areas and preliminary siting of offshore wind turbines, based on the Environmental Suitability and Cost Potential Optimization Indices. These data is consolidated in an Offshore Wind Turbines database that can be filtered using the VIZ-SPOWER-BR geoanalytics dashboard.

Stage 4: this stage aims to optimize the wind plant layout and the calculation of the Annual Energy Production (P50) through optimization techniques implemented by specialized software. Here, the Openwind [27] software was selected to optimize the wind plant layout based on the strategic planning insights (siting of the offshore wind area and turbines in a square layout).

3.2 GIS-based multi-criteria modeling

The GIS-based multi-criteria analysis aims to integrated spatial criteria based on constraint, sea-use competition analysis, Fuzzy optimization analysis, and technological parameters. More than 30 spatial criteria are gradually integrated with a sustainable development approach (see section 5.1). Figure 3-2

shows the breakdown of the spatial variables, criteria and parameters modeled with the GIS-SPOWER-BR Toolbox [26] during early planning and strategic stages.

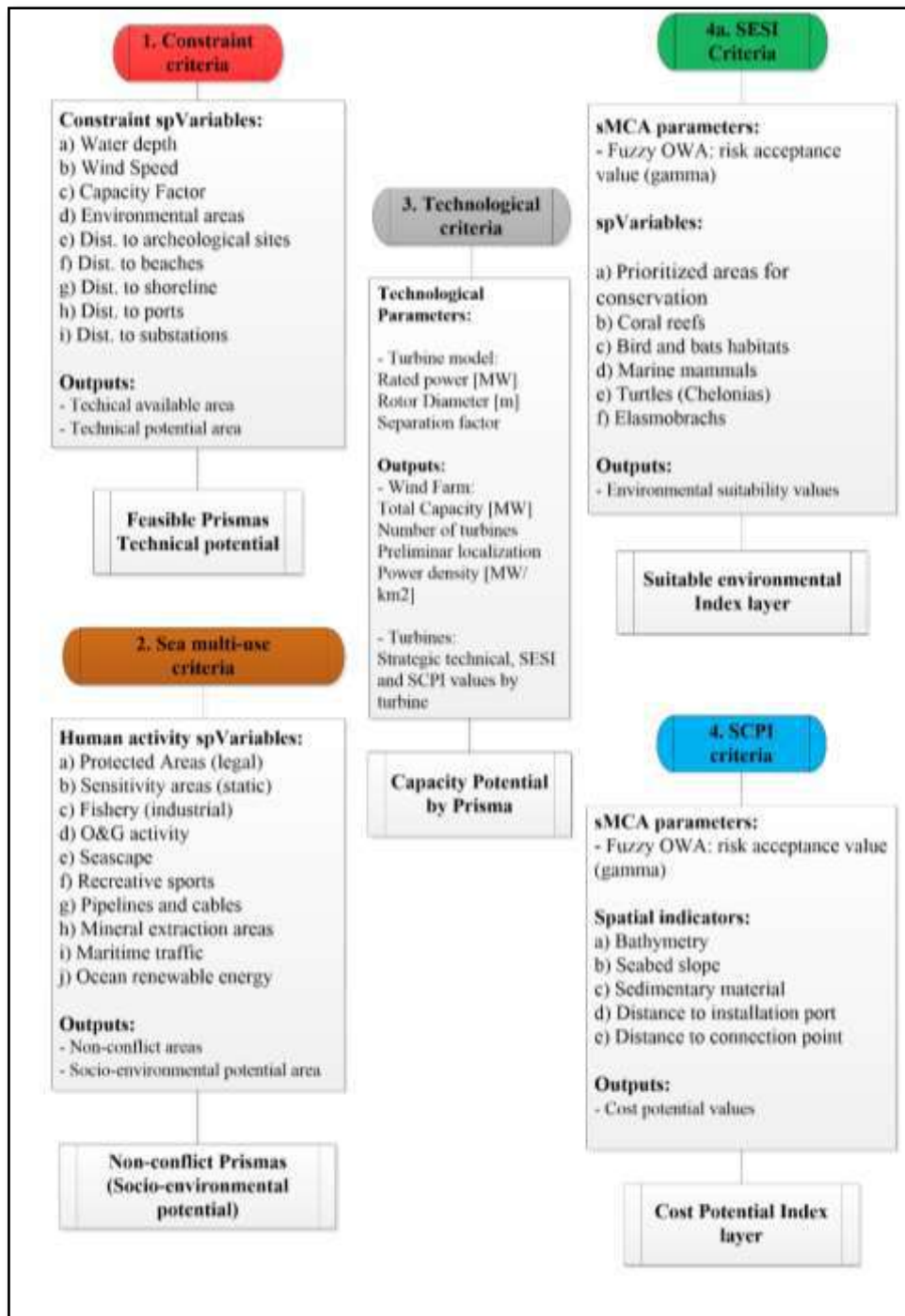


Figure 3-2. Criteria breakdown by GIS-based modeling stage [1].

4 CASE STUDY: Offshore wind plant Optimization in Ceará

This paper presents the case study of the State of Ceará. It is selected due to the onshore wind industry deployment and the historic development of offshore wind initiatives in its coastal zone; First offshore wind initiatives opened environmental licensing processes with the IBAMA in 2016. Currently, the state of Ceará has 25 processes requiring environmental license with a total capacity of 64.3 GW and an

effective area of 14,500 km². The mean capacity potential in the state is 3.72 GW per wind plant and a mean minimum distance from the coastline of 18 km.

Current case study focuses on case study of optimizing two offshore wind plants in the coastal zone (one in the territorial sea and other in the contiguous zone) of Ceará assuming a sustainable development approach and a set of variables and parameters within this approach which are presented in the fooling section.

4.1 Case Study's assumptions and limitations

We use the GIS-SPOWER-BR baseline geodatabase which gathers spatial data related to the strategic planning of offshore wind energy. This geodatabase gathers data from more than 46 public data sources. As reported by Hernandez [1], the last complete update was performed by the end of 2022, with particular periodical updates of the offshore wind initiatives published by the IBAMA [28]. The most relevant data sources include the Global Wind Atlas, National Agency of Electric Energy (ANEEL), Environment Ministry (MMA), Electric Energy Research Center (CEPEL), Navy of Brazil among others (details about data sources and quality can be consulted in [1]). However, the environmental and biological resources data is really scarce in the Northeast region of Brazil. Then, input data for modeling the Spatial Environmental Suitability Index is very limited and results of this optimization are merely indicative of potential environmental complexity and necessity of detailed campaigns of offshore environmental surveying.

Furthermore, we apply a mixed approach of the proposed planning scenarios [1] by combining constraint mapping modeling assumptions of the Sustainability optimization scenario (Sc. B1) and Sea-use competition assumptions of the Base case 2023. Table 4-1 summarizes both scenarios.

Table 4-1. Strategic planning scenarios [1].

Base Scenario 2023 (Scenario A1)	Sustainable Optimization (Scenario B1)
<p>Describes the current situation of planning and regulatory framework. There is no integrated instrument or tool to address the strategic planning of offshore wind energy development. Assumes minimal restrictions, minimal analysis of conflicts of use in the sea and no minimum distance from the coast as a strategy to avoid future environmental problems or social opposition. It does not consider any restrictions on total installed capacity or distancing between projects. The technology is based on current projects (by 2023).</p>	<p>Describes the situation with a balance between factors, integrating the concept of trade-off in the environmental, social and economic dimensions to ensure the sustainability of the industry's development. Based on sustainable development, this scenario aims to reduce environmental and social impacts while increasing economic growth. The technology focuses on a large-scale technology with high performance.</p>
<p>Sea-use competition assumptions: Protected areas: Fed. & Ste. UCs (IP) Military areas: All areas Oil and Gas Block and production fields Infrastructure Buffer 500m from pipelines Mineral extraction N/C Fishery Industrial: N/C Maritime traffic: N/C Tourism: N/C Offshore RE: All planned OWFs</p>	<p>Constraints assumptions: Bathymetry: > 200 m.u.s.l. Average wind speed: < 7 m/s Capacity Factor (reference): < 30 % Environmental vulnerability: UCs + UCs + Ex. High APCB/VHRI Min. distance to shore: < 10 km Archeological sites: < 3 km Touristic beaches buffer: < 14 km Max. Distance to shore: > 150 km Max. Distance to ports: > 300 km Max. Distance to grid connection (SS): > 100 km</p>

Strategic planning modeling for siting offshore wind areas assumes a square layout for simplification. We assumed a constant separation factor of 8 times the rotor diameter for different offshore wind turbine models (10-MW, 12-MW and 15-MW). Optimization of energy production is based on technical data of

reference offshore wind turbines and mesoscale wind resource data from ERA5 without correlation with measured data due unavailability of public measured data in offshore environments (masts or LiDARs).

4.2 Selection of the Sustainable Offshore Wind Areas

We considered the Scenario B1 to model constraints and optimization indices for siting offshore wind plants, and Scenario A1 to assess competition for the sea space in the coastal zone of Ceará. Figure 6-1 show Restricted areas (in reds) and Non-conflicting Offshore Wind Areas (in blue) while points suggest the Sustainable Offshore wind Areas proposed by Hernandez under Sustainable Optimization scenario assumptions (for details about spatial modeling and parametrization values consult [1]).

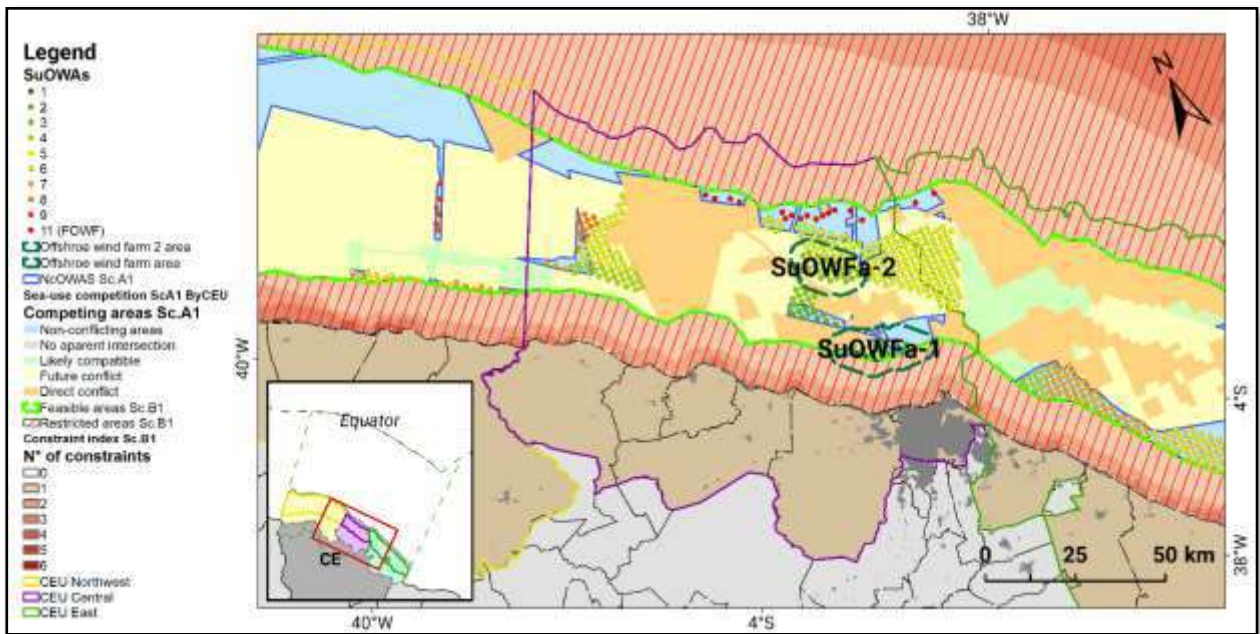


Figure 4-1. Sustainable Offshore Wind Areas (Based on [1]).

We use the VIZ-SPOWER-BR dashboard to analyze metrics (mean wind speed, mean bathymetry, biological resources and cost potential drivers) to select better options and extract general metrics. We assumed the closets options from installation port should have better cost performance. For comparison purposes, we selected two areas, SuOWFa-1 within under 12 nm (22 km from baseline - the territorial sea) and SuOWFa-2 between 12 and 24 nm (22 and 44 km – the Contiguous zone).

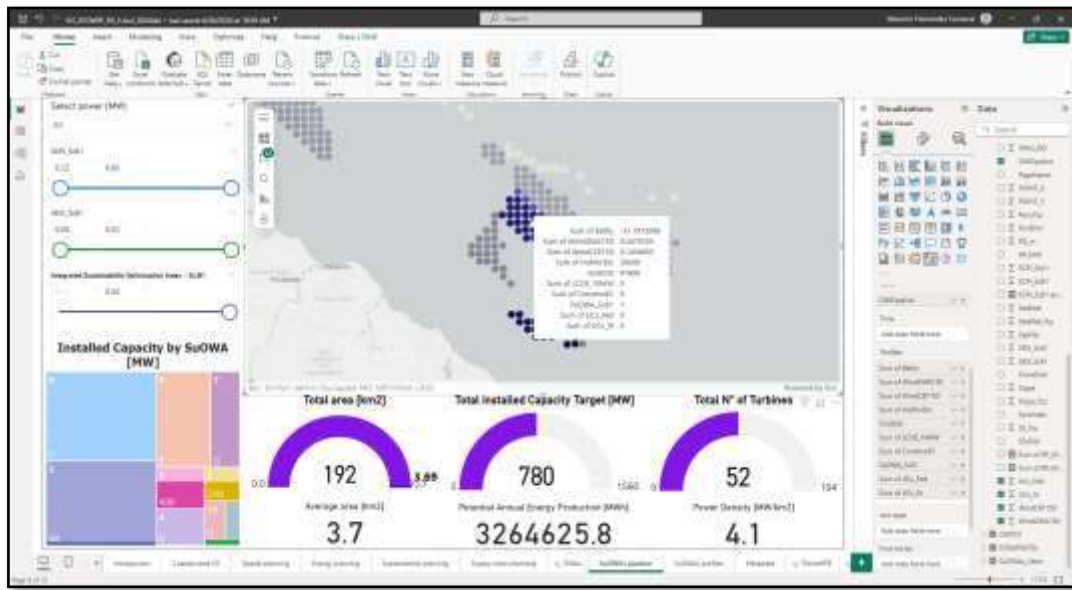


Figure 4-2. Front-end interface of the VIZ-SPOWER-BR Dashboard – Sustainable Offshore Wind Areas Report. The Author based on VIZ-SPOWER-BR Geoanalytics tool [1].

After selecting the Sustainable Offshore Wind areas of interest, we model 10, 12 and 15 MW offshore wind turbines. Table 6-2 shows estimation of installed capacity potential and number of required turbines for these technologies. Based on the analysis of different name plate turbines (see Figure 4-3) we pre-select 10-MW turbines due to the current system readiness of ports in Latin America and the minimum output power difference when comparing 10-MW and 12-MW turbines, where 12-MW turbines would increase significantly the Capex of the projects.

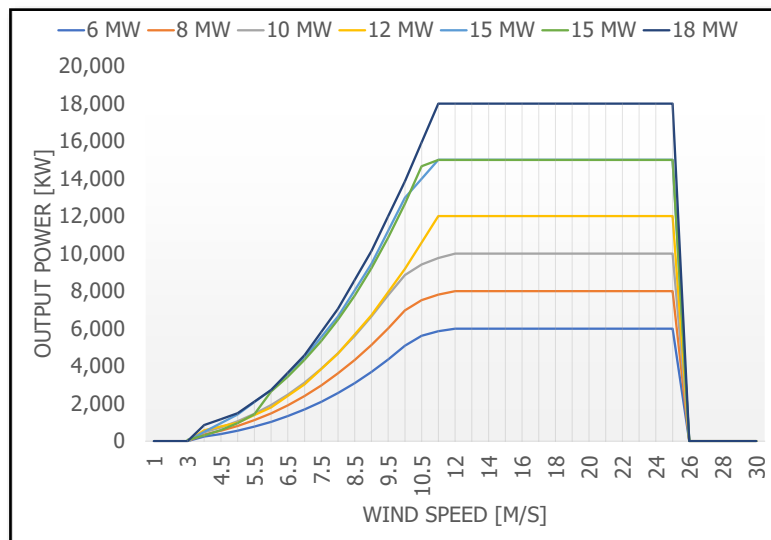


Figure 4-3. Power curves of reference offshore wind turbines [1].

Figure 4-4 presents the map with the selected areas and preliminary siting of two models of 10-MW offshore wind turbines (164 and 190 m of rotor diameter).

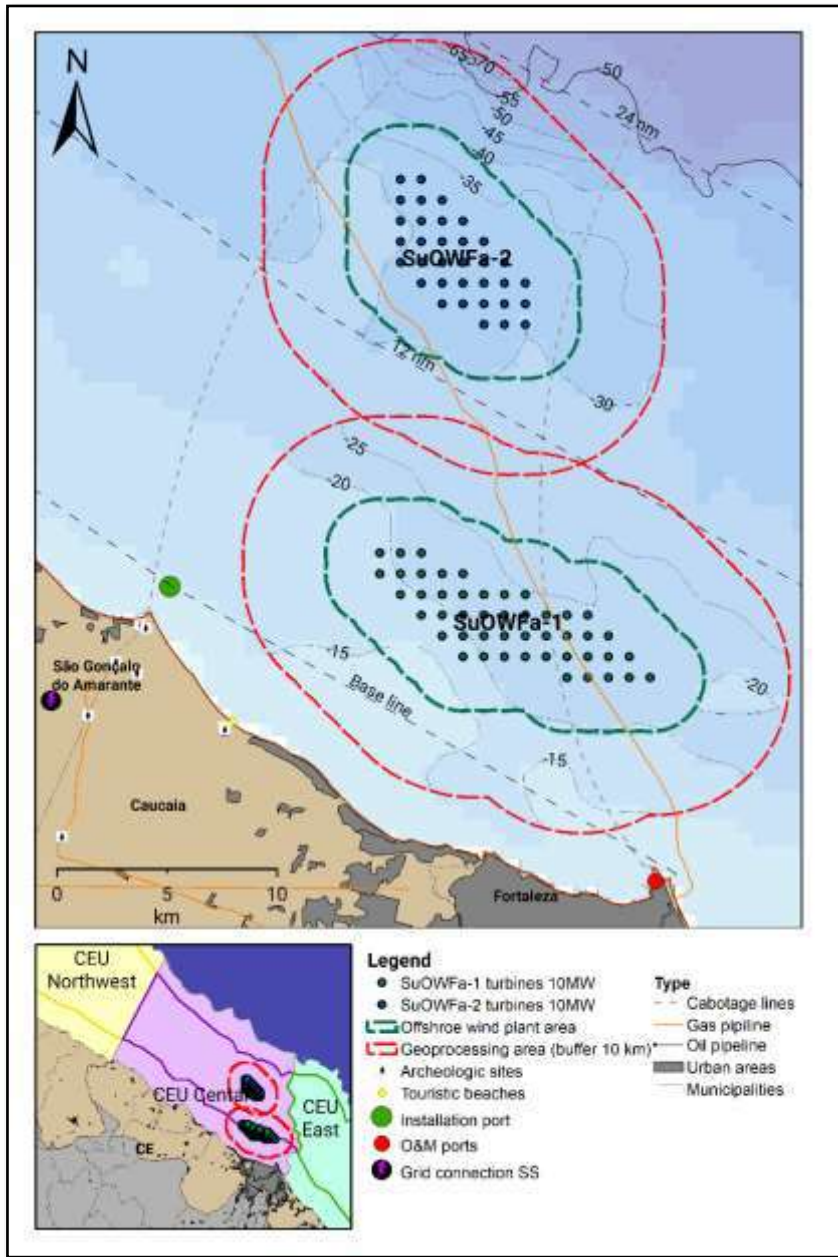


Figure 4-4. Selected Sustainable Offshore Wind Plant Areas.

Table 4-2. Number of turbines and Capacity potential for the selected Sustainable Offshore wind plants.

Offshore wind plant	10-MW turbines*	Capacity potential [MW]	12-MW turbines	Capacity potential [MW]	15-MW turbines	Capacity potential [MW]	Total area [km ²]
SuOWFa-CE-1	47 - 60	470 - 600	33	396	26	390	311.7
SuOWFa-CE-2	34 - 45	340 - 450	24	288	25	375	231.5

Note: SuOWFa: Sustainable offshore Wind Plant area; CE: Ceará. *Two offshore wind 10-MW offshore wind turbines were modeled during planning stage: 190 m and 164 m of rotor diameter, respectively.

4.3 Input data for optimization of the wind energy production

Based on optimized siting of each potential Offshore Wind Plant, we identify, download and pre-process long-term (1979 to 2024) time series of offshore wind resource of two ERA5 wind data points (SuOWFa-1: S3,500 - W38,500 and SuOWFa-2: S2,500 - W40,750).

To select a more suitable turbine for the areas of interest, we compared power curves of two 10-MW reference offshore wind turbines: 10-MW-178 [29] and 10-MW-198 [23]. Figure 4-5 shows comparison between wind resource at selected sites and powers curves of the mentioned turbines. Both sites presented predominant 112.5° wind direction and similar wind resource distribution with higher frequencies at 10 and 9 m/s bins. Thus, we select the 10-MW turbine with 198 m of rotor diameter because this turbine has better performance (higher output power) in the higher frequency bins than the 10-MW turbine with 178 m of rotor diameter.

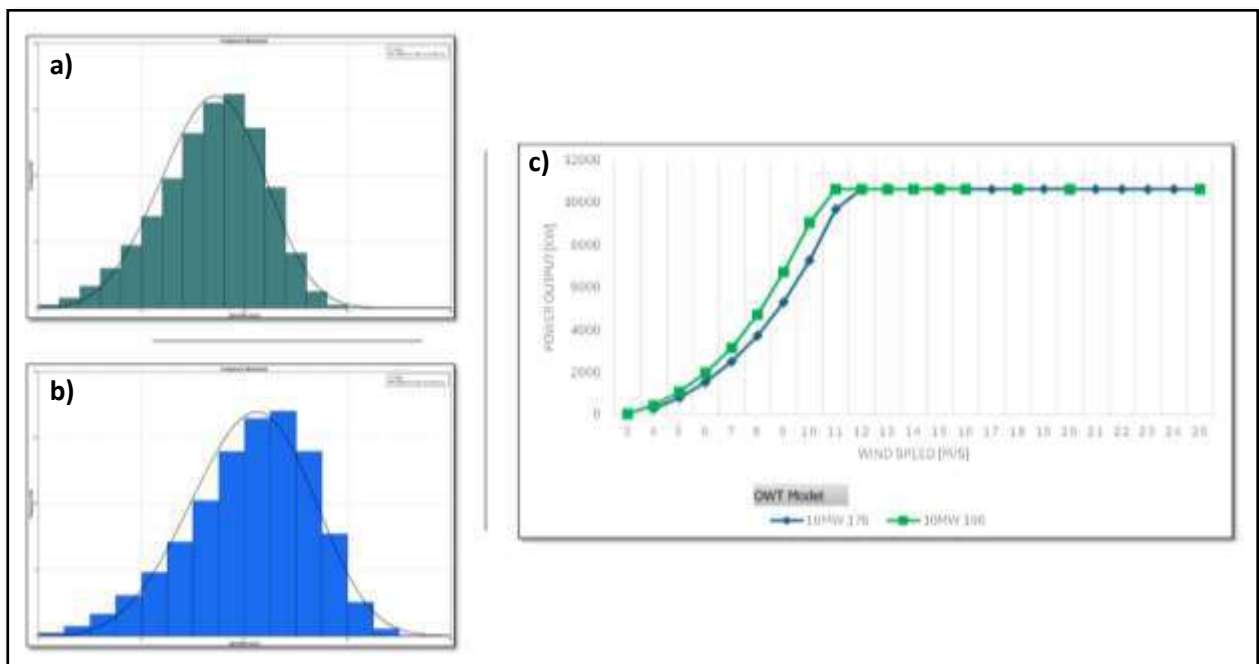


Figure 4-5. Wind data analysis and power curves of preselected wind turbines.

Note: a) wind resource distribution of SuOWFa-1, b) wind resource distribution of SuOWFa-2, c) Power curves of 10-MW reference offshore wind turbines [23, 29].

The main technical specifications of the 10-MW-198 offshore wind turbine are: Wind Regime IEC class 1A, Cut-in wind speed at 4 m/s, Cut-out wind speed at 25 m/s, Rotor Diameter of 198.0 m, Hub Height at 119.0 m, Maximum Tip Speed 90.0 m/s, Blade Mass of 47,700 kg, Nacelle Mass of 542.600 kg, and Tower Mass of 628,442 kg. Other technical characteristics of the selected wind turbine can be consulted in [23].

After selecting the wind turbine, the first input data for calculation of energy production consists of topography information [19]. For offshore wind plants optimization, we consider bathymetry and a constant values for the Roughness surface based in the theoretical value equal to 10^{-4} for offshore surfaces [30]. Figure 4-6 illustrates the roughness, preliminary siting go the wind turbines with square layout and the localization of measurement points.

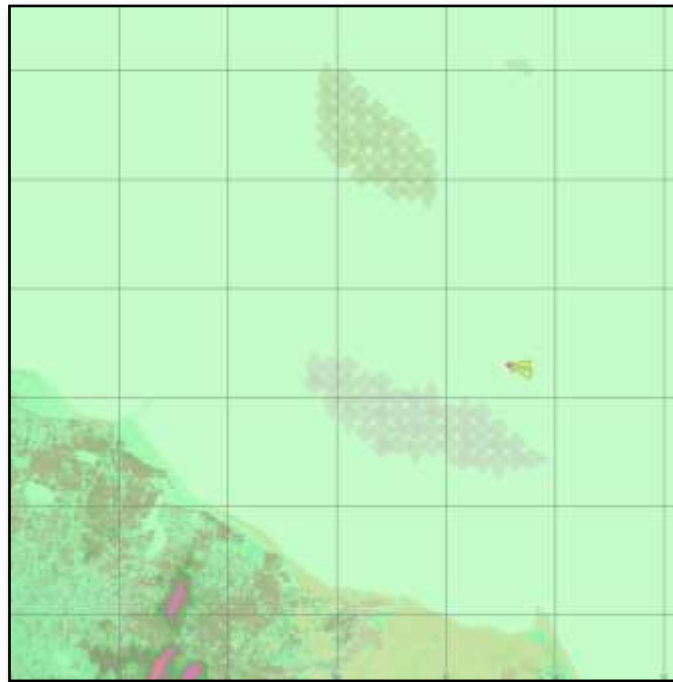


Figure 4-6. Openwind map of roughness, offshore wind turbines and ERA5 measurement points for both areas.

5 RESULTS AND DISCUSSION

Preliminary metrics of strategic planning process were extracted for the SuOWFa-1 (47 turbines) and SuOWFa-2 (31 turbines). Table 6-3 presents general metrics of the selected offshore wind turbines by plant. These data is used to provide insights for identify technical, environmental and cost potential complexities.

Table 5-1. General metrics of the selected Sustainable Offshore wind plants.

OWF	Mean Bathy.	Mean Slope	Mean Wind Speed GWA150 [m/s]	Mean Ref. CF GWA IE1	Mean Dist. to shore [m]	Mean Dist. to Install. port [m]	Mean Dist. to Grid [m]	Mean SCPI	Mean SESI	RAEP* [GWh]
SuOWFa-1	-21.7	9%	8.4	47.6%	15,551.0	25,065.1	32,774.7	0.269	0.000	1,961.6
SuOWFa-2	-31.2	5%	8.4	47.8%	33,816.1	32,239.8	44,161.9	0.270	0.000	1,423.0

Note: Values extracted for 10-MW (RD= 190m) offshore wind turbine; CF: Capacity factor; *RAEP: Reference annual energy production, it is calculated based on reference Capacity Factor IE1 provided by the Global Wind Atlas.

Considering the procedures for siting highly sustainable offshore wind plants, the GIS-SPOWER-BR procedure integrates spatial criteria and parameters to prevent environmental impacts on vulnerable receptors (such as birds, marine mammals, sea turtles, bats, and elasmobranchs). It also reduces uncertainty regarding conflicts in marine areas by avoiding overlaps with protected areas, military zones, marine traffic routes, fisheries, archaeological sites, and other conflicting human activities. This approach optimizes time expenditure during planning and increases compliance with Previous Interference Disclosure requirements.

However, regarding the energy production modeling and optimization , Table 5-2 presents the results of wind energy production with the preliminary square layout (no optimization procedures) for both

offshore wind plants. Net energy production is similar to the reference annual energy production. However, Capacity Factors vary in comparison to the reference Capacity factor, highlighting that both areas confirmed higher Capacity Factors than in onshore environment.

Table 5-2. Wind energy production results with square layout (no optimization).

OWF	No. of Turbs.	Ideal Energy [GWh]	Theoretical Gross Energy [GWh]	Gross Energy [GWh]	Net Energy [GWh]	Capacity Factor [%]	Topographic Efficiency [%]	Array Efficiency [%]
SuOWF-1	47	2,387	2,387	2,387	1,858	45.1	100.0	77.8
SuOWF-2	31	1,777	1,777	1,777	1,499	50.3	100.0	84.3

Figure 5-1 shows the new distribution of the optimized layout for both sustainable offshore wind plants. Nonetheless, new optimized layout may be sited in restricted or conflicting areas. In comparison,

Table 5-3 presents results of energy production calculation when optimization modeling is performed. The net energy production increases significantly after optimization of both wind plants. SuOWFa-1opt increases in 12% (from 1,858 to 2,084 GWh) and SuOWFa-2opt increases in 37% (from 1,499 to 2,067 GWh).

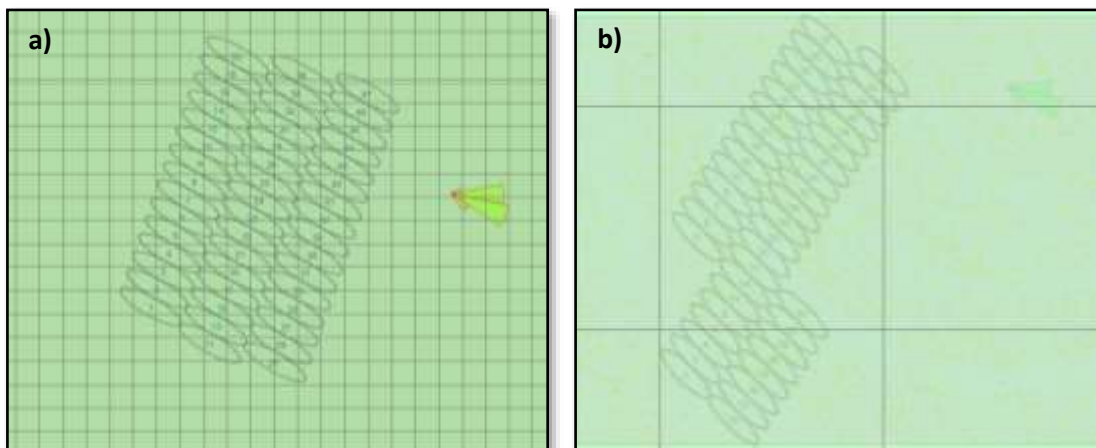


Figure 5-1. Optimized layouts. a) SuOWFa-1, b) SuOWFa-2.

Table 5-3. Wind energy production results with layout optimization.

OWF	No. of Turbs.	Ideal Energy [GWh]	Theoretical Gross Energy [GWh]	Gross Energy [GWh]	Net Energy [GWh]	Capacity Factor [%]	Topographic Efficiency [%]	Array Efficiency [%]
SuOWFa-1opt	47	2,387	2,387	2,387	2,084	50.6	100.0	87.3
SuOWFa-2opt	31	2,248	2,248	2,248	2,067	54.8	100.0	91.9
Metrics impact	-34.0%	-5.8%	-5.8%	-5.8%	-0.8%	8.4%	0.0%	5.3%

A significant result is observed when comparing Net Energy Production for the optimized layouts of both areas. SuOWFa-2opt produces 99.2% of the energy with 34% fewer turbines than SuOWFa-1opt, which has a notable impact on CapEx. Additionally, bathymetry and distance to the installation port for SuOWFa-2opt remain 43.7% and 28.6% higher, respectively, than for SuOWFa-1opt.

6 CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

The offshore wind turbines must be correctly aligned with the wind direction to increase the capacity factor, instead of being aligned perpendicular to the coastline, an observed practice in the current offshore wind initiative submitted to the environmental agency. Besides, optimization of the wind farm layout increases the energy production with higher increment in the further area (SuOWFa-2opt).

The applied procedure represent a suitable practice for assessing alternatives site alternatives of the offshore wind projects aiming to increase sustainability and decrease environmental licensing procedures through the application of vertical integrated and procedure.

The main recommendation for further studies is to include seabed slopes, and contour restrictions during optimization to guarantee the sustainability of the projects after micro siting optimization.

7 REFERENCES

- [1] M. Hernandez C., "Strategic planning for offshore wind energy: a methodological framework for increasing its sustainability (Registro)," Coppe UFRJ, 2024.
- [2] AWS Truepower, "OpenWind Theoretical Basis and Validation," no. April. UL Solutions, ALBANY, p. 27, 2009, [Online]. Available: https://collateral-library-production.s3.amazonaws.com/uploads/asset_file/attachment/51094/OpenWind_Theory_and_Validation-v3_HH_ULSolutions.pdf.
- [3] UNESCO, *International Guide on Maritime Spatial Planning*. 2021.
- [4] MMA/SQA, "Avaliação Ambiental Estratégica," MMA, 2002.
- [5] Ministerio de Minas e Energia, "Manual de Inventário Hidroelétrico e Bacias Hidrográficas," Rio de Janeiro, 2007. [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/manual-de-inventario-hidroeletrico-de-bacias-hidrograficas/documentos/manual-de-inventario-hidroeletrico-e-bacias-hidrograficas-edicao-2007-pdf.rar/view>.
- [6] EPRI, "Advanced Nuclear Technology: Site Selection and Evaluation Criteria for New Nuclear Energy Generation Facilities (Siting Guide): 2022 Revision," 2022.
- [7] M. Hernandez C., M. Shadman, M. M. Amiri, C. Silva, S. F. Estefen, and E. La Rovere, "Environmental impacts of offshore wind installation, operation and maintenance, and decommissioning activities: A case study of Brazil," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 144, p. 110994, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110994.
- [8] S. M. Maxwell *et al.*, "Potential impacts of floating wind turbine technology for marine species and habitats," *J. Environ. Manage.*, vol. 307, no. June 2021, p. 114577, 2022, doi: 10.1016/j.jenvman.2022.114577.
- [9] IBAMA, *Termo de Referência: Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), Tipologia: Complexos Eólicos Marítimos (Offshore)*. Brazil, 2020.
- [10] MME and GM, *Portaria Normativa GM/MME Nº 52-2022 - cessão de uso onerosa para exploração de central geradora de energia elétrica offshore*. 2022, pp. 1–12.
- [11] PR, *Decreto Nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022*. 2022.
- [12] SPU, *Portaria SPU-ME Nº 5.629 de 2022*. 2022.
- [13] Cárma dos Deputados, *PL 5932/2023 - Política Geração Energia Renovável Offshore*. Senado, 2023.
- [14] The World Bank, "Scenarios for Offshore Wind Development in Brazil," Washington, DC, 2024. [Online]. Available: <http://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo>.
- [15] C. Schillings, T. Wanderer, L. Cameron, J. T. van der Wal, J. Jacquemin, and K. Veum, "A decision support system for assessing offshore wind energy potential in the North Sea," *Energy Policy*, vol. 49,

- pp. 541–551, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.06.056.
- [16] R. R. Yager, “On Ordered Weighted Averaging Aggregation Operators in Multicriteria Decisionmaking,” *IEEE Trans. Syst. Man Cybern.*, vol. 18, no. 1, pp. 183–190, 1988, doi: 10.1109/21.87068.
- [17] EPRI, “Planning for the Integration of Offshore Wind Generation,” *Offshore Wind Integration*, no. March. Electric Power Research Institute, Palo Alto, Mar. 2020.
- [18] D. De Matos, S. De Melo, M. Da Silva, J. De Abreu, and V. Ramos, “Relatório referente à Prospecção do Potencial de Uso da Ferramenta AMBIENTRANS por Empresas do Setor Elétrico Brasileiro (Preliminar),” 2021.
- [19] D. A. Ramos, V. G. Guedes, R. R. S. Pereira, T. A. S. Valentim, and W. A. C. Netto, “Further considerations on WASP, OpenWind and WindSim comparison study: Atmospheric flow modelling over complex terrain and energy production estimate,” in *Brazil Wind Power 2017*, 2017, pp. 1–23, [Online]. Available: https://viagd.com.br/wp-content/uploads/2017/08/BWP_2017_DANIEL_AGNESE_RAMOS_ARTICLE_2.pdf.
- [20] P. Beiter *et al.*, “A Spatial-Economic Cost- Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030,” *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. September, p. 214, 2016.
- [21] M. C. Brower and N. M. Robinson, “THE OPENWIND DEEP-ARRAY WAKE MODEL Development and Validation,” *Openwind documentation*. Albany, 2017.
- [22] B. O’Loughlin, M. H. Bullard, and P. Beaucage, “2024 Offshore Backcast by UL Solutions, Pre-construction Wind Energy Methods Validation,” 2024.
- [23] P. Bortolotti *et al.*, “Systems Engineering in Wind Energy - WP2.1 Reference Wind Turbines,” 2019. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1529216-iea-wind-tcp-task-systems-engineering-wind-energy-wp2-reference-wind-turbines%0Ahttp://www.osti.gov/servlets/purl/1529216/>.
- [24] E. Gaertner *et al.*, “IEA Wind TCP Task 37: Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine,” pp. 1–44, 2020, [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1603478%0Ahttps://www.osti.gov/servlets/purl/1603478>.
- [25] G. Zahle, Frederik; Barlas, Athanasios; Lønbæk, Kenneth; Bortolotti, Pietro; Zalkind, Daniel; Wang, Lu ; Labuschagne, Casper ; Sethuraman, Latha; Barter, “Definition of the IEA Wind 22-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine Technical Report,” 2024. doi: 10.11581/DTU.00000317.
- [26] M. Hernandez C., E. Ricarte, and E. La Rovere, “Certificado de Registro de Programa de Computador: GIS-SPOWER-BR - Processo N°: BR512022001514-5,” *DETEC*, no. February. INPI, Rio de Janeiro, p. 2, 2022.
- [27] T. Deep, A. Wake, D. Array, E. W. Model, and D. Eddy-viscosity, “Deep Array Wake Model,” *Openwind documentation*. .
- [28] M. Lauxen, “Mapa CEOs - 18 de janeiro de 2024,” <https://www.gov.br/ibama/>, 2024. <https://www.gov.br/ibama/> (accessed Jan. 19, 2024).
- [29] C. Bak *et al.*, “The DTU 10-MW Reference Wind Turbine,” 2013.
- [30] I. Troen and E. Lundtang Petersen, *European wind atlas*. 1989.

Definição de locais de infraestrutura de transmissão de escoamento da eólica offshore: um estudo de caso no Rio Grande do Norte

Priscila Pamplona Pereira Pinto¹, Rafael Dias Ribeiro de Almeida², Mariana Torres Correia de Mello Nobre³, Raniere Rodrigues de Melo Lima⁴, Maria de Fátima Alves de Matos⁵

1,2,3,4 e 5 Instituto SENAI de Inovações em Energias Renováveis – ISI-ER

priscilapp@isi-er.com.br, rafaelalmeida@isi-er.com.br, mariana@isi-er.com.br, ranielrelima@isi-er.com.br, fatimamatos@isi-er.com.br

RESUMO

O litoral do Rio Grande do Norte é fortemente interconectado espacialmente, com uma grande diversidade de tipos de paisagens costeiras, entres elas, as que mais se destacam são as falésias marinhas, praias arenosas, extensos campos dunares, sistemas de ilhas barreiras, estuários e mangue. Estas características refletirão, sobretudo, no tipo de infraestrutura necessária capaz de suportar e se adaptar as condições ambientais deste litoral. Este estudo, os resultados alcançados concernem em apresentar o contexto metodológico necessário à obtenção dos produtos finais, com aplicação do método AHP, para obtenção e refinamento das variáveis, definição das classes e dos pesos empregados que ao final, resultaram no mapa de adequabilidade em ambiente *Offshore* (mar) e *Onshore* (terra), simultaneamente, a elaboração dos traçados de infraestruturas como rotas de passagem para cabeamentos submarinos em ambiente *offshore*, em continuidade até a área denominada zonas de conexão que interligam o ambiente de transição mar-terra e os corredores em regiões costeiras. Conjuntamente, a identificação de rotas de passagem para linhas de transmissão *onshore* simulando o início nas áreas de corredores e término nos seguintes destinos: subestações existentes, subestações planejadas e novos locais sugeridos que possam servir para a instalação de outras subestações adicionais. O Rio Grande do Norte, como um dos principais estados de forte potencial de energia eólica, apresenta como resultados locais propícios no suporte ao desenvolvimento das futuras infraestruturas de transmissão de energia elétrica, em sua visão holística, levando em consideração não somente aspectos técnicos, mas também aspectos socioambientais e econômicos em sua análise.

Palavras-chaves: Infraestruturas de transmissão de energia, Subestações, AHP, Zonas de Conexão Offshore/Onshore, Mapa de adequabilidade

ABSTRACT

The coastline of Rio Grande do Norte is strongly interconnected spatially, with a great diversity of types of coastal landscapes, among which the most prominent are sea cliffs, sandy beaches, extensive dune fields, barrier island systems, estuaries and mangrove swamps. These characteristics will be reflected, above all, in the type of infrastructure needed to support and adapt to the environmental conditions of this coastline. The results of this study are to present the methodological context necessary to obtain the final products, applying the AHP method to obtain and refine the variables, define the classes and the weights used, which in the end resulted in the suitability map for the Offshore (sea) and Onshore (land) environments, simultaneously drawing up the infrastructure routes as passage routes for submarine cabling in the offshore

environment, continuing up to the area called connection zones that link the sea-land transition environment and the corridors in coastal regions. In conjunction, the identification of passage routes for onshore transmission lines simulating the start in corridor areas and the end at the following destinations: existing substations, planned substations and suggested new locations that could serve for the installation of additional substations. Rio Grande do Norte, as one of the main states with strong wind energy potential, has favorable local results in supporting the development of future electricity transmission infrastructures, in its holistic view, considering not only technical aspects, but also socio-environmental and economic aspects in its analysis.

Keywords: Energy transmission infrastructures, Substations, AHP, Offshore/Onshore Connection Zones, Suitability map

1. INTRODUÇÃO

Em uma posição situada distante de qualquer centro urbano, distante de terras potencialmente focada no agronegócio, ou qualquer aproximação com áreas ambientais protegidas por lei, os parques eólicos *offshore* podem ser mais substanciais em termos de área e geração de energia, em comparação aos parques *onshore* (TAORMINA et al., 2018). O apoio governamental a parques eólicos *offshore* é geralmente alto, principalmente quando são apresentadas evidências por meio de processos formais de consentimento e consulta de que os empreendimentos estão localizados em um local apropriado, onde os efeitos ambientais e econômicos negativos são mínimos ou podem ser gerenciados com eficácia (YAN et al., 2018).

Diante deste contexto, e como parte integral ao desenvolvimento dos parques eólicos *offshore* é a instalação, operação e manutenção da infraestrutura elétrica de suporte de cabos *intra-array* e de exportação

Assim, este estudo utiliza um conjunto de bases de dados disponíveis publicamente de fontes oficiais, sendo aplicado em uma metodologia de análise multicritério, para assim, identificar os locais que poderiam apresentar maior viabilidade para entrada dessas infraestruturas. Foi desenvolvido um algoritmo utilizando-se ferramentas de Sistemas de Informações Geográficas (SIG) e Técnicas Matemáticas e Computacionais enquanto uma ferramenta que pudesse gerar cenários. O modelo é capaz de receber novas variáveis, alterar as existentes, bem como modificar os pesos finais pré-estabelecidos.

O estudo visa fornecer um recurso de informação, destinado aos desenvolvedores, consultores e reguladores de parques eólicos sobre a complexidade que esta costa representa para a definição dessas zonas, de modo que os impactos possam ser evitados, reduzidos ou minimizados, dependendo da escala de mapeamento. As áreas pré-selecionadas ainda necessitarão de estudos detalhadas e levantamento de dados primários.

Com ênfase na região costeira do litoral do Rio Grande do Norte, este estudo aborda em linhas gerais: (i) Mapa de Adequabilidade em Ambiente *Offshore* (mar); (ii) Sugestão de Zonas de Conexão *Offshore/Onshore (Landfall)*; (iii) Mapa de Adequabilidade em Ambiente *Onshore* (terra). Cujos principais resultados apresentados são: a) Corredores (rotas) de passagem da linha de transmissão em ambiente *Offshore* até as zonas de conexão; b) Zonas de conexão (1km) para passagem dos cabos - interligação da energia produzida pelo parque *offshore* ao Sistema Interligado Nacional; (c) Corredores (rotas) de passagem da linha de transmissão em ambiente *onshore*: linhas de transmissão e subestações existentes, planejadas e sugeridas, para o desenvolvimento de infraestruturas de transmissão de energia no suporte ao setor eólico *offshore* do RN.

Os resultados apresentados neste estudo foram obtidos pelo esforço orquestrado dos diferentes especialistas envolvidos no estudo. Representam um primeiro passo importante na implementação de estratégias locais de infraestruturas de transmissão de energia, para o desenvolvimento do setor eólico *offshore* no Rio Grande do Norte.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO

Atualmente no Brasil, os parques eólicos têm sido a tecnologia mais desenvolvida para a produção em larga escala de energia renovável onshore. A nova fronteira a ser explorada é a energia eólica no mar, e no Brasil, são mais de 8.500 km de extensão de litoral, e, se considerar a Zona Econômica Exclusiva Brasileira – ZEE, é uma área oceânica com aproximadamente 3,6 milhões de km². Projeta-se a existência de um potencial técnico de cerca de 700 GW de energia eólica offshore, cuja maioria dos projetos estão cadastrados em profundidades inferiores à 50 m, com distâncias da costa variando entre 11 e 40 km (IBAMA, 2024).

Em paralelo aos fatores considerados como atrativos ao contexto da exploração *offshore* no Brasil, surgem também os desafios tecnológicos, socioambientais e de infraestruturas, que devem ser solucionados para criar condições favoráveis a cadeia de desenvolvimento do segmento (projetos, aquisição e fabricação, instalação, comissionamento e descomissionamento) de forma a garantir sua máxima viabilidade técnico-ambiental.

Integral ao desenvolvimento de parques eólicos *offshore* é a instalação, operação e manutenção da infraestrutura elétrica de suporte de cabos entre redes (entre os parques eólicos) e de exportação até as subestações em terra. A necessidade de reforços nos sistemas de transmissão de energia vem sendo discutido pela EPE como um ponto de desafio para o desenvolvimento pleno da energia eólica *offshore* no Brasil. A viabilidade dos parques nesse cenário é fortemente dependente da tecnologia utilizada no sistema de conexão, que, por sua vez, é condicionada a fatores como a potência elétrica total do parque e a distância em relação à linha de costa.

Esse pressuposto de que o aprimoramento das infraestruturas de conexão à rede básica pode ser considerado um desafio para o desenvolvimento eólico *offshore* no Brasil, remete a necessidade de realização de estudos como este, que permitam avaliar a sua expansão nesta perspectiva, tornando um contexto mais realista ao desenvolvimento. Embora, não estando restrito ao desempenho de infraestrutura de conexão e transmissão de energia, é indispensável considerar as complexidades dos ambientes de transição e os fatores ambientais a fim de se adotar estratégias que possam evitar ou minimizar os impactos ao meio físico, biológico e socioeconômico.

Para corresponder à expectativa de aproveitamento energético *offshore* para o cenário futuro, é necessário o escoamento dessa energia por meio da expansão do sistema de transmissão, com a ampliação de novas subestações (SE) e linhas de transmissões (LT) *onshore*. A expansão da infraestrutura de conexão tem sido uma realidade em nível de Brasil, são mais de R\$ 49,0 bilhões de investimento em obras para ciclo 2023 – 2028, conforme o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2024). Em 2023, foram consolidados 10.000 km de novas linhas de transmissão e 30.600 MVA de acréscimo de capacidade transformadora em subestações novas e existentes, o correspondente a um aumento de mais 5,8% (LT) e 7,5% (SE). Atualmente o Brasil possui 171.640 km de extensão de redes de transmissões de alta, média e baixa tensão (geração e distribuição), com os investimentos até 2028, representa uma da ordem de 200.015 km de extensão da rede de transmissão, conforme Figura 1.

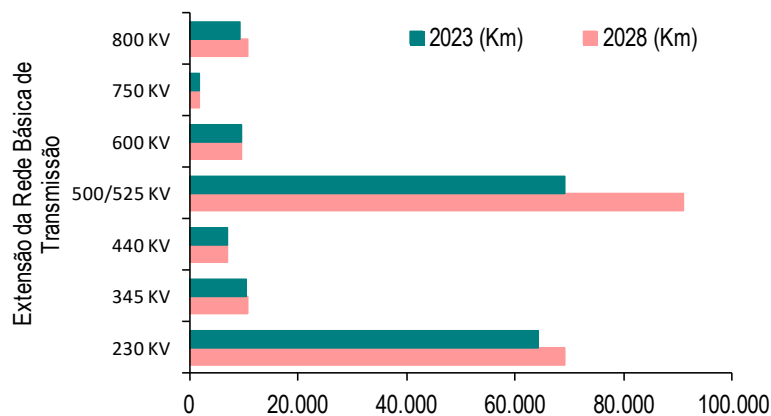


Figura 1 - Expansão da rede de transmissão (geração e distribuição) de alta, média e baixa tensão, 2023 – 2028. Fonte: ONS (2024).

Recentemente o Rio Grande do Norte apresentou o Atlas Eólico e Solar do RN (ISI-ER, 2022), indicando o litoral norte (Litoral Setentrional do RN) com o maior potencial para o aproveitamento da energia eólica *offshore*, os limites entre a distância de linha de costa de 2 a 45 km (zona entre as profundidades de 2 a 100 m), está estimado em 32,8 GW conforme os resultados apresentados no Atlas, significando o dobro da estimativa oficial do Governo Brasileiro constante no Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2022). Considerando apenas 50% das áreas aptas entre as profundidades de 20 e 50 m, é estimado 10 GW de produção de energia eólica *offshore* no litoral do RN, o correspondente a 25% de todo o litoral.

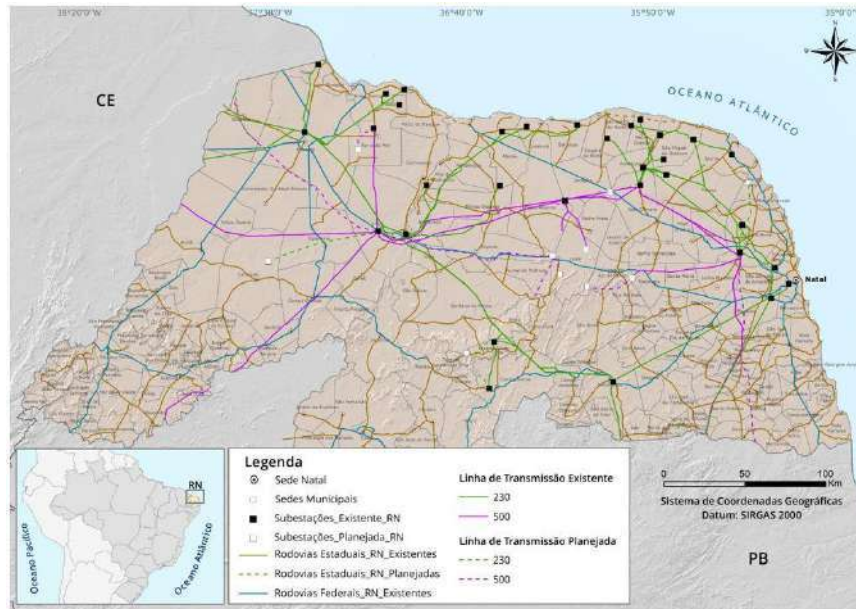


Figura 2 – Mapa de localização do Rio Grande do Norte.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Método AHP como Análise Multicriterial de Infraestrutura de Transmissão

Neste estudo, o método AHP (*Analytic Hierarchy Process*), desenvolvido por Saaty (1980) foi aplicado para a obtenção e refinamento das múltiplas variáveis ambientais e técnicas, para definição das classes e dos pesos empregados que resultou na elaboração do mapa de adequabilidade em ambiente *Offshore* (mar) e *Onshore* (terra) e a elaboração dos traçados de infraestruturas como rotas de passagem para cabeadamentos submarinos em ambiente *offshore*, em continuidade até a área denominada zonas de conexão que interligam o ambiente de transição mar-terra e os corredores em regiões costeiras. Simultaneamente, permitiu identificar as rotas de passagem para linhas de transmissão *onshore* simulando o início nas áreas de corredores e término nos seguinte destinos: subestações existentes, subestações planejadas e novos locais sugeridos que possam servir para a instalação de outras subestações adicionais.

A produção dos mapas de adequabilidade para a avaliação das estratégias locais de infraestruturas de transmissão de energia, ocorre em três etapas principais, com a primeira sendo relativa à aquisição dos dados de entrada de acordo com os critérios de adequação e restrição definidos anteriormente. A segunda etapa se refere ao pré-processamento dos dados, em sua maioria em ambiente SIG. A última etapa já corresponde a produção do mapa de adequabilidade por meio de ferramentas computacionais.

A Figura 3 sintetiza os principais procedimentos metodológicos envolvidos no estudo com a abordagem da implementação de SIG e Técnicas Matemáticas e Computacionais para investigar a viabilidade técnica, ambiental e socioeconômica para a seleção e análise dos potenciais locais, combinando a integração

Método de Decisão Multi-Critério - MCDM (VASILEIOU et al., 2017; MAHDY e BAHAJ, 2018; GAVÉRIAUX et al., 2019; STEFANAKOU et al., 2019; CASTRO-SANTOS et al., 2020; TERCAN et al., 2020), e o processo de hierarquia analítica - AHP (SAATY, 1990; 1996; 2008) para detectar os melhores locais disponíveis para as instalações das infraestruturas de transmissão de energia.



Figura 3 - Fluxograma dos principais processos metodológicos envolvidos na avaliação das estratégias locais de infraestruturas de transmissão de energia do Rio Grande do Norte.

3.2 Definição das Variáveis *Offshore*, Ambiente de Transição e *Onshore*

Para a análise dentro da perspectiva metodológica proposta neste estudo, as variáveis foram separadas em “Variáveis de Ponderação” e “Variáveis de Exclusão”.

Entende-se que os sistemas de transmissão offshore podem ser divididos em 3 partes (Figura 4): o sistema de cabos submarinos que liga as turbinas entre si e à subestação *offshore*; o sistema de cabos submarinos de exportação desde a subestação *offshore* até a subestação *onshore*; e a conexão à rede, feita através de linhas de transmissão que ligam a subestação *onshore* ao ponto de conexão à rede. Para auxiliar a interpretação desses sistemas, as variáveis foram subdivididas em “Ambiente *Offshore*”, “Ambiente de Transição” e “Ambiente *Onshore*”, conforme mostra o fluxograma metodológico da Figura 4.

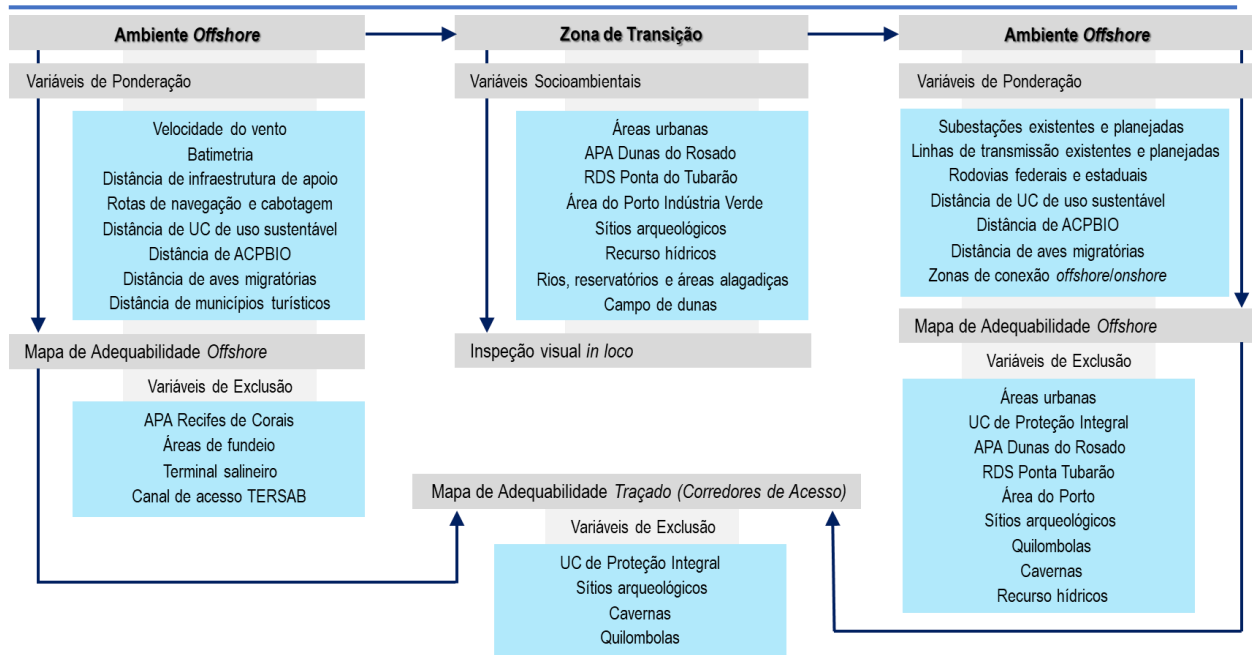


Figura 4 - Fluxograma do ambiente *offshore*, ambiente de transição e ambiente *onshore* com a definição das variáveis de ponderação e variáveis de exclusão para os mapas de adequabilidade.

O ambiente *offshore*, está relacionado tanto aos locais de maior atratividade para implantação de empreendimentos *offshore* (a fim de que as novas estruturas se localizem próximo aos locais mais apropriados do ponto de vista técnico, econômico e ambiental para os novos parques eólicos *offshore*), quanto as infraestruturas de transmissão de energia elétrica responsável pela interligação no sistema de transição terra-mar até o ambiente onshore.

Estas áreas de conexão representam, as áreas de entradas e/ou locais, que receberão os cabos de exportação do fluxo de energia, transição *Joint Bay*, e as subestações. São as áreas situadas nos limites da zona costeira. Para avaliar este ambiente, a Figura 3, mostra as principais variáveis de ponderação, entendidas como àquelas que foram ponderadas, nas escolhas obtidas a partir de especialistas e atribuídos pesos por meio da comparação de pares de elementos, sobretudo, as características dos ventos na costa do RN, a batimetria da plataforma, a distância das infraestruturas de apoio, entre outras variáveis indicadas no fluxograma.

As variáveis de exclusão remetem-se àquelas em que as áreas georreferenciadas foram excluídas no processo de análise em SIG, ou seja, inviáveis para se implantar as novas estruturas de transmissão e, portanto, consideradas restritivas. Mesmo não passível de ponderação, elas foram avaliadas pelos especialistas a fim de serem analisadas o comportamento dos usuários quanto aos critérios de restrição, possibilitando a interpretação quanto a concordância ou não dos usuários sobre as restrições sugeridas e a possibilidade de inclusão ou exclusão.

Com base nas características do recurso eólico disponível no RN e dos Parques Eólicos *Offshore* em processo de licenciamento no IBAMA, o algoritmo desenvolvido estabeleceu uma média de pontos de saída com distâncias de 25 km da costa e profundidade média de 20 m, que convergem entre si (*inter-array*) para as entradas as conexões em terra.

Para as zonas de transição, que representam as áreas de entradas e/ou locais, que poderão receber os cabos de exportação do fluxo de energia, transição *Joint Bay*, e as subestações, são as áreas situadas nos limites da zona costeira o estudo considerou apenas as variáveis de exclusão conforme o fluxograma da Figura 4.

Estas zonas foram estabelecidas pelo algoritmo para definir a transição dos traçados *offshore* para o ambiente *onshore*, sendo sugeridas as zonas de transição ao longo da faixa costeira do litoral do RN. Cada zona de transição (corredores de acesso) possui 1 km de faixa costeira em função das tecnologias disponíveis. Com as zonas de transição definidas pelo algoritmo, posteriormente, realizou-se uma inspeção *in loco* para avaliar (com registo fotográfico) o ambiente costeiro e definir os corredores de acesso, sendo considerados um total correspondente à 59,7 km de extensão de faixa costeira, distribuídos entre os municípios de Touros (Leste) até Tibau (Oeste), que representam um total de 11 corredores como sugestão de zonas de conexões.

Para o ambiente *onshore*, que trata da infraestrutura de transmissão de energia elétrica quando chega no continente e se interliga até uma subestação e sistemas de transmissão ao SIN, as variáveis consideradas foram selecionadas de acordo com os critérios de exclusão de cada região e de variáveis que podem gerar algum tipo de atratividade ao empreendimento, bem como, levou-se em consideração o aproveitamento de áreas alteradas por outros tipos de empreendimentos existentes na área.

O fluxograma da Figura 4 apresenta as variáveis de ponderação e variáveis de exclusão tanto para o mapa de adequabilidade das subestações sugeridas no estudo, quanto para o mapa de adequabilidade de traçados (corredores de acesso) das zonas de transição identificadas no estudo.

Para o ambiente *onshore*, as simulações com o algoritmo levaram em consideração as linhas de transmissão e subestações já existentes e planejadas, e a projeção de novas instalações de infraestruturas de transmissão de energia elétrica no RN. Ou seja, o estudo aponta para os locais em que o cabeamento irá passar. O modelo matemático de otimização considerou um espaço de busca discreto sobre uma superfície de adequabilidade construída em formato matricial. Cada *pixel* desta superfície representa um valor de adequabilidade de um determinado local para receber o empreendimento em questão (FREIMAN, 2019).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com ênfase na região costeira do litoral do Rio Grande do Norte, este estudo apresenta como resultados o Mapa de Adequabilidade em Ambiente *Offshore* (mar), com sugestões de traçados de convergência das linhas de transmissão *offshore* até a chegada em locais sugeridos de Zonas de Conexão *Offshore/Onshore* (*Landfall*) e o Mapa de Adequabilidade em Ambiente *Onshore* (terra) com sugestões de corredores até a chegada nas subestações existentes, as subestações já planejadas e novos locais que possam vir a se instalar subestações.

4.1 Mapa de Adequabilidade em Ambiente *Offshore* e *Onshore*

Como principais resultados no mapa de adequabilidade em ambiente *offshore*, o estudo apresenta locais mais propícios para as passagens das infraestruturas de transmissão (cabeamentos) em mar, mostrando os traçados convergindo para pontos em comum até a denominadas “zonas de conexão”.

Na zona de transição, o estudo apresenta como resultados a identificação de “Zonas de Conexão *Offshore/Onshore* (*Landfall*)” para a entrada da infraestrutura de transmissão. As zonas de conexão estão localizadas no litoral setentrional do RN, entre os municípios de Touros (Leste) a Tibau (Oeste), que são zonas de faixa costeira que permitirão a transição das infraestruturas de transmissão *offshore* para o ambiente *onshore*, a fim de fazer a interligação da energia produzida pelos parques *offshore* ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Como resultados para o Mapa de Adequabilidade em Ambiente *Onshore*, o estudo apresenta as áreas mais propícias para instalação da infraestrutura de linhas de transmissão (LT) e subestações (SE). Nesse último, o estudo apresenta o resultado considerando três cenários de escoamento, a saber: até as subestações existentes (Figura 5); as subestações planejadas (Figura 6) e locais onde possam vir a ser

instaladas novas subestações (sugeridas neste projeto) para o desenvolvimento de infraestruturas de transmissão de energia no suporte ao setor eólico offshore do RN (Figura 7).

Na interpretação dos mapas, os *pixels* que formam o *raster* adquirem uma nota, que perfaz um range de notas com valores mais baixos (coloração verde) e notas com valores mais altos (coloração avermelhada), assim, as áreas com as maiores notas são as mais adequadas para instalação/passagem das infraestruturas de transmissão.

Em relação a zona *offshore*, as melhores áreas permeiam os locais que dispõem de melhores condições técnicas como velocidades de vento maiores, podendo chegar até a 14 m/s, batimetrias mais baixas, até 50 m de profundidade e menores distâncias para rotas de navegação a fim de facilidades logísticas. Além das condições técnicas, são consideradas condições ambientais, no qual os melhores locais são as áreas mais distantes das Unidades de Conservação de Uso Sustentável (RDS Ponta do Tubarão, APA Dunas do Rosado e APA Recife de Corais), das Áreas Prioritárias de Conservação da Biodiversidade, das áreas com existência de aves migratórias e distanciamento de municípios com maior vocação turística.

Essas áreas de melhor adequabilidade concentram-se principalmente em frente ao município de Guamaré e aos municípios da zona oeste (em Tibau/Grossos).

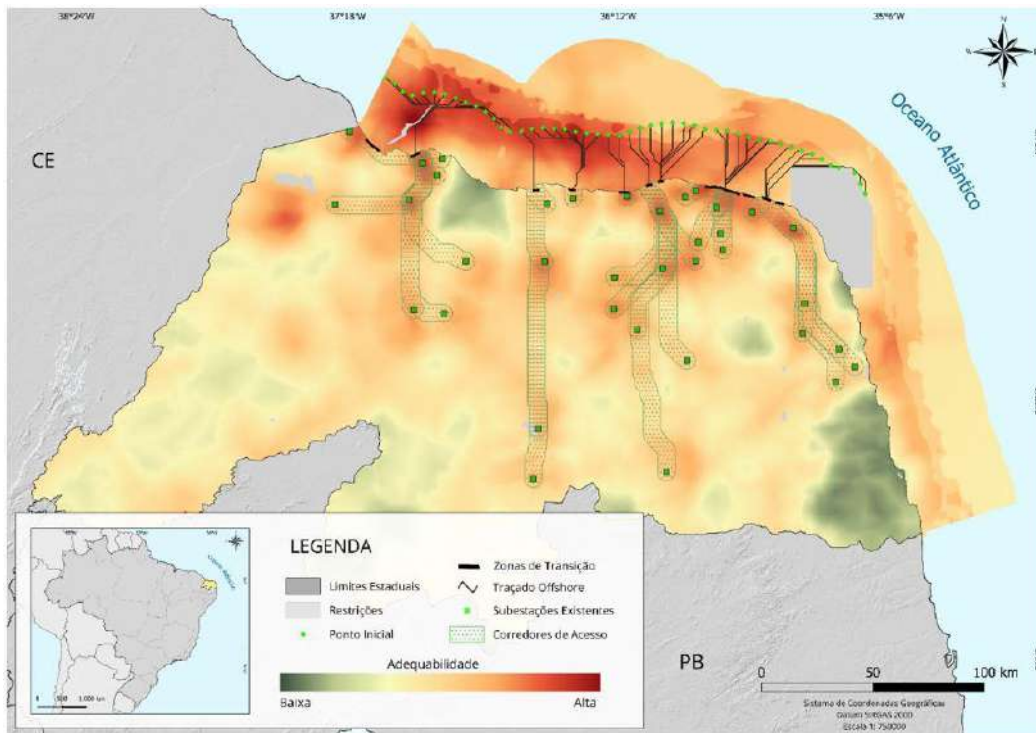


Figura 5 – Mapa de adequabilidade e corredores de acesso em direção às subestações existentes.

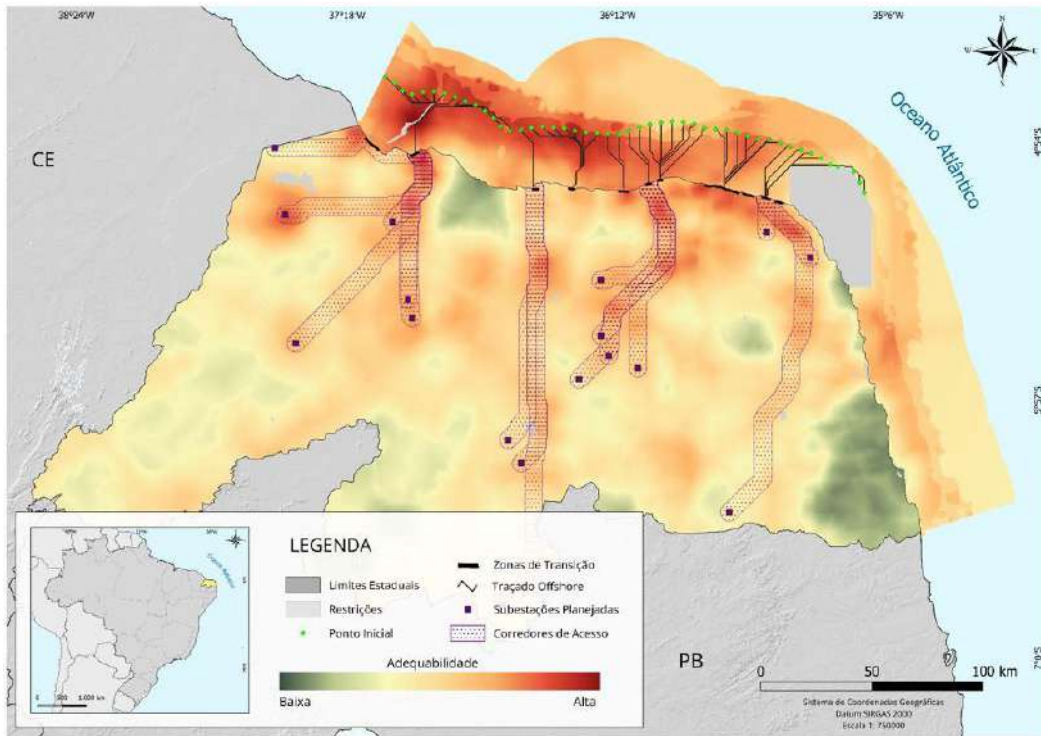


Figura 6 – Mapa de adequabilidade e corredores de acesso em direção às subestações planejadas.

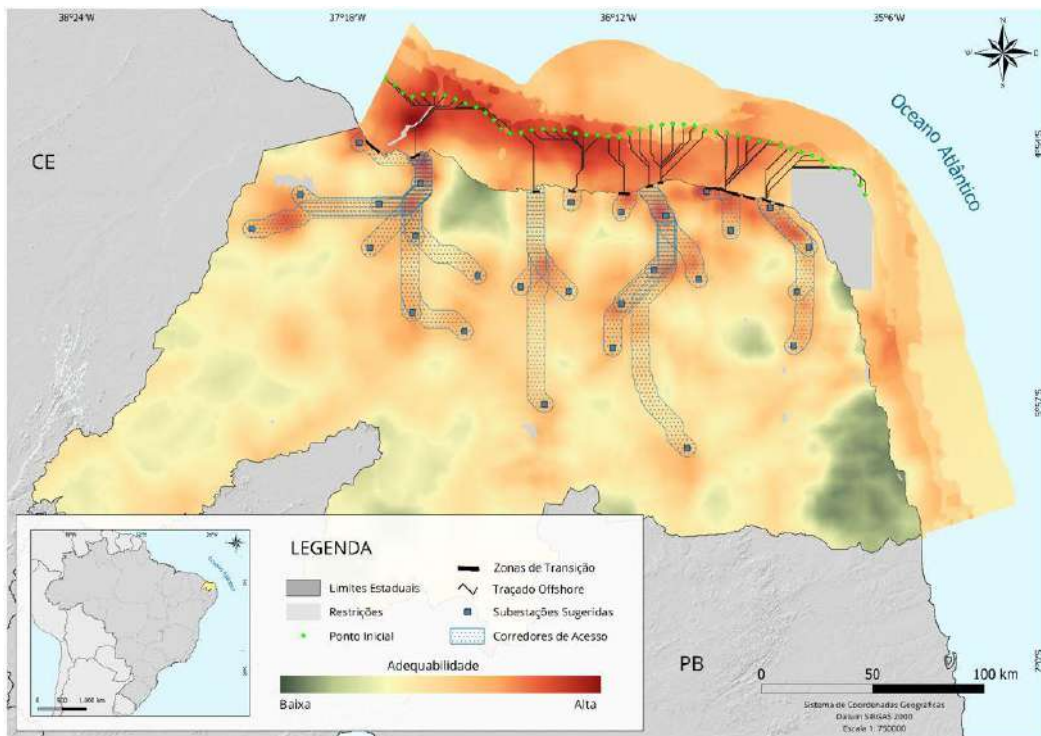


Figura 7 - Mapa de adequabilidade e corredores de acesso em direção às subestações sugeridas.

4.2 Sugestão de Zonas de Conexão *Offshore/Onshore*

Na zona de transição, o estudo apresenta como resultados a identificação de “Zonas de Conexão *Offshore/Onshore (Landfall)*” para a entrada da infraestrutura de transmissão. O Litoral Setentrional se estende por 244 km de linha de costa, desde o município de Touros até Tibau, divisa com o Estado do Ceará, concentrando todas as solicitações dos empreendimentos offshore no RN. A paisagem é predominantemente composta por tabuleiros costeiros, planícies costeiras e estuarinas, campos de dunas, praias arenosas, depósitos praias rochosos e ilhas barreiras, com forte expressão de falhas e atividade sísmica herdada da abertura do Oceano Atlântico. As dunas são principalmente do tipo barcanas e barcanoides, as praias são modificadas predominantemente por correntes de maré, e a presença de sistemas de ilhas barreiras é restrita a este setor entre a Ponta do Mel e a Ponta dos Três Irmãos (MUEHE, 2018). O arcabouço geológico compreende a Bacia Potiguar, arenitos do Grupo Barreiras e coberturas sedimentares do Quaternário. A zona costeira do Estado do Rio Grande do Norte possui uma extensão de 410 km de costa, entre os municípios de Baía Formosa ao sul, e Tibau ao extremo noroeste. É uma costa constituída predominantemente por praias arenosas (72%) e falésias ativas da Formação Barreiras (26%), sendo em geral subdividida em dois setores distintos, em função da direção preferencial da linha de costa: O Litoral Oriental, de direção Norte-Sul, e o Litoral Setentrional, de direção Leste-Oeste (MUEHE, 2006; 2018), ambos definidos no Plano Estadual de Gerenciamento Costeiro do Rio Grande do Norte (Lei nº 6.950, de 20 de agosto de 1996).

Nessa região de transição, estão presentes as unidades de conservação costeiras: Área de Proteção Ambiental dos Recifes dos Corais (APARC) (limite *offshore*), a Reserva de Desenvolvimento Sustentável Ponta do Tubarão (RDSPT) (limite *onshore* e *offshore*) e a Área de Proteção Ambiental Dunas do Rosado (APADR) (limite *onshore*), todas sob gestão do Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA).

A produção econômica é marcada pela extração de óleo e gás, produção de sal marinho, aquicultura, agricultura irrigada e atividades turísticas. As comunidades tradicionais realizam pesca artesanal tanto estuarina quanto de alto mar, coleta de mariscos, extração de lenha e atividades agrossilvopastoris.

Na zona de transição, o estudo apresenta como resultados a identificação de aproximadamente 59,7 km de extensão de litoral com entradas apenas no litoral setentrional (244 km ao total) que apresentam viabilidade para entrada das infraestruturas de transmissão. São apresentados um total de 11 zonas sugeridas localizadas nos municípios de Touros, São Miguel do Gostoso, Pedra Grande, São Bento do Norte, Caiçara do Norte, Galinhos, Guamaré, Macau, Areia Branca, Grossos e Tibau, abrangendo praticamente todos os municípios da margem equatorial, com exceção apenas de Porto do Mangue (Figura 8). A fim de diminuir futuros conflitos e maximizar a preservação de ambientes específicos, excluiu-se das entradas áreas preservadas como Unidades de Conservação de Uso Sustentável, áreas alagadas, rios e reservatórios, áreas urbanas e a área onde projeta-se o Porto Multipropósito Indústria-Verde.

As 11 entradas permitiram a viabilização de escoamento de energia dos parques eólicos *offshore* localizados no litoral setentrional. Ao considerar, a capacidade instalável apresentada no Atlas Eólico e Solar do RN, será possível um escoamento de mais de 38 GW de geração de energia offshore, sendo 15,60 GW entre os corredores que abrangem os municípios de Touros a Caiçara do Norte, 10,11 GW entre Galinhos e Macau e 12,44 GW entre os municípios de Porto do Mangue até Tibau.



Figura 8 – Sugestão de zonas de transição do litoral setentrional do Rio Grand do Norte.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O aproveitamento do potencial eólico *offshore* se torna cada vez mais plausível, visto, por exemplo, os avanços tecnológicos das turbinas, aprimoramento de equipamentos e componente de sistemas transmissão, as reduções dos custos de desenvolvimento. São reforçadas pelas práticas internacionais, a existência dos esforços nacionais na criação de regulamentações para as explorações do recurso eólico nesse novo horizonte, onde o envolvimento governamental e suas instâncias ambientais criam bases referenciais para uma exploração sustentável.

Dessa maneira, a realização do presente estudo possui um papel preditivo singular na identificação/mapeamento de áreas potenciais que devem ser consideradas no suporte ao desenvolvimento das futuras infraestruturas de transmissão de energia elétrica, que compõem a base fundamental para o aproveitamento sustentável da fonte eólica *offshore*. O produto dessas avaliações preditivas proporciona sustentação técnica, ambiental, social e econômica na seleção das melhores alternativas locais (dentre as observadas como disponíveis), minimizando não apenas os impactos oriundos dos projetos, mas também seus custos de desenvolvimento.

A documentação técnica, dados georreferenciados (base de dados) e outros produtos cartográficos obtidos com a execução do estudo podem ser utilizados pelos órgãos reguladores, buscando-se subsidiar ações de planejamento voltadas ao desenvolvimento sustentável a partir da compatibilização entre o crescimento socioeconômico e a proteção ambiental.

A execução desse estudo pode ser considerada uma ferramenta para o planejamento estratégico, pois permite trazer para amplo diálogo no reconhecimento das sensibilidades e potencialidades no aproveitamento das zonas costeiras e poder com isso direcionar, por exemplo, o foco dos investimentos em infraestruturas para áreas realmente atrativas. A considerar todas as experiências e pioneirismo do Rio Grande do Norte na exploração do recurso eólico onshore, a magnitude das ações preditivas faz com que a perspectiva do aproveitamento do recurso no ambiente *offshore* aponte para a sustentação de uma cadeia produtiva ascendente.

O principal resultado desse estudo é a disponibilização de documentação técnica contendo o mapeamento de áreas promissoras para o desenvolvimento estratégico de infraestruturas de transmissão de energia

elétrica no estado do RN. O mapeamento é realizado com base na aplicação de técnicas em ambiente SIG (Sistemas de Informação Geográfica), que permitem executar avaliações locais do desenvolvimento dessas infraestruturas de transmissão, considerando para o caso em questão, o foco no escoamento da energia produzida pelo aproveitamento da fonte eólica offshore. O trabalho também permitiu desenvolver dois produtos conforme segue: rotinas computacionais em *Python* criadas para gerar as avaliações locais e que podem ser empregadas em futuras análises através de especialistas; ambiente Web para visualização dos resultados/dados georreferenciados.

Os resultados apresentados foram analisados sob uma perspectiva de aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Salienta-se que foram utilizados no projeto dados socioambientais disponíveis em escala estadual de fontes oficiais e devido ao desenvolvimento do modelo computacional, permite-se a modificação das variáveis utilizadas inicialmente no projeto, sendo uma ferramenta estratégica do ponto de vista da gestão. O estudo fornece um recurso de informações, destinado aos empreendedores, órgãos reguladores, licenciadores e sociedade em geral. Estudos dessa natureza, podem antecipar conflitos futuros na chegada dessas infraestruturas.

O estudo não analisou aspectos tecnológicos sobre a capacidade de escoamento e não fixou as tipologias das infraestruturas de transmissão que serão futuramente utilizadas. Dessa forma, o cerne do estudo foi identificar as áreas com potencial para convergência de entrada dessas infraestruturas, considerando cenários de utilização das subestações atuais, planejadas e a proposição de novos locais.

Trata-se de um estudo pioneiro e inédito nesse aspecto no Brasil e segue em concordância com a ampliação da matriz elétrica renovável e as políticas de transições energéticas reconhecidas em boas práticas mundiais.

Por fim, a proposta de executar este estudo para o estado do RN corrobora para a continuidade ao desenvolvimento e incentivo ao uso de energias renováveis, e os agradecimentos ao Governo do Estado do Rio Grande do Norte, por meio da Secretaria de Estado do Desenvolvimento Econômico (SEDEC) / Coordenadoria de Desenvolvimento Energético (CODER).

REFERÊNCIAS

CASTRO-SANTOS, L.; LAMAS-GALDO, M.I.; FILGUEIRA-VIZOSO, A. Managing the oceans: site selection of a floating offshore wind farm based on GIS spatial analysis. *Mar Policy*, 113, 103803, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decena-de-expansao-de-energia-pde>. Acesso em: jul. de 2024.

FREIMAN, F.P.; Santos, D.R. Planejamento do Traçado de Diretrizes de Linha de Transmissão de Energia Elétrica Baseado em Otimização Multicritério e SIG. *Revista Brasileira de Cartografia*, vol. 71, n. 3, 2019. pp. 878 – 905. Programa de Pós-Graduação em Ciências Geodésicas - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

GAVÉRIAUX, L.; LAVERRIÈRE, G.; T.; MASLOV N.; CLARAMUNT, C. Gis-based multi-criteria analysis for offshore wind turbine deployment in Hong Kong. *Ann GIS*, 25(3):207–218, 2019.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore. Acesso em: jun 2024. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>.

INSTITUTO SENAI DE INOVAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS. Atlas eólico e solar do Rio Grande do Norte. 1ª ed. Natal: ISI-ER, 2022,210p.

MAHDY, M.; BAHAJ, A.S. Multi criteria decision analysis for offshore wind energy potential in Egypt. *Renew Energy* 118:278–289, 2018.

- MUEHE, D. Erosão e progradação do litoral Brasileiro. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, 2006. 475 p.
- MUEHE, D. Panorama da erosão costeira no Brasil. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, 2018. 759 p.
- OPERADO NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Sumário Executivo - Plano da operação elétrica de médio prazo do SIN. Ciclo 2023 – 2028. Revista Parpel, n. 1, p. 1 – 65, 2024
- SAATY, T.L. The analytic hierarchy process. 1^a. ed. Nova York: McGraw-Hill, 287p. 1980.
- SAATY, T.L. Decision Making for Leaders. RWS publications, Pittsburgh, 1990.
- SAATY, T.L. The Analytic Network Process. RWS Publications, Pittsburgh, 1996.
- SAATY, T.L. Decision making with the analytic hierarchy process. Int. J. Serv. Sci. 1, 83–98, 2008.
- STEFANAKOU, A.A.; NIKITAKOS, N.; LILAS T.; PAVLOGEORGATOS, G. A GIS based decision support model for offshore floating wind turbine installation. Int J Sustain Energy, v.38, n.7, p. 673–691, 2019.
- TERCAN, E.; TAPKIN, S.; LATINOPOULOS, D.; DERELI, M.A.; TSIROPOULOS, A.; A.K, M.F. A GIS-based multi-criteria model for offshore wind energy power plants site selection in both sides of the Aegean sea. Environ Monit Assess 192(10), 1–20, 2020.
- TAORMINA, B.; BALD, J.; WANT, A.; THOUZEAU, G.; LEJART, M.; DESROY, N.; CARLIER, A. A review of potential impacts of submarine power cables on the marine environment: Knowledge gaps, recommendations and future directions. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 96, p. 380-391, 2018.
- VASILEIOU, M.; LOUKOGEORGAKI, E.; VAGIONA, D.G. GIS-based multicriteria decision analysis for site selection of hybrid offshore wind and wave energy systems in Greece. Renew Sustain Energy Rev, v. 73, p. 745–757, 2017.
- YAN, X.; ARIARATNAM, S.T.; DONG, S.; ZENG, C. Horizontal directions drilling: state-of-the-art review of theory and applications. Tunnelling and Underground Space Technology, v. 72, p. 162-173, 2018.