

CATEGORIA 4

Offshore



The Role of Artificial Intelligence in Advancing Offshore Wind Energy Development

Uiara Garcia Valente¹, Matheus de Paula², Matheus Noronha³

¹RWTH Aachen University, ²Universidade Federal do Paraná (UFPR), ³ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias.

uiara.valente@rwth-aachen.de, mat-paula@hotmail.com, matheus@abeeolica.org.br

ABSTRACT

The global offshore wind industry has become a pivotal component of the transition towards renewable energy, characterized by its rapid expansion and significant contribution to energy security and sustainable development. This paper examines the synergistic relationship between offshore wind and Artificial Intelligence (AI), focusing on how AI can drive growth, optimize operational efficiency, and address key challenges within offshore wind projects. Through a mixed-methods approach combining scientometric analysis, literature review, case study, and data-driven analysis, this study highlights AI applications in areas such as wind forecasting, sensor-based monitoring, autonomous robotics, and grid integration. The findings emphasize that AI not only reduces costs and improves performance but also addresses critical barriers, such as supply chain disruptions and maintenance delays, thus ensuring more reliable project timelines. This research contributes to academic discourse and offers insights for policy-makers and industry stakeholders on leveraging AI to harness the full potential of offshore wind, thereby fostering a sustainable and resilient global energy landscape.

Keywords: Artificial Intelligence; Data Analytics; Global Energy Transition; Offshore Wind Energy; Renewable Energy.

1. INTRODUCTION

The global offshore wind industry has witnessed rapid expansion over the past decade, fueled by its vast potential in contributing to renewable energy sources and combating climate change. The first offshore wind farm was installed in Denmark in the early 1990s. In recent years, the cumulative installed capacity of offshore wind has seen significant growth, driven by increasing energy demand, technological advancements, and supportive government policies [18].

The growth of offshore wind energy capacity will be fueled by continuous improvements in technology, enhanced international collaborations, and progressive environmental policies [10]. Artificial intelligence and digital technologies are set to play a transformative role, revolutionising turbine performance, predictive maintenance, and operational efficiency. The integration of AI will not only optimise energy output and reduce operational costs but also support the transition towards more intelligent, efficient, and interconnected energy systems, contributing to a sustainable and resilient global energy future [8].

2. AIM AND SCOPE

This paper explores the intersection of the offshore wind industry and AI, investigating the role of AI in its development. Methodologically, this study employs a mixed-methods approach, incorporating a thorough literature review and data analysis techniques.

The relevance of this study stems from the urgent need for scalable and sustainable energy solutions. As countries worldwide strive to meet increasing energy demands and climate targets, offshore wind emerges as a potent renewable energy source. Given this context, the central research question of this paper is: “How can AI drive offshore wind industry growth, ensuring scalability while supporting the ambitious target of tripling renewable energy capacity by 2030?” The main objective is to present relevant AI technologies, their applications in offshore wind energy, and current scientific research developments in this area. A secondary objective is to contribute to academic discourse and offer valuable insights for industry stakeholders and policymakers seeking to leverage AI to maximize the potential of offshore wind and help shape a more resilient and decarbonized energy future.

3. THEORETICAL FOUNDATION

Artificial Intelligence (AI) is a rapidly evolving field within computer science and information technology, often defined as “the ability of machines to perform tasks that typically require human intelligence”, such as problem solving and decision making. AI systems aim to replicate human cognitive functions through the use of computational algorithms that enable learning, adaptation, and self-correction [6]. These systems excel at pattern recognition and the achievement of complex goals in diverse environments, often with limited prior information. This adaptability is central to the success of AI in dynamic real-world contexts, improving both automation and performance in various sectors, including offshore wind energy.

The offshore wind sector presents significantly more challenges than its onshore counterpart due to harsher environmental conditions, including high winds, saltwater exposure, and unpredictable weather. These factors increase the risk of equipment failure, add logistical complexities, and raise O&M costs, as offshore wind farms (OWFs) are typically located in remote areas. Addressing these challenges requires innovative solutions [2].

AI’s role in advancing offshore wind development extends beyond operational efficiency. As highlighted by Masoumi [12], ML algorithms are pivotal in enhancing the performance and reliability of offshore wind farms. These algorithms process vast data sets to predict weather patterns, optimize turbine positioning, and improve energy output. By leveraging AI, wind farms can adapt better to changing wind conditions, ensuring more consistent energy generation and minimizing equipment wear and tear. Additionally, AI’s capacity for real-time data processing enables faster decision-making and more effective resource allocation, further boosting the overall efficiency of wind energy production.

To align with the Paris Agreement’s 1.5°C goal, offshore wind capacity would need to reach 494 GW by 2030 [27]. Achieving this scale will depend heavily on advancements in AI and robotics, which are becoming indispensable for optimising operations, enhancing efficiency, connectivity, reliability, and ensuring sustainability in offshore wind energy generation as installations continue to expand [2, 13].

4. METHODOLOGY

4.1. Scientometric Review from Databases

Academic interest in AI applications within offshore wind energy is steadily growing. To substantiate this trend, a scientometric review was conducted on the application of Robotics and Artificial Intelligence (RAI) in offshore wind energy. Robotics is integral to the analysis, as robots play a crucial role in data collection at OWFs.

A circular research framework has been developed to provide an integrated view of RAI within the scope of big data applications for offshore wind energy. This framework is structured into phases, including data collection, statistical analysis, scientometric analysis, and comprehensive synthesis through an extensive literature review, as detailed in Section 3.2, “RAI Application Areas and Approaches in the Development of Offshore Wind”. By integrating these phases, the framework aims to analyze research developments,

uncover key insights and identify emerging trends that can drive innovation and efficiency in offshore wind energy systems.

4.2 Data Collection

This scientometric review was conducted using the Scopus and Web of Science databases.

The data collection applied the following search filters:

- Query: ((“offshore wind farms” OR “offshore wind turbines”) AND (“artificial intelligence” OR “machine learning” OR “deep learning” OR “neural network” OR “support vector machine” OR “robotics”)).
- The searches were performed in the “Article title, Abstract, Keywords” fields in Scopus, and in the “Topic” field in Web of Science.

Exclusion criteria were applied to refine the dataset. Following these exclusions, a total of 348 relevant studies were identified and incorporated into the framework.

5. RESULTS AND DISCUSSION

5.1 Statistical Analysis

Data analysis was conducted using Python and Excel, and visualizations were generated with Power BI and VOSviewer. The statistical analysis provides a detailed perspective on the research landscape, showcasing the chronological progression of publications and citations over the years (Figure 1) and the influential countries by number of publications (Figure 2).

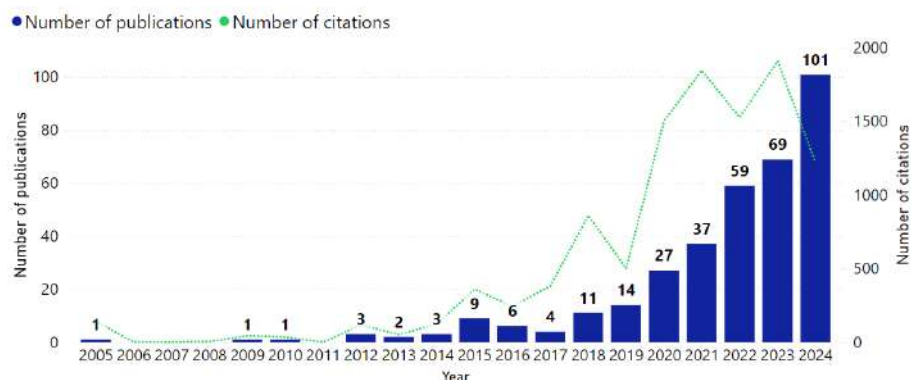


Figure 1: Chronological progression of publications and citations over the years. Data source: [19, 20]

Figure 1 presents the number of publications from 2005 to 2024, illustrating a steady overall increase. Alongside this, citation data reveal the significant academic impact of these publications. The citation numbers are particularly robust in recent years, which underscores the growing recognition and influence of research in this field. Despite a decrease in citations in 2024, the citation trend aligns with the sharp rise in publications, particularly noted in 2024. This consistent growth in annual publication numbers and their citations since the mid-2000s highlights the research community’s increasing interest and the significant impact of this emerging topic.



Figure 2: Influential contributors (countries) by number of publications. Data source: [19, 20]

For this analysis (Figure 2), publications were attributed to countries based on the affiliations listed. This means that a single publication may be associated with multiple countries, as many publications are collaboratively developed by authors affiliated with institutions across different nations.

Figure 2 demonstrates that China leads in the number of publications, contributing nearly 30% with 142 articles on this topic. This is followed by the United Kingdom (15.5%), the United States (5.5%), Spain (4.9%), South Korea (4.5%), and Germany (4.3%). The concentration of publications in China and the United Kingdom signals a need for greater geographical diversity in this research field. Another key insight is that China's substantial research output in RAI for offshore wind can be linked to its leading role in global offshore wind capacity expansion in recent years. This correlation highlights how advancements in any industry are closely tied to investments in R&D.

5.2 Scientometric Analysis

In this review, scientometric analysis has been used to create a connected network structure utilising VOSviewer and Scopus database. The scientometric analysis provides a detailed perspective on research patterns and relationships, including the Knowledge structure of the keyword co-occurrence network (Figure 3), and the country-based knowledge structure of citation network (Figure 4).

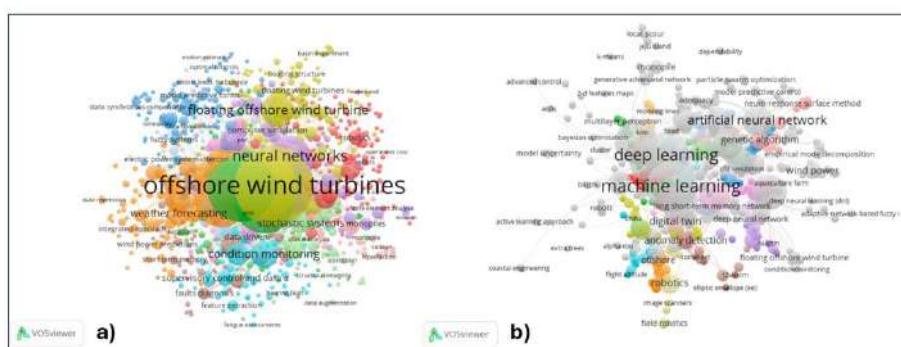


Figure 3: Knowledge structure of keyword co-occurrence network. Data source: [20]

In Figure 3.a, both author keywords and indexed keywords are represented. The most frequently occurring keywords (“offshore wind turbines”, “offshore wind farms”, “wind turbines”) reflect the primary research areas and technologies being explored in the context of offshore wind energy.

Figure 3.b focuses exclusively on author keywords, offering a narrower view of the knowledge structure based on the terms chosen by authors themselves. Here, the most frequently occurring keywords (“machine learning”, “deep learning”) emphasizes the research community’s focus on advanced AI methods and monitoring technologies specific to offshore wind energy applications.

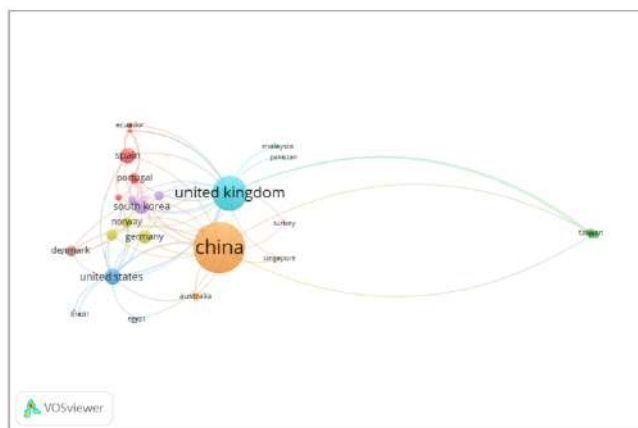


Figure 4: Country-based knowledge structure of citation network. Data source: [20]

Figure 4 illustrates the knowledge structure of the citation network, focusing on country-based connections and revealing patterns of international collaboration. For example, China and the United Kingdom appear as prominent nodes, indicating their substantial contributions and central roles in the global research landscape. Other countries, such as Taiwan, are connected but positioned more peripherally, indicating more selective collaborative networks.

This visualization not only identifies prominent countries in offshore wind energy research but also provides insight into the global distribution of expertise and the key partnerships driving innovation in the field. By understanding these collaborative patterns, researchers and policymakers can better target opportunities for international cooperation and knowledge exchange.

5.3 RAI Application Areas and Approaches in the Development of Offshore Wind

Following the scientometric review of RAI application areas and approaches in offshore wind energy, articles were categorized based on their specific focus within the development of offshore wind projects (Figure 5). This categorization enabled the mapping of eight key areas and approaches where RAI technologies are integrated: 1. Wind Forecasting and Predictive Analytics, 2. Environmental Monitoring, 3. Offshore Wind Farms Layout, 4. Offshore Wind Turbines Configuration (Design and Arrangement), 5. Smart Grids, 6. Sensor-Based Condition Monitoring, 7. Autonomous Robotic Systems, and 8. Preventive Maintenance.

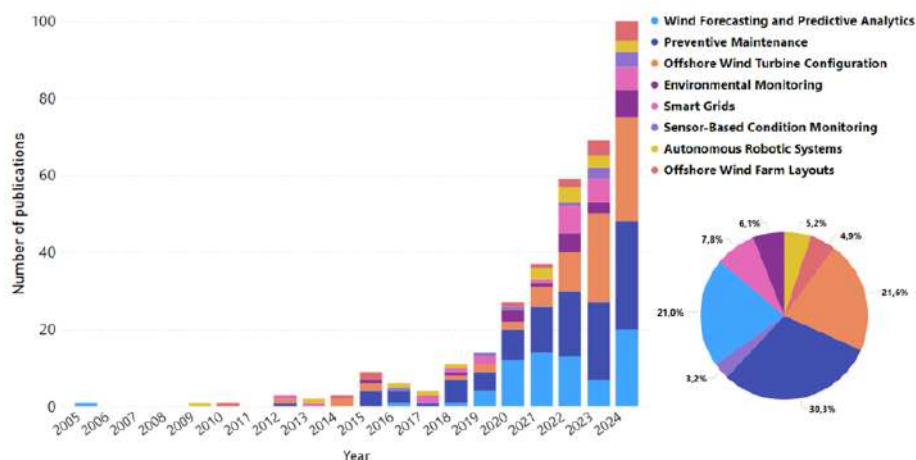


Figure 5: Chronological progression of publications over the years by RAI application areas and approaches. Data source: [19, 20]

Figure 5 illustrates the number of publications from 2005 to 2024, categorised by RAI application areas and approaches in offshore wind energy. A notable increase in publication volume is observed from 2020 onwards, indicating a growing interest across all areas. This overall rise underscores an emerging trend towards more efficient and sustainable solutions for developing offshore wind farms. The pie chart on the right presents a percentage view of the total publication distribution by area, highlighting the dominance of three most researched areas: “Wind Forecasting and Predictive Analytics”, “Preventive Maintenance”, and “Offshore Wind Turbine Configuration”, which together account for over 50% of the total publications. This visualization also indicates significant research opportunities in other areas, which currently receive less attention.

Figure 6 provides a visual summary of the stages in offshore wind project development, highlighting where each identified application area and approach can be applied, along with corresponding descriptions. This framework enhances understanding of the role of RAI technologies throughout the project lifecycle, supporting significant advancements in future offshore wind initiatives worldwide.

RAI Application areas and Approaches	Project Planning (PP)	Project Development (PD)	Construction and Installation (C&I)	Operation and Maintenance (O&M)	Decommission (D)	Description
Wind Forecasting and Predictive Analytics						• PP: to estimate site viability based on historical data and wind forecasts, aiding in the design of energy production. • PD: to optimise the turbine layout according to wind forecasts, maximising efficiency. • O&M: to predict real-time energy production and adjust operations according to wind conditions.
Environmental Monitoring						• PP: to assess environmental impact and assist in obtaining permits by minimising environmental impacts. • O&M: to continuously monitor environmental impact during operation to ensure regulatory compliance and mitigate impacts on the ecosystem. • D: to ensure impacts on the marine ecosystem are minimised.
Offshore Wind Farm Layouts						• PP: to assess potential wind farm layouts based on wind data and site characteristics as part of the technical and economic feasibility analysis. • PD: to define the final layout of the wind farm, ensuring maximum wind utilisation and minimising interference between turbines.
Offshore Wind Turbines Configuration (Design and Arrangement)						• PP: to simulate the performance of various turbine configurations at a specific site, providing essential input for negotiations with manufacturers to define optimal technical specifications based on site conditions (e.g., tower height, rotor diameter, and nacelle yaw). • PD: to collaborate with manufacturers to optimize turbine designs to meet project requirements and comply with local regulations. Adjustments may include modifications to nominal power and the use of specific materials.
Smart Grids						• PD: to design systems that integrate with the smart grid, facilitating the control and distribution of the generated energy. • O&M: to optimise the integration and distribution of offshore wind energy with the grid, adjusting to demand and maximising efficiency.
Sensor-based Condition Monitoring						• PD: sensor planning and monitoring to ensure data collection on turbine conditions. • O&M: for continuous monitoring of equipment condition, identifying issues before they escalate into serious failures.
Autonomous Robotic Systems						• C&I: to assist in the inspection and installation of turbines and other components, especially in hard-to-access offshore environments. • O&M: for regular inspections and autonomous maintenance, reducing the need for human interventions in hazardous locations. • D: to dismantle turbines and remove structures safely and efficiently.
Preventive Maintenance						• O&M: to predict failures and plan preventive maintenance, minimising downtime and extending equipment lifespan.

Figure 6: Application areas and approaches of RAI throughout the development phases of an offshore wind project

The following subsections (5.3.1 to 5.3.8) provide an overview of the application areas and approaches currently being applied in OWFs worldwide, detailing the integration of RAI within each.

5.3.1 Wind Forecasting and Predictive Analytics

One of the most significant roles of AI in offshore wind development lies in wind forecasting and predictive analytics. This process involves collecting and analysing extensive meteorological and oceanographic datasets through advanced computational models, enabling accurate predictions of wind patterns and speeds across various time horizons [21]. By utilising real-time data, operators can optimize energy production, adjusting turbine operations to maximise output while minimizing equipment wear and tear [12]. The ability of AI to forecast wind conditions more precisely is particularly important for offshore installations, where unpredictable weather conditions pose significant operational risks [13].

Some AI-integrated wind forecasting technologies that have significantly contributed to the development of offshore wind energy include: 1. Light Detection and Ranging (LIDAR) on floating structures, which accurately measures wind speed and direction profiles. 2. Google and DeepMind have developed AI models capable of predicting wind conditions up to 36 hours in advance by analysing weather data and conditions. 3. Synthetic Aperture Radar (SAR) technology is employed to assess wind energy potential from satellite sensors, offering high-resolution data that covers extensive ocean areas. 4. Coupled computational modelling facilitates the mapping of offshore wind potential, allowing the creation of high-resolution climatological databases. 5. Advanced statistical models, including Autoregressive Moving Average (ARMA), Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA) or Autoregressive Integrated Moving Average with Exogenous Variables (ARIMAX), are employed to forecast meteorological phenomena like wind speed; these methodologies enable precise predictions. 6. Artificial Neural Networks (ANNs) are utilised for estimating meteorological variables, with supervised learning approaches commonly applied to support operational planning [14]. Specifically, ANNs are employed to predict the likelihood of wind gusts over various time horizons. Various ANN architectures are used, such as feed-forward neural networks and recurrent neural networks [11]. 7. Nonlinear regression models offer a robust approach to estimating wind speeds based on existing meteorological variables, utilising techniques such as Decision Trees and Gradient Boosting to enhance predictive accuracy [14, 15].

5.3.2 Environmental Monitoring

Offshore installations can disrupt marine ecosystems, but AI-powered environmental monitoring systems can help mitigate these impacts. By collecting and analysing data on marine life, seabed conditions and birds, AI can guide the strategic placement of turbines to minimise ecological disruption and monitor the ongoing health of habitats [12, 13]. This reflects a broader trend of leveraging AI not only to improve operational efficiency and reduce carbon emissions but also to enhance the environmental sustainability of energy production [23].

In practical applications, the most common approach involves using remote sensing systems and underwater monitoring systems. AI has successfully facilitated the detection and tracking of marine fauna around wind farms. For example, advanced AI techniques, such as Isolation Forest (IForest), which detect anomalies and unusual behaviors in the ocean, enabling proactive measures by developers. Another important application is bird monitoring, which benefits from various AI systems that employ different methods to detect birds and adjust turbine operations to mitigate impacts such as noise during sensitive periods for marine wildlife [12].

AI applications also support activities in fishing, aquaculture, and tourism by evaluating ways to ensure social well-being and sustainability prior to technology implementation. Current solutions include satellite imagery analysis for environmental monitoring, automated seabed sediment classification using airborne sensors like LIDAR, and participatory planning for multi-stakeholder involvement using algorithms such as Support Vector Machine (SVM) to interpret community views on sustainability [7].

5.3.3 Offshore Wind Farm Layouts

Optimal turbine arrangement is essential to maximize energy extraction per unit area and mitigate wake-induced losses [24]. Recent advancements in AI have revolutionized the optimization processes of wind farm layouts, enhancing decision-making for final turbine placements. AI's application to energy resource analysis offers several benefits, including reduced wake effects, decreased costs in project deployment, improved return rates, and optimized utilization of available regional energy resources. To achieve these benefits, various AI methodologies are implemented, such as (a) gradient-based heuristic algorithms [24], (b) genetic algorithms [17], and (c) diverse ML techniques [3].

(a) Heuristic algorithms (HAs) provide efficient solutions to the optimization of wind farm layouts by approximating the global optimum within a reasonable timeframe. For instance, gradient-based heuristic algorithms discretize the maritime area into grids, facilitating mathematical modelling to pinpoint optimal turbine placements that mitigate wake effects [4]. These algorithms utilize a range of available data, such as wind speed and oceanic conditions, to analytically and precisely estimate overall energy production and determine the safest and most feasible locations for installing generating units [24]. Among the heuristic methods employed, Simulated Annealing (SA) and Particle Swarm Optimization (PSO) are particularly notable.

(b) Genetic algorithms (GAs) are a subset of evolutionary algorithms that employ operations such as selection, crossover, and mutation to progressively evolve solutions towards the optimum. These algorithms are adept at addressing optimization problems characterized by discrete values where the solution variables are distinct and non-continuous, making them ideal for tasks such as positioning turbines at predefined potential sites within a wind farm [4].

(c) Machine learning (ML) techniques have revolutionized the predictive accuracy and operational efficiency of wind farm layouts by effectively modeling complex nonlinear relationships that are challenging for traditional analytical methods to capture. These techniques are capable of forecasting wind patterns, predicting turbine performance under varying conditions, configuring turbine setups, and simulating potential energy output prior to actual deployment, among other applications. Among the array of ML tools, neural networks and support vector machines are particularly notable [3].

Additionally, integrating extra turbines into existing farms to enhance capacity, a process known as re-powering, requires advanced AI-driven models. These models are crucial for assessing and predicting the impacts on overall farm efficiency, facilitating sustainable expansion [24].

Future developments are expected to include real-time layout optimization utilizing IoT sensors and operational data, adaptive algorithms responsive to changing wind conditions, and fully automated design systems integrating comprehensive economic, environmental, and technical data. Moreover, as the global demand for renewable energy intensifies, hybrid modeling approaches that allow for continuous adaptation of turbine layouts based on evolving environmental data may become increasingly common [12].

5.3.4 Offshore Wind Turbines Configuration (Design and Arrangement)

Offshore wind turbine configuration refers to the strategic arrangement and design of turbines in marine environments, optimized to harness wind energy efficiently. This configuration is important for maximizing energy output while minimizing costs and environmental impact.

AI applications in offshore wind turbine configuration include real-time blade orientation and design modelling, project layout optimisation, and operational asset control for pattern identification throughout the commercial operation of wind farms [22]. This is particularly important as turbines continue to grow in size and are deployed in deeper waters farther from shore. As Mitchell et al. [13] highlighted, the deployment of floating turbines, which can be installed in locations with stronger and more consistent winds, requires sophisticated modelling and AI-driven decision-making tools.

Blade orientation and design modelling focus on developing offshore and onshore wind turbine blades to maximize energy resource utilization and extend equipment lifespan. Optimising layout through AI systems supports mathematical modelling to simulate the performance of offshore wind farms, incorporating data on fluid dynamics, power output, and annual energy generation to determine the ideal turbine placement. Asset control focuses on monitoring the offshore wind turbine array or unit, involving data collection that

supports the dispatch of energy production [22]. A prominent solution discussed in the literature is the use of intelligent sensors linked to AI models. These sensors enable continuous assessment of operational conditions at offshore wind farms, facilitating adjustments to blade profiles to optimize energy resource utilization [26].

5.3.5 Smart Grids

Smart grids are technologically advanced electricity networks that significantly enhance the efficiency, reliability, and sustainability of power systems. These grids integrate digital communication technology to monitor and manage energy flow from all generation sources, adapting to the varying electricity demands of end users.

Smart grid technologies play a crucial role in coordinating, storing, and distributing energy from these sources into a stable and reliable flow. In the context of offshore wind farms, the use of AI emerges as a solution to optimize grid operation, enabling more efficient management of this natural variability. Additionally, smart grids employ advanced AI techniques to predict consumption needs and forecast power dispatch through precise mathematical modelling [5].

5.3.6 Sensor-Based Condition Monitoring

Sensors installed in key components of offshore wind turbines, including blades, towers, and foundations, facilitate the real-time collection of extensive data, crucial for monitoring operational conditions both within the turbine and in the surrounding environment. These sensors can measure various parameters such as temperature, pressure, humidity, wind speed and direction, and vibration [26], as well as detect corrosion on metal parts exposed to seawater.

This extensive dataset is processed by algorithms from AI and the IoT, which continuously monitor for any anomalous patterns, enabling swift interventions and fostering a predictive maintenance approach [26]. ML techniques, such as the k-means classification algorithms have been employed to prioritise maintenance and identify turbines that may exceed their planned operational life, thus generating significant savings for operators [25].

During the feasibility study phase of offshore wind projects, wind testing and measurement phases are conducted using sensors distributed across the targeted region. An example of this technology is Bravo, developed by Petrobras — a floating LIDAR model designed for the collection, monitoring, and assessment of offshore wind resources [16].

5.3.7 Autonomous Robotic Systems

Autonomous robotic systems (ARS) are complex aggregates (robots) capable of adapting their behavior based on situational and environmental cues encountered during operations. In the offshore wind industry, ARS, including autonomous drones and underwater robots, are employed for various purposes, including the planning of new facilities, inspection of plants, operation and maintenance of wind turbines, asset integration, productivity enhancement, and decommissioning of wind farms. These robotic systems operate in conditions that would be perilous for human workers, thereby markedly reducing occupational risks and operational costs [13].

By incorporating AI algorithms, ARS are equipped with advanced data processing, pattern recognition, and decision-making capabilities, enabling them to adapt to dynamic offshore environments without direct human intervention. AI-driven functionalities allow these robotic systems to perform complex tasks such as predictive maintenance, fault detection, and real-time response to environmental changes, significantly increasing their effectiveness and reliability [12].

Numerous studies have highlighted the significance and broad applicability of autonomous robotics in the control and maintenance operations within offshore wind farms. Emerging technologies are already reshaping maintenance strategies in this sector [9]. Notable examples include Autonomous Surface Vehicles (ASVs), Climbing Robots, Unmanned Aerial Vehicles (UAVs), Crawler drones, Autonomous

Underwater Vehicles (AUVs), and Quadrupe Robots, which form part of a growing suite of robotic systems enhancing the efficiency and safety of offshore operations [13].

5.3.8 Preventive Maintenance

A key focus in the application of RAI within the offshore wind sector is preventive maintenance. By leveraging ML algorithms, this strategy aims to predict equipment failures before they occur, thereby reducing O&M costs and maximising the energy production potential of wind farms. By employing continuous monitoring, this approach proactively identifies in advance repair and maintenance needs through diverse data inputs, including temperature, system vibration, and electrical current. Such timely interventions not only mitigate the risk of costly downtime but also extend the operational lifespan of turbines, ultimately making offshore wind energy more cost-effective [23].

Technologies employed in this context include drones for inspection, such as UAVs and crawlers, AUVs for monitoring oceanic conditions, and Quadrupe Robots for real-time facility inspections [13, 24].

5.4 AI GreenTech and ClimateTech Startups Engaging in Wind Energy Solutions

Beyond the academic interest in AI applications within the wind energy industry, as discussed in subsection 4.1 “Scientometric Review from Databases”, there is also significant interest from the entrepreneurial sector, driven by the pressing need and emerging opportunities associated with the energy transition. To substantiate this trend, a quantitative and qualitative analysis was conducted to identify AI-driven and data-driven companies focused on solutions for wind energy.

The research was carried out using Crunchbase, the largest commercial database provider for corporate and business information, with a focus on technology companies and investors worldwide [1]. A total of 90 relevant AI-driven and data-driven GreenTech and ClimateTech startups applied in the wind energy industry were identified and incorporated into the dataset.

Data analysis was conducted in Excel, with visualizations generated using Power BI. The statistical analysis provides insight into the entrepreneurial landscape of AI-driven and data-driven companies applied in the wind energy industry, showcasing the timeline of AI-driven and data-driven GreenTech and ClimateTech startup foundings (Figure 7), the application areas and approaches of established companies and leading countries by company count (Figure 8).

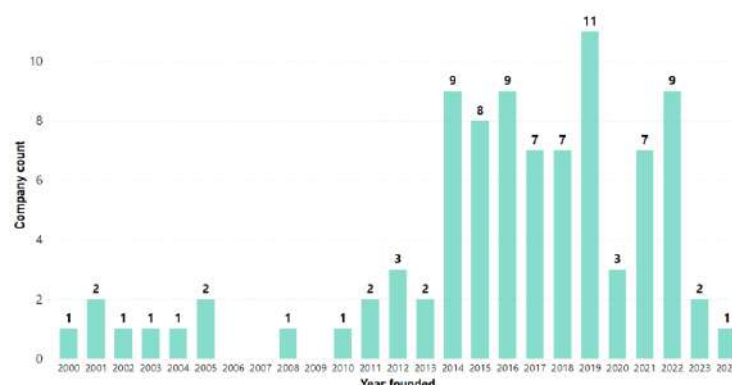


Figure 7: Timeline of AI-driven and data-driven GreenTech and ClimateTech startup foundings.
Data source: [1]

The bar chart (Figure 7) illustrates that in the early 2000s, the presence of these types of companies in the wind energy sector was minimal. A significant increase in the establishment of AI-driven and data-driven GreenTech and ClimateTech companies is observed starting in 2014, peaking in 2019 with 11 companies founded. This surge can be attributed to advancements in AI technologies, the growing awareness of climate change, and international commitments such as the Paris Agreement (2015), which spurred

investments in renewable energy technologies. Economic incentives, such as subsidies and governmental support for green and climate technologies, also likely contributed to this trend. The decline in 2020, with only three companies founded, can be attributed to the global disruption caused by the COVID-19 pandemic. In 2023 and 2024, the lower number of new companies may reflect the lingering effects of the pandemic, the gradual economic recovery, and shifting investment priorities amid economic uncertainties, such as inflation and energy market fluctuations.

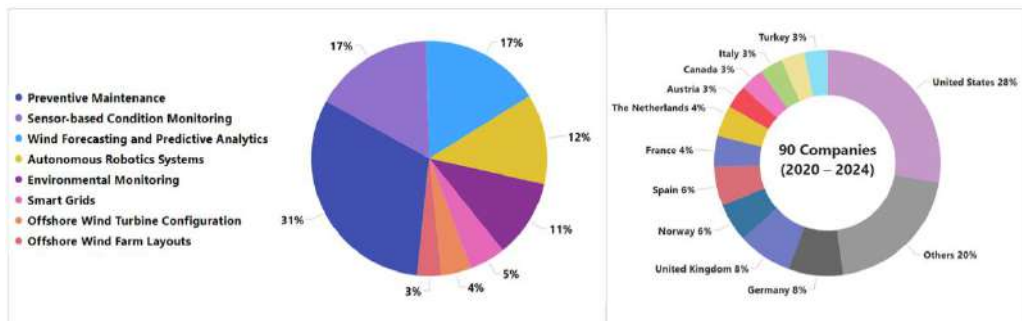


Figure 8: RAI application areas and approaches of founded companies and leading countries by company count. Data source: [1]

Figure 8, the pie chart on the left, illustrates that more than half of these companies are concentrated in three main areas. This distribution aligns with the significant volume of academic research in these fields, clearly demonstrating the translation of academic advancements into business innovation. The pie chart on the right highlights that the United States leads significantly, hosting 28% of the total companies. However, it is important to acknowledge that Crunchbase may have a limited representation of companies from China due to several factors.

The continued growth of AI-driven and data-driven GreenTech and ClimateTech startups in wind energy solutions is likely to be influenced by increasing awareness of climate risks, evolving international policies such as net-zero commitments, and the rising demand for renewable energy.

6. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

This paper has explored the dynamic intersection of artificial intelligence (AI) and the offshore wind industry within the broader context of global renewable energy transitions.

Comprehensive research and systematic analysis were conducted to review Robotics and Artificial Intelligence (RAI) within the offshore wind energy sector, exploring both academic contributions and industrial applications, especially among startups. This study identified eight key RAI application areas and approaches in offshore wind development, detailing specific AI applications, advantages, associated challenges, and emerging trends that drive innovation and efficiency in these systems. These technologies collectively accelerate deployment, reduce costs, and enhance the competitiveness of offshore wind energy.

This study stands out by mapping the current landscape of academic publications by RAI technology, paralleled with entrepreneurial engagement in GreenTech and ClimateTech startups. This review underscores the enthusiastic adoption of AI-driven solutions in the wind energy sector and highlights the effective translation of academic research into tangible business innovations. This symbiotic relationship between academia and industry not only fosters technological advancements but also accelerates the deployment and scalability of renewable energy solutions.

This paper demonstrates that Artificial Intelligence (AI) is a key enabler of offshore wind industry growth, particularly in the context of the global ambition to triple renewable energy capacity by 2030. Through a systematic mapping of eight core Robotics and AI (RAI) application areas — from wind forecasting and predictive maintenance to smart grids and autonomous robotics — this study shows how AI enhances

scalability, reduces costs, and accelerates deployment. Moreover, the integration of AI improves operational efficiency and reliability, while the synergy between academic research and entrepreneurial innovation reinforces the sector's ability to scale rapidly and sustainably. Ultimately, AI empowers offshore wind to become a cornerstone of the energy transition, enabling smarter planning, faster execution, and more resilient infrastructure. This paper contributes to the ongoing discourse by identifying actionable pathways through which AI can maximize the potential of offshore wind, supporting both climate goals and industrial transformation.

Future research, considering the challenges and research gaps identified, should focus on topics, such as:

1. Exploring new Robotics and Artificial Intelligence (RAI) application areas and approaches in offshore wind project development.
2. Developing optimistic, neutral, and realistic scenarios to assess AI's impact on offshore wind capacity growth.
3. Investigating the implications of AI-driven energy demands, particularly for Data Centers (DCs), in relation to renewable energy targets.
4. Examining how the global trend of powersharing, which involves basing industrial investments on clean energy availability, could boost offshore wind energy development across different regions.
5. Setting new offshore wind energy targets for Net Zero by 2050 to meet the complete energy needs of electro-intensive sectors (digitalization, Data Centers, and hydrogen production).

REFERENCES

- [1] **CRUNCHBASE**. Disponível em: <<https://www.crunchbase.com/>>. Acesso em: 15 nov. 2024.
- [2] DAS, Prangon; MASHIATA, Maisha; IGLESIAS, Gregorio. Big data meets big wind: A scientometric review of machine learning approaches in offshore wind energy. **Energy and AI**, v. 18, p. 100418, 2024.
- [3] FISCHETTI, Martina; FRACCARO, Marco. Machine learning meets mathematical optimization to predict the optimal production of offshore wind parks. **Computers & Operations Research**, v. 106, p. 289-297, 2019.
- [4] MOSETTI, GPCDB; POLONI, Carlo; DIVIACCO, Bruno. Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 51, n. 1, p. 105-116, 1994.
- [5] GLINKOWSKI, Mietek; HOU, Jonathan; RACKLIFFE, Gary. Advances in wind energy technologies in the context of smart grid. **Proceedings of the IEEE**, v. 99, n. 6, p. 1083-1097, 2011.
- [6] GOERTZEL, Ben. Toward a formal characterization of real-world general intelligence. In: **3d Conference on Artificial General Intelligence (AGI-2010)**. Atlantis Press, 2010. p. 74-79.
- [7] GOLPARVAR-FARD, Mani; HEYDARIAN, Arsalan; NIEBLES, Juan Carlos. Vision-based action recognition of earthmoving equipment using spatio-temporal features and support vector machine classifiers. **Advanced Engineering Informatics**, v. 27, n. 4, p. 652-663, 2013.
- [8] KALDELLIS, John K.; BOULOGIORGOU, Despoina. Renewable energy: Wind energy. In: **Living with Climate Change**. Elsevier, 2024. p. 513-557.
- [9] KHALID, Omer et al. Applications of robotics in floating offshore wind farm operations and maintenance: Literature review and trends. **Wind Energy**, v. 25, n. 11, p. 1880-1899, 2022.
- [10] **Global Wind Report**. **GWEC Global Wind Energy Council**. Website: Global Wind Energy Council, 2024. Disponível em: <<https://www.gwec.net/reports>>. Acesso em: 2024.
- [11] DE PAULA, M. (ED.). Redes neurais artificiais: uma visão técnica e as suas aplicações no setor de eólicas offshore. nov. 12DC.

- [12] MASOUMI, Masoud. Machine learning solutions for offshore wind farms: A review of applications and impacts. **Journal of Marine Science and Engineering**, v. 11, n. 10, p. 1855, 2023.
- [13] MITCHELL, Daniel et al. A review: Challenges and opportunities for artificial intelligence and robotics in the offshore wind sector. **Energy and AI**, v. 8, p. 100146, 2022.
- [14] NORONHA, M. (ED.). A Inteligência Artificial e a previsibilidade de ventos no setor de energia eólica offshore. abr. 16DC.
- [15] PAULA, Matheus et al. Predicting energy generation in large wind farms: a data-driven study with open data and machine learning. **Inventions**, v. 8, n. 5, p. 126, 2023.
- [16] **Petrobras investirá R\$60 milhões em segunda fase da Boia BRAVO**. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/w/inovacao/petrobras-investira-r-60-milhoes-em-segunda-fase-da-boia-bravo>>. Acesso em: 28 out. 2024.
- [17] PILLAI, Ajit C. et al. Optimisation of offshore wind farms using a genetic algorithm. **International Journal of Offshore and Polar Engineering**, v. 26, n. 03, p. 225-234, 2016.
- [18] NG, Chong; RAN, Li (Ed.). **Offshore wind farms: Technologies, design and operation**. Woodhead Publishing, 2016.
- [19] **Web Of Science**. Disponível em: <<https://www.webofscience.com>>. Acesso em: 20 out. 2024.
- [20] **Scopus**. Disponível em: <<https://www.scopus.com>>. Acesso em: 20 out. 2024.
- [21] SOMAN, Saurabh S. et al. A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. In: **North American power symposium 2010**. IEEE, 2010. p. 1-8.
- [21] SONG, Dongran et al. Review on the application of artificial intelligence methods in the control and design of offshore wind power systems. **Journal of marine science and engineering**, v. 12, n. 3, p. 424, 2024.
- [23] VINUESA, Ricardo et al. The role of artificial intelligence in achieving the Sustainable Development Goals. **Nature communications**, v. 11, n. 1, p. 233, 2020.
- [24] YANG, Kun; DENG, Xiaowei. Layout optimization for renovation of operational offshore wind farm based on machine learning wake model. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 232, p. 105280, 2023.
- [25] YETER, Baran; GARBATOV, Yordan; SOARES, C. Guedes. Life-extension classification of offshore wind assets using unsupervised machine learning. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 219, p. 108229, 2022.
- [26] ZHOU, Fen; TU, Xuping; WANG, Qingdong. Research on offshore wind power system based on Internet of Things technology. **International Journal of Low-Carbon Technologies**, v. 17, p. 645-650, 2022.
- [27] **World Energy Transitions Outlook 2024: 1.5°C Pathway**. Disponível em: <https://advisory.am/pdf/IRENA_World_energy_transitions_outlook_2024.pdf>.

Protótipo funcional de controle e aquisição de dados de um gêmeo digital para subestações eólicas *offshore*

João Paulo Costa de Araújo¹, Mario Orestes Aguirre González², Lucas Thiago Gomes Soares de Araújo³, Pedro Henrique Castro Bezerra⁴, Raphael Bezerra de Souza⁵, Rafael Monteiro de Vasconcelos⁶, Luis Mario de Medeiros Aguirre⁷

¹²³⁴⁵⁶⁷UFRN/CREATION *Research Group* – Inovação de Produtos e Processos em Energias Renováveis e *Power-To-X*

joao.costa@ifrn.edu.br¹, mario.gonzalez@ufrn.br², lucasago28@gmail.com³, pedrocastro.pj@gmail.com⁴, raphael.souza.089@ufrn.edu.br⁵, rafaelmonteirov@yahoo.com.br⁶, lmedeiros2341@gmail.com⁷

RESUMO

A crescente demanda por fontes renováveis de energia tem impulsionado o desenvolvimento da energia eólica *offshore*, cuja operação eficiente exige soluções tecnológicas avançadas para monitoramento e manutenção de suas infraestruturas, especialmente as subestações. Apesar do potencial dos gêmeos digitais nesse contexto, observa-se uma lacuna na literatura quanto à sua aplicação em subestações *offshore*. Diante disso, este artigo tem como objetivo desenvolver um protótipo de controle e aquisição de dados de uma subestação eólica *offshore* considerando casos consolidados de gêmeos digitais em estruturas marítimas, como plataformas de petróleo e gás. A pesquisa adota uma abordagem qualitativa, com análise de casos, extração de requisitos técnicos e ambientais e construção de um sistema funcional de monitoramento e aquisição de dados. Como resultado, o protótipo funcional permite o monitoramento remoto de variáveis elétricas e ambientais e simula a operação de componentes típicos de subestações. Conclui-se que a adoção de gêmeos digitais de subestações *offshore* pode implicar na redução do custo operacional dos parques eólicos *offshore*, assim como na diminuição do custo nivelado da energia pela possibilidade de maior previsão de falhas detectada no gêmeo digital antes que aconteça na subestação real.

Palavras-chaves:

Gêmeo digital; Subestação *offshore*; Energia eólica; Monitoramento remoto; Internet das coisas.

ABSTRACT

The growing demand for renewable energy sources has driven the development of offshore wind power, whose efficient operation requires advanced technological solutions for monitoring and maintaining its infrastructure, especially substations. Despite the potential of digital twins in this context, there is a gap in the literature regarding their application in offshore substations. Therefore, this article aims to develop a control and data acquisition prototype for an offshore wind substation, considering established digital twin cases in offshore structures, such as oil and gas platforms. The research adopts a qualitative approach, with case analysis, extraction of technical and environmental requirements, and construction of a functional monitoring and data acquisition system. As a result, the functional prototype allows remote monitoring of electrical and environmental variables and simulates the operation of typical substation components. It is concluded that the adoption of digital twins for offshore substations can lead to reduced operating costs for offshore wind farms, as well as a decrease in the levelized cost of energy due to the possibility of greater prediction of failures detected in the digital twin before they occur in the actual substation.

Keywords:

Digital twin; Offshore substation; Wind energy; Remote monitoring; Internet of things.

1. INTRODUÇÃO

A crescente busca mundial por fontes de energia limpa e sustentável tem estimulado o avanço de tecnologias voltadas à geração de energia renovável (IEA, 2022). Dentre essas tecnologias, destaca-se a Energia Eólica *Offshore* (EEO), cuja relevância vem crescendo em função de seu elevado potencial de geração e da ampla disponibilidade de áreas nos ambientes marinhos. Nesses locais, as condições são particularmente favoráveis à geração eólica, uma vez que os ventos apresentam velocidades mais elevadas, menor turbulência e menor variabilidade quando comparados às áreas em terra firme, resultando em um fator de capacidade superior (GWEC, 2023; EPE, 2020). Todavia, a complexidade dos sistemas envolvidos nos Parques Eólicos *Offshore* (PEO) impõe desafios técnicos para as organizações envolvidas na instalação, operação e manutenção e descomissionamento.

Uma das tecnologias com potencial para lidar com os desafios do setor é o Gêmeo Digital (GD), que é uma representação virtual de um objeto ou processo físico, possui comunicação bidirecional e reflete dados ao vivo do gêmeo físico (Ambarita *et al.*, 2024). O GD permite a integração de dados em tempo real de vários sensores, dispositivos de monitoramento e sistemas de controle implantados em infraestrutura associada. De acordo com Tao *et al.* (2018a), através da utilização do GD, é possível realizar simulações em tempo real, análises preditivas e otimização de processos. Tais características contribuem para redução de custos, previsão de falhas e melhorias nas operações.

Embora os princípios do GD já sejam aplicados em setores como a manufatura e a indústria aeroespacial (Grieves, 2016; Soori *et al.*, 2023), sua utilização no setor das energias renováveis ainda se encontra em estágio inicial. No âmbito dessa área, observa-se que as pesquisas têm se concentrado predominantemente na aplicação da tecnologia em turbinas eólicas (Haghshenas *et al.*, 2023; Sørensen *et al.*, 2022), o que evidencia uma lacuna significativa no que se refere à implementação de GD em subestações de PEO. Ademais, identificou-se uma carência relevante na literatura quanto à validação de modelos por meio da utilização de protótipos físicos voltados para subestações eólicas *offshore*, elemento fundamental para a consolidação e aplicação prática desses sistemas digitais (Boltsi *et al.*, 2025).

Diante desse cenário, este artigo tem como objetivo desenvolver um protótipo de controle e aquisição de dados de uma subestação eólica *offshore* considerando casos consolidados de gêmeos digitais em estruturas marítimas, como plataformas de petróleo e gás. O trabalho propõe uma estrutura funcional do DT, composta por sensores, interfaces de aquisição de dados e visualização em tempo real, além do monitoramento de anomalias elétricas e ambientais, de forma a refletir o comportamento da subestação simulada. Por meio desse protótipo, busca-se realizar o monitoramento de variáveis importantes para o funcionamento de uma subestação, trazendo à tona a possibilidade de monitoramento e tomada de decisões em tempo real.

O artigo está dividido em 5 tópicos, sendo eles: a introdução, que aborda a contextualização do tema, apresentação da questão de pesquisa, objetivos e estrutura do artigo; a fundamentação teórica, trazendo conceitos importantes para o desenvolvimento do trabalho; o método da pesquisa que caracteriza a pesquisa e esclarece o procedimento da pesquisa; análise de casos onde foi possível extrair os elementos técnicos e ambientais; os resultados com o desenvolvimento do protótipo; e, por último, a conclusão que resume os resultados, evidencia a relevância do protótipo e sugestões de aprimoramentos e pesquisas futuras.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A base teórica do artigo considera a energia eólica *offshore*, características da subestação *offshore*, tecnologia do gêmeo digital, e gêmeo digitais aplicados a estruturas *offshore*.

2.1 Energia Eólica *Offshore*

Com o aumento da procura por novas fontes energéticas limpas e sustentáveis, impulsionada pela meta global de alcançar emissões líquidas zero até 2050, para reduzir as emissões de carbono e combater as mudanças climáticas (IEA, 2023), a energia eólica *offshore* vem ganhando destaque mundial. Nos últimos dez anos, a capacidade instalada dessa fonte de energia cresceu, em média, cerca de 10% ao ano, chegando a 83 GW de capacidade instalada (GWEC, 2025). Esse aumento é resultado de avanços tecnológicos, redução de custos e do compromisso crescente dos países com a transição energética, posicionando a energia eólica *offshore* como uma alternativa promissora para diversificar a matriz elétrica e garantir o fornecimento sustentável de energia (González *et al.*, 2025).

A energia eólica *offshore* consiste na geração de eletricidade por meio de turbinas instaladas no mar, onde as condições ambientais favorecem maior fator de capacidade, superando significativamente os parques terrestres (EPE, 2020). A instalação em mar aberto também reduz os conflitos de uso do solo, além dos impactos visuais e sonoros que limitam o crescimento da energia onshore. No cenário internacional, países como China, Reino Unido e Alemanha lideram a capacidade instalada (GWEC, 2025).

O Brasil apresenta uma grande quantidade de recursos naturais com vastos potenciais técnicos e alta capacidade de potencial estimado de 1200 GW, sendo 480 GW de capacidade de fundação fixa e 748 GW de potencial de flutuante, colocando o Brasil entre os melhores do mundo para essa tecnologia (The World Bank, 2024). Apesar da grande capacidade a eólica *offshore* ainda está em estágio inicial, com a maioria dos projetos aguardando aprovação prévia no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e com a primeira licença prévia concedida em junho de 2025 (IBAMA, 2025).

2.2 Subestações Eólicas *Offshore*

As subestações são parte crucial na cadeia produtiva da eólica *offshore*, desempenhando um papel fundamental na coleta, ajustes e transmissão da eletricidade gerada pelos aerogeradores. Os custos da infraestrutura elétrica de uma planta eólica *offshore* podem ser divididos em três partes, sendo a subestação (incluindo os custos com transformadores e plataforma) um deles. Os outros dois correspondem ao sistema de coleta interna e os cabos de transmissão para a rede onshore (Gonzalez *et al.*, 2013). Tais custos, consideram a potência, a quantidade de transformadores conectados em paralelo, custos para compensação de energia reativa e equipamentos de chaveamento de alta e média tensão (Hardy *et al.*, 2023).

Robak e Raczkowski (2018) detalham as principais funcionalidades de uma subestação eólica *offshore*, sendo elas: i) transformação e distribuição de energia (Subestação de cliente) – recebem a energia gerada pelos aerogeradores, elevam o nível de tensão de média para alta ou extra tensão para a adequada transmissão; ii) coletor energia (Subestação hub) – coletam cabos de transmissão de média da tensão da rede interna do parque e os conectam a rede externa; iii) interconexão de várias redes (Subestação de sistema) – algumas subestações funcionam como estações repetidoras, conectando múltiplos parques eólicos possibilitando a transformação de alta tensão para extra alta tensão; e iv) fornecimento de energia (Subestação de carga) – utilizada para fornecer energia a grandes consumidores *offshore*.

2.3 Tecnologia de Gêmeo Digital

O Gêmeo Digital é caracterizado por uma integração entre o mundo físico e o virtual, permitindo que ativos reais sejam continuamente monitorados, simulados e otimizados por meio de suas réplicas digitais. Essa conexão cyber-física proporciona uma visão abrangente e dinâmica ao longo de todo o ciclo de vida de equipamentos e sistemas (Tao *et al.*, 2019). Sua base conceitual envolve a integração entre IoT (Internet das Coisas), *big data*, computação em nuvem e sistemas de comunicação.

Para fins de monitoramento e controle em ambientes *offshore*, os gêmeos digitais são constantemente atualizados com dados em tempo real, permitindo decisões operacionais precisas, muitas vezes sem a necessidade de intervenção humana. Essa integração melhora a resposta a falhas e otimiza a manutenção remota. Segundo Ambarita *et al.* (2024), isso é especialmente relevante em locais de difícil acesso, como parques eólicos no mar. Em consonância com Amabatita (2024) e Okenyi *et al.* (2024) destacam que o GD permite representar as dimensões físicas, estruturais e ambientais dos ativos, promovendo maior eficiência, segurança e confiabilidade ao longo do ciclo de vida do sistema.

Em ambientes críticos como os sistemas *offshore*, o uso de gêmeos digitais traz benefícios significativos relacionados à segurança, eficiência e redução de custos. Ao permitir o monitoramento contínuo e remoto, os GDs minimizam a necessidade de deslocamentos frequentes de equipes a locais de difícil acesso, além disso, facilitam a detecção precoce de falhas e o planejamento preditivo de manutenção, aumentando a confiabilidade dos equipamentos.

2.4 Gêmeo Digital aplicados a estruturas *Offshore*

Quando se trata de estruturas em ambiente *offshore*, encontra-se na literatura a aplicação de gêmeos digitais, principalmente, em estruturas relacionadas à exploração de petróleo e gás e nas

estruturas de suporte a turbinas eólicas *offshore*, além de casos de utilização em geração de energia através das ondas. Todos os estudos encontrados trazem uma definição de gêmeo digital que converge para um modelo digital, com características fiéis do modelo físico, que interage em tempo real e faz uso de análises numéricas e/ou simulações para prever comportamentos e estimar a integridade dos seus ativos ao longo do ciclo de vida.

Quanto aos procedimentos de implementação, é comum encontrar quatro passos (com algumas pequenas variações dependendo da aplicação): i) criação de modelos digitais; ii) coleta de dados; iii) processamento desses dados através de análises numéricas e simulações para prever comportamentos futuros; e iv) validação do gêmeo digital. Em todos os casos analisados, há desafios que parecem apontar na mesma direção: dificuldade de coleta de dados operacionais reais, necessidade de infraestrutura computacional avançada para processamento de dados e busca de maior precisão de modelos em estruturas complexas.

Wu *et al.* (2024) dimensionam um *framework* de um gêmeo digital, aplicado em uma plataforma localizada no Mar do Sul da China, que possui a função de avaliar danos em plataformas semissubmersíveis. Os autores trazem o conceito de gêmeo digital como um contexto que envolve a captura de dados do mundo físico e a replicação em um ambiente virtual, caracterizado pela interação bidirecional entre o ativo físico e seu modelo virtual, possibilitando a predição de variáveis, como a vida útil das estruturas. Destacam, ainda que os procedimentos de implementação incluem a coleta de dados em campo, a criação de modelos digitais de alta fidelidade, integração de dados entre modelos para atualização, e análise pós processamento gerando informações de vida útil da estrutura.

As tecnologias utilizadas nesse processo incluem sensores ADCPs (*Acoustic Doppler Current Profilers*) de correntes marítimas e sensores de deformação FBG (*Fiber Bragg Grating*) para análise espectral e medição de resposta ao estresse.

Os principais desafios encontrados por Wu *et al.* (2024) foram a necessidade de alta precisão nos modelos digitais, especialmente na relação entre estresses induzidos por ondas e respostas estruturais, a integração de outras variáveis ambientais além das ondas, tais como vento e correntes marítimas e a necessidade de calibração de sensores em tempo real devido a operação dinâmica das plataformas.

3. MÉTODO DO ESTUDO

A abordagem utilizada neste artigo é uma abordagem descritiva, já que se busca gerar conhecimento e descrever tecnologias através da exploração da literatura. Do ponto de vista do gênero da pesquisa, pode-se considerar como uma pesquisa aplicada, já que se gera conhecimento para aplicação prática.

Nesta pesquisa foi analisada estudos de casos, a fim de inferir padrões, requisitos técnicos e direcionar o desenvolvimento do protótipo, logo, tal pesquisa pode ser considerada indutiva. Este artigo possui uma abordagem predominantemente qualitativa, já que a análise de casos se baseia na interpretação de conteúdo técnico e ambiental, porém há uma abordagem complementar quantitativa, já que envolve dados técnicos medidos e simulados. Quanto ao método do procedimento de pesquisa, é utilizado o método de estudos de casos, onde é examinado o gêmeo digital dentro de um contexto real, mais especificamente estruturas *offshore*, e prototipagem, onde é desenvolvido um sistema prático de controle e aquisição de dados.

3.1 Procedimento da Pesquisa

3.1.1 Pesquisa Teórica

Nessa etapa da pesquisa, buscou-se a coleta de dados do uso de gêmeo digital na indústria eólica e em estruturas *offshore* diversas, tais como plataformas de exploração de petróleo e gás. Isso se deve à ausência de estudos que tratem do uso dessa tecnologia em subestações *offshore*. Após a identificação das palavras-chaves iniciais, foram realizadas buscas em bases de pesquisa confiáveis, tais como Periódico Capes, *Scopus* e *Web of Science*, garantindo abrangência e relevância da coleta.

3.1.2 Análise de casos

Foram selecionados estudos de caso sobre a aplicação de gêmeo digital em estruturas *offshore* de exploração de petróleo e gás e de ativos do setor eólico distintos de uma subestação, obtidos por meio

da Revisão Bibliográfica Sistemática (RBS) descrita no tópico anterior. A escolha desses estudos se deu pela similaridade da estrutura utilizada a uma subestação eólica *offshore*. A análise de cada estudo foi dividida em duas partes: Caracterização do estudo, na qual foram identificados o foco da pesquisa, a metodologia e as ferramentas tecnológicas empregadas; e análise do estudo propriamente dita, que consistiu na definição do escopo de cada implementação.

3.1.3 Desenvolvimento de protótipo de controle e aquisição de dados

Nessa etapa foi desenvolvido um protótipo simulando a aquisição de dados e o monitoramento de uma subestação, parte essencial de um gêmeo digital. Tal protótipo foi construído baseado em elementos de IoT e métricas de monitoramento extraídos das análises de estudo de casos.

3.1.4 Simulação e validação do protótipo

Nesta etapa o protótipo foi apresentado, juntamente com a pesquisa e análise de casos, a um grupo de pesquisadores que desenvolvem trabalhos na área de energia eólica *offshore* e tecnologias associadas, para arguição e validação em uma sessão *focus group*. Na ocasião, os pesquisadores puderam sugerir melhorias e arguir os autores do trabalho acerca do procedimento da pesquisa.

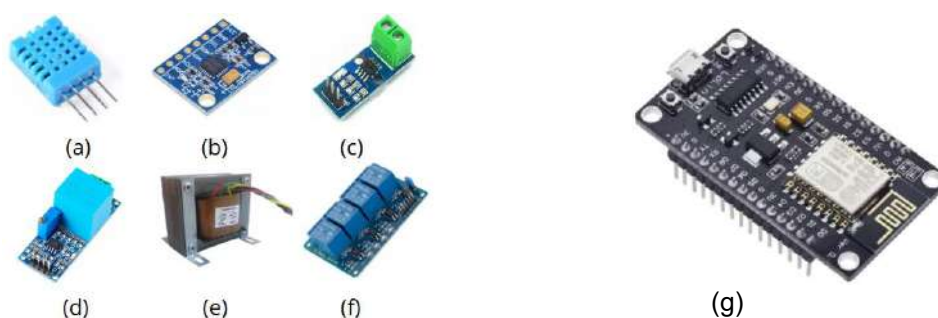
4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

No protótipo, são representados os componentes chaves de uma subestação *offshore*, tais como transformadores (utilizando transformadores didáticos com 220V no primário e 24V no secundário) (Figura 01 – e), disjuntores (simulados através de relés de acionamento), barramentos (conexões dos condutores à barramentos de cobre em pequena escala) e condições ambientais (sensores para simular umidade, temperatura etc.).

O controle e comunicação do sistema físico com a webpage que controla e monitora as grandezas elétricas e ambientais foi realizada através do módulo NodeMcu ESP – 12E (Figura 01 - g) que utiliza o microcontrolador ESP8266 e trabalha com os padrões *wireless* IEEE 802.11b, IEEE 802.11g e IEEE 802.11n. Conectado ao módulo estão os sensores DHT11/22 (temperatura) (Figura 01 – a), GY-521 (acelerômetro/giroscópio) (Figura 01 – b), ACS712 (medidor de corrente elétrica) (Figura 01– c), módulos ZMPT101B (medição de tensão) (Figura 01 – d) e atuadores (Figura 01 – f) para simular a operação dos disjuntores.

Os sensores foram instalados no protótipo de forma a monitorar variáveis chaves do processo e os atuadores configurados para serem acionados à medida que comandos forem enviados a partir da página *web*. Uma página programada em *Hypertext Markup Language* (HTML), mostrada na Figura 02, foi criada e integrada ao protótipo para realização de monitoramento em tempo real, simulação visual e controle remoto dos atuadores. No contexto elétrico do protótipo, foram utilizados um transformador didático alimentando três cargas (representadas por lâmpadas) acionadas de forma independente.

Figura 01 – Sensores IoT (a – f) e Módulo NodeMCU ESP – 12E (g)



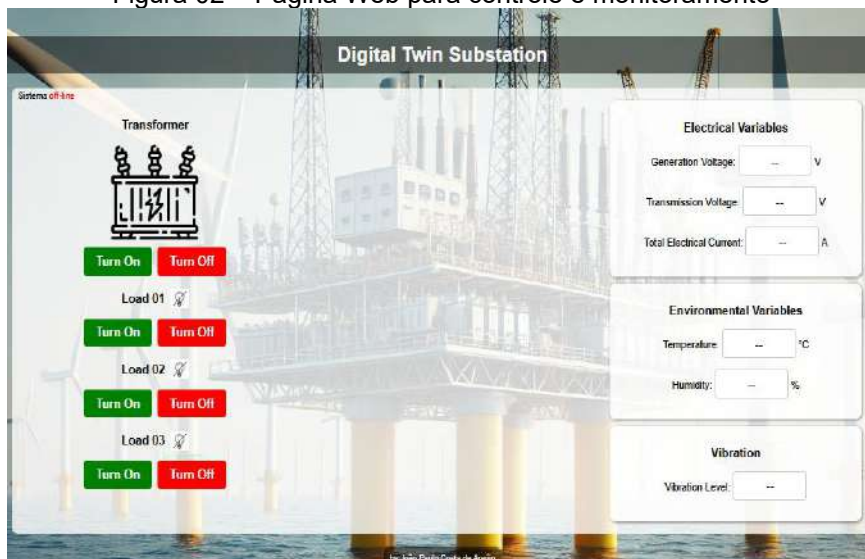
Fonte: Adaptado de Mercado Livre (2025)

Devido à complexidade do circuito principal de uma subestação, foi decidido por representar apenas sua função principal, que é a adequação da tensão para a transmissão. A comunicação entre a página *web* e o módulo NodeMCU ESP – 12E, responsável pelo controle do protótipo, foi realizado através

de uma rede *wireless*, utilizando o *chip* e antena presente na própria placa, capaz de funcionar em frequências de 2.4 GHz.

Cenários de simulação foram criados para validar o desempenho do gêmeo digital: Condições normais de operação (monitoramento de variáveis em regime permanente e atuação dos relés); falha de componente (simulação, por exemplo, de aumento de temperatura, variação de carga e falha de comunicação); condições ambientais adversas; e manutenção preditiva.

Figura 02 – Página Web para controle e monitoramento



Fonte: Elaborado pelos autores (2025)

A validação foi realizada através de testes que garantiram a consistência do sistema sob condições simuladas diversas e a capacidade do sistema de monitorar (em tempo real) as condições operacionais de uma subestação, detectar e reagir a falhas e oferecer *insights* de otimização e manutenção do sistema.

A medição de variáveis elétricas e ambientais é feita através de entradas analógicas, todavia o módulo NodeMCU ESP – 12E só possui uma entrada analógica. Para solucionar o problema foi acrescentado ao sistema um multiplexador de 4 *bits*, capaz de gerenciar até 16 sinais analógicos de entrada. No caso em questão, foram utilizados 6 canais (tensão de geração, tensão de transmissão, corrente de carga, temperatura, umidade e vibração).

Para controlar os atuadores do transformador e de cada uma das cargas, a página *web* usa botões com funções *JavaScript* associadas. A função *toggleTransformer* e a função *toggleLoad* controlam o acionamento do transformador e das cargas, respectivamente. Tais funções fazem requisições HTTP ao ESP8266 utilizando o comando *fetch*, que envia comandos específicos ao endereço de IP estático atribuído à placa.

A comunicação entre a página e a placa é checada através da função *checkConnection*. Essa função executa uma requisição GET para o *endpoint* (<http://172.20.10.7/sensor>) a cada 5 segundos. Se a requisição obtiver uma resposta válida, a função retorna “Sistema *on-line*”, caso contrário, retorna “Sistema *off-line*” em cor vermelha.

A leitura das variáveis elétricas e ambientais utiliza a função *fetchSensorData*. A função citada é executada a cada 2 segundos buscando o vetor */read_variables* armazenados no ESP8266. Os valores recebidos são atualizados diretamente na página *web* e visualizados em tempo real. Se a página não consegue realizar a leitura ela gera mensagens de erros através de funções do *JavaScript*.

No Quadro 01 é possível visualizar os limites cadastrados na função *updateAlerts*. Observe que os valores de tensão e corrente foram atribuídos conforme o experimento em questão, ou seja, tais valores são específicos de cada projeto.

Foi implementado também um sistema de alertas sob uma função chamada de *updateAlerts*. Essa função checa os valores recebidos e compara com condições específicas configuradas para cada variável dentro da própria função. Os padrões de comunicação de alertas foram configurados e os níveis de gravidade

representados por cores vermelhas ou laranjas. Se a condição for sanada, a mensagem de alerta é removida depois de 5 segundos.

No ESP8266 o código inicia se conectando em uma rede *wifi* dedicada. Em seguida um servidor HTTP é iniciado na porta 80 definindo algumas rotas: */sensor* – que retorna para a página *web* se o ESP está conectado ou não; */control* – que permite o controle dos atuadores; e */readvariables* – que realiza a leitura das variáveis elétricas e ambientais.

O microcontrolador utiliza os pinos D1 a D4 para controlar os quatro atuadores (transformador e as três lâmpadas). Para expandir a capacidade de leitura do ESP foi utilizado um multiplexador analógico controlado pelos pinos S0, S1 e S2. Uma combinação binária desses pinos seleciona uma das 6 entradas do multiplexador, conectando-a ao pino A0 do microcontrolador.

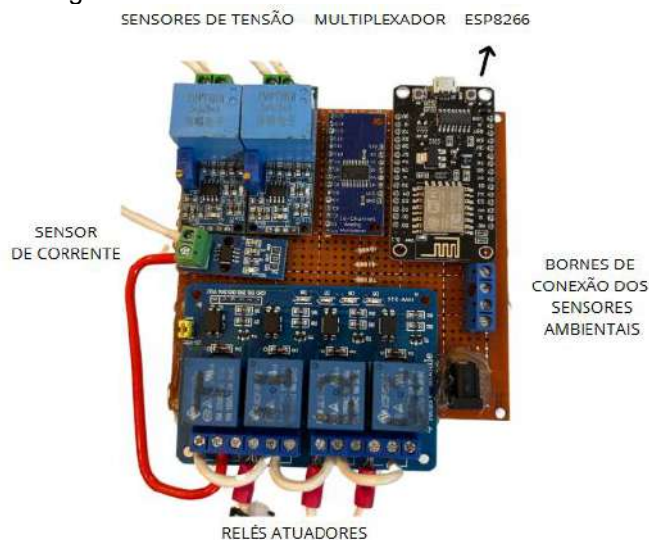
Na Figura 03 observa-se todos os sensores, atuadores, multiplexador e o microcontrolador montados em uma placa de fenolite perfurada. Todos os elementos são alimentados através de uma fonte de corrente contínua em 5V.

Quadro 01 – Alerta de condições elétricas e ambientais

Variável	Condição	Mensagem	Nível de Alerta
Tensão de Geração	> 50 V	⚠ Tensão de geração alta!	Crítico (vermelho)
Tensão de Geração	< 20 V	⚠ Tensão de geração baixa!	Alerta (laranja)
Tensão de Transmissão	> 250 V	⚠ Tensão de transmissão elevada!	Crítico (vermelho)
Tensão de Transmissão	< 200 V	⚠ Tensão de transmissão baixa!	Alerta (laranja)
Corrente Elétrica	> 5 A	⚠ Corrente elétrica alta!	Crítico (vermelho)
Temperatura	> 50 °C	🔥 Temperatura elevada!	Crítico (vermelho)
Vibração	≥ 1	🔊 Vibração detectada!	Alerta (laranja)
Umidade	< 30%	🔌 Nível de humidade baixo! Risco de eletricidade estática	Alerta (laranja)
Umidade	61-74%	🔌 Nível de humidade em alerta! Risco de corrosão lenta em conexões e oxidação em contatos elétricos	Alerta (laranja)
Umidade	75-90%	🔌 Nível de humidade crítico! Possível formação de condensação, reduzindo a resistência de isolamento	Crítico (vermelho)
Umidade	> 90%	🔌 Nível de humidade perigoso! Alto risco de curto-circuito e falhas no isolamento de transformadores e disjuntores	Crítico (vermelho)

Fonte: Elaborado pelos autores (2025)

Figura 03 – Placa de controle e monitoramento



Fonte: Elaborado pelos autores (2025)

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este artigo teve como objetivo desenvolver um protótipo de controle e aquisição de dados voltado a subestações eólicas *offshore*, com base na análise de casos de aplicação de gêmeos digitais em estruturas marítimas. A revisão bibliográfica e o estudo dos casos permitiram extrair requisitos técnicos e ambientais essenciais, os quais fundamentaram a construção do protótipo.

O sistema desenvolvido demonstrou capacidade de monitoramento em tempo real de variáveis elétricas e ambientais, além de permitir o controle remoto de cargas e emissão de alertas.

Como contribuição, o trabalho oferece uma solução prática e acessível que avança na aplicação de gêmeos digitais para subestações *offshore*. Entre as limitações, destaca-se a validação restrita ao ambiente simulado. Como sugestão de pesquisa futura, sugere-se a integração do modelo com sistemas SCADA e algoritmos preditivos, bem como testes em ambientes controlados mais robustos e expansão do protótipo com mais variáveis monitoradas e integração com um banco de dados.

Conclui-se que a adoção de gêmeos digitais de subestações *offshore* pode implicar na redução do custo operacional dos parques eólicos *offshore*, assim como na diminuição do custo nivelado da energia pela possibilidade de maior previsão de falhas detectada no gêmeo digital antes que aconteça na subestação real.

Como recomendação, sugere-se a implementação do protótipo funcional em ambiente real e análises quantificadas dos benefícios da predição da subestação eólica *offshore*, considerando o OPEX e o custo nivelado do empreendimento.

REFERÊNCIAS

AMBARITA, E. E.; KARLSEN, A.; SCIBILIA, F.; HASAN, A. Industrial digital twins in *offshore* wind farms. *Energy Informatics*, v. 7, art. 5, 2024. Disponível em: <<https://doi.org/10.1186/s42162-024-00306-6>>.

BOLTSI, A.; KOSMANOS, D.; XENAKIS, A.; CHATZIMISIOS, P.; CHAIKALIS, C. Towards a Novel Digital Twin Framework Proposal Within the Engineering Design Process for Future Engineers: An IoT Smart Building Use Case. *Sensors* 2025, 25, 3504. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/s25113504>>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. ROADMAP Eólica *Offshore* Brasil. Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima. Rio de Janeiro, Brasil, 2020, 140p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf>. Acesso em: 23 jul. 2025.

GONZALEZ, J. S.; PAYAN, M. B.; SANTOS, J. R. A new and efficient method for optimal design of large *offshore* wind power plants. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013.

GONZÁLEZ, M. O. A.; JONES, D.; SANTISO, A. M.; AKBARI, N.; MELO, D. C.; NOGUEIRA, L. P.; VASCONCELOS, R. M. *Offshore* wind and energy transition: lessons learned, progress, and trends, *Annual Review of Environment and Resources*, 111523, 2025.

Grieves, M. Origins of the Digital Twin Concept. *ResearchGate*. 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.13140/RG.2.2.26367.61609>>.

GWEC – Global Wind Energy Council. Global Wind Report 2023. Bruxelas: GWEC, 2023. Disponível em: <<https://gwec.net/globalwindreport2023>>. Acesso em: 25 jul. 2025.

GWEC – Global Wind Energy Council. Relatório global de energia eólica *offshore* 2025. Bruxelas: GWEC, 2025. Disponível em: <<https://www.gwec.net/reports/globaloffshorewindreport>>. Acesso em: 31 jul. 2025.

HAGHSHENAS, A.; HASAN, A.; OSEN, O.; MIKALSEN, E. Predictive digital twin for *offshore* wind farms. *Energy Informatics*. 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1186/s42162-023-00257-4>>.

HARDY, S.; ERGUN, H.; VAN, D. H. A Methodology for *Offshore* Transmission System Optimization Considering Spatial Constraints. *IEEE Belgrade PowerTech*, 2023.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. *Ibama emite 1ª licença prévia para projeto eólico offshore no Brasil*. Brasília: Ibama, 24 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/noticias/2025/ibama-emite-1a-licenca-previa-para-projeto-eolico-offshore-no-brasil>>. Acesso em: 31 jul. 2025.

IEA – International Energy Agency. *Renewables 2022: Analysis and forecast to 2027*. 2022. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ada7af90-e280-46c4-a577-df2e4fb44254/Renewables2022.pdf>>. Acesso em: 23 jul. 2025.

IEA – International Energy Agency. *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach — 2023 Update*. 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>>. Acesso em: 31 jul. 2025.

OKENYI, Victor *et al.* A review of challenges and framework development for corrosion fatigue life assessment of monopile-supported horizontal-axis *offshore* wind turbines. **Ships and Offshore Structures**, v. 19, n. 1, p. 1-15, 2024.

ROBAK, S.; RACZKOWSKI, R. M. Substations for *offshore* wind farms: a review from the perspective of the needs of the Polish wind energy sector. *Bulletin of the Polish Academy of Sciences - Technical Sciences*, Varsóvia, Polônia, Agosto 2018. 517–528.

SOORI, M.; AREZOO, B.; DASTRES, R. Digital twin for smart manufacturing, A review. *Sustainable Manufacturing and Service Economics*. 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.smse.2023.100017>>.

SØRENSEN, J.; MA, Z.; JØRGENSEN, B. Potentials of game engines for wind power digital twin development: an investigation of the Unreal Engine. *Energy Informatics*. 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1186/s42162-022-00227-2>>.

TAO, F. *et al.* Digital Twin and Big Data Towards Smart Manufacturing and Industry 4.0: 360 Degree Comparison. *IEEE Access*, v. 6, p. 3585–3593, 2018.

THE WORLD BANK. *Offshore Wind Development Program: Cenários para o desenvolvimento de eólica offshore no Brasil*. 2024. Disponível em: <<https://www.worldbank.org>>. Acesso em: 31 jul. 2025.

WU, Bo *et al.* A four-dimensional digital twin framework for fatigue damage assessment of semisubmersible platforms and practical application. *Ocean Engineering*, Shanghai, China, 2024.

Avaliação de Layout no cálculo do Custo Nivelado da Energia de Parques Eólicos *Offshore* sob premissas de Sustentabilidade

Autores Vanessa Guedes¹, Ricardo Dutra¹, Mauricio Hernández^{1,2}, Luana Machado², Gabryele Carvalho³, Paula Macedo², Lucas Mello², Sergio de Melo¹, Oriol Lacave⁴

¹ Centro de Pesquisa de energia Elétrica, Eletrobras; ² EnvironPact Sustentabilidade e Resiliência; ³ AtmosMarine, ⁴ Vortex

vanessag@cepel.br, dutra@cepel.br, mauricio.hernandez@environpact.com, luana.machado@environpact.com, gabryele@atmosmarine.com, paula.macedo@oceanpact.com, lucas.mello@environpact.com, sergiorf@cepel.br, oriol.lacave@vortexfdc.com

RESUMO

Apesar do tema Eólica *Offshore* no Brasil ser debatido há mais de dez anos, estamos, finalmente, cada vez mais próximos da conclusão dos principais estudos e iniciativas necessárias para o início do desenvolvimento real deste segmento no Brasil. Apesar da legislação definida, os atrasos na formulação e execução dos instrumentos de subsídio de planejamento estratégico, como o Planejamento Espacial Marinho e estudos de Avaliação Ambiental Estratégica ou da Metodologia de Seleção de Áreas, deixam lacunas de conhecimento que precisam ser preenchidas por estudos de caráter técnico-científico robustos. Neste cenário, os desenvolvedores precisam realizar suas próprias avaliações estratégicas e estudos detalhados. Para os investidores, uma compreensão abrangente do desempenho econômico, social e ambiental dos projetos eólicos *offshore* é vital para entender a robustez e competitividade dos projetos e seus prismas, sejam dentro das macro áreas da oferta permanente ou dentro do esquema de oferta planejada. Após estudos de áreas promissoras sob a ótica da sensibilidade ambiental (áreas com recursos biológicos sensíveis) e potencial eólico (a partir de dados medidos, Vortex e ERA 5), adotou-se como estudo de caso uma área que visa a prevenção dos impactos ambientais mais críticos para calcular um “LCOE sustentável” comparando os resultados da produção energética partir das plataformas OpenWind, NREL SAM e Youwind Platform e o LCOE a partir dos valores de custos americanos disponíveis no NREL (2020) e a base de custos britânicos da BVG Associates para 2025 de um arranjo médio dos processos cadastrados no IBAMA no espaço marinho do Estado do Rio de Janeiro. Essa comparação teve por objetivo avaliar as diferenças na estimativa do Custo Nivelado de Energia (LCOE) segundo os diferentes *inputs* de custos e insumos que influenciam significativamente a viabilidade econômica dos parques eólicos offshore visando identificar estratégias para a redução destes riscos.

ABSTRACT

Although offshore wind energy in Brazil has been a topic of discussion for over a decade, we are now finally approaching the completion of key studies and initiatives necessary to begin real development in this sector. Despite having a defined legal framework, delays in the formulation and implementation of strategic planning tools – such as Marine Spatial Planning, Strategic Environmental Assessment studies or the Methodology for Offshore Wind Areas Selection – have left critical knowledge gaps. These gaps must be addressed through robust technical and scientific research. In this context, developers are required to conduct their own strategic assessments and detailed studies. For investors, a comprehensive understanding of the economic, social, and environmental performance of offshore wind projects is essential to evaluate their resilience and competitiveness – whether within the macro areas of permanent offer or under the planned offer scheme. Following an analysis of promising areas based on environmental sensitivity (regions with biologically sensitive resources) and wind potential (using measured data, Vortex, and ERA5), a case study was conducted in a zone selected to minimize critical environmental impacts. The goal was to calculate a “sustainable LCOE” by comparing energy production results from OpenWind, NREL SAM, and Youwind Platform, and LCOE estimates based on U.S. cost data from NREL (2020) and U.K. cost benchmarks from BVG Associates for 2025. The reference configuration was based on an average of projects registered with IBAMA in the marine area off the coast of Rio de Janeiro. This comparison aimed to assess the differences in Levelized Cost of Energy (LCOE) estimates according to varying cost inputs and assumptions, which significantly influence the economic feasibility of offshore wind farms. The ultimate objective was to identify strategies to mitigate these risks.

1 INTRODUÇÃO

O interesse no uso do recurso eólico no mar é algo que remonta aos primeiros passos do mercado *onshore* no Brasil. Foi no início da década de 2000 que, na necessidade de se conhecer o potencial eólico *onshore* para geração de energia elétrica, foi encomendado ao Cepel o projeto do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro para dar subsídio aos investidores participantes do primeiro programa nacional para incentivos de fontes renováveis, o PROINFA (Cepel, 2001). O trabalho realizado também incluiu simulações do potencial eólico offshore para altura de 50m até distância de 50 km da costa. Mesmo com o mercado ainda incipiente todos os demais atlas eólicos desenvolvidos para vários Estados da federação trouxeram informações sobre o potencial *offshore*.

O crescimento acelerado do mercado eólico no Brasil pós-primeiro leilão exclusivo para energia eólica (2009) fortaleceu e consolidou uma forte cadeia de suprimentos incluindo fabricantes, fornecedores, prestadores de serviços, etc. Este entusiasmo no crescimento do segmento possibilitou, anos mais tarde, visualizar uma nova fronteira: a energia eólica *offshore*. Um marco importante na construção de um marco regulatório foi o lançamento do Termo de Referência (TR) Padrão para Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) de Complexos Eólicos Marítimos, lançado pelo IBAMA em 2020. Em janeiro de 2025, a LEI N° 15.097, a chamada “Lei das Eólicas *Offshore*”, foi sancionada disciplinando o aproveitamento do potencial energético *offshore* relacionado à geração de energia elétrica por diferentes fontes incluídas, mas não limitadas, à energia eólica offshore (DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, 2025).

As perspectivas da energia eólica *offshore* no Brasil impulsionaram diversos setores para construir um ambiente favorável para implementação da geração *offshore*. Aqui podemos destacar o segmento de infraestrutura, cadeia de suprimento e conexão elétrica entre outros. Uma vez que os investimentos são expressivos tanto na implementação de uma planta eólica *offshore* (avaliação de potencial, estudos elétricos, aquisição de equipamento, sua instalação e operação, etc.) quanto na infraestrutura necessária para tornar possível sua instalação (portos, navios especializados, etc.), a avaliação da viabilidade de um parque eólico *offshore* necessita de estudos cada vez mais complexos, especializados e integrados.

Assim, o objetivo deste artigo é avaliar uma área ao longo da costa do Estado do Rio de Janeiro, considerando características médias dos projetos eólicos *offshore* com licenciamento aberto no IBAMA. A partir da escolha da localidade, considerando restrições ambientais, análise dos dados anemométricos e de batimetria, são usadas três ferramentas computacionais para a estimativa de produção energética e cálculo do LCOE. Dada a inexistência de valores detalhados dos custos das diversas etapas de um projeto eólico no Brasil, são utilizados e comparados os dados de entrada para projetos americanos e ingleses para o cálculo do LCOE considerando premissas de sustentabilidade (representadas pelas análises prévias de restrição e impacto ambiental para parques eólicos *offshore* com fundações fixas).

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O principal fundamento teórico deste artigo foca na melhor proposta para um dos indicadores mais importantes da viabilidade de projetos, o Custo Nivelado da Energia (LCOE). Este precisa ser repensado incluindo em si outras informações e conceitos que não somente a tradicional abordagem econômica, pensando na adoção de processos de “*Beauty contest*” (critérios não monetários) dentro dos leilões específicos (JANSEN, BEITER, *et al.*, 2022, JANSSEN, 2004). Apesar de nos últimos dez anos ser visível a queda dos custos nivelados da energia eólica *offshore* (aproximadamente de 200 a 60 US\$/MWh) quando comparado com fontes até então tradicionais como a geração térmica, ao mesmo tempo no mercado em que atua, mostra-se altamente competitivo e com baixos subsídios. Tudo isso forçará a que toda a cadeia de valor do setor eólico, desde fabricantes, desenvolvedores e formuladores de políticas, precisarão não se limitar aos valores tradicionais de LCOE mas sim, ampliar a abordagem levando em consideração o valor que a energia eólica traz aos sistemas elétricos e à sociedade de forma mais ampla (DAYKES *et al.*, 2020). Em um cenário do primeiro leilão de energia eólica *offshore* no Brasil no qual sejam considerados critérios não econômicos e focando na sustentabilidade do projeto, os critérios de alocação no esquema de “*Beauty contest*” devem garantir a transparência para evitar corrupção e subornos durante o processo (MAURER, BARROSO, 2011). Nestes cenários, o uso de métodos robustos e ferramentas computacionais no apoio à tomada de decisão são indispensáveis.

3 MÉTODO DO ESTUDO

3.1 Área selecionada

A partir de análises comparativas entre as três regiões que possuem recursos eólicos offshore de interesse (velocidade anual média maior a 7 m/s) no Brasil, foi realizada uma análise de potencial técnico a partir de uma série histórica ajustada da Vortex.

O regime de ventos sobre a costa da Bacia de Campos é moldado por sistemas atmosféricos de larga escala e pela variabilidade sinótica sazonal. Ao longo do ano, o Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) mantém o fluxo de vento predominantemente de nordeste, sob céus amplamente limpos e condições ambientais estáveis. De maio a setembro, incursões mais frequentes de frentes frias vindas das regiões polares do sul introduzem componentes de vento de sudoeste intensificados, ocasionalmente modificando tanto a velocidade quanto a direção. Previsões operacionais e avaliações de modelos sobre a plataforma de Campos indicam um sutil viés direcional anti-horário entre as medições de vento terrestre e marítimo, que se acredita surgir de interações da orografia costeira, atrito terra-mar e interações vento-mar, com rotação horária no azimute do vento observada com o aumento da latitude marítima (Dereczynski & Menezes, 2015; Fritsch & J. M., Forbes, 2000, Cavalcanti et al., 2009).

Os ventos mais frequentes e intensos concentram-se no quadrante nordeste, com velocidades entre 6 e 12 m/s – faixa considerada ideal para a geração de energia eólica *offshore* –, ocorrendo principalmente nas direções Norte (N), Norte-Nordeste (NNE) e Leste-Nordeste (ENE). Em contraste, os ventos de Noroeste (NO) e Oeste (O) são relativamente pouco frequentes. Essa distribuição é crucial para o projeto de um parque eólico offshore, que deve ser otimizado para capturar energia das direções predominantes do vento, minimizando as perdas por efeito esteira e bloqueio.

Para investigar mudanças sazonais nas direções dominantes dos ventos, a série de previsões retrospectivas de 20 anos foi filtrada para incluir apenas ventos dentro do setor de 0° a 90° (N, NNE, NE, ENE, E), denominado aqui como "faixa direcional ideal". A Figura 1 apresenta a porcentagem de tempo em que os ventos caem dentro dessa faixa, em comparação com todas as outras direções. Sendo os meses de dezembro a fevereiro (verão) os meses com maior proporção na faixa direcional ideal.

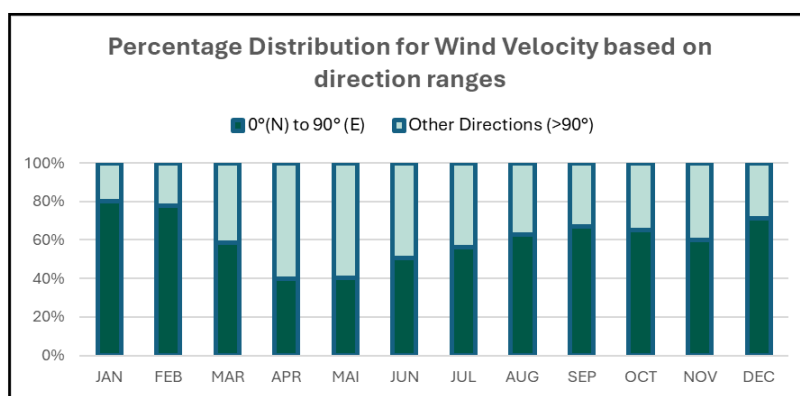


Figura 1. Porcentagem de tempo da faixa direcional "ideal" nos diferentes meses do ano.

Fonte: Os Autores.

Em termos de batimetria e condições geológicas, a seção da plataforma continental da Bacia de Campos apresenta um perfil suavemente inclinado, desde a área próxima à costa até mais de 100 m na quebra da plataforma, onde a plataforma faz a transição para o talude continental superior. Essas condições batimétricas oferecem gradientes favoráveis e profundidade de água suficiente para a instalação de turbinas eólicas offshore dentro da faixa de profundidade alvo (≤ 60 m). No entanto, diversos fatores geológicos e ambientais podem impor restrições à viabilidade do local e ao projeto de engenharia, particularmente aqueles relacionados à composição do substrato, à adequação geotécnica e à sensibilidade ambiental.

A plataforma interna é constituída predominantemente por areias siliciclásticas grossas a médias, moldadas por aportes terrestres e pela hidrodinâmica costeira. Em direção à plataforma média e externa, a composição sedimentar torna-se cada vez mais rica em carbonatos, compreendendo sedimentos bioclásticos e substratos mistos siliciclásticos-carbonáticos, influenciados pela produtividade marinha e processos de triagem (Dias *et al.*, 2019; Figueiredo Jr. *et al.*, 2016; Kowsmann & Costa, 1979; Martins & Coutinho, 1981; Zembruski, 1979). Esses substratos suportam extensas bioconstruções bentônicas, como leitos de rodolitos e pavimentos de algas calcárias, frequentemente colonizando antigas formações de *beachrock* (Cavalcanti *et al.*, 2012; Curbelo-Fernandez *et al.*, 2017; Della-Giustina, 2006; Tâmega *et al.*, 2014).

Quanto as restrições regulatórias, foram consideradas as restrições legalmente instituídas como áreas proteção ambiental, no Brasil instituídas como Unidades de Conservação, especialmente na categoria de Proteção integral). Embora a NORMAM-11 estabeleça áreas de restrição de pelo menos 500 metros ao redor de estruturas instaladas no leito marinho (MARINHA DO BRASIL, 2022), a configuração dos projetos eólicos *offshore* têm alto potencial de evitar conflitos e suas estrutura serem compatibilizadas dentro do mesmo espaço marinho.

Para minimização dos custos de instalação, as áreas de seleção foram restritas a batimetria entre 20 a 30 metros de profundidade Restrições relacionadas a fatores econômicos como distância máxima da costa de o do porto menores aos 70 km pois segundo Bosch *et al.* (2019), depois dos 70 km os custos de instalação crescem exponencialmente; no caso da proximidade do Porto do Açú, um potencial consumidor e com infraestrutura de conexão se estabelecem como potencial ponto de escoamento da energia seja para um uso direto ou um futuro escoamento para conexão com os Sistema Interligado Nacional.

Finalmente, as restrições que valem a pena destacar pelo possível risco durante o processo de licenciamento ambiental, são áreas de interesse e potencial vulnerabilidade ambiental, foram estabelecidas como premissas de sustentabilidade para definir a área de interesse para localização do parque eólico *offshore* visando minimizar os impactos socioambientais. Embora, as distâncias da costa devem ser desejavelmente o mais afastadas possíveis para minimizar o impacto visual, o processo de planejamento prévio em uma abordagem sustentável, que procura um equilíbrio entre os impactos nas dimensões ambiental, social e econômica, deve ser procurado um equilíbrio entre todos os aspectos e não só favorecendo um deles, ex. aspectos sociais ou aspectos econômicos. Figura 2 (OB), evidencia a rota migratória Atlântica de aves (linha pontilhada verde-preto).

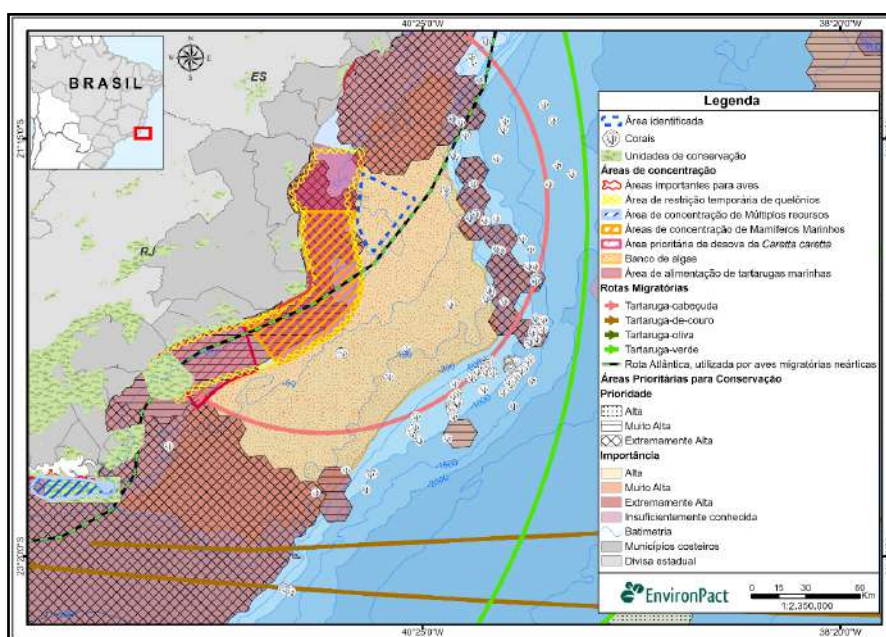


Figura 2. Restrições ambientais e recursos biológicos sensíveis ao desenvolvimento de Parques Eólicos Offshore no hotspot da Região Sudeste.

Fonte: Os Autores a partir de dados públicos, compilados e processados pela EnvironPact (2025).

Adicionalmente, foram verificados *hotspots* de outras atividades com potencial conflito ou compatibilidade como área de produção ou exploração de P&G, áreas de navegação e pesca. Porém, por serem atividades altamente dinâmicas,

especialmente a navegação e pesca, são atividades que não tem áreas estritamente delimitadas, ainda, e abrangem áreas muito maiores do que a área selecionada. Porém, nesta área existe um maior potencial de negociação de uso compartilhado do espaço marinho com estas outras atividades.

3.2 Projetos com processo de licenciamento aberto e layout característico

A partir dos processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA, foram coletadas as características tecnológicas dos parques no estado do Rio de Janeiro, como apresenta a Figura 3.



Figura 3. Restrições ambientais e recursos biológicos sensíveis.
Fonte: Os Autores a partir de dados do IBAMA (2025).

Assim, a Tabela 1, sumariza as principais características que definem o *layout* dos parques localizados no Estado do Rio de Janeiro cadastrados no IBAMA e que tem impacto direto na produção energética e, portanto, no aumento ou redução do LCOE.

Tabela 1. Características tecnológicas dos processos com licenciamento ambiental abertos no espaço marinho do Rio de Janeiro

Id.	Modelo do Aerogerador	Pot. Unit [MW]	No. Aerogeradores	Dist. Min. Costa [km]	Layout	Sep. Frontal [km]	Sep. Lateral [km]	Dir.	Capacidade total [MW]
RJ-03	NGT236	13.5	371	6 ou 2488	Quadrado	2.2	2.2	N-NO	5,009
RJ-02	Não definido	12	320	20.0	Retangular	2.4	1.3	N-NE	3,840
RJ-13	Não definido	18	178	40.0	Retangular	3.2	1.7	NE	3,204
RJ-14	V236-15.0 MW	15	201	22.0	Retangular	2.4	1.3	N-NE	3,015
RJ-09	SG-14-222-DD	14	215	22.0	Retangular	1.7	0.9	E-SE	3,010
RJ-01	V236-15.0 MW	15	200	33.0	Retangular	3.2	1.4	N-NE	3,000
RJ-08	V236-15.0 MW	15	200	52.0	Retangular	2.2	1.0	N-NE	3,000
RJ-06	WEC 265 20MW	20	148	55.0	Retangular	2.8	2.0	N-NO	2,960
RJ-04	V236-15.0 MW	15	188	28.0	Quadrado	2.5	2.5	N	2,820
RJ-11	Não definido	21	110	16.5	Retangular	5.2	2.8	N	2,310
RJ-05	IEA Wind 15-MW*	15	144	20.0	Diamante	1.9	1.4	N-NE	2,160
RJ-07	WEC 265 20MW	20	85	32.0	Retangular	2.8	2.0	N-NO	1,700
RJ-10	Não definido	20	76	47.0	Retangular	3.6	1.8	NE	1,520
RJ-12	Não definido	21	53	15.0	Quadrado	2.4	2.4	E-NE	1,113

RJ-16	Não definido	18	1	24.0	Mono	NA	NA	na	18
RJ-15	V236-15.0 MW	15	1	10.0	Mono	NA	NA	na	15

Nota: Característica extraídas das informações públicas nas FCA do processo de licenciamento ambiental de cada empreendimento, destacando que são características do projeto conceitual inicial e alguns destes realizaram atualizações no processo e nos layouts, porém não estão atualizados nos mapeamentos compartilhados. *Aerogerador de referência; ** A FCA do projeto considera uma área mais próxima da costa e os últimos avanços do processo consideram uma área menor mais afastada da costa.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do IBAMA (2025).

A partir de análise dos parques já cadastrados no IBAMA referente ao Estado do Rio de Janeiro, observou-se os *layouts* registrados de cada um e, a partir dos dados climatológicos locais que determinam a rosa dos ventos, obteve-se um *layout* que mais se aproxima de um layout médio entre eles. Para esta análise foram eliminados alguns parques que visivelmente apresentam características ineficientes no que diz respeito a otimização do *layout*, ao posicionamento das turbinas em relação a direção predominante dos ventos e também quanto ao espaçamento que aumenta as perdas por efeito esteira. Assim, um *layout* “característico” (valores médios) dos parques locais usada para o estudo de caso apresenta as seguintes características em função do Diâmetro do Rotor (DR) de cada turbina utilizada nos projetos¹:

- **Layout médio:** Direção N-NE
- **Separação frontal:** 11*DR (2,7 km)
- **Separação lateral:** 7*DR (1,8 km)

Não foi realizado um estudo para verificar se os layouts apresentados estão otimizados. Considerou-se que todos eles, de alguma forma, levaram em consideração técnicas de otimização de *layout* de parques. Estudo mostrado por Carrascal et al (2024) aponta a necessidade vital de se fazer o estudo de otimização de parques eólicos. Ainda na parte de prospecção, com o uso de técnicas de otimização de parques eólicos *offshore*, foi possível reduzir 34% das turbinas eólicas de forma que, após otimizado, o projeto fornecesse a mesma quantidade de energia prevista sem a otimização.

3.3 Produção energética

O cálculo da produção energética foi realizado através das ferramentas computacionais OpenWind, NREL SAM e Youwind Platform. Os dados de entrada foram os mesmos para todas as plataformas que incluíram informações da turbina eólica IEA_15MW (NREL, 2021); o posicionamento de 100 turbinas em um parque de 1,5 GW organizado conforme o *layout* característico e dados climatológicos da Vortex. A partir dos dados de entrada listados, cada plataforma estimará a produção energética que servirá de base para os cálculos do LCOE conforme será apresentado na sessão 5.

3.3.1 Dados de entrada

Apesar dos parques eólicos *offshore* cadastrados no IBAMA para o estado do Rio de Janeiro apresentarem, diversos modelos de turbinas eólicas de diversos fabricantes, escolheu-se para o estudo o modelo IEA_15MW do NREL por ser a mais adequada para o estudo e a que oferece dados abertos para estudos. Foram realizadas várias solicitações de acesso a dados de turbinas comerciais sem êxito. Desta forma a escolha do modelo de referência do NREL foi a mais adequada para o estudo das turbinas usadas em instalações *offshore* com dados disponibilizados para os cálculos apresentados neste artigo.

As informações gerais da turbina de referência IEA_15MW estão mostradas na Figura 4.

¹ Na avaliação dos parques para determinação do *layout* característico, a separação mínima entre as turbinas foi na forma retangular, posicionado na direção E-SE com separação frontal de 7*DR (1,7 km) com separação lateral de 4*DR (0,9 km).

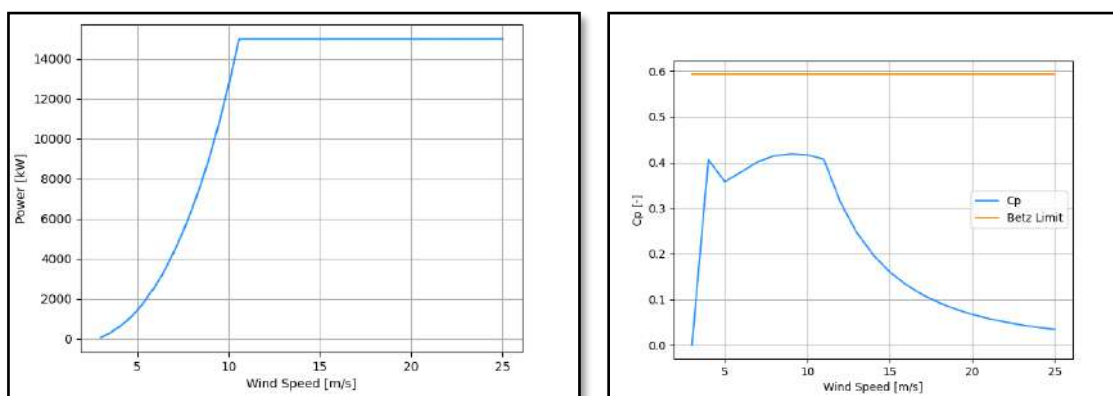


Figura 4. Curva de Potência e coeficiente de potência da turbina de Referência EIC_15MW
Fonte: NREL (2021).

.As características dos dados Vortex usados neste estudo são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - carcterística dos dados Vortex usado no estudo

Variável	Valor
Latitude	S 21.598511°
Longitude	W 40.634454°
Elevação	0 m
Fuso horário	UTC-03
Início do POR	31/12/2004 21:00
Fim do POR	17/07/2025 21:00
Duração	20.5 anos
Intervalo de tempo	10 min
Limite para calmaria	0.5 m/s
Temperatura	22.46 °C
Pressão	999.1 hPa
Densidade do ar	1.168 kg/m ³

O histograma das medições e a respectiva rosa dos ventos são apresentadas na Figura 5. Os dados apresentados mostram uma velocidade média no período de 9,5 m/s para altura de 150 metros (distribuição de Weibull 2,323 e $c = 9,102$ m/s) com ventos predominantemente nas direções nor-nordeste (NNE – 22,5°) e nordeste (NE – 45°).

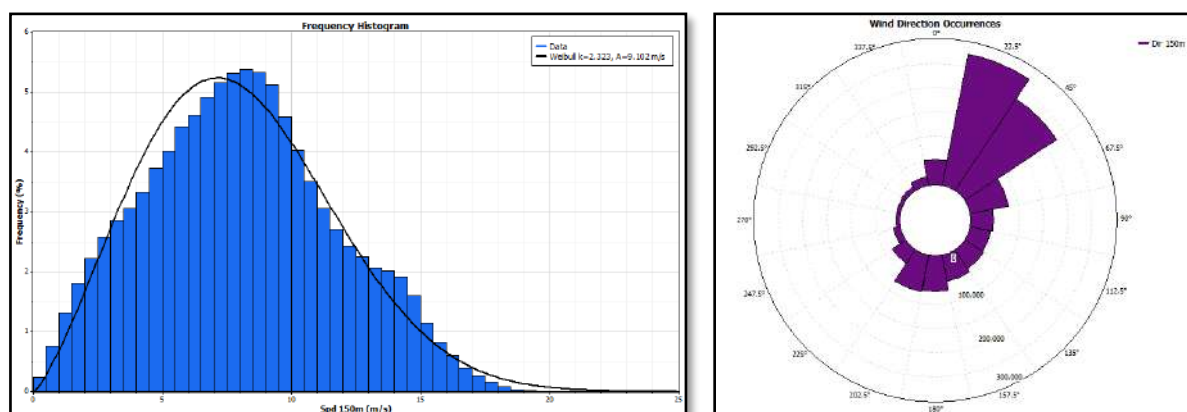


Figura 5. Histograma de frequência da velocidade e rosa dos ventos
Fonte: Os Autores a partir de dados da Vortex.

3.3.2 Produção energética com layout característico

A estimativa de produção energética foi calculada a partir dos softwares OpenWind, NREL SAM e Youwind Platform. Esses três softwares foram usados para simulação da estimativa de produção energética e também avaliação do LCOE do parque a partir dos dados de referência de seus respectivos bancos de dados de custos e valores de produtos e serviços associados a empreendimento eólicos. A Tabela 3 mostra um resumo das principais características de cada plataforma.

Tabela 3 - principais características do OpenWind, SAM e Youwind que foram úteis para estimativa de produção energética e LCOE

Software	SAM (NREL System Advisor Model)	Openwind (UL Solutions)	Youwind Platform
Foco & Aplicação	Simulação de produção energética com foco no sistema de custos dos Estados unidos, performance e financeira para projetos renováveis, incluindo parques eólicos — uso limitado <i>offshore</i> .	Projetos de <i>layout</i> e otimização de parques eólicos – <i>offshore</i> e <i>onshore</i> . Produz estimativas de AEP considerando efeito esteira, perdas, ruído, custo de energia (foco <i>onshore</i>).	Plataforma web SaaS voltada à avaliação de projetos <i>greenfield offshore</i> e <i>onshore</i> , com modelagem técnica e financeira integrada a modelagem geoespacial: <i>screening</i> de área, otimização do layout, produção energética, LCOE, logística, sistemas elétricos, preços e análise financeiras.
Modelagem de recurso eólico / Dados	Usa arquivo *.srw (CSV formato SAM) com 8.760 horas de dados de vento, temperatura e pressão; aceita Weibull ou tabelas probabilísticas.	Importa Grids de Dados (WRG), séries temporais ou mapas GIS; uso de dados medidos e reanálises; permite múltiplas fontes.	Usa dados Vortex como recurso padrão, além de possibilidade de upload de WRGs e séries temporais externas.
Cálculo de AEP e Wake Losses	Simula saída horária e anual com base em curvas de potência do fabricante ajustadas por densidade e condições ambientais.	Implementa Energy Capture model com wake models (inclusive Deep Array Wake Model validado em ambientes <i>offshore</i>).	Estimativa de produção por turbina e layout, wake runs com múltiplos modelos, impacto interface de parques vizinhos com múltiplos modelos, análise de LCoE validada. Capaz de simular AEP/rastro de clusters com mais de 5.000 turbinas.
Layout e Otimização	SAM não otimiza <i>layout</i> ; foca nos cálculos elétricos e análise financeira (NPV, LCOE, IRR) combinando performance e modelo financeiro.	Otimização de <i>layout</i> a partir da produção energética e por custo de energia (foco <i>onshore</i>); permite cenários de <i>layout</i> , modelagem de <i>curtailment</i> , ruído e sombras.	<i>Layout</i> interativo com otimização de esteira e custo, distanciamento de turbinas ou por máxima capacidade; permite edição direta por mapa; ciclo completo desde <i>screening</i> até análise financeira.
Referências de Manual Técnico	Manual "Reference Manual for the System Advisor Model's Wind Performance Model" (NREL/TP-6A20-60570), documentação sobre formato SRW (.srw/.csv), ajuda oficial SAM 2025.4.16.	Manual técnico (versões desde AWS Openwind até UL Openwind), white paper sobre Deep Array Wake Model (2024).	Blog, notas técnicas e FAQ Youwind platform; notícias (North American Clean Energy, Renewable Energy Magazine) sobre lançamento e capacidades; documentação no site Youwind.
Sites	• https://sam.nrel.gov • https://sam.nrel.gov/documents	• https://www.ul.com/software/openwind-wind-farm-	• https://youwindrenewables.com • https://youwindrenewables.com/solutions

Software	SAM (NREL System Advisor Model)	Openwind (UL Solutions)	Youwind Platform
	• https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60570.pdf • https://www.youtube.com/user/NRELPR/videos	• https://www.ul.com/resources/openwind-support • https://openwind.ul-renewables.com	• https://youwindrenewables.com/faq • https://youwindrenewables.com/knowledge-center/

O *layout* característico 11D x 7D foi utilizado em todas as plataformas e sua configuração é mostrada na Figura 6 (OpenWind), na Figura 7 (NREL-SAM) e Figura 8 (Youwind Platform).

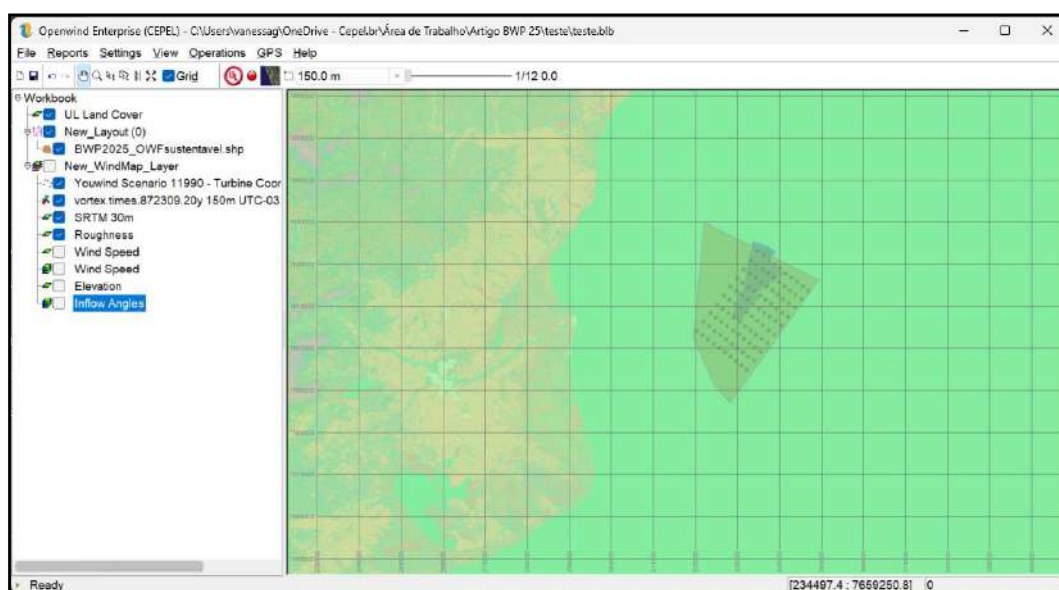


Figura 6. Layout do parque eólico offshore em estudo no OpenWind

Fonte: Os Autores a partir da otimização de dados espaciais (EnvironPAct, 2025), Dados de Vento medidos (AtmosMarine), Serieste temporais 20 anos (Vortex, 2025) e Plataforma OpenWind (2025).

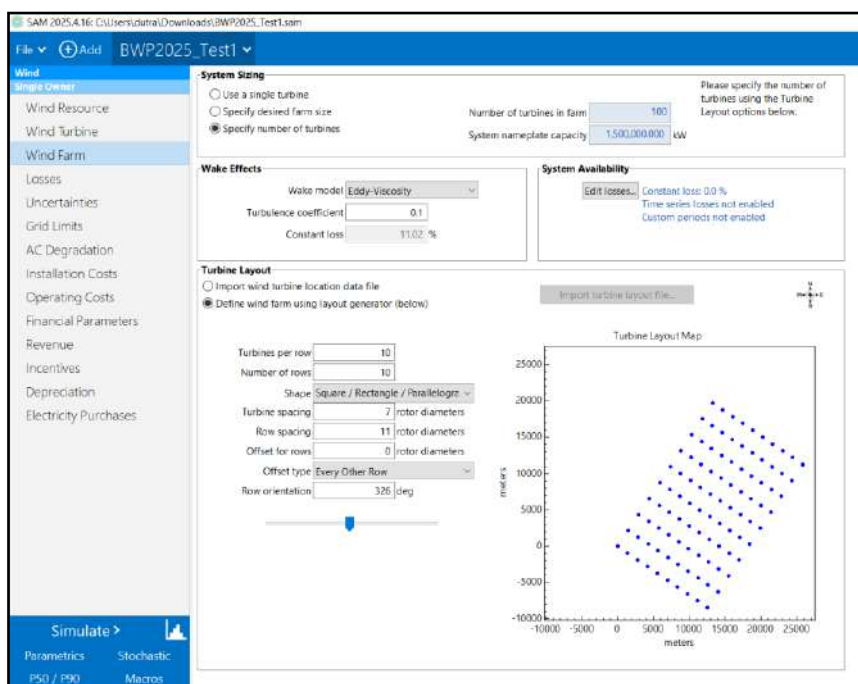


Figura 7. Layout do parque eólico offshore em estudo no NREL-SAM

Fonte: Os Autores a partir da otimização de dados espaciais (EnvironPact, 2025), Dados de Vento medidos (AtmosMarine), Series temporais 20 anos (Vortex, 2025) e Plataforma NREL-SAM (2025).

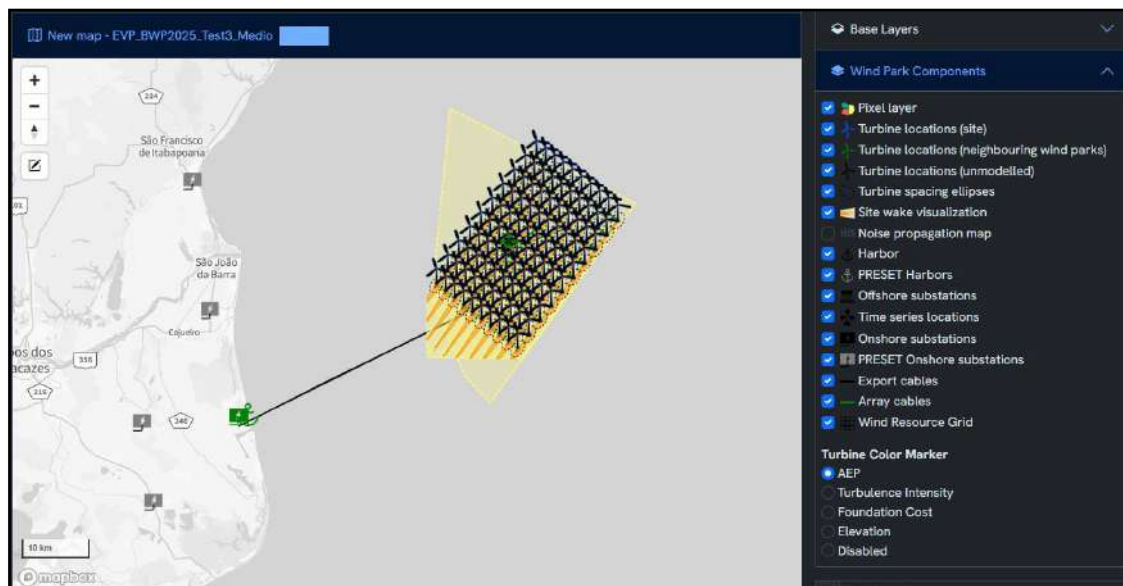


Figura 8. Layout do parque eólico offshore em estudo no Youwind Platform

Fonte: Os Autores a partir da otimização de restrições ambientais dados espaciais (EnvironPact, 2025), Dados de Vento medidos (AtmosMarine), Séries temporais 20 anos (Vortex, 2025) e plataforma Youwind Platform (2025).

Os valores da produção energética e o fator de capacidade estimada para um *layout* médio na região sudeste utilizando diferentes ferramentas computacionais são apresentados na Tabela 4. Destaca-se que o *layout* avaliado não foi otimizado para maximizar a produção energética.

Tabela 4 – Produção energética e Fator de Capacidade estimadas pelo OpenWind, SAM e Youwind

Software	Geração energética Anual Líquida* GWh/ano	Fator de Capacidade (%)
NREL System Advisor Model (SAM)	5.007,55	38,12
Openwind (UL Solutions)	5.208,34	39,61
Youwind Platform	5.222,92	39,75

Nota: Geração líquida na subestação offshore.

Fonte: Os Autores.

4 AVALIAÇÃO ECONÔMICA – LCOE

A partir de dados públicos de referência de Parques Eólicos *Offshore* (BVG ASSOCIATES, 2025), da base de dados de custos de projetos eólicos *offshore* da plataforma NREL-SAM e dados adicionais atualizados de 2024 de parques eólicos americanos (McCOY *et al.*, 2024) foi possível criar massa crítica de informações atualizadas dos custos de parques eólicos offshore (CAPEX e OPEX) tanto de projetos americanos quanto de projetos ingleses.

A distribuição percentual dos valores é bem próxima quando comparado os projetos americanos e ingleses. A Figura 9 mostra a distribuição média dos custos de CAPEX de um empreendimento eólico nos estados unidos e a Figura 10 mostra a distribuição média dos custos de CAPEX na Inglaterra.

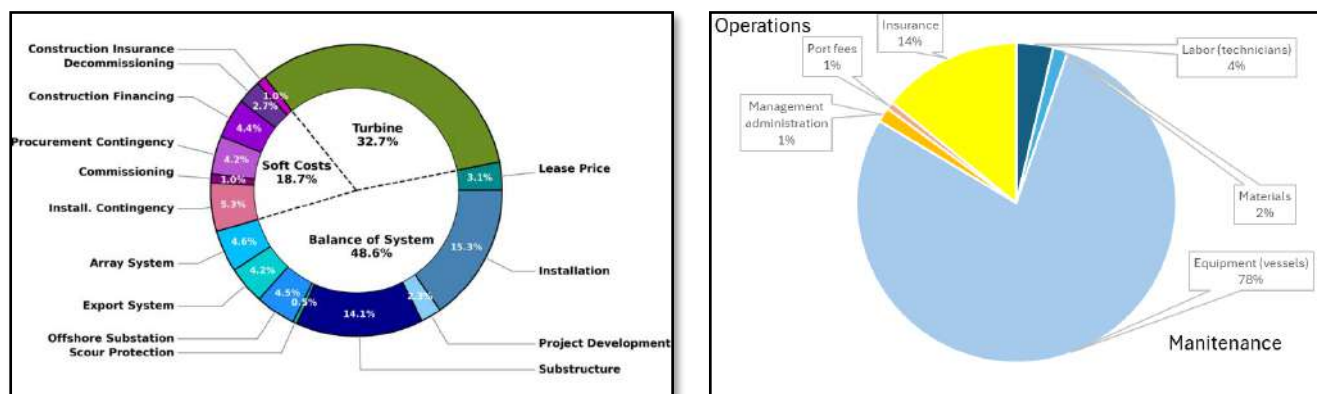


Figura 9. Distribuição dos custos CAPEX e OPEX de projetos eólicos offshore americano (McCOY et.al.2024)

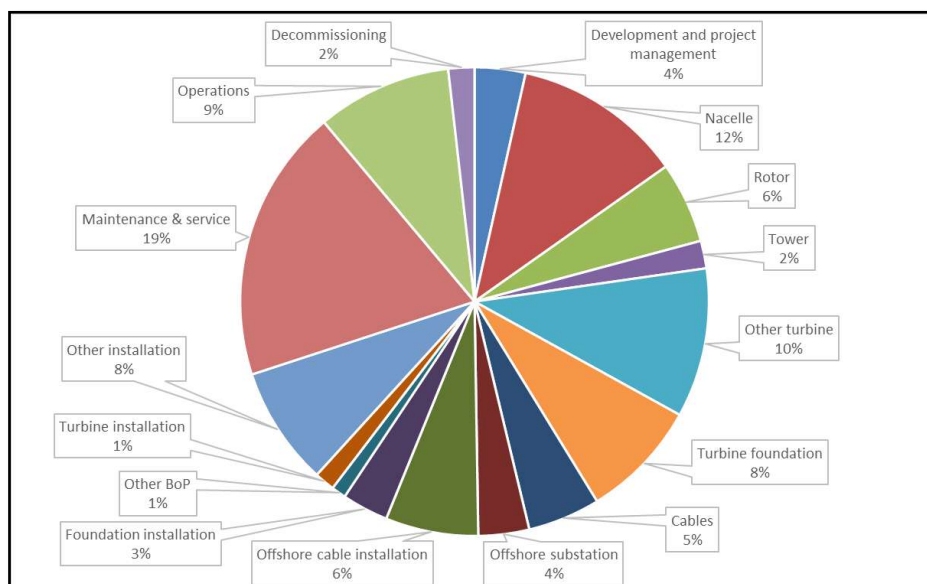


Figura 10. Distribuição dos custos CAPEX e OPEX de projetos eólicos offshore ingleses (BVG ASSOCIATES, 2025)

Os valores estimados para LCOE do projeto a partir dos cálculos do SAM e do Youwind Platform são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Tabela da produção energética, Capex, Opex e Custos nivelados

Método	Estimativa de produção energética GWh/ano	CAPEX (US\$ milhões)	OPEX Anual (US\$ milhões)	Taxa de desconto	LCOE (US\$/MWh)
Dados NREL-SAM	5.007,55	\$ 6.250,69*	\$162,00	9%	\$172,52
Youwind Platform	5.222,92	\$3.956,44**	\$78,65	9%***	\$149,16

Nota: *Dados originários do mercado americano (NREL, 2024); ** Dados originários do mercado Europeu (Mar do Norte); ***Dado de entrada no modelo como WACC (Weighted Average Cost of Capital) Fonte: Os Autores.

É importante mencionar que os valores apresentados são valores de referência pois as modelagens tiveram diferenças no escopo (detalhamento) no cálculo do CAPEX, OPEX e LCOE. As diferenças entre os valores de CAPES e OPEX calculados a partir dos dados do NREL consideram os custos da subestação offshore e sistema de transmissão submarina. Os valores calculados pela Youwind Platform não foram incluídos estes valores pois a modelagem do cálculo energético foi limitada até a subestação e não foram incluídas as perdas de energia do sistema de transmissão.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A região apresenta ventos predominantemente favoráveis e estáveis, com características que permitem o aproveitamento eficiente da energia eólica *offshore*. A modelagem cuidadosa do *layout* e da operação é essencial para maximizar o desempenho e a integração à rede. Porém, as mudanças sazonais do vento sudoeste (maio a setembro) devem ser consideradas na modelagem operacional e nas estratégias de integração à rede.

Embora as análises ambiental e de restrições otimizem o espaço no qual o parque pode ser localizado dentro da melhor área, análises locais detalhadas de conflito e compatibilização com outras atividades são necessárias, especialmente considerando a pesca artesanal e a navegação. Estas atividades requerem de atividades de engajamento dos *stakeholders* e *rightsholders* específicos, que não são incluídas e, portanto, não são corretamente valoradas nos modelos de custo novelado atuais.

O impacto visual pode ser um fator crítico, considerando o tamanho das turbinas que a tendência atual em nível mundial e no potencial mercado brasileiro (turbinas de 15-MW com 240 metros de diâmetro do rotor ou superior). Para abordar este potencial impacto, é necessária a análise de paisagem específica, de preferência em campo, considerando a tecnologia proposta e as condições de uso e percepção local, pois impactos sobre a paisagem são totalmente dependentes do local e dos “observadores”.

Foi possível comparar as três ferramentas computacionais, considerando suas diferenças na aplicação, foco de análise e, principalmente, capacidade de otimização e integração das análises de produção energética na estimação do LCOE. Em ordens de grandeza, as produções energéticas variaram entre 0,3 e 4%, quando comparados os resultados dos três software utilizados. Porém, o resultado do LCOE mostrou uma diferença de 15,5%. Ambos os valores se mostraram dentro da faixa de LCOE estimada dentro dos últimos 10 anos, entre 200 e 60 US\$/MWh, refletindo alto potencial de competitividade dentro de um mercado em estágio inicial e sem considerar otimizações do *layout* do projeto. Por outro lado, evidencia-se a diferença dos custos quando comparados aos preços de referência dos Estados Unidos com os preços de tarifas de projetos construídos na Europa, principalmente relacionados às tarifas diárias dos navios utilizados. Desta forma, simulações com dados de tarifas diárias das embarcações de apoio disponíveis na região diminuiriam as incertezas na estimativa de custos visando o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* na Região Sudeste do Brasil.

Embora, o presente estudo foca no potencial energético que a Região Sudeste pode ter, para mitigar os riscos na estimação da viabilidade econômica dos projetos será necessário avaliar os *layouts* específicos dos projetos propostos, otimizando a distribuição das turbinas em função da produção energética, do custo e da sustentabilidade socioambiental dos projetos no longo prazo. Assim, recomenda-se a implementação de simulações mais abrangentes que incluam diferentes cenários críticos e favoráveis, dados de recurso eólico *offshore* medidos em campo, cenários de alta restrição ambiental, custos e preços logísticos nacionais ou análises de *curtailment* e *overplanting*, entre outros.

6 REFERÊNCIAS

- BEITER, PHILIPP, WALTER MUSIAL, et.al. 2016. "A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030." National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), September 1, 2016. <https://doi.org/10.2172/1324526>.
- BOSCH, J., STAFFELL, I., HAWKES, A. D. "Global levelised cost of electricity from offshore wind", Energy, v. 189, 15 dez. 2019. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116357. .
- DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. "Lei 15.097 de 10 de Janeiro de 2025". , 2025, p. 7042. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=10/01/2025&jornal=601&pagina=1>.
- JANSEN, M., BEITER, P., RIEPIN, I., et al. "Policy choices and outcomes for offshore wind auctions globally", Energy Policy, v. 167, n. May, p. 113000, 2022. DOI: 10.1016/j.enpol.2022.113000. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113000>.
- JANSSEN, M. Auctioning Public Assets: Analysis and Alternatives. [S.l.], Cambridge University Press, 2004. Disponível em: <https://www.cambridge.org/core/books/auctioning-public-assets/CBE7A41C2DBC34F61B34B2F7A40670B4>.
- MARINHA DO BRASIL. "NORMAM-11/DPC- Normas da autoridade marítima para obras, dragagens, pesquisa e lavra de minerais sob, sobre e às margens das águas jurisdicionais brasileiras", 2022, 2022. Disponível em: [https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM 11 - Rev2 - Mod1.pdf](https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM%2011%20-%20Rev2%20-%20Mod1.pdf).
- MAURER, L., BARROSO, L. Electricity Auctions. [S.l: s.n.], 2011.
- McCOY, Angel, Walter Musial, et al., 2024. Offshore Wind Market Report: 2024 Edition Executive Summary. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-90921. <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/90921.pdf> .
- CAVALCANTI, I. F. A.; FERREIRA, N. J.; DIAS, M. A. F. et al. Tempo e Clima. Oficina de Textos, São Paulo – SP, 2009.
- CAVALCANTI, G. H.; CAROLINA, R.; ARANTES, M.; LOIOLA, L. L. Caracterização ambiental das formações carbonáticas na rota do gasoduto cernambi-cabiúnas. Rio de janeiro: [s.n.]. Disponível em: <[http://licenciamento.ibama.gov.br/petroleo/producao/producao - bacia de santos - gasoduto rota 2 \(rota cabiunas\) - petrorbas/](http://licenciamento.ibama.gov.br/petroleo/producao/producao%20-%20bacia%20de%20santos%20-%20gasoduto%20rota%202%20(rota%20cabiunas)%20-%20petrorbas/)>.
- CURBELO-FERNANDEZ, m. P. et al. Biota de fundos carbonáticos da plataforma continental da bacia de campos: algas calcárias e fauna associada. 1. Ed. [s.l.] Elsevier Ltd., 2017.
- DERECZYNSKI, C.P., MENEZES, W.F. 2015. Meteorologia da Bacia de Campos. In: Martins, R.P., Grossmann-Matheson, G.S., editores. Meteorologia e Oceanografia. Rio de Janeiro: Elsevier. Habitats, v. 2. p. 1-54.
- DELLA-GIUSTINA, I. D. Sedimentação carbonática de algas vermelhas coralíneas da plataforma continental da bacia de campos. [s.l.] Universidade federal do rio grande do sul, 2006.
- DIAS, M. P.; BASTOS, A. C.; VITAL, H. Plataforma continental brasileira. Programa de geologia e geofísica marinha (pggm), p. 185, 2019.
- DYKES, K., KITZING, L., et.al. (2020). Beyond LCOE: New Assessment Criteria for Evaluating Wind Energy R&I. SETWind. DTU- Technical University of Denmark. Disponível em [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/234026713/Beyond_LCOE_ New_Assessment_Criteria_for_Evaluating_Wind_Energy_RI.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/234026713/Beyond_LCOE_New_Assessment_Criteria_for_Evaluating_Wind_Energy_RI.pdf)
- FRITSCH, J. M., FORBES, G. S. Mesoscale Convective Systems. American Meteorological Society Monographs, 2000.
- FIGUEIREDO JR., A. G.; PACHECO, C. E. P.; VASCONCELOS, S. C. DE; SILVA, F. T. DA. Continental shelf geomorphology and sedimentology. Geology and geomorphology, p. 13–31, 2016.
- KOWSMANN, R. O.; COSTA, M. P. DE A. Sedimentação quaternária da margem continental brasileira e áreas oceânicas adjacentes. In: petrobras/cenpes (ed.). . Reconhecimento global da margem continental brasileira. Rio de janeiro: [s.n.]. P. 55.
- MARTINS, L. R.; COUTINHO, P. N. The brazilian continental margin. Earth science reviews, v. 17, n. 1–2, p. 87–107, 1981.

- NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2020. “2020 Annual Technology Baseline: Offshore Wind.” Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- TÂMEGA, F. T. DE S.; BASSI, D.; FIGUEIREDO, M. A. DE O.; CHERKINSKI, A. Deep-water rhodolith bed from central brazilian continental shelf, campos basin: coralline algal and faunal taxonomic composition. *Galaxea, journal of coral reef studies*, v. 16, n. 1, p. 21–31, 2014.
- ZEMBRUSCKI, S. G. Geomorfologia da margem continental sul brasileira e das bacias oceânicas adjacentes série projeto remac, 1979.

Parques Eólicos Offshore na Escala de GigaWatts: Estudos Sobre a Conexão ao Sistema Interligado Nacional

**G. N. Taranto¹, D. M. Falcão¹, E. H. Watanabe¹, B. C. de Oliveira¹, T. M. Campello², W. R. Ferreira²,
G. S. Neves², M. N. Soares², M. B. Altomar¹, D. H. Huanca¹, H.R. Almeida¹**

1, COPPE/UFRJ, 2, CEFET-RJ

glaucotaranto@coppe.ufrj.br, djalmafalcão@coppe.ufrj.br, watanabe@coppe.ufrj.br,
braulio.oliveira@poli.ufrj.br, thomas.campello@cefet-rj.br, wallace.ferreira@cefet-rj.br,
gleydson.neves@cefet-rj.br, marcelo.soares@cefet-rj.br, mariana.altomar@gmail.com, dahuanca10@gmail.com, henrique.res@poli.ufrj.br

RESUMO

Este artigo apresenta os desenvolvimentos de um projeto de P&D em andamento, patrocinado pela TotalEnergies EP Brasil S.A. e executado pela COPPE/UFRJ, focado nos impactos elétricos causados por geração eólica offshore da ordem de gigawatts conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Até julho de 2025, um total de 104¹ projetos de parques eólicos offshore solicitaram a licença ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), somando um total de aproximadamente 247 GW. A primeira licença prévia foi concedida em junho de 2025².

Em uma faixa de 200 quilômetros do litoral, quase 70% da demanda brasileira de eletricidade está dentro dessa faixa, onde estão localizadas as maiores cidades e, conseqüentemente, a maior parte da população brasileira. Portanto, os recursos eólicos offshore estão convenientemente localizados perto dessas populações costeiras.

O artigo apresenta três soluções de transmissão de energia eólica offshore ao SIN: corrente alternada em 60 Hz, corrente contínua em alta tensão e corrente alternada em baixa frequência, destacando vantagens e limitações de cada uma. Propõe ainda uma estrutura de otimização que auxilia na escolha da configuração ideal de conexão, considerando tecnologia, linhas, ponto de acoplamento (PCC) e possíveis reforços na rede, com o objetivo de minimizar custos de investimento e operação sem comprometer requisitos técnicos.

Como estudo de caso, analisa-se a conexão de 3 GW de geração offshore a um PCC do SIN em cenário da EPE para 2032, selecionado pela robustez elétrica (SCR) e pela localização de projetos protocolados no IBAMA pela TotalEnergies. São avaliadas opções de transmissão por cabos de 230 kV CA, elos em CC e CA de baixa frequência. As análises de fluxo de potência e estabilidade indicam riscos de sobretensão nos PCCs em condições de baixo vento e carregamento reduzido dos cabos submarinos. Para mitigar esses problemas, o trabalho propõe medidas como compensação reativa onshore fixa e controlada, desconexão seletiva de cabos e operação dos parques com fator de potência indutivo.

Palavras-chaves:

Eólicas offshore; Sistema Interligado Nacional; Transmissão submarina; Rede coletora; Capacidade de hospedagem.

¹https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20250311_Eolicas_Offshore_Ibama_marco_25.pdf

²<https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/noticias/2025/ibama-emite-1a-licenca-previa-para-projeto-eolico-offshore-no-brasil>

ABSTRACT

This paper presents developments of an ongoing research project, sponsored by TotalEnergies EP Brasil S.A., on the impact of large-scale offshore wind generation on the Brazilian Interconnected Power System (BIPS). As of July 2025, 104 projects totaling 247 GW have applied for permits with IBAMA. With nearly 70% of national demand located within 200 km of the coast, Brazil's extensive shoreline and 3.5 million km² Exclusive Economic Zone offer significant offshore wind potential.

Three transmission options from offshore wind farms (OWFs) to the mainland are evaluated: high-voltage AC (60 Hz), high-voltage DC, and low-frequency high-voltage AC. An optimization framework combining metaheuristic methods and power system analysis is introduced to identify cost-effective configurations for integrating OWFs into the BIPS.

A case study examines the connection of 3 GW from OWFs to a PCC in the 2032 EPE scenario using six 230 kV AC cables. Load flow and stability analyses reveal overvoltage issues at the PCC under low-wind conditions. Mitigation strategies include reactive power compensation, selective cable disconnection, and OWF operation with lagging power factor.

Keywords:

Offshore wind; Brazilian Interconnected Power System; Subsea transmission; Collecting grid; Hosting capacity.

1. INTRODUÇÃO

1.1. MOTIVAÇÃO

Com 7.367 km de litoral e 3,5 milhões de km² de espaço marítimo sob sua jurisdição, o Brasil possui uma extensa plataforma continental que confere características favoráveis para a instalação e operação de projetos de geração de energia elétrica offshore. Avaliação preliminar indica um potencial de 700 GW de capacidade eólica offshore, com torres de 100m de altura e até 50m de profundidade (EPE, 2020).

O Brasil ainda não possui parques eólicos offshore em operação comercial. Por outro lado, esta fonte está em pleno desenvolvimento em instalações *onshore*. Como qualquer outra fonte de energia, a exploração dos serviços e instalações de energia eólica no Brasil é de responsabilidade da União, que poderá fazê-lo diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão. Portanto, o avanço da energia eólica offshore depende de legislação específica sobre o tema. A aprovação do Projeto de Lei nº 576 de 2021, usualmente chamado de *Marco Legal da Eólica Offshore*, aguardada com ansiedade pelos empresários interessados em projetos eólicos offshore, definirá claramente a regulamentação do setor.

Apesar da ausência de regulamentação específica, 104 projetos de energia eólica offshore já solicitaram licença ao Ibama, somando 247 GW em desenvolvimento em oito estados das regiões Sul, Sudeste e Nordeste (IBAMA, 2024). Essa capacidade supera amplamente a demanda prevista de expansão do SIN, indicando que parte da geração pode ser destinada a aplicações como hidrogênio verde. Ainda assim, a integração de uma fração significativa desses projetos ao SIN exigirá adaptações e reforços na rede de transmissão.

Outro aspecto importante a ser estudado é a titularidade dos sistemas de acesso aos parques eólicos ao SIN. Como várias empresas estão solicitando licenças em áreas muito próximas, algumas até coincidentes, é natural imaginar alguma forma de cooperação entre esses projetos visando uma otimização do sistema de conexão ao SIN. Por exemplo, a possibilidade de redes offshore compartilhadas é interessante para os empreendedores obterem uma redução nos custos de investimento dos cabos que conectam parques eólicos offshore à rede principal. O desenho regulatório dessas redes é fundamental para todos os agentes envolvidos, suas obrigações, direitos e penalidades por eventual descumprimento das diretrizes estabelecidas.

O submódulo dos Procedimentos de Rede do ONS para integração de novos empreendimentos de geração e transmissão (ONS, 2021) estabelece um conjunto abrangente de estudos elétricos para conformidade, antes da aprovação final dos testes de campo e da operação comercial. Além disso, as normas internacionais (IEC, IEEE, etc.) devem ser levadas em consideração. As condições de acesso ao SIN por um agente gerador representam aspectos muito relevantes para viabilizar a implantação do empreendimento. No caso específico dos parques eólicos offshore, os requisitos de conexão tornam-se ainda mais relevantes devido a diversas características desses projetos, tais como:

- O grande tamanho dos parques eólicos offshore, que podem facilmente exceder as capacidades de rede dos pontos de conexão disponíveis.
- A topologia e as tecnologias de transmissão utilizadas, que podem impactar o desempenho elétrico da rede de diferentes formas.
- O acesso às subestações, existentes e/ou planejadas do SIN, o que pode exigir a construção de linhas de transmissão de alta capacidade, podendo atravessar áreas de alta complexidade socioambiental.

Desta forma, estudos de integração de parques eólicos offshore ao SIN são altamente relevantes para a viabilização da implantação dessa tecnologia no país.

1.2. OBJETIVO

O objetivo deste artigo é descrever de forma sucinta as atividades do projeto de P&D ANP “Conexão de Parques Eólicos Offshore ao Sistema Interligado Nacional”, executado pela COPPE/UFRJ para a empresa TotalEnergies.

A artigo descreve três grandes etapas do referido projeto:

- (1) os tipos de transmissão entre os parques eólicos *offshore* e o ponto de acoplamento (PCC) *onshore*;
- (2) a otimização das conexões;
- (3) os impactos no sistema elétrico brasileiro.

2. TIPOS DE TRANSMISSÃO

A geração eólica offshore apresenta vantagens como ventos de melhor qualidade, uso de turbinas de maior porte e menor impacto paisagístico, resultando em custos reduzidos de geração. Em contrapartida, exige a transmissão por cabos submarinos devido ao ambiente marinho e à inviabilidade de linhas aéreas, o que demanda avaliação criteriosa das alternativas de transmissão. Assim, esta seção discute as principais opções submarinas, destacando vantagens, desvantagens e pontos críticos para o projeto em desenvolvimento.

- Transmissão em Corrente Alternada Alta Tensão (CAAT ou HVAC em inglês) em 60 Hz;
- Transmissão em Corrente Contínua Alta Tensão (CCAT ou HVDC em inglês);
- Transmissão em Corrente Alternada Alta Tensão em Baixa Frequência (CAAT-BF ou HVAC-LF em inglês).

A Figura 1 mostra o diagrama básico das três opções de transmissão acima listados. A linha azul tracejada foi inserida abrangendo as três opções para deixar clara a parte que fica em solo (*onshore*) e a parte do mar (*offshore*). A seguir são discutidos alguns detalhes de cada opção.

2.1. TRANSMISSÃO CAAT EM 60 Hz

A Figura 1(a) mostra a transmissão CAAT em 60 Hz. Visualmente, esta opção é simples e conta basicamente com um transformador elevador *offshore*, o cabo submarino e um transformador de acoplamento *onshore*. Por ter menos componentes, esta seria a opção mais simples e provavelmente a mais barata. Porém, alguns pontos merecem atenção.

O primeiro ponto é a necessidade de compensação da potência reativa. Os cabos submarinos são montados com os condutores muito próximos, diferente da linha aérea, onde os condutores ficam

afastadas por vários metros nos casos de 500 kV. Essa proximidade dos condutores resulta em uma alta capacitância, que drenam altos níveis de corrente reativa. A indutância série de um cabo submarino é 2-3 vezes maior do que de uma linha aérea, contudo, a capacitância é 20-30 vezes maior, dependendo da configuração geométrica. Esse efeito é prejudicial para o Sistema Interligado Nacional (SIN) no ponto de conexão. Desta forma, é necessária a instalação de compensadores das correntes reativas, que podem ser reatores fixo, reatores controlados a tiristores, compensadores estáticos síncronos (STATCOM) ou até mesmo a combinação deles. Quanto maior o comprimento do cabo, maiores são as capacitâncias equivalentes e, portanto, crescem os equipamentos de compensação. A partir de determinado comprimento do cabo, os equipamentos necessários para a compensação da potência reativa alcançam capacidades tão grandes que, além de impactarem os custos de instalação, também afetam o controle e a operação do sistema. Por exemplo, a interação entre as grandes capacitâncias dos cabos e os compensadores de potência reativa podem exigir cuidados extras durante as manobras de chaveamento desses cabos para evitar sobretensões ou ressonâncias. Estudos simulados mostraram que este é um problema que merece atenção especial.

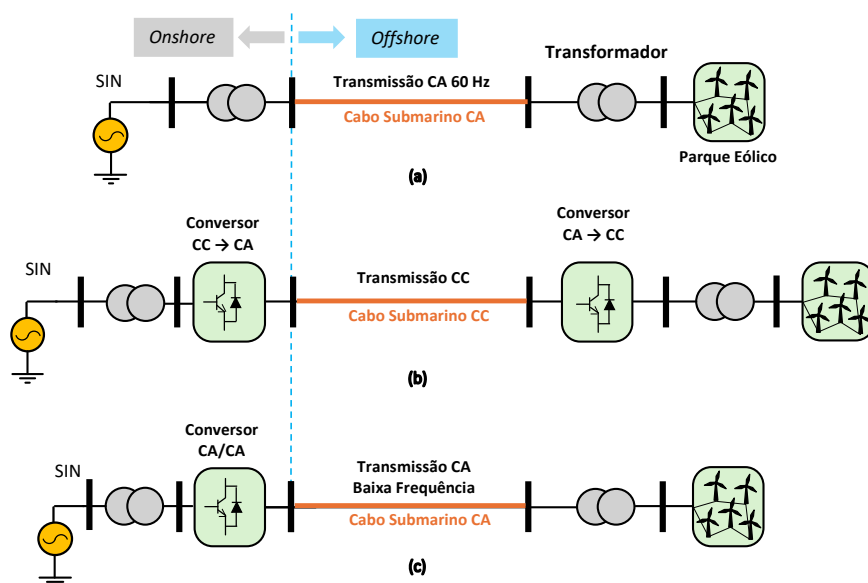


Figura 1 – Principais opções de transmissão de energia de parques eólicos offshore para o continente: (a) Transmissão em Corrente Alternada Alta Tensão (CAAT) em 60 Hz; (b) Transmissão em Corrente Contínua Alta Tensão (CCAT); (c) Transmissão em Corrente Alternada em Baixa Frequência (CAAT-BF). SIN: Sistema Interligado Nacional.

Embora a tensão do SIN apresente, em princípio, baixo nível de harmônicos (permitidos até 2% de distorção total pelo Procedimento de Rede do ONS (ONS, 2020)), o capacitor equivalente dos cabos submarinos pode ter baixa impedância em certas frequências harmônicas, amplificando correntes especialmente do 5º, 7º e 11º componentes acima dos limites estabelecidos. Essa amplificação depende fortemente das características do PCC, tornando cada caso específico. Para mitigar o problema, é necessário o uso de filtros série sintonizados, projetados conforme as propriedades de cada cabo, garantindo que a distorção harmônica permaneça dentro dos padrões de segurança do SIN.

Constatou-se que o uso da transmissão CAAT em 60 Hz pode ser interessante para comprimentos de cabo em torno de 50 km dependendo das condições específicas do projeto. O custo do sistema de compensação de potência reativa deve ser avaliado com rigor para distâncias maiores que 50 km. Se o projeto fosse na Europa onde a frequência da rede é de 50 Hz esse problema de compensação de potência reativa seria menos custoso.

2.2. TRANSMISSÃO CCAT VSC

A Figura 1(b) mostra o diagrama básico de uma transmissão em Corrente Contínua Alta Tensão (CCAT) baseada em conversores fonte de tensão (em inglês, *Voltage Source Converter* – VSC). No Brasil, até o momento, apenas sistemas CCAT baseados em tiristores têm sido usados e como estes dispositivos são comutados pela tensão da linha, são chamados de LCC (do inglês, *Line Commutated Converter*) ou CCAT-LCC. O sistema CCAT-LCC tem várias vantagens, em especial para transmissão em longas distâncias, onde seu custo é menor do que o sistema de transmissão CA. No entanto, esta tecnologia pode apresentar o fenômeno de falha de comutação durante distúrbios na rede CA. Essa falha interrompe temporariamente a transmissão de energia e seu impacto na rede é sempre muito preocupante. O CCAT-LCC gera harmônicos, necessita de compensação de potência reativa e não pode fazer o *black-start*. Para aplicações em sistemas *offshore*, um gerador síncrono ou um outro conversor no barramento do LCC é necessário para formar a rede *offshore* necessária para o funcionamento do LCC. É possível também a operação dos aerogeradores como formadores de rede, mas possivelmente comprometendo a operação com MPPT (maximum Power PCCnt Tracking). Comparado com os conversores VSC, o conversor LCC possui uma necessidade maior de espaço o que é um fator importante para aplicações *offshore* (GLASDAM, Jakob et al., 2012). Desta forma, o LCC está descartado como opção para a transmissão CC aqui considerada.

Os sistemas CCAT modernos baseados em VSC são imunes à falha de comutação, têm controle independente de potência ativa e reativa, não precisam de filtros de harmônicos e podem operar em *black start*. Atualmente, no lugar de VSCs de 2 ou 3 níveis comuns no passado, utiliza-se o conversor multinível modular (*Multilevel Modular Converters* – MMC, em inglês), o que permite potências na faixa de poucos GW. Há propostas europeias para padronizar estes sistemas CCAT VSC-MMC em 2 GW (TENNET, 2024). Naturalmente, estes sistemas apresentam custos pouco mais elevados do que o CCAT-LCC, mas as suas características justificam perfeitamente a sua aplicação e tem sido a opção na Europa, China e EUA (TARIQ, Asad, 2022). A transmissão CC é muito vantajosa para longas distâncias, assim, podem ser utilizadas na geração eólica com parques localizados em distâncias acima dos limites permitidos pela transmissão CAAT. No entanto, seu custo é maior tendo em vista a necessidade de conversores, mas podem ser a solução dependendo da compensação de potência reativa necessária pela transmissão CAAT. Os conversores VSC-MMC possuem dimensões que requerem atenção. Um exemplo é o sistema DoIWin 3 (VERNOVA, GE, 2018), comissionado em 2021, ele transmite 900 MW de energia elétrica. O conversor, no mar, ocupa a área de um campo de futebol, com altura equivalente a 15 andares e peso de 18.000 toneladas. Além disso, necessita de uma subestação CA da metade das dimensões do conversor. Portanto, são grandes estruturas que precisam de fixação sobre plataformas no mar, até o momento, plataformas fixas no fundo do mar. A transmissão CCAT-VSC-MMC tem sido a solução escolhida em vários exemplos (DIAZ, Matias et al., 2020), em geral, com distâncias acima de 100 km.

2.3. TRANSMISSÃO CAAT EM BAIXA FREQUÊNCIA

Essa é uma transmissão, em princípio, similar ao caso CAAT de 60 Hz, porém operando em baixa frequência com o objetivo de diminuir a potência reativa necessária para compensação. Não há ainda exemplos de aplicação desta tecnologia em transmissão de energia em parques eólicos, mas a frequência sugerida de operação poderia ser definida como $\alpha \cdot 60$ Hz, onde $1/6 \leq \alpha \leq 1/3$. Nesse caso, os aerogeradores devem ser adaptados para gerar correntes nessa frequência, supondo que operaram com MPPT (*Maximum Power PCCnt Tracking* ou Rastreamento do Ponto de Potência Máxima). Teoricamente, é possível a adaptação do aerogerador que gera em 60 Hz para gerar em baixa frequência sem grandes problemas. No entanto, como a conexão com o SIN deve ser feita em 60 Hz é necessário um conversor dessa baixa frequência para 60 Hz no lado *onshore*.

A grande vantagem desse sistema operando em baixa frequência é a diminuição da corrente reativa nos cabos, que reduz a potência reativa de compensação referida no caso CAAT. A potência de compensação diminui proporcionalmente com a frequência. Por exemplo, se a frequência adotada for de 20 Hz (1/3 de 60 Hz), a potência reativa a ser compensada é 1/3 daquela necessária para compensar em um circuito em 60 Hz. Assim, o custo de compensação reativa diminui ou o comprimento do cabo pode ser aumentado.

No entanto, essa diminuição na compensação de potência reativa vem acompanhada de um aumento no tamanho do transformador no lado *offshore*. O núcleo de ferro do transformador aumenta na mesma proporção que a frequência diminui. Ou seja, um transformador operando com 20 Hz é, aproximadamente, 3 vezes maior que um transformador operando em 60 Hz.

O conversor para transformar a baixa frequência em 60 Hz pode ser de dois tipos. A primeira opção trivial seria o uso de um sistema CCAT *back-to-back* com 60 Hz do lado *onshore* e baixa frequência do lado *offshore*. Nesse caso, seriam usados dois VSC-MMC similares ao do sistema CCAT-VSC-MMC e a tecnologia já se encontra desenvolvida, sendo necessários adaptações por conta da baixa frequência. O custo desse conversor seria similar ao conversor do sistema CCAT, provavelmente, resultando em um sistema de transmissão com custo muito similar ou mais caro do que a transmissão CCAT-VSC-MMC. Ou seja, é pouco provável que o sistema CAAT BF venha a ser competitivo.

A segunda opção de conversor seria com o uso de conversor em cascata multinível modular (Multilevel Modular Cascade Converter - MMCC) formado a partir de submódulos em ponte completa ou ponte H monofásicos e conhecido como M³C (do inglês, Multilevel Modular Matrix Converter) (ZHANG et al., 2023). Este conversor tem estrutura com número menor de submódulos do que em um conversor MMC *back-to-back* do sistema CCAT. Porém, enquanto no sistema CCAT-MMC os submódulos são de meia ponte, no caso do M³C os submódulos são em ponte completa, resultando em conversor mais caro.

Outra opção seria o conversor CA/CA Hexverter (J. GLASDAM, 2012), utiliza menos componentes, mas apresenta controle mais complexo e incertezas quanto ao desempenho em desbalanços ou transitórios, sem registros de aplicação em potência na faixa de MW.

Os estudos desenvolvidos para esta transmissão com conversor tipo CCAT *back-to-back* mostraram que é tecnicamente viável, possivelmente, na faixa acima dos 50 km e abaixo de cerca de 150 km, dependendo do local, competindo com o sistema CCAT, nesta faixa. Mas, possivelmente, os custos do sistema incluindo compensação de reativos (menor que no caso CAAT 60Hz), conversores e transformadores offshore, resulte maior que o CCAT VSC MMC.

3. OTIMIZAÇÃO DAS CONEXÕES

O principal objetivo deste módulo do projeto é desenvolver metodologias para a otimização da rede elétrica conectando parques eólicos offshore ao SIN. Essas metodologias visam obter uma configuração de rede elétrica com custo mínimo e atendendo aos requisitos de desempenho e confiabilidade elétrica. Os desenvolvimentos propostos seguem uma tendência moderna na literatura técnica de considerar o projeto geral da rede de conexão como um problema de otimização global (LIU, Yang et al., 2022) (LI, Haibo et al. 2023).

A conexão dos parques eólicos offshore tem três componentes bem definidos:

- Redes Coletoras, também conhecida como *inter-array cable system*, conectando clusters de geradores eólicos a uma Subestação Offshore (SEO). Geralmente trata-se de uma rede CA de média tensão (33 kV, 66 kV e 132 kV), conectada em diferentes topologias à SEO, cujas configurações dependem da tecnologia utilizada para a transmissão.
- Rede de Transmissão conectando as Subestações Offshore (SEO) aos PCCs, geralmente com cabos submarinos, como descrito na seção anterior deste artigo
- A Conexão à Rede Principal composta pelos PCCs e pelas linhas de transmissão que conectam os PCCs às Subestações da Rede Principal (SE). Dependendo da capacidade dos parques eólicos, da tecnologia de transmissão utilizada e de algumas peculiaridades da rede principal, diferentes configurações de PCCs podem ser utilizadas: desde uma simples subestação de transformação de HVAC até estações conversoras complexas para transmissão HVDC ou LFAC. Fisicamente, os PCCs podem ser instalações autônomas ou integradas às SEs da rede principal. Neste último caso, não há necessidade de linhas de transmissão do PCC para as SEs. Nos demais casos, existem linhas aéreas CA em níveis de tensão compatíveis com a potência e distância de transmissão e os níveis de tensão utilizados na rede principal. Em algumas situações, haverá necessidade de reforçar as SEs e o sistema

de transmissão da rede principal para fazer frente ao aumento da potência injetada. Essa expansão é tratada neste trabalho como parte do processo de projeto da rede de conexões de parques offshore.

O projeto ideal da rede de conexão para um novo parque eólico offshore deve considerar simultaneamente os três componentes de rede descritos acima. Além disso, também deve incluir o melhor posicionamento dos geradores eólicos no problema. Este, certamente, é um enorme problema de otimização que inclui diferentes modelos com propriedades matemáticas complexas, como não-linearidades, variáveis inteiras ou binárias, descontinuidades, etc. A prática mais usual é lidar com o projeto das diferentes partes da rede separadamente e, por um processo iterativo heurístico, alcançar uma solução adequada para todo o sistema. Esta abordagem modular é ilustrada na Figura 2.



Figura 2 – Ilustração das etapas do processo de otimização.

No trabalho descrito neste artigo foram considerados apenas os problemas de otimização correspondentes à Conexão à Rede Principal e a Rede de Transmissão. A otimização das redes coletoras foi considerada um problema já bastante estudado, com várias soluções propostas na literatura, inclusive, com software comercial já desenvolvido (KINEWELL ENERGY, 2024)(SILVESTER, Colin, 2024).

O projeto da Conexão à Rede Principal pode ser modelado como um problema de otimização combinatória em que conjuntos pré-determinados de PCCs (localização e capacidade) e SEs da rede principal são avaliados. O problema leva em consideração o desempenho elétrico da rede principal em relação a perfis de tensão e o respeito aos limites de fluxos de potência (FP) nas linhas e tem por objetivo o mínimo custo de implantação e operação. Neste trabalho, a natureza combinatória do problema está sendo tratada por um processo de otimização Metaheurística (Algoritmo Genético) e o comportamento da rede é verificado usando cálculos de FP usando o software PowerFactory da empresa DlgSILENT. Os circuitos de transmissão que conectam os PCCs e SEs, bem como a possível expansão da rede principal, também são modelados na formulação do problema de otimização. O processo multiobjetivo de otimização é ilustrado na Figura 3, onde F_1 é uma função contendo o custo da conexão e F_2 é uma função avaliando a adequação da solução do FP, obtida através da solução de um fluxo de potência ótimo (FPO) para cada solução candidata.

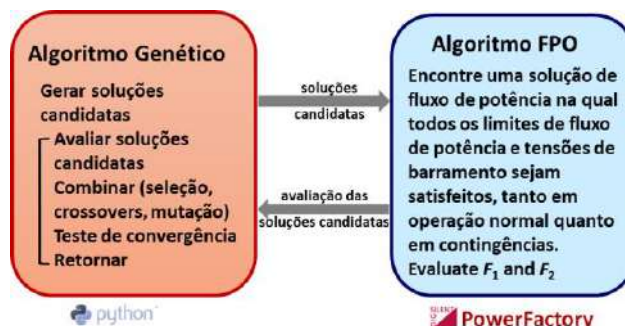


Figura 3 – Ilustração do processo de otimização da conexão à rede principal.

Uma vez resolvido o problema de conexão à rede principal e dada a localização das SEOs, a otimização da Rede de Transmissão consiste em encontrar uma topologia ótima dos cabos de transmissão que

conectam os SEOs e PCCs para uma determinada tecnologia de transmissão (HVAC, HVDC ou LFAC), com o objetivo de custo total mínimo e atender aos requisitos de confiabilidade e desempenho elétrico. O custo total inclui os custos de investimento e operacionais, sendo estes últimos representados por perdas de ativos e restrição de geração eólica. O desempenho elétrico leva em consideração as limitações de tensão e potência das instalações de transmissão e as restrições impostas pelo operador do sistema em relação aos valores de tensão e fator de potência dos PCCs. A solução desse problema utiliza técnica similar à proposta para o problema de conexão à rede principal.

3.1. Estudo de caso – Sistema New England

Nesta etapa do projeto, foi implementada uma metodologia de otimização para a conexão de parques eólicos *offshore* ao sistema elétrico, utilizando o sistema teste IEEE 39 barras, conhecido como *New England*, como base para validação. A abordagem propõe a integração entre um Algoritmo Genético (AG) desenvolvido em Python via a biblioteca DEAP, com simulações de Fluxo de Potência Ótimo (OPF) da ferramenta PowerFactory, por meio de interface automatizada via *script*, permitindo a otimização da localização e dimensionamento das conexões ao sistema principal.

3.1.1. Otimização da conexão à rede principal

A função objetivo da otimização foi inicialmente definida como multiobjetivo, combinando o custo de construção das linhas e o desempenho do fluxo de potência. No entanto, testes preliminares demonstraram que a componente de fluxo de potência gerava valores desproporcionalmente elevados, o que levava o algoritmo a privilegiar soluções mais caras, porém com melhor desempenho elétrico. Diante disso, optou-se por simplificar a função objetivo, concentrando-se na minimização dos custos de construção, com validação técnica assegurada por penalidades aplicadas a soluções inviáveis, como: ausência de conexão ao sistema principal, falha no despacho completo da geração eólica ou violação dos limites operacionais do FPO.

Os cromossomos do AG foram codificados de forma binária, representando a decisão de construir ou não linhas de transmissão específicas. A população inicial teve 160 indivíduos, evoluindo por 100 gerações, com probabilidade de cruzamento de 5%, mutação de 20% e elitismo. A cada iteração, a avaliação de aptidão era feita por meio da execução do FPO no PowerFactory.

A aplicação ao sistema IEEE 39 barras incluiu a inserção de 2 geradores eólicos em duas barras adicionais do sistema, conectadas a pontos estratégicos da rede original. Além disso, algumas possibilidades de expansão da rede original são consideradas. Essas conexões e seus respectivos valores de construção estão apresentados na Tabela 1, onde as linhas de conexão são marcadas em azul e as linhas de expansão marcadas em laranja. A capacidade total de geração simulada foi de 1 GW, com cada planta *offshore* gerando até 500 MW.

Tabela 1 - Resultados do processo de otimização.

Linha	Comprimento (km)	Custo (\$)	Linha	Comprimento (km)	Custo (\$)
16 - 41	50	172,5	40 - 41	90	310,5
16 - 41 (1)	50	172,5	40 - 41 (1)	90	310,5
24 - 41	40	138	2 - 3	110	379,5
24 - 41 (1)	40	138	26 - 24	138,8625	479,0756
26 - 40	80	276	26 - 27	100	345
26 - 40 (1)	80	276	28 - 24	188,0595	648,8053
27 - 41	60	207	8 - 9	150	517,5
27 - 41 (1)	60	207			
28 - 40	70	241,5			
28 - 40 (1)	70	241,5			

A solução otimizada identificou as seguintes linhas como ideais para conectar os parques eólicos *offshore* ao sistema principal: 28–40, 28–40 (1), 24–41 e 24–41 (1). O custo total de investimento associado à

construção dessas linhas foi de US\$ 759 mil, sem necessidade de expansão adicional do sistema para acomodação da geração eólica. As simulações indicaram que o sistema operou de forma estável, sem sobrecarga nas linhas e com tensões dentro dos limites operacionais.

Em termos de desempenho do algoritmo, a convergência do valor da função de aptidão ocorreu de forma rápida, indicando boa eficiência do AG na exploração do espaço de soluções. A metodologia, portanto, mostrou-se promissora para aplicações em planejamento de expansão e integração de fontes renováveis, oferecendo uma ferramenta viável para identificar soluções técnicas e economicamente otimizadas para a conexão de geração eólica offshore em sistemas elétricos reais.

3.1.2 Otimização da Rede de Transmissão

Nesta seção, são apresentados os estudos de otimização aplicados ao sistema teste, agora considerando a integração de linhas de transmissão HVDC-VSC. A configuração analisada contempla a rede por meio da conexão de dois PCCs (Pontos de Conexão Comum), utilizando um bipolo e dois monopólos HVDC-VSC, com conexão de duas subestações offshore (OSS) pertencentes a parques eólicos. As linhas HVDC-VSC foram modelados com base nos *templates* disponibilizados pelo software PowerFactory.

É importante destacar que todas as simulações foram realizadas utilizando os dados de custo detalhados na Tabela 2. Além disso, foram empregados os mesmos parâmetros de controle do algoritmo genético da seção anterior.

Tabela 2 - Dados das linhas HVDC-VSC.

Linha HVDC	Configuração	Comprimento (km)	custo (10 ⁶ \$)
Bipo (41) PCC2 – OSS 2	Bipolo	150	583,15
Mono (41) PCC 2 – OSS 1	Monopolo	80	472,44
mono (40) PCC 1 – OSS 1	Monopolo	100	497,55

Devido à introdução de novas variáveis associadas às linhas HVDC-VSC, o espaço de busca de possíveis combinações aumentou. Apesar desse aumento na complexidade, o processo de otimização manteve-se eficiente. Figura 4 apresenta a evolução da função objetivo ao longo das gerações, considerando linhas VSC-HVDC. Observa-se um comportamento de convergência para soluções com menores custos de investimento, demonstrando a eficácia do algoritmo genético na identificação de configurações ótimas para a rede de transmissão.

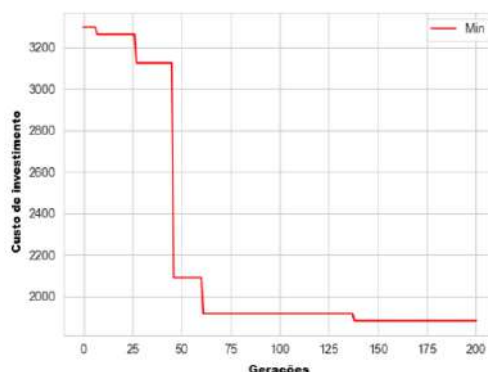


Figura 4 - Processo de convergência.

Como resultado, o custo total estimado para a implementação de novas linhas foi de US\$ 1883,59 milhões, com um tempo computacional aproximado de 15 minutos. A configuração da rede definida como topologia ótima é a seguinte: HVDC Bipo (41) PCC2 – OSS 2; HVDC Mono (41) PCC 2 – OSS 1; 26 – 40; 16 – 41; 28 - 40 (1); e 24 - 41 (1)

Os resultados obtidos demonstram que a aplicação de técnicas de otimização, como o algoritmo genético, permite identificar arquiteturas de rede que minimizam os custos de investimento na expansão do sistema de transmissão, incluindo as conexões entre os PCCs e os parques eólicos offshore. Além da instalação das linhas, os resultados também consideram os custos operacionais associados, reforçando o potencial das ligações HVDC-VSC.

4. AVALIAÇÃO DAS SOLUÇÕES DE CONEXÕES AO SIN

Conforme mencionado na subseção 1.1, a integração de novos empreendimentos ao SIN envolve um conjunto abrangente de estudos elétricos estabelecidos pelo ONS em seus Procedimentos de Redes. Estes estudos são cruciais para garantir a estabilidade e robustez da rede elétrica, observando os impactos que esses novos empreendimentos podem acarretar no sistema. No contexto dos OWFs, a avaliação das consequências da conexão ao SIN adquire ainda mais relevância. Isso se deve a características específicas desses projetos, como a grande capacidade de geração de energia que podem sobrecarregar a capacidade de transmissão da rede local à qual estão conectados. Esta seção visa identificar possíveis problemas locais e sistêmicos causados pela conexão de OWFs no SIN e avaliar as possíveis soluções para mitigar esses desafios.

A condição de operação de uma rede elétrica se altera ao longo dos dias, meses e anos devido a fatores como a mudança no despacho de cada unidade geradora ligada ao SIN, a variação da carga ao longo do dia, a construção de novas linhas de transmissão e a entrada em operação de novos agentes geradores. Portanto, deve-se fazer uma avaliação abrangente dos impactos da injeção de energia do OWF no SIN, considerando estes diferentes cenários operacionais. Uma análise estática e dinâmica dos impactos na rede está sendo feita neste módulo do projeto. Com este objetivo, adota-se a base de dados do SIN disponíveis nos planos decenais da EPE, e utilizando os softwares desenvolvidos pelo CEPEL. Dentre os diversos programas de simulação, são utilizados o ANAREDE®, o ANAFAS® e o ANATEM® para estudos de fluxo de potência, estudos de curto-circuito e estudos de transitórios eletromecânicos, respectivamente.

As bases de dados para todos os cenários de estudos elétricos do SIN são disponibilizadas tanto pelo ONS quanto pela EPE nos formatos de entrada destes programas. Neste módulo do projeto, os estudos de FP e de curto-circuito são realizados no maior número de cenários possíveis, com a rede íntegra ou degradada (contingenciada). Ademais, considera-se diferentes subestações (SEs) de conexão ao SIN, para avaliar possíveis impactos no sistema. Numa segunda etapa, selecionam-se cenários e SEs específicas que são mais propícias à conexão do OWF para prosseguir aos estudos dinâmicos no ANATEM.

Para realizar os estudos de FP e de curto-circuito, desenvolve-se um código em Python, utilizando como base a metodologia proposta em (CAMPELLO, Thomas et al., 2023). A qual permite a criação de novos cenários, a realização de simulações de fluxo de potência utilizando o software ANAREDE e o processamento dos resultados. Isso viabiliza a análise de vários cenários e permite avaliar os possíveis impactos do OWF conectado a diferentes SEs do SIN. Na Figura 5, pode-se observar o fluxograma resumido de todas as etapas realizadas de forma automática.

São informadas como dado de entrada as SEs candidatas à avaliação do impacto das OWFs no SIN. Foram selecionadas diversas SEs de 500 kV que se encontram até 50 km da costa brasileira, uma vez que estas seriam propícias geograficamente para a conexão do OWF para a realização das análises. As SEs selecionadas são mostradas na Figura 6, onde as SEs em preto são as subestações já existentes no SIN, enquanto as em azul representam as SEs planejadas até o ano de 2032. Adota-se este horizonte de tempo pois trata-se de um empreendimento com perspectiva de médio a longo prazo para o início das operações.

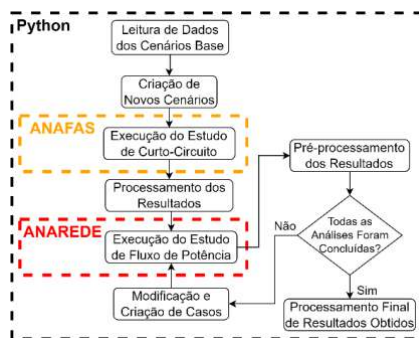


Figura 5 – Fluxograma resumido dos estágios de simulação utilizados para a análise automatizada em regime permanente.



Figura 6 – Mapa Geográfico do Brasil com a SEs candidatas à conexão do OWF.

4.1. Avaliação de Problemas e Ações Mitigadoras dos Impactos dos OWFs

Para avaliar os efeitos específicos que os OWFs causam à rede, representa-se a conexão do OWF à rede elétrica do PCC até o SEO, como pode ser observado na Figura 7. Vale ressaltar que, os estudos realizados abordaram um sistema de transmissão offshore HVAC, cujo modelo do cabo submarino pode ser investigado em (LIU, Yang, 2022).

Uma característica importante destes cabos submarinos é a sua alta capacitância, o que acarreta sobretensões na rede elétrica do OWF. Consequentemente, necessita-se de uma alta compensação reativa em determinados casos. A Figura 8 mostra uma comparação feita entre 4 das 16 barras estudadas. Veja que, dependendo do ponto de conexão do OWF, será necessário diferentes níveis de compensação reativa para o controle de tensão. Além disso, pode-se observar que a necessidade de compensação é reduzida ao mudar o fator de potência das unidades geradoras para 0,95 indutivo, em alguns casos chegando a ser zerado.

O valor de suporte de potência reativa varia com relação ao comprimento dos cabos submarinos. A Figura 9 mostra o aumento da necessidade de suporte de potência reativa em relação ao comprimento do cabo submarino para o controle de tensão. Percebe-se que, ao variar a distância de transmissão *offshore*, entre 50 e 100 km, a compensação reativa do OWF aumenta consideravelmente.

Por fim, também é importante atentar que o ONS exige no módulo 2.10 dos Procedimentos de Redes (ONS, 2023) que os parques de geração eólica e solar fotovoltaica devem garantir uma injeção de potência no SIN com fator de potência 0,95 indutivo ou capacitivo — tendo em vista o cenário de suporte de potência reativa ao sistema. Nas análises realizadas, conclui-se que há necessidade de instalação de equipamentos de compensação reativa, sendo pouco eficiente depender apenas do controle das unidades geradoras offshore. Observa-se que, a exigência de um fator de potência capacitivo, não seria necessário a utilização de bancos de capacitores para tal ou a redução da geração de potência ativa. Pode-se utilizar a própria potência reativa gerada nos cabos submarinos.

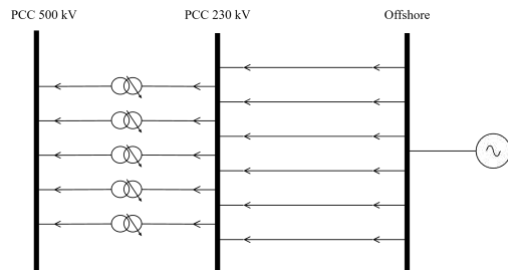


Figura 7 – Representação de rede de transmissão de conexão do PCC ao SEO.

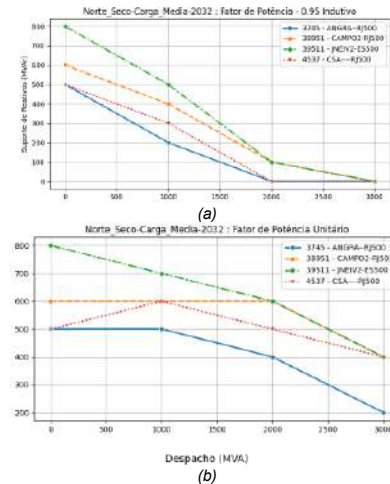


Figura 8 – Necessidade de suporte de potência reativa em relação ao despacho das unidades geradoras do OWF, considerando (a) fator de potência 0,95 indutivo e (b) fator de potência unitário.

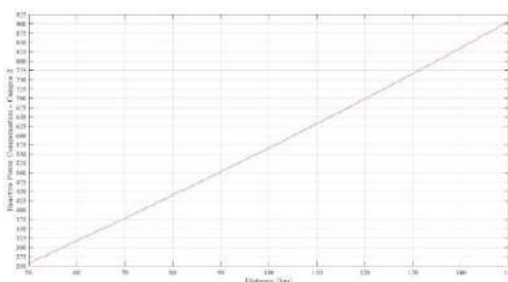


Figura 9 – Suporte de potência reativa necessários para controle de tensão no OWF conectado à SE Campos II em função do comprimento dos cabos submarinos.

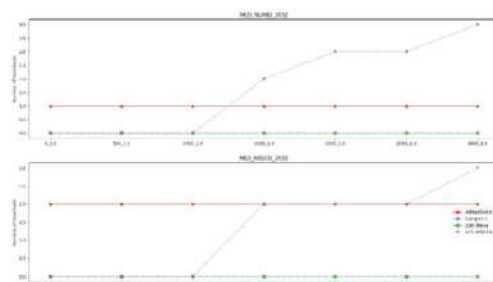


Figura 10 – Número de linhas de transmissão sobrecarregadas com o aumento do despacho dos OWFs conectados em 4 diferentes PCCs, considerando os cenários de Norte Úmido e Norte Seco.

Outros possíveis impactos no SIN que foram avaliados através dos estudos de FP foram:

- Sobrecarga da rede de transmissão 500 kV do SIN: dependendo do ponto de conexão a injeção de potência gerada pelo OWF causava sobrecarga em algumas linhas de transmissão (LT) no entorno do PCC. Entretanto, identifica-se que a conexão em algumas SEs do SIN poderia aliviar o carregamento de algumas LTs, aumentando a margem de transmissão da correspondente região. A Figura 10 mostra a quantidade de LTs sobrecarregadas com o aumento do despacho dos OWFs conectados em 4 diferentes PCCs, considerando os cenários Norte Úmido e Norte Seco do plano decenal de energia (PDE). Observa-se que em alguns casos há um aumento grande de LTs sobrecarregadas, enquanto para outros PCCs não há nenhum problema dessa injeção;
- Aumento das perdas da rede: foram analisadas as perdas locais do sistema de transmissão (até a terceira vizinhança elétrica) do SIN para os diferentes PCCs considerados, onde verificou-se um aumento das perdas. Também foram analisadas as perdas do OWF, e observou-se uma média de 1% de perdas em relação à potência despachada pelas unidades geradoras do parque.

4.2. Estudo de Caso – Conexão com a SE 500 kV Campos II

A SE de Campos II, localizada no Rio de Janeiro, apresenta-se como uma forte candidata para conexão de OWF. A Figura 11 apresenta um mapa geográfico da SE de Campos II e das subestações e linhas de

transmissão próximas. As vantagens são consideráveis para a conexão de parques eólicos offshore em Campos II, dentre elas tem-se a proximidade geográfica com o mar, a proximidade elétrica com a rede básica do SIN e a possibilidade de conexão de grandes cargas. Além disso, observa-se que esta SE é forte do ponto de vista elétrico, ao apresentar uma alta potência de curto-circuito, indicando uma robustez para conexão do OWF. Ademais, destaca-se que a SE de Campos II está eletricamente próxima da subestação Terminal Rio, esta subestação conecta a hidrelétrica de Belo Monte (região do Pará) à região sudeste através de um elo HVDC-LCC. Portanto, um ponto de atenção é observar a influência do OWF no sistema HVDC.

O estudo inicial concentra-se em analisar os possíveis problemas na conexão do OWF na SE de Campos II e as soluções para mitigá-los. Diferentes despachos de geração do parque eólico (entre 300 MW e 3000 MW) são considerados no estudo, bem como diferentes modos de controle do parque eólico para o suporte à rede básica.

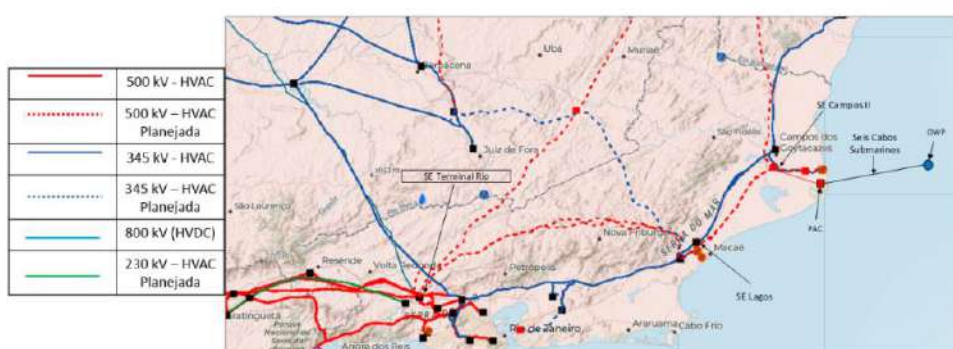


Figura 11 – Conexão do OWF na SE Campos II

Devido as características do cabo submarino, o sistema apresenta sobretensões nas proximidades do OWF. Esta condição se agrava com a diminuição do despacho de potência ativa do OWF, ao operar com fator de potência unitário. Para mitigar este problema, utiliza-se a abertura de cabos submarinos ou uma mudança no modo de controle do OWF. Contudo, essas medidas não eliminam a necessidade de instalar reatores fixos no PCC.

Outro ponto de interesse é o alto carregamento indutivo das linhas de transmissão nas proximidades do OWF, principalmente na linha de transmissão entre SE Lagos e SE Terminal Rio. Esse comportamento pode gerar um sobrecarregamento das linhas caso ocorra uma contingência nesse trecho. Para contornar esse problema, pode-se adicionar uma linha de transmissão para trabalhar em conjunto com as linhas já planejadas entre essas SEs.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo apresentou um resumo das atividades de pesquisa e desenvolvimento que estão em andamento no projeto P&D ANP “Conexão de Parques Eólicos Offshore ao Sistema Interligado Nacional”, executado pela COPPE/UFRJ para a TotalEnergies.

O projeto é subdividido em três grandes etapas: (1) sistemas de transmissão; (2) otimização das conexões; (3) impactos no SIN.

O artigo mostrou, de forma sucinta, as dificuldades tecnológicas e possíveis soluções da geração e transmissão ao injetar níveis elevados de potência ativa por meio de parques eólicos offshore no sistema interligado nacional.

6. AGRADECIMENTOS E RECONHECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o apoio da TotalEnergies EP Brasil S.A. sob o projeto P&D ANP RD23-82.

REFERÊNCIAS

EPE, "Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima, NT-EPE-PR-001/2020-r2," Rio de Janeiro, Abril de 2020.

IBAMA, "Projects with Environmental Licensing Processes Open at Ibama," [Online]. Available: https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20240507_Usinas_Eolicas_Offshore.pdf. [Acesso em 27 06 2024].

ONS, "Procedimentos de Rede: Submódulo 7.4 - Estudos pré-operacionais de integração de instalações da Rede de Operação," Rio de Janeiro, Julho de 2021.

ONS, "Procedimentos de rede: Submódulo 2.9 - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica," Rio de Janeiro, 2020.

GLASDAM, Jakob et al., "Review on multi-level voltage source converter based HVDC technologies for grid connection of large offshore wind farms," em *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Auckland, New Zealand, 2012.

TENNET, "The 2GW program", [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/about-tennet/innovations/2gw-program> Acesso em: 24 3 2024.

TARIQ, Asad "Comprehensive overview of the HVDC market of North America and Europe," PTR Inc, [Online]. Available: <https://ptr.inc/comprehensive-overview-of-the-hvdc-market-of-north-america-and-europe/>.

VERNOVA, GE, [Online]. Available: <https://resources.grid.gevernova.com/hvdc/dolwin-gamma-installation-and-ges-offshore-hvdc-3>, Março 2018, Acesso: 15 09 2025.

DIAS, Matias et al., "An Overview of Applications of the Modular Multilevel Matrix Converter," *Energies*, vol. 13, nº 21, p. 5546, 2020.

ZHANG et al., "Modeling and control of modular multilevel matrix converter for low-frequency AC transmission," *Energies*, vol. 16, nº 8, p. 3474, 2023.

LIU, Yang et al., "Optimization of Offshore Grid Planning Considering Onshore Network Expansions," *Renewable Energy*, vol. 181, nº 1, pp. 91-104, 2022.

LI, Haibo et al., "Optimization of the Offshore Wind Power Grid-connected Structure Based on an Improved Genetic Algorithm," *Frontiers in Energy Research*, vol. 11, 2023.

KINEWELL Energy, "Inter-array cable layout optimisation," Kinewell Energy, [Online]. Available: <https://kinewell.co.uk/offshore-wind/>. [Acesso em 21 2 2024].

SILVERTER. Colin, "Submarine Cable System Selection," Uniper, [Online]. Available: https://www.euro-online.org/websites/or-in-practice/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/EWGPOR_2020_Silvester.pdf. [Acesso em 21 2 2024].

CAMPELLO, Thomas et al. "Automatização de Processos e Ampliação das Funcionalidades dos Programas de Estudos Elétricos do CEPEL Utilizando Python," em *XXVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, Brasília, 2023.

ONS, "Procedimentos de Rede-Submódulo 2.10: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão," Rio de Janeiro, 2023.

A long-term and spatial correction to extend single-point wind measurements derived from high-resolution satellite observations in Brazil.

CATHELAIN, M.¹; BERGER, H.² and MARQUES DA CRUZ, L. M.³

¹ CLS France, avenue La Pérouse, 29280 Plouzané, France

² CELAD, 8 rue du Patis Tatelin Antipolis, 35700 Rennes, France

³ CLS Brasil, Av. Rio Branco, 311 - Sala 1205 – Centro Rio de Janeiro, Brasil

mcathelain@groupcls.com

hberger@groupcls.com

leonardo.marquesdacruz@clsbrasil.com

ABSTRACT

The estimation of the wind potential and variabilities in a certain area is key since early stages of designing an offshore wind farm. From the well-know bias in such estimations coming from numerical models to the lack of data in many areas, a comprehensive work is currently ongoing within the satellite community to include Synthetic-Aperture Radar observations to address the offshore wind industry requirements. Observations at sea surface with a rather long sampling (from daily images up to a few days) are not a limitation anymore: they complement the range of existing solutions by offering an additional source of high-resolution data to enhance offshore site characterization. An advanced processing has been developed with a special attention to the validation and the respect of standard practices in the industry. It results in the processing of 225,000+ SAR images and a validation in surface against 80+ metocean buoys in the US and in altitude between 40 and 250 m against 28 offshore lidars in Germany, Netherlands, Belgium, UK, France, US and Asia-Pacific. The plus-value on the gross annual energy production (without losses due to wakes) is outstanding, with an increased performance of 3% compared to numerical datasets. The unique coverage, precision and resolution from SAR measurements bring great benefits, especially in Brazil where coastal effects impact the wind conditions nearshore. Offshore wind atlases at 500-m resolution derived from SAR observations capture spatial heterogeneities that are relevant for the characterization of wind conditions in coastal/offshore regions, hence helping in early screening of development zones and designing lidar campaigns. During development phases, wind resource assessment can benefit from the high-quality of one-hour timeseries wind products derived from SAR observations thanks to a temporal and spatial MCP IEC-compliant methodology.

Key-words:

Offshorewind; Synthetic-Aperture Radar; plus-value

1. INTRODUCTION

Offshore wind resource assessment is a challenge due to scarcity of measurements at hub height. It is usually estimated based on a combination of mesoscale modelling providing time series on large areas and offshore short-term observations at a single location, such as offshore met masts and fixed or floating lidars. Mesoscale models have a strong dependency on the numerical parameterization of the atmospheric boundary layer and tend to flatten heterogeneities and extremes because of the filtering and dampening of numerical schemes (Bastine *et. al.* 2018). These approaches can be combined with statistical Measure-Correlate-Predict (MCP) techniques to take advantage of both (IEC 61400-1:2019). However, an important level of uncertainty about the actual offshore wind resource remains, particularly in coastal areas where the environmental conditions are complex. Offshore blowing winds, short-fetch sea conditions, gravity waves, etc., induced by orography effects from the coast and thermal impacts in the land-sea atmospheric transition result in strong air-sea and land-sea interactions. These are known to be challenging conditions to model, even at high resolution with a mesoscale model (Shaw *et. al.* 2022).

2. BACKGROUND – State of the Arte - High-resolution wind atlas from satellite observations

Spaceborne synthetic-aperture radar (SAR) observations have recently been used to derive surface wind atlas (e.g., in the US (Ahsbahs *et. al.* 2020), in Europe (Hasager *et. al.* 2020) and in Cyprus (Hadjipetrou *et. al.* 2022)) by capturing complex air-sea and land-sea interactions in off- and near-shore locations.

2.1 Synthetic-Aperture Radar observations

SAR provides observations of the Earth surface in almost all-weather conditions, night and day, regardless of the cloud cover. Over the ocean, it enables visualizing fine spatial details of the complex atmospheric flows, especially in coastal regions. SAR measures the surface backscattered signal from the sea surface roughness, i.e., the centimeter-scale waves related to surface wind stress. The corresponding surface wind speed is retrieved from geophysical model functions that are empirical relationships between the backscattered signal, angles of the radar signal, and wind speed and direction (Stoffelen *et. al.* 2017).

2.2 SAR-derived wind speed in surface and validation

An 18-year database of European SAR provides worldwide surface wind measurements at a resolution of a few hundred meters to one kilometer over 200-km-wide areas: they provide accurate statistics and atlas despite the low revisit rate of the satellite (i.e., a few days over an area).

CLS leads the Mission Performance Center of Sentinel-1 SAR ocean products and is thus the official provider of geophysical OCN (surface wave, surface wind speed and direction estimates, ocean surface current) fields from post-processed SAR observations to the European Space Agency:

- With Earth station antenna operation.
- Calibration/validation/certification/delivery of data to ESA, distributed on the Copernicus Data Space Ecosystem;
- S-1 Annual performance reports [<https://sar-mpc.eu/product-performances/>].

For offshore wind energy applications, additional processing is applied with advanced features compared to the Copernicus SAR OCN products. For instance, a more recent geophysical model function is applied (CMOD7 instead of CMOD5N to improve the poor performance at low wind speeds), intra-subswath intercalibration to get rid of the radiometric jump between subswaths, etc.

At the end, the final resolution of the surface wind speed for each SAR image is 500-m. More than 225,000 SAR images have been processed (155,500 in Northern Europe, 25,000 in the US, 26,500 in Asia-Pacific, 16,000 in Brazil) since the operational start of Sentinel-1 missions in 2015.

This results in very high performance of the surface wind speeds compared to 71 surface buoys in US as displayed in Table 1. The performance is compared to the performance of standard OCN products distributed on the Copernicus Data Space Ecosystem and numerical results from an advanced 3-km resolution mesoscale model from the National Renewable Energy Laboratory in the US.

	Bias (m/s)	Mean absolute error (m/s)	Root-mean-square error (m/s)	Correlation
OCN ESA products (standard opensource)	-0.76	1.06	1.16	0.96
Offshore-dedicated processing	-0.07	0.69	0.91	0.93
3-km resolution mesoscale model (NOW23 from NREL)	0.22	1.35	1.81	0.73

Table 1. Results of the comparison of satellite-derived products and mesoscale results against 71 surface meteorological buoys in the US in terms of bias, mean absolute error, root-mean-square error, and correlation.

A comparison is also carried out in Europe against 14 surface buoys, resulting in similar performance with a bias of 0.19 m/s, a mean absolute error of 0.8 m/s, a root-mean-square error of 1.05 m/s, and a correlation of 0.95.

2.3 Extrapolation of SAR-derived wind speed in altitude and validation

To address altitudes relevant to offshore wind projects, a vertical extrapolation is needed (Optis *et. al.* 2021). An advanced methodology has been developed to provide a comprehensive site characterisation of a dedicated offshore wind project (De Montera, *et. al.* 2022). It relies on the synergy between high-resolution satellite observations, in-situ data, mesoscale modelling and machine learning. An example of the wind speed retrieval from a SAR observation is depicted in Figure 1. The SAR Level-1 product (i.e., sea surface roughness) shows south-westerly winds flowing off the Channel with a blockage effect from the Cap Gris-Nez in France.

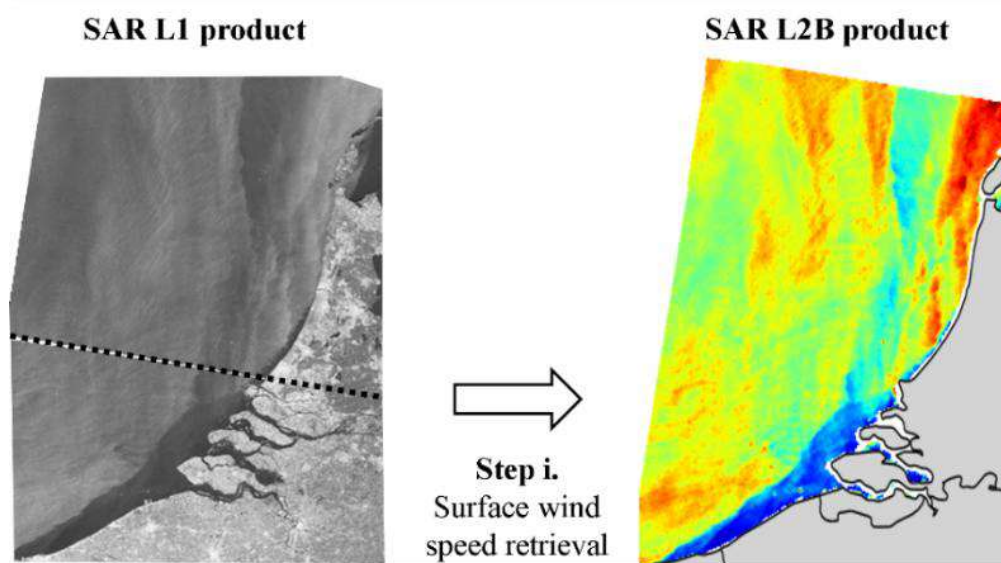


Figure 1. Normalised radar cross section (NRCS, SAR L1, left) from a Sentinel-1 acquisition over the North Sea and the retrieved surface wind speed at 10 m (SAR L2B, right) (2019-09-11 05:58 UTC).

The extrapolation methodology is based on two extra steps as displayed in Figure 2. More information on the methodology, training and validation can be found in (De Montera, et. al. 2022) and (Cathelain, et.al. 2023)

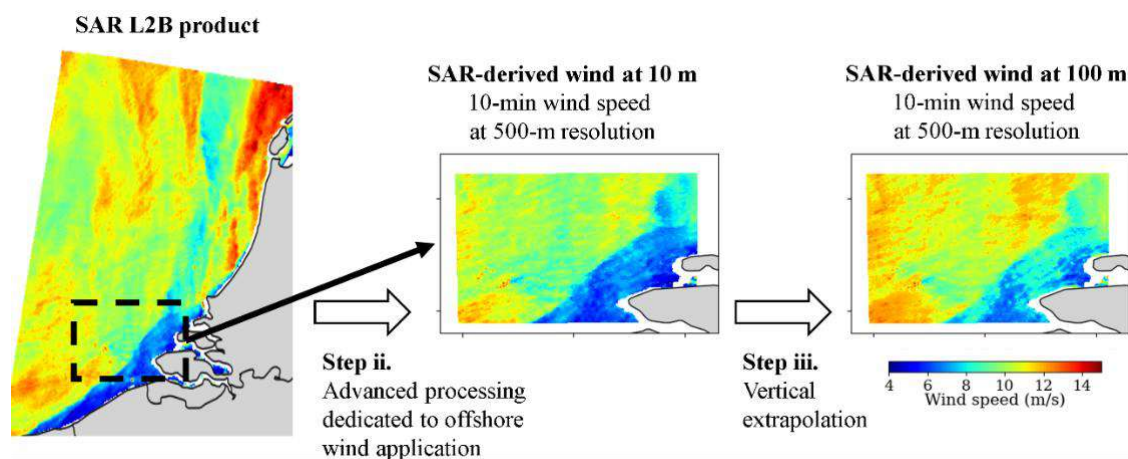


Figure 2. Dedicated processing of a SAR L2B product (left) for offshore wind applications with non-related wind signal filtering and calibration of the surface wind field (middle) before the vertical extrapolation at 100 m (right).

An extensive validation has been performed against 28 offshore LiDARS at different altitudes in Europe, US and Asia-Pacific during the 2015-2023 period. Figure 3 shows the box plot of comparisons in terms of absolute bias, correlation and root-mean-square error, for the SAR-extrapolated wind speeds in plain boxes and the model wind speeds in hatched boxes, over the different locations with Europe in light blue, US in turquoise, and all areas (Asia-Pacific included) in blue.

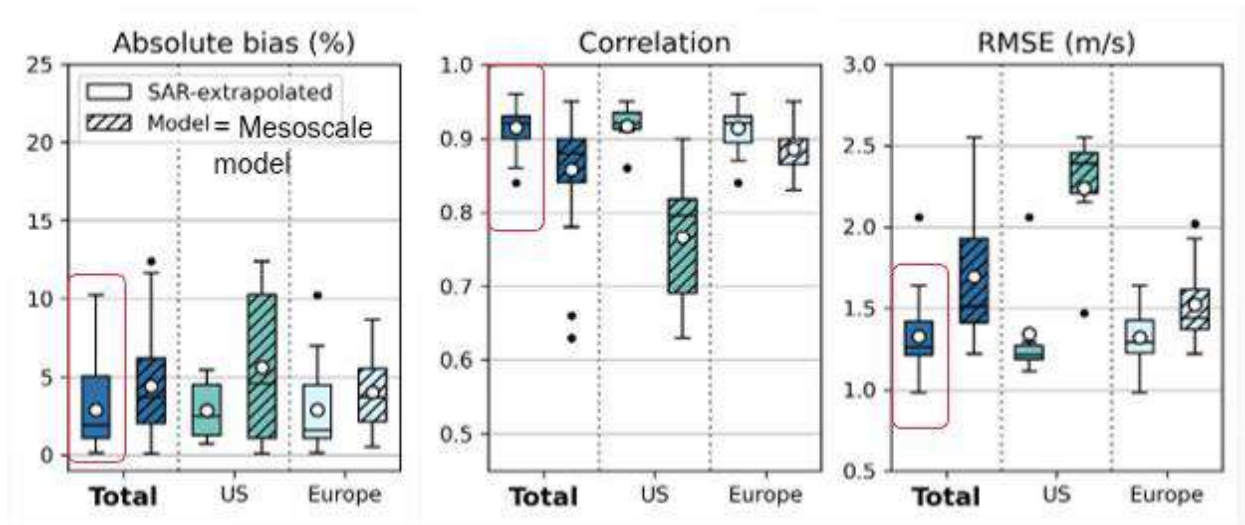


Figure 3. Box plots of the comparison against 28 offshore LiDARs in terms of absolute bias (left), correlation (middle) and root-mean-square error (right).

It results in an outperformance of the SAR-extrapolated wind speeds compared to 3-km resolution mesoscale models for meteorological centers (NORA3 in Europe here) and research institutes (NOW23 in the US here). The median performance across the world in terms of absolute bias error is 1.9% for the SAR-derived wind speeds and 3.7% for the high-resolution mesoscale models.

3. METHODOLOGY - Upsampling to one-hour time series

To get high-resolution temporal information, a new methodology, called SARWind TIMESERIES or TS, has recently been developed. Observations from spaceborne SAR are indeed limited by their low-temporal sampling, e.g. 1 to 3 days in Europe up to 10 to 12 days in Brazil. SAR emulation is however a very complex challenge, especially with a revisit time of 12 days. To overcome this limitation, a new methodology based on a combination of advanced regression methods has been developed and validated against in-situ datasets. This method is inspired by the Measure-Correlate-Predict method, which is an existing methodology in wind energy standards aiming at deriving a long-term correction of measured wind data.

3.1 Methodology

Local corrections are here derived from the extrapolated SAR-derived wind fields to incorporate local effects due to air-sea interactions and land-sea transition into the 1-h wind timeseries of a numerical model. The numerical model is the ERA5 reanalysis model from ECMWF, which is known to be biased.

For one location, we retrieve the nearest neighbour at 500-m resolution from the SAR-derived database and the nearest neighbour at 30-km resolution for the ERA5 database. Both datasets are colocated in time, resulting in a smaller dataset of 200 to 1,500 common occurrences depending on the location. A correction is derived from this small dataset, based on a combination of advanced regression methods. This correction is then applied at each time step of the whole ERA5 dataset.

This processing results in a dedicated correction accounting for local effects: each location at 500-m resolution has its own correction. The correction is dependent on the requested height, here 10m, 100m or 150m above sea level.

3.2 Validation

The performance of the methodology has been demonstrated in the North Sea, Baltic Sea, English Channel and North Atlantic (France and US), and North Pacific (US) and in altitude thanks to the high number of publicly available LiDARs.

Figure 4 displays the performance of the correction in North Sea and Baltic Sea compared to LiDARs measurements at 100m above sea level. An interesting metrics is the gross annual energy production (AEP): it emphasizes the quality of wind speeds below rated up to nominal wind speed where a small difference in wind speed estimate has a large impact on the power production estimate. This metrics is a key performance indicator as during design phases, a 1% exceeding probability of wind speed can e.g. contribute to significant errors on the annual energy production leading to millions of dollars in gain or losses for operator. Here, the AEP estimate is assessed with the power curve of an opensource 12-MW wind turbine.

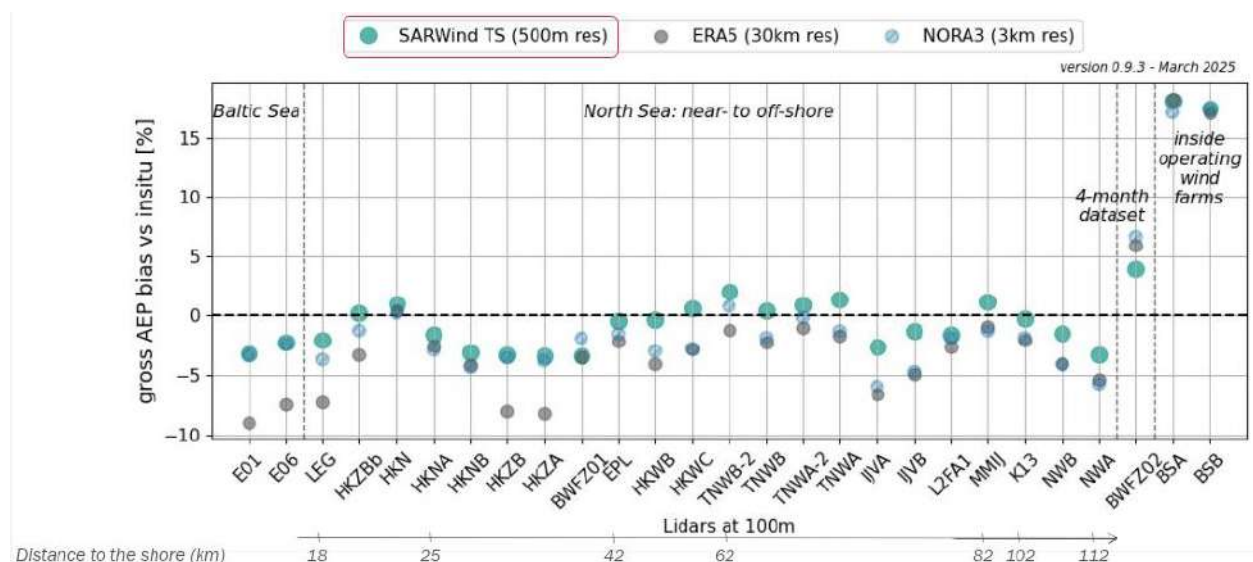


Figure 4. Bias of the gross AEP estimate of the corrected ERA5 (SARWind TS), the standard ERA5 and NORA3 wind speed timeseries against LiDARs measurements at 100m above sea level.

This methodology offers a better performance, even compared to existing high-resolution models (here NORA3 model from the Norwegian meteorological institute in Europe). The mean absolute bias of SARWind TIMESERIES is 1.7% across all LiDARs. This methodology improves the bankability of offshore wind projects with an error reduction of +3% and +1.5% in average compared to reanalysis and high-resolution products respectively (with a maximum error reduction of 5.8% and 3.4% respectively).

4. RESULTS - A Case Study in Northern Brazil

4.1 The location

Here, we focus on the offshore wind projects planned in the Jericoacoara bay in northern Brazil, depicted by the black box in Figure 5.

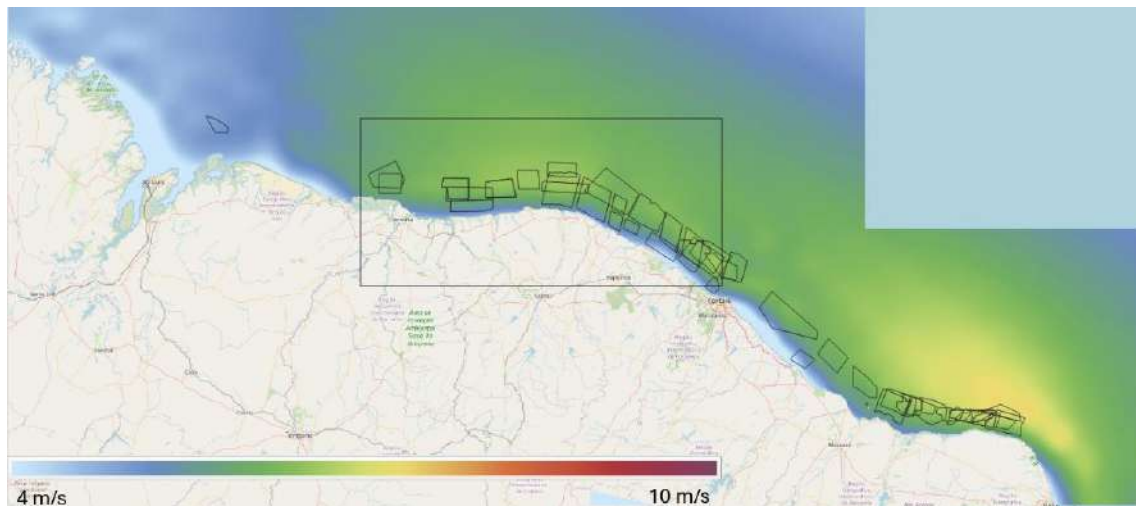


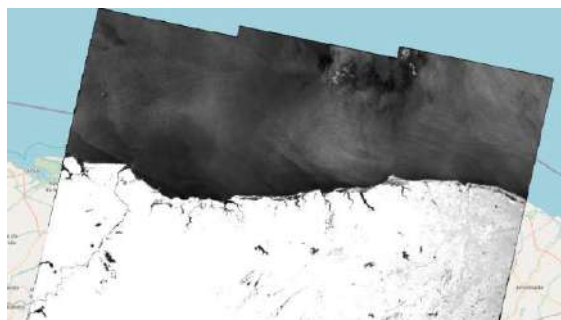
Figure 5. Area of interest and mean wind speed at 10m above sea level from ERA5 dataset (2015-2024).

The mean wind speed displayed in Figure 5 is the average wind speed at 10m from the ERA5 reanalysis dataset over the 2015-2024 period. One can notice an acceleration of the atmospheric flow on the eastern part of the northern coast (due to a predominant wind regime coming from the Atlantic Ocean), followed by a deceleration of the flow along the coast when propagating westward.

4.2 Coastal effects in Jericoacoara bay

It is known that numerical models have difficulty in accurately capturing the dynamics and the magnitude of the wind field in coastal areas. Especially with low resolution, such as the 30-km resolution reanalysis model, ERA5, which is known to have systematic bias by underestimating the wind field in coastal areas.

Here, three situations are selected to investigate the wind conditions in the Jericoacoara bay as displayed in Figure 6. While Figure 6 (top) shows some standard wind conditions, a flow separation can be observed in Figure 6 (bottom left and right). This phenomenon is wind-related: under an easterly flow propagating along the coast, the coast impacts the atmospheric flow by creating a secondary wind regime with the development of an atmospheric front at the boundary. This phenomenon can also be observed in the clouds development in Sentinel-2 optical images as illustrated in Figure 7.



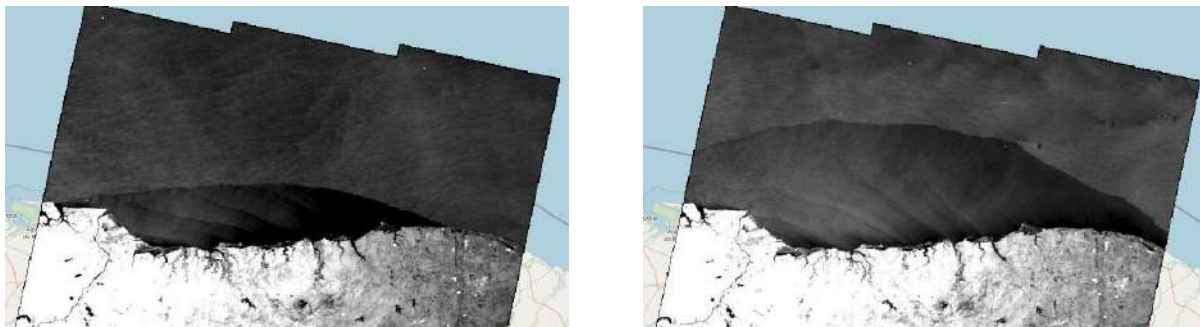


Figure 6. SAR observations over the Jericoacoara bay showing a “standard” situation (top) and some coastal effects with the development of a dome with different extensions (bottom left and right).

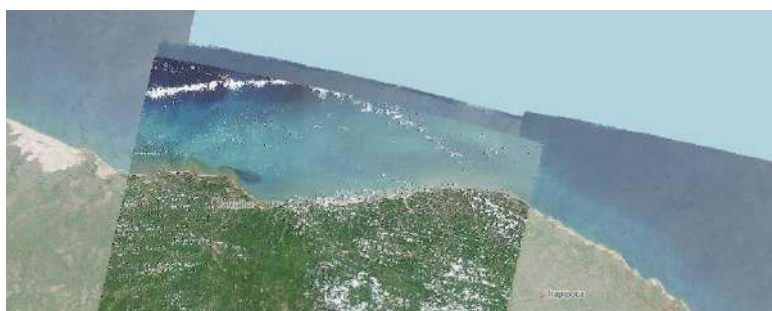
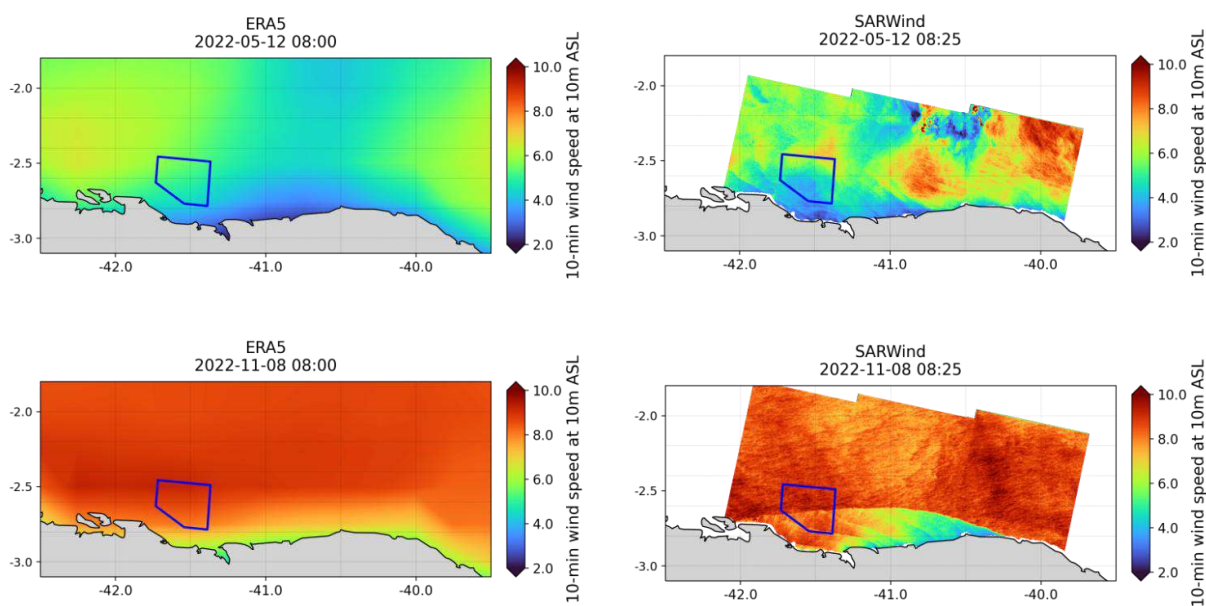


Figure 7. Sentinel-2 optical image showing clouds development along the flow separation.

Such coastal effects are not captured by ERA5, whereas the impact can be seen in surface wind fields derived from SAR images as shown in Figure 8. The difference in surface wind speed between ERA5 and SAR-derived database reaches up to ± 6 m/s. One can also notice that the separation is not located always at the same distance from the coast, resulting in sharp discontinuities in wind speeds inside the offshore wind projects areas.



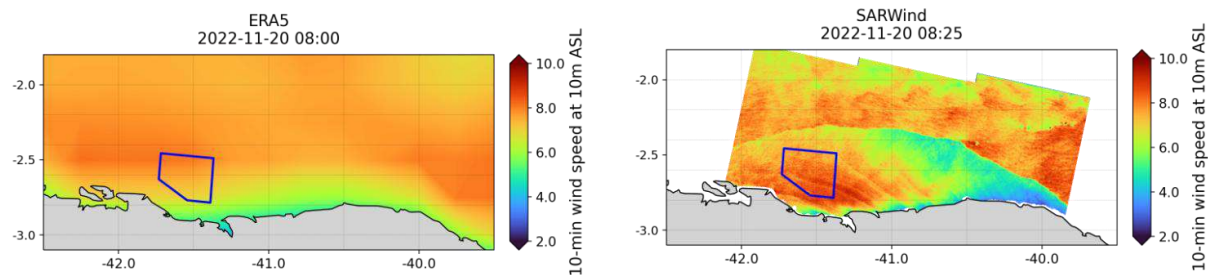


Figure 8. Surface wind fields from ERA5 (left) and derived from SAR observations (right) for the three situations displayed in Figure 6.

These instantaneous snapshots are certainly not representative of the average wind flow in the area. However, the offshore wind atlas derived from SAR in Figure 9 and representing mean wind conditions at 10m above sea level during the 2015-2024 period can be compared with the mean wind conditions from ERA5 at 10m in Figure 5. ERA5 is not able to capture the deceleration in the bay and the acceleration at the limits of the bay.

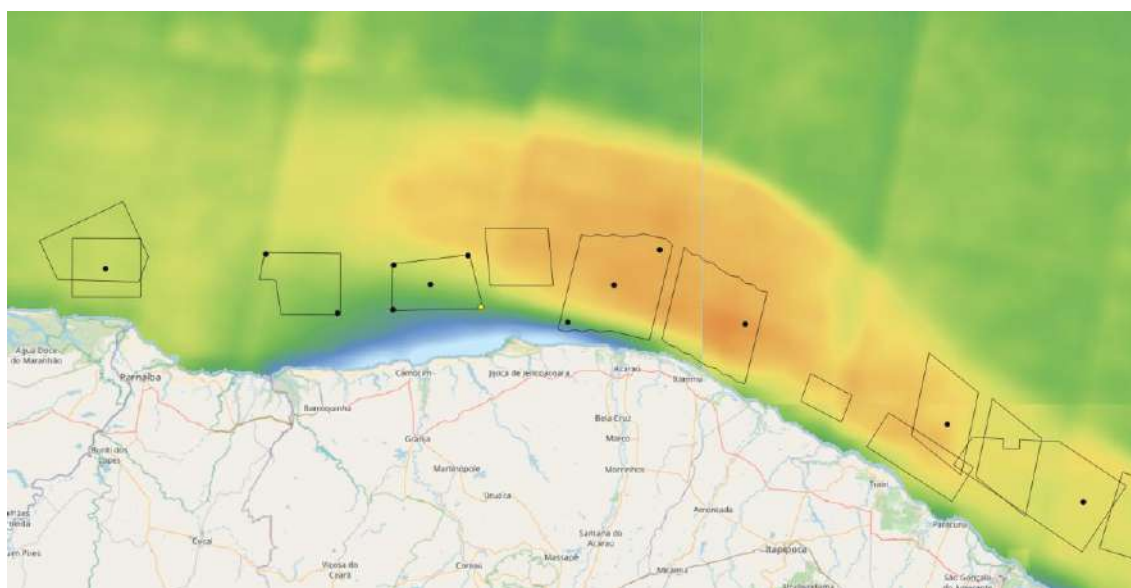


Figure 9. Mean SAR-derived wind speed at 10m derived from SAR observations (2015-2024). The colorbar is the same as in Figure 5.

4.3 Impact of spatial variability on energy yield assessment

When focusing on Tatajuba project as shown in Figure 10, we notice that the mean wind speed difference between ERA5 and the SAR-derived database is between -1 and +1 m/s in average during the 2015-2024 time period.

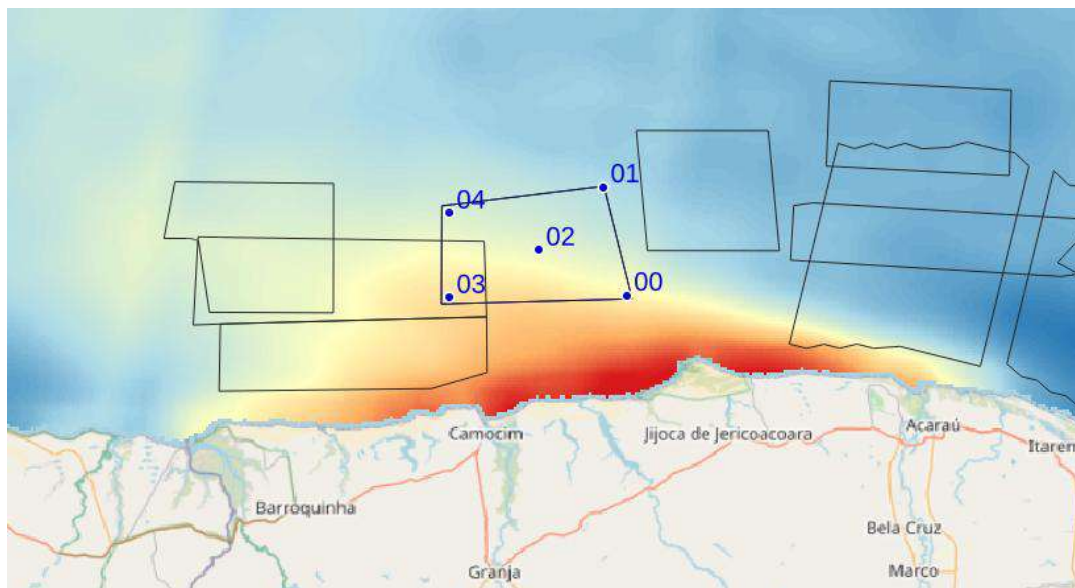


Figure 10. Mean wind speed difference at 10m between the SAR-derived database and ERA5 at 10m (2015-2024).

The SARWind TIMESERIES methodology is applied at the five locations across the Tatajuba area. The resulting timeseries is displayed as a histogram and compared to the ERA5 timeseries at Locations 01, 02 and 03.

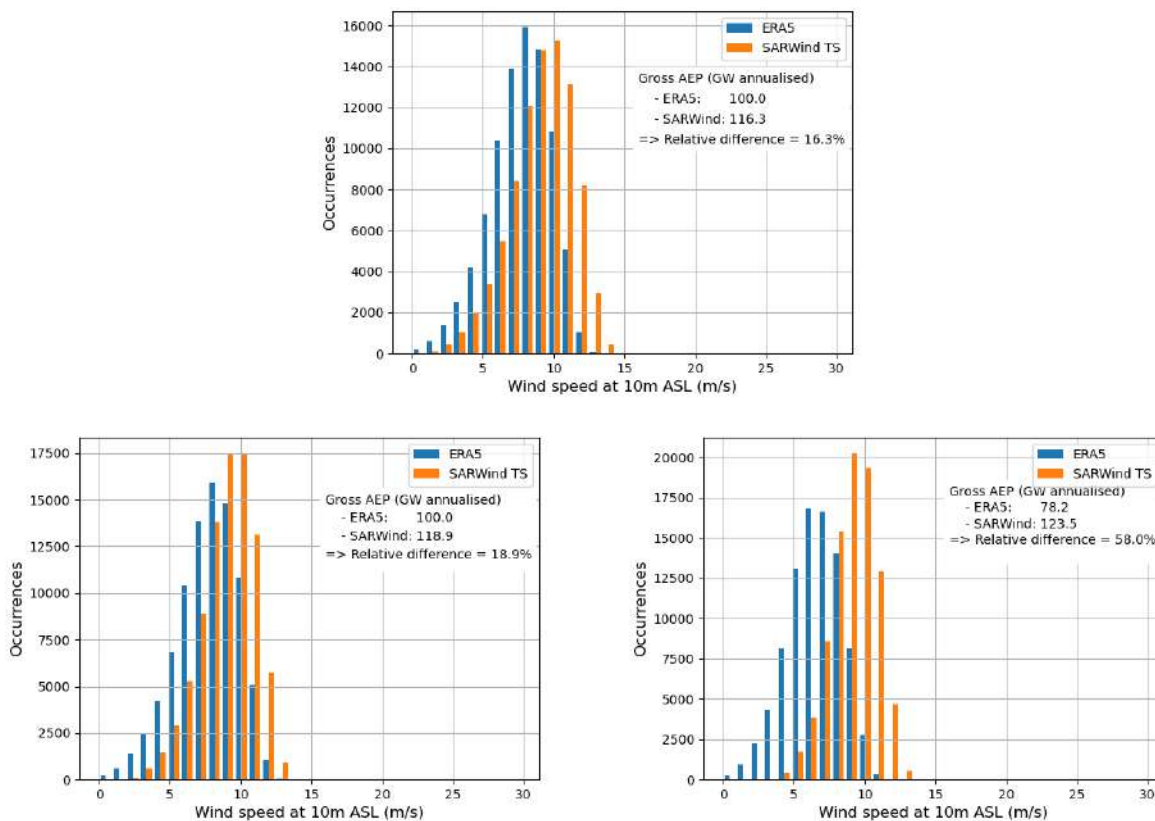


Figure 11. Histograms of wind conditions at Location 01 (top), Location 02 (bottom left) and Location 03 (bottom right) for ERA5 timeseries (in blue) and SARWind TIMESERIES (in orange).

One can notice that the SAR-derived correction has a general tendency to shift the histograms towards high wind speeds. However, this shift is not uniform across wind speed ranges and locations as each location has its own correction which has been derived from the nearest point in the 500-m SAR-derived wind flow.

When looking at the impact on the gross annual energy production in Table 2, the maximum impact occurs for locations nearshore as it is suggested by the difference map in Figure 10. Here, we compute the gross annual energy production with the power curve of the IEA 15MW reference wind turbine, with a rotor diameter of 240m and a hub height of 150m. Both time series are extrapolated from 10m to 150m with a power law (0.11 coefficient). This is a strong assumption that will be overcome in a future work thanks to the SARWind extrapolation algorithm detailed in Section 2.3.

	00	01	02	03	04
ERA5 gross AEP (GW)	79.1	100.0	100.0	78.2	100.2
SARWind TS gross AEP (GW)	123.2	116.3	118.9	123.5	117.1
Relative difference	55.7%	16.3%	18.9%	58%	16.9%

Table 2. Gross annual energy productions computed from ERA5 and SARWind timeseries based on a IEA-15MW reference wind turbine.

Even if ERA5 gross AEP is able to capture some variability across the five locations, the yield assessment is highly underestimated when compared to SARWind products.

5. CONCLUSIONS

An advanced processing of SAR products has been developed for offshore wind applications and validated against surface wind measurements from metocean buoys and in altitude with floating LiDARs. It enables to observe the very fine details of the atmospheric flow in coastal areas, which is of particular importance in areas subjected to complex environmental conditions such as in the US. Indeed, offshore blowing winds, short-fetch sea conditions, gravity waves, etc., induced by orography effects from the coast and thermal impacts in the land-sea atmospheric transition result in strong air-sea and land-sea interactions that impact offshore wind projects. These are known to be challenging conditions to model, even at high resolution with a mesoscale model.

The unique coverage, precision and resolution from SAR measurements bring great benefits, especially in Brazil where coastal effects impact the wind conditions nearshore. Offshore wind atlases at 500-m resolution derived from SAR observations capture spatial heterogeneities that are relevant for the characterization of wind conditions in coastal/offshore regions. These 500-m resolution atlases provide the mean wind speed in surface and in altitude, and the derived Weibull parameters, hence helping in early screening of development zones and designing lidar campaigns.

During development phases, wind resource assessment can benefit from the high-quality of one-hour timeseries wind products derived from SAR observations thanks to a temporal and spatial MCP IEC-compliant methodology. To get high-resolution temporal information, SARWind TIMESERIES has recently been developed. Observations from spaceborne SAR are indeed limited by their low-temporal sampling, e.g. 10 to 12 days in Brazil. SAR emulation is however a very complex challenge, especially with a revisit

time of 12 days. To overcome this limitation, a new methodology based on a combination of advanced regression methods has been developed and validated against in-situ datasets. This method is inspired by the Measure-Correlate-Predict method, which is an existing methodology in wind energy standards aiming at deriving a long-term correction of measured wind data.

Local corrections are derived from the SAR-derived wind fields to incorporate local effects due to air-sea interactions and land-sea transition into the 1-h wind timeseries of a numerical model. The numerical model is the ERA5 reanalysis model from ECMWF, which is known to be biased. The performance of SARWind TIMESERIES has been demonstrated in the North Sea and in altitude thanks to the high number of publicly available LiDARs. In Brazil, the comparison against in-situ datasets is scarcer and almost limited to surface measurements due to the lack of publicly available LiDAR datasets. However, SARWind TIMESERIES can still offer some interesting insight with a good performance compared to low-resolution reanalysis products. The most interesting metrics is the gross annual energy production: it emphasizes the quality of wind speeds below rated up to nominal wind speed where a small difference in wind speed estimate has a large impact on the power production estimate. This metrics is a key performance indicator as during design phases, a 1% exceeding probability of wind speed can e.g. contribute to significant errors on the annual energy production leading to millions of dollars in gain or losses for operators.

Future work will focus on the vertical extrapolation of the surface timeseries thanks to an advanced machine-learning based algorithm developed in the North Sea and validated in Europe, US and Asia-Pacific.

REFERÊNCIAS

- Bastine D, Larsén X, Witha B, Dörenkämper M and Gottschall J 2018 J. Phys.: Conf. Ser. 1102 012006
- IEC 61400-1:2019, ed 4 2019 International Standard
- Shaw W, Berg L, Debnath M, Deskos G, Draxl C, Ghate V, Hasager C, Kotamarthi R, Mirocha J, Muradyan P, Pringle W, Turner D and Wilczak J 2022 Wind Energ. Sci. 7(6) 2307-34
- Ahsbahs T, Maclaurin G, Draxl C, Jackson C, Monaldo F and Badger M 2020 Wind Energ. Sci. 5(3) 1191-210
- Hasager C, Hahmann A, Ahsbahs T, Karagali I, Sile T, Badger M and Mann J 2020 Wind Energ. Sci. 5 375-9
- Hadjipetrou S, Liodakis S, Sykioti A, Katikas L, Park N, Kalogirou S, Akylas E and Kyriakidis P 2022 Renewable Energy 182 1228-39
- Stoffelen A, Verspeek J A, Vogelzang J and Verhoef A 2017 IEEE J. Sel. Top. Appl. Earth Obs. Remote Sens. 10 2123-2134
- <https://sar-mpc.eu/product-performances/>
- Optis M, Bodini N, Debnath M and Doubrawa P 2021 Wind Energ. Sci. 6 935-48
- De Montera L, Berger H, Husson R, Appelghem P, Guerlou L and Fragoso M 2022 Wind Energ. Sci. 7 1441-53
- Cathelain M, Husson R, Berger H and Fragoso M 2023 J. Phys.: Conf. Ser. 2505 012027

Assessing offshore wind potential in Brazil: from resource availability to capacity value

Gustavo Pires da Ponte¹, Lucas Paulo Barbosa da Silva², Erik Eduardo Rego¹

¹ Production Engineering Department, ² Mechanical Engineering Department. University of São Paulo (USP)

gustavo.ponte@usp.br, lucas.barbosa@usp.br, erikreg@usp.br

ABSTRACT

Brazil has substantial unexploited offshore wind potential but faces technical, economic, political, and socio-environmental challenges. At the same time, Brazil is at a turning point in its energy system with significant challenges to electricity security posed by expansion of variable renewables into the grid and increasing effects of climate change over energy resources. By carrying out a bibliographic review, this paper describes the characteristics of offshore wind in Brazil, the power system requirements and concludes by proposing some criteria and metrics to use in the evaluating of the potential contribution of offshore to the energy system when installed in different regions.

Keywords: offshore wind; integration of renewable sources; capacity value.

RESUMO

O Brasil tem um grande potencial eólico offshore ainda inexplorado, mas enfrenta desafios técnicos, econômicos, políticos e socioambientais. Ao mesmo tempo, o Brasil está em um ponto de inflexão em seu sistema energético, com desafios significativos para a segurança elétrica impostos pela expansão de energias renováveis variáveis na rede e pelo aumento dos efeitos das mudanças climáticas sobre os recursos energéticos. Por meio de uma revisão bibliográfica, este trabalho descreve as características da energia eólica offshore no Brasil, os requisitos do sistema elétrico e conclui propondo alguns critérios e métricas a serem utilizados na avaliação da potencial contribuição da eólica offshore para o sistema elétrico quando instalada em diferentes regiões.

Palavras-chaves: eólica offshore; integração de renováveis; lastro de capacidade.

1. Introduction

Offshore wind installations are growing at a fast pace around the world. The global cumulative installed capacity increased more than twenty-fold between 2010 and 2023, with an additional 10.8 GW of capacity installed in 2023, led by China (58%), the Netherlands (18%), and the UK (8%), bringing the total accumulated capacity to 75.2 GW in that year (GWEC, 2023), and increasing to 83.2 GW by the end of 2024, mostly driven by installations in China and Europe (IRENA, 2024). Although Brazil doesn't have any offshore wind farms yet, there is a lot of interest from the developers, who have registered over 100 projects (247 GW) for the initial environmental licensing process (Ibama, 2024). Moreover, in 2022 the local government enacted a Decree (Brazil, 2022) establishing rules for seabed leasing for energy generation at sea. More recently, the country approved a broader legal framework with the Law No. 15,097/2025, which establishes a regulatory framework site leasing. (Brazil, 2025).

According to the Brazilian Energy Research Office (*EPE*, from the acronym in Portuguese), the technical potential for this technology in the country exceeds 6.91 TW when considering the entire Exclusive Economic Zone (EEZ) and, even considering the best areas (shallow waters – up to 50 m depth; and greater wind speeds – over 7 m/s on average), the number is still impressive: 697 GW (EPE, 2020).

However, the technical potential alone is only one aspect to consider when assessing a new technology's opportunities, benefits, and challenges. In the past few years, Brazil has seen the challenge of meeting the energy demand increase at alarming rates due to a number of factors, from disruption of rainfall patterns to massive increase of variable renewable energy injected into the system, all the way to a rapid expansion of distributed generation enabled by decreasing prices of solar panels. Each of these factors has been further enhanced by national and international climate-driven policies, direct and indirect incentives for renewable energy sources and growth of demand of specific sectors of the Brazilian economy.

While other countries are focusing on the transition from fossil fuels to greener technologies, the Brazilian challenge became how to manage the large amount of renewable energy while ensuring supply safety. Although Brazilian Onshore Wind and Solar PV capacity factors are some of the largest in the world, the inherent variability of these sources combined with more unpredictable hydro resources availability and the management of the expansion of a continental sized interconnected transmission system is leading the Brazilian energy authorities to review its methods of mid-to-long term energy planning, focusing on, among other measures, on the re-design of capacity and energy production criteria and of the electricity sector itself. This very subject, in light of the recent drought that some of the most important Brazilian river basins have witnessed, impacting directly the electricity generation and dispatch capabilities by the local Transmission System Operator, local energy policy makers have opened a public consultation to revise the supply adequacy metrics, including the capacity value and firm energy certificate requirements¹.

This is the background over which the introduction of Offshore wind energy in Brazil is discussed. Therefore, the main goal of this paper is to discuss the criteria for evaluating the value that offshore wind could bring to the Brazilian electric system.

2. System Energy Requirements

The latest Brazilian energy planning efforts have been clearly indicating the necessity to expand capacity to meet the requirements of Capacity value and Firm Energy Certificate (EPE, 2024). These criteria represent the amount of additional supply that system requires in order the conditions for future operations are within the limits forecasted by Energy authorities.

¹ Available at https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=5e399725-2fe4-af45-c443-67fc8522c3e9&groupId=436859

2.1 Firm Energy Certificate

In Brazil, the contribution of a given power plant to meeting electricity demand over a period is measured by the Firm Energy Certificate (FEC). This is quantified by a specific probability that the electricity production of that power plant will be above a certain threshold, or Value at Risk (VaR) (EPE, 2021). Thus, FEC is a value in average MW of generation that the power plant is expected to deliver above that probability level. In the case of Onshore Wind, for instance, the probability considered for FEC is 90%, or more commonly referred to as P90, assuming a normal distribution of generation probability. The ratio between FEC and total generation capacity of the power plant is known as Capacity Factor.

2.2 Capacity Value

Capacity Value (CV) is the measurement of a given power plant's individual capability to supply the system, meeting electricity demand at a specific instant, i.e., is the guaranteed capacity of that power plant in a given moment. Onshore wind and solar energy generation facilities tend to present, individually, lower Capacity values, when compared to hydroelectric and thermoelectric power plants. However, considering set of wind farms and solar power plants spread across the system, the sum of their generation profile smooths out the daily variabilities inherent to these sources, increasing the Capacity Value, a phenomenon known as the Portfolio effect.

Different metrics have been proposed to measure CV and they are also based on Value at Risk, and at Conditional Value at Risk (CvaR). From the power system point of view, CvaR, in this context, is also known as expected deficit as it allows an evaluation of the gap in generation. If VaR represents a specific point in the probability distribution, CvaR is the average of the deficits at the tails of the probability curve and it allows to estimate not only the intensity of the capacity shortage probability, but also its duration.

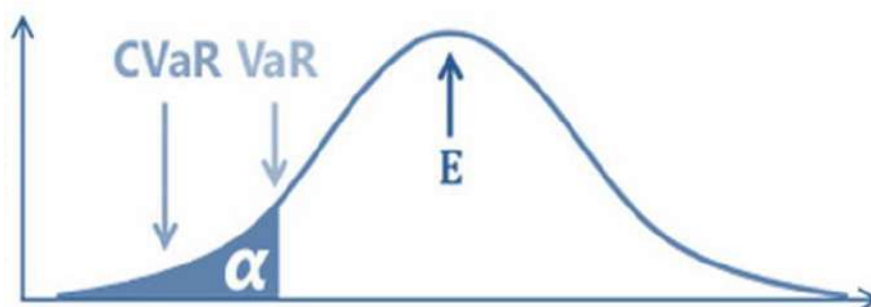


Figure 1 - VaR and CVaR concepts in the distribution curve. Source: (EPE, 2021)

2.3 Supply-adequacy criteria

Aiming to improve the metrics and evaluation parameters for the proper supply of electricity and capacity, Brazilian energy authorities established supply criteria for implementation in the system generation expansion planning (EPE, 2021).

These criteria aim to account for, among other aspects, the synergies between energy sources, i.e., the portfolio effect of the energy system as a whole, to achieve system-wide security to be shared among all generation agents. The goal is to maintain an efficient metric for identifying which security features the system may lack at any given moment.

The set of criteria currently in place for the evaluation of Energy supply in the system are:

- CvaR 1% of the energy deficit (ENS) $\leq$ 5% of the system's energy demand: on an annual basis, the average load curtailment in the 1% worst-case supply scenarios must not exceed 5% of the system's demand.

- CvaR 10% of Marginal Cost of Operation - CMO $\leq$ BRL800/MWh: monthly, the top 10% highest CMO scenarios are evaluated, in which the average costs must not exceed BRL800/MWh in the national system.

The set of criteria currently in place for the evaluation of Energy supply in the system are:

- CvaR 5% of non-supplied capacity (PNS) $\leq$ 5% of system demand: monthly, the average of the 5% worst-case scenarios for maximum load supply must not exceed 5% of the system's instantaneous demand.
- Loss of Load Probability $\leq$ 5%: on an annual basis, the probability of any generation capacity deficiency for the system must not exceed 5%.

2.4 Dispatch merit order

The Brazilian Transmission System Operator, ONS (Portuguese acronym for “Operador Nacional do Sistema”) monitors and controls the operation of the Brazilian electricity in real time. From its operation center, ONS receives information on power plant generation, demand load, and the condition of the transmission infrastructure and other relevant variables. With this set of information, ONS adjusts the operation to ensure stability and security of supply.

ONS does so aiming for the most efficient use of the energy resources connected to the system and minimizing the operation cost of the system. The decision-making process regarding the order of dispatch of different assets powered by different energy sources considers aspects such as:

- i. Constant monitoring of energy demand throughout the country, estimating load forecasts, historical data and other relevant information.
- ii. Evaluation of availability of thermoelectric power plants, considering factors such as scheduled maintenance cycles, unavailability due to failures or operational restrictions.
- iii. Variable unitary cost in each thermoelectric power plant available. Usually, thermoelectric costs are higher than hydroelectric power plants.
- iv. Assessment of stability and security of the energy system, including aspects such as reliability of transmission infrastructure and the soundness of the interconnections between subsystems.

Based on such information, ONS makes the required dispatch decisions. Thermoelectric generation plays an important role in the merit order, as the inflexible plants with the lowest costs are dispatched first. From there, inflexible thermoelectric power plants with higher costs are next, then Onshore Wind and Solar PV are accounted for (actually as negative load, due to its non-dispatchable nature), then hydroelectric, and so on.

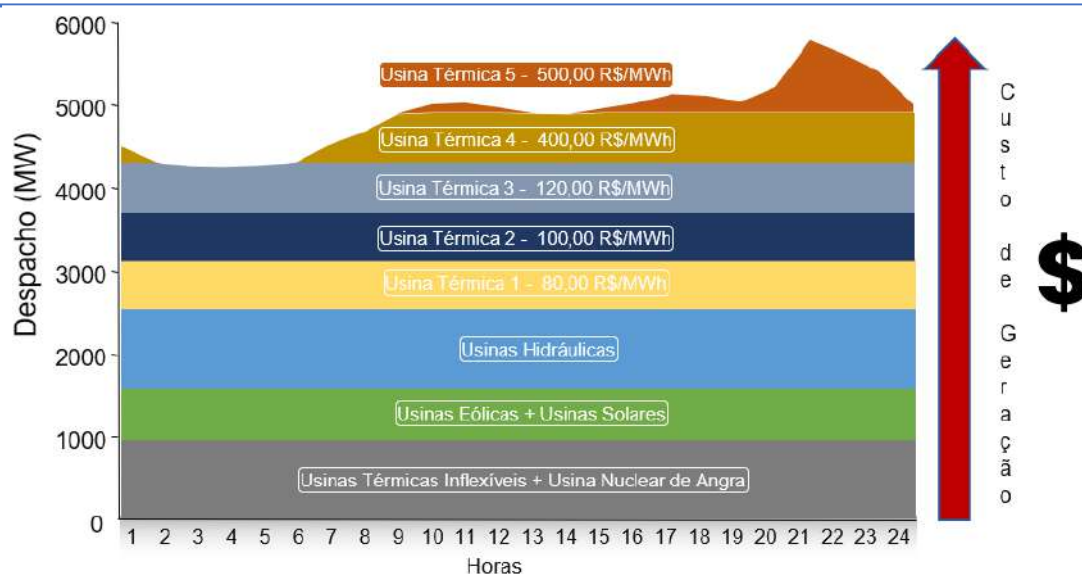


Figure 2 - Illustration of Dispatch merit order in based on the load demand curve in a typical day. Source: (Vieira, 2018)

3. Offshore Wind in Brazil

Although the Brazilian Interconnected System already has 93% of its generation from renewable sources (EPE, 2024), The country is still navigating an energy transition. While other countries are replacing their power plants in pursuit of decarbonization, Brazil continues to expand its generation capacity, but in a manner distinct from its historical practices. The construction of large hydropower plants with significant storage capacity is being supplemented by wind, fotovoltaic, biomass, and small-scale hydro (SHP) generation. Nevertheless, a range of other technologies holds promise for the future and could further diversify the energy matrix, with offshore wind being one of them.

3.1 Technical Potential

In addition to the studies described in Chapter 1, other authors have assessed the technical potential of offshore wind in Brazil. The first study, published in 2011, estimated a total potential of 1,780 GW when considering the entire Exclusive Economic Zone (EEZ). If restricted to areas closest to the coast (up to 10 km away), the potential would be 57 GW or 234 TWh per year (Ortiz & Kampel, 2011).

In 2019, the World Bank released the report 'Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets' (World Bank, 2019), which included an additional offshore wind potential map for Brazil. According to this report, there is a potential of 480 GW in suitable locations for turbines with fixed foundations and 748 GW for floating turbines, resulting in a total of 1,228 GW (up to 200 km from the coast). The document highlighted the excellent potential in shallow waters and locations near energy demand centers, as well as the possibility of developing a robust supply chain in the country.

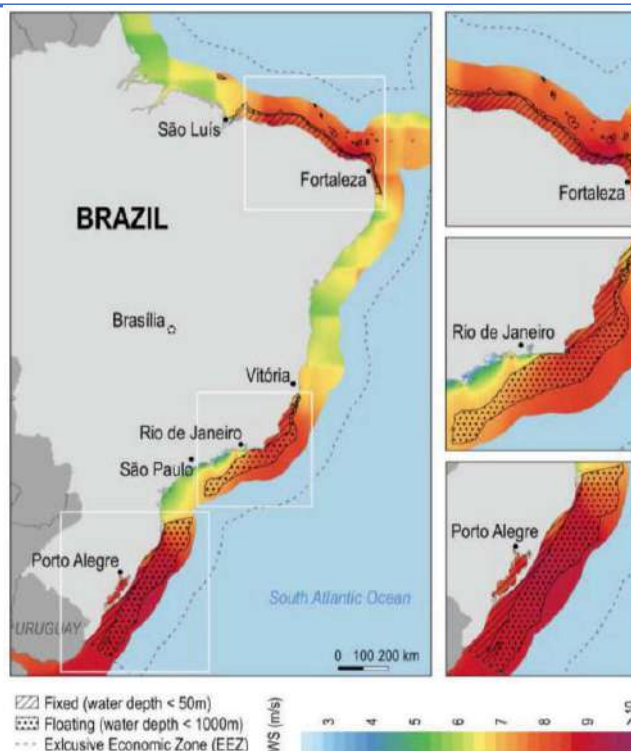


Figure 3 - Offshore Wind technical potential in Brazil. Source: (World Bank, 2019)

According to Borba et al. (Borba, Sousa, Shadman, & Pfenninger, 2023), offshore wind energy can reduce the vulnerability of power systems dependent on hydrological patterns, especially during atypical droughts such as those experienced in Brazil in 2021. This reduction in vulnerability also leads to a decrease in emissions from fossil-fired generation typically used to balance the system. The authors developed a cost-minimizing model to analyze the effect of integrating wind farms (considering both bottom-fixed and floating structures and distance to shore) into the existing power system in Brazil. They found a high complementarity between Northeastern wind regimes and most hydropower basins, while Southern basins and the Amazonas basin have low or no complementarity with offshore wind. Even with current costs, offshore wind farms were part of the optimal solution, reducing natural gas-based generation during the dry season and consequently eliminating 97% of current power sector emissions. In the best regions, the capacity factor exceeds 45%.

Vinhoza et al. (Vinhoza, Lucena, Rochedo, & Schaeffer, 2023) found equivalent results by combining a spatial suitability analysis with a cost estimation model, and generating a cost potential map and a cost-supply curve. They identified 875.7 GW of available potential concentrated in three hotspots along the Northeast, Southeast, and South coasts for areas with wind speeds exceeding 7.0 m/s. This was the case even after excluding environmentally and socially restricted areas (such as water depths greater than 1000 m, environmental conservation units, and full protection and sustainable use areas, as well as areas with a social distance to shore greater than 8 km). The capacity factors ranged from 32% to 65%.

Using wind speed data from the ERA5 database (hourly series, 18 years long) (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts - ECMWF, 2021) and considering a 12 MW turbine, EPE (EPE, 2021) estimated the capacity factors for the best regions in Brazil, reaching up to 67% along the Northeast coast. In the four main areas, the second semester is the period with the highest energy generation (Figure 4).

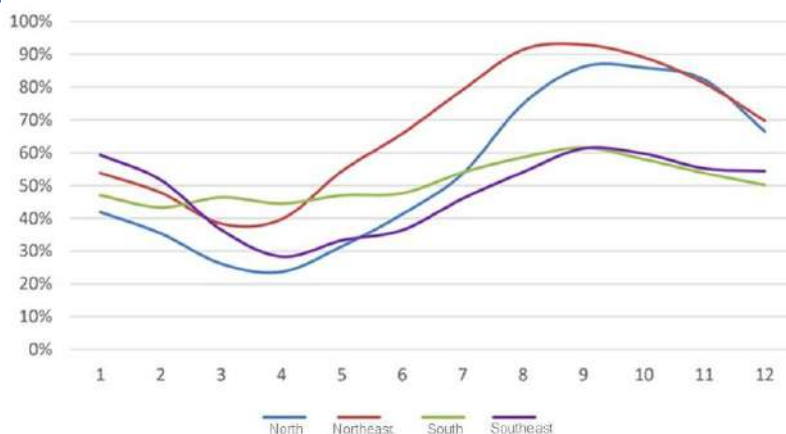


Figure 4 - Offshore wind monthly profile. Source: (EPE, 2021)

Those great capacity factors, found in the literature, can lead to higher Capacity Values and Firm Energy Certificates (as discussed on Chapter 2) when compared to other renewables.

3.1 Costs: CAPEX, OPEX, LCOE and their impacts

The National Energy Plan (PNE 2050), included a quantitative assessment of the competitiveness of the source, concluding that the use of offshore wind still required significant reductions in capital expenditure (CAPEX) compared to other renewable resources in Brazil, including onshore wind, which had lower costs. With a 20% cost reduction, 16 GW could come from offshore wind by 2050, potentially replacing onshore wind farms (Figure 5).

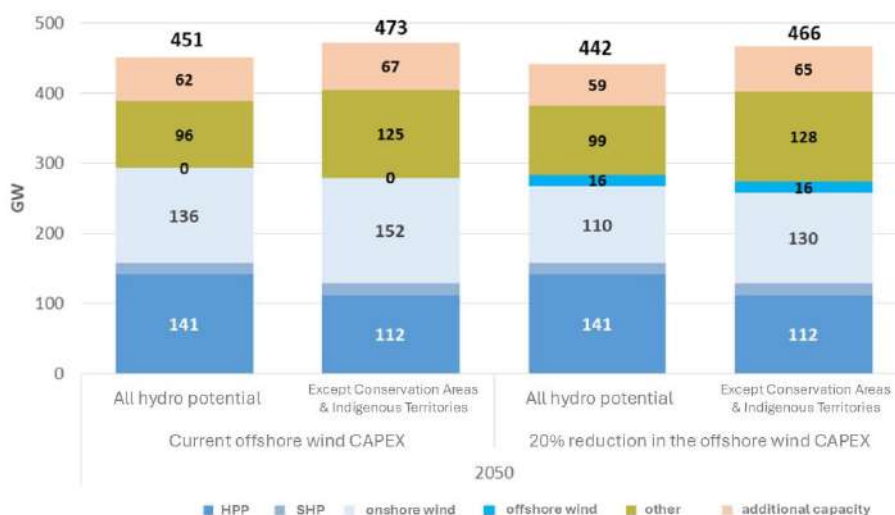


Figure 5 - Comparative analysis of the expansion of installed wind capacity Offshore. Source: (Ministry of Mines and Energy - MME; EPE, 2020)

The Ten-Year Energy Expansion Plans (PDEs, in Portuguese) are briefing documents that provide an indication, rather than a determination, of the prospects for future expansion of the energy sector over a 10-year horizon. The PDEs for 2029, 2030, 2031 and 2034 considered offshore wind as a candidate for expansion of the matrix, evaluating its costs and energy contribution to the grid, with updates in each version of the plan (EPE, 2024). Table 1 summarizes the costs considered in the latest edition plan. As a

result, despite the updates made to the latest plans, investment costs remain high for this technology, making it less competitive compared to other expansion options.

Table 1 – Economic Parameters for Offshore Wind in the Ten-Year Energy Expansion Plan (PDE 2034).
Source: (EPE, 2024)

Economic lifetime [years]	CAPEX range [R\$/kW]	Reference CAPEX [R\$/kW]	Capacity factor [%]	OPEX [R\$/kW/year]	Fees and taxes [R\$/kW/year]
20	10.500 to 25.000	15.000	32% to 62%	360	550

Vinhoza et al. assessed the cost potential of offshore wind in Brazil and classified the best areas based on their Levelized Cost of Energy (LCOE), ranging from 86.5 to 243.4 \$/MWh, with an average of 136.3 \$/MWh. The most economically attractive sites are found in the Northeast and South regions, where mean wind speeds exceed 9.0 m/s (Vinhoza, Lucena, Rochedo, & Schaeffer, 2023).

According to IRENA (IRENA, 2024), the global weighted LCOE of offshore wind declined by 63% between 2010 and 2023. However, in 2022, there was an 18% increase in Europe, where total installed costs rose 32% year-on-year. This increase was partially offset by a slight rise in the weighted average capacity factor. Technological advancements — including larger turbines, longer blades with higher hub heights, and improved access to better wind resources via fixed-bottom foundations — boosted the global weighted average capacity factor, which reached 42% in 2022 (see Figure 6).

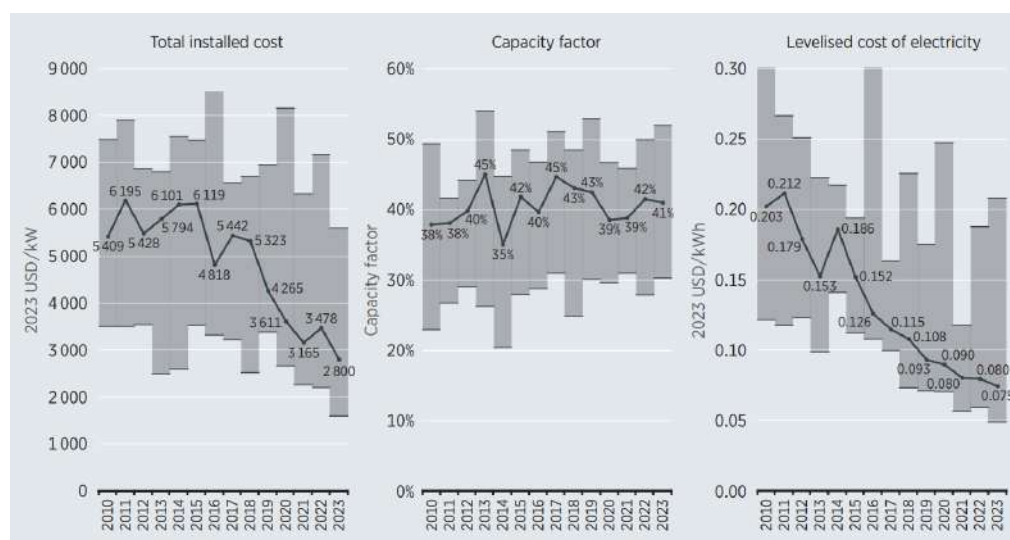


Figure 6 - Global weighted average and range of total installed costs, capacity factors, and LCOE for offshore wind, 2010-2023. Source: (IRENA, 2024)

According to World Bank (World Bank, 2024), it is expected that initial offshore wind projects will incur higher costs as the industry establishes its foundations and 'learns by doing.' To bridge this cost gap, Brazil will need to explore options for concessional financing for both public and private sector portions of the projects. In the case of high installed capacity (96 GW by 2050), a rapid decline in LCOE is anticipated.

3.1 Contribution to the Grid

Borba et al. (Borba, Sousa, Shadman, & Pfenninger, 2023) conducted a complementarity analysis between wind and hydro resources in Brazil, using Kendall's correlation coefficient on a monthly scale, with results ranging from 0 (no synergy) to 0.70 (strongest complementarity). The highest complementarity was observed between the Southeast basins (where the major hydropower plants are located) and the winds in the Northeast, where the capacity factors are the highest.

In the "Scenarios for Brazil Offshore Wind Development" study (World Bank, 2024), the World Bank also assessed the complementarity between wind and hydropower generation. It found that wind generation is countercyclical on a seasonal basis and has lower variability on an interannual basis, as shown in Figure 7. According to the report, Brazil not only benefits from one of the world's cleanest and most cost-competitive generation mixes but also possesses one of the best offshore wind resources globally, with a technical potential exceeding 1,200 gigawatts (GW). These resources are geographically diverse and located close to demand centers, which reduces transmission losses. Moreover, they can support expected green hydrogen production at major ports such as Pecém (Ceará) and Açu (Rio de Janeiro), and foster economic development and job creation.

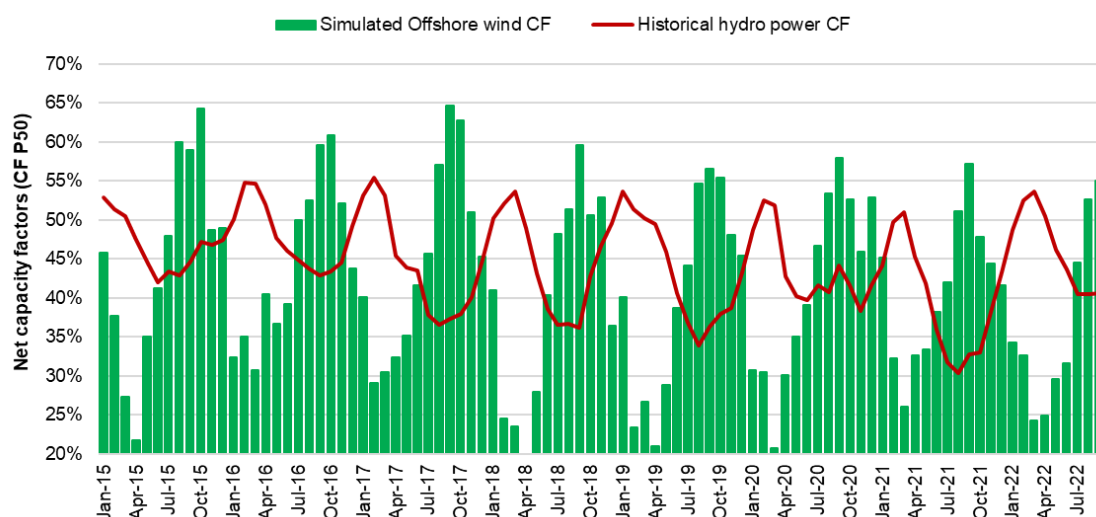


Figure 7 - Seasonal output of offshore wind and hydro. Source: (World Bank, 2024)

Silva et al. (Silva, Pimenta, Assireu, & Spyrides, 2016) also assessed the complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power and concluded that wind power can support hydroelectric power generation by conserving water and increasing reservoir storage. The study found that offshore winds in the North and especially in the Northeast are highly complementary with the hydrological regimes of the main basins, such as São Francisco, Eastern Atlantic, Southeast Atlantic, Paraná, Paraguay, Uruguay, and South Atlantic.

4. Conclusions

Although Brazil does not yet have any offshore wind farms, various references highlight the country's substantial potential for this technology due to the strong winds in three different regions. Additionally, a significant portion of this potential is in shallow waters, which, in turn, helps reduce installation costs by enabling the use of fixed-bottom foundations. However, offshore wind development faces challenges such as high energy prices, the need for port and industry adaptation, environmental and social impacts, and the absence of a comprehensive legal framework. Moreover, as all three regions have different characteristics and challenges, deciding where to install the first projects is a complex issue.

Considering offshore wind in the energy planning process requires not only considering its costs, but also the amount of energy an offshore wind farm can provide to the system and the coincidence this generation and the load demand, based on the supply-adequacy mechanism. For this, the paper discussed the Firm Energy Certificated, used in Brazil, and the methodology for calculating the Capacity Value.

For future work, we suggest calculating the Energy and Capacity contribution of offshore wind farms to the grid, based on the proposed statistic metrics (VaR and CvaR); and using the proposed criteria to compare the best regions on the Brazilian coast and identify which leads to most sustainable development to initiate the development of the offshore wind market in the country.

References

- Borba, P. C., Sousa, W. C., Shadman, M., & Pfenninger, S. (2023). Enhancing drought resilience and energy security through complementing hydro by offshore wind power—The case of Brazil. *Energy Conversion and Management*, 277. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116616>
- Brazil. (2022). *Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022*. Brasília: Presidência da República.
- Brazil. (2025). *Lei nº 15.097 de 2025*. Fonte: Senado Federal: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2025/Lei/L15097.htm
- EPE. (2020). *Roadmap eólica offshore Brasil (NT-EPE-PR-001/2020-r2)*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2021). *Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade (Nota Técnica EPE/DEE/133/2021-R0)*.
- EPE. (2021). *Wind and Photovoltaic Generation - Input data for electrical and energy models: methodologies and assumptions*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2024). *Brazilian Energy Balance 2024 - Reference year 2023*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2024). *Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão*. Rio de Janeiro.
- EPE. (2024). *Ten-Year Energy Expansion Plan (PDE)*. Fonte: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>
- European Centre for Medium-Range Weather Forecasts - ECMWF. (2021). *Copernicus Climate Data Store*. Fonte: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>
- GWEC. (2023). *Global Offshore Wind Report 2023*.
- Ibama. (04 de April de 2024). *Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore*. Acesso em 02 de August de 2025, disponível em <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>
- IRENA. (2024). *Renewable Power Generation Costs in 2023*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Ministry of Mines and Energy - MME; EPE. (2020). *National Energy Plan 2050*. Brasília.
- Ortiz, G. P., & Kampel, M. (2011). Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. *V Simpósio Brasileiro de Oceanografia*. Fonte: http://mtc-m16d.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m19/2011/07.06.17.10/doc/Ortiz_Potencial.pdf
- Silva, A. R., Pimenta, F. M., Assireu, A. T., & Spyrides, M. C. (2016). Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, pp. 413-427. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.045>
- Vieira, F. d. (2018). *Análise da Sensibilidade do Custo de Geração com a Inclusão de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em um Sistema de Geração Híbrido*. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP).
- Vinhoza, A., Lucena, A. F., Rochedo, P. R., & Schaeffer, R. (2023). Brazil's offshore wind cost potential and supply curve. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 57. doi:<https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103151>
- World Bank. (2019). *Going Global : Expanding Offshore Wind To Emerging Markets (English)*. Washington, D.C.: World Bank Group. Fonte: <http://documents.worldbank.org/curated/en/716891572457609829/Going-Global-Expanding-Offshore-Wind-To-Emerging-Markets>

A Risk Assessment Model for defining the minimum distance between shipping lanes and offshore wind farms

Bruno Wehmuth¹, Mariana Bardy¹, Bernardo Piccoli¹

Det Norske Veritas, DNV Brazil

bruno.wehmuth@dnv.com, mariana.bardy@dnv.com, bernardo.piccoli@dnv.com

ABSTRACT

The number of offshore wind farms (OWF) is expected to increase in the coming years, as well as their size and geographic spread. This also creates an increase in the risk of collision between vessels and OWF. This paper proposes a methodology to define the risk of such collisions, considering merchant vessels and powered or drifting collision events. A risk criterion of 10^{-4} , i.e., one collision event at every 10,000 years, which is widely applied in the Oil and Gas sector, is defined as the minimum threshold for the risk of collision to be deemed acceptable. Two different cases were modelled, considering different orientations between shipping lanes and offshore wind farms, and a fixed definition for the wind farm layout. For each one of the cases, three different scenarios were proposed, accounting for variations in vessel traffic density and shipping lane width. For Lane 3, which has the highest traffic density and the largest lane width, a distance of more than 10 km is needed to maintain the risk of collisions between the vessels and the offshore wind farms below the defined threshold. For Lanes 1 and 2, which are narrower and have a lower traffic density, a reduction in the distance between ships and the OWF is obtained by changing the orientation of the shipping lane to 45° , in relation to the wind farm. A distance between 1.5 and 2.5 km is considered enough for Lane 1 at 45° , for example. For future studies, the methodology can be applied using public data of maritime routes, such as routes close to ports in Brazil, which are regions of significant interest for the development of offshore wind farms in the country. By applying regionally specific wind information, the layout of the wind farm can also be defined with more accuracy, enabling a more robust assessment. The results of the study are useful to define possible modifications to the wind farm location or layout, during an early development stage, or to maritime routes, once the wind farm is already operational, to avoid the risk of collision events.

Keywords:

Offshore wind farm, shipping lanes, collision, risk

1. INTRODUCTION

According to DNV's 2024 Energy Transition Outlook [1], wind energy contributed to 7% of grid-connected electricity in 2023. By 2050, this number is expected to increase to 28%, which represents an 8% year-on-year growth. A significant portion of this growth is expected to be achieved through the development of new offshore wind farms (OWF), going from a current ratio of nine to one in electricity generation, when compared to onshore wind farms, to a ratio of three to one.

According to Musial et al [2], the number of countries generating power from offshore wind is expected to double along the next decade alone. The increase in the number and size of OWF, as well as in their geographical spread, will represent a new reality for marine and offshore activities already in place, with one possible example being the interference of OWF in currently defined shipping lanes.

Several OWF are planned in waters with high shipping traffic density, and once installed, modification of shipping lanes will be necessary to avoid collision scenarios between ships and wind farms. Additionally, an increase in shipping traffic in the region where a wind farm will be installed is expected based on requirements for installation, maintenance and supply for wind farm operations.

These modifications can be interpreted as an interference on commercial shipping lanes and fishing activities, with possible economic and safety impacts which should be mitigated. In Brazil, although regulatory discussions concerning OWF are still in an initial phase, requests for environmental permits close to the country's main ports have been observed. This is due to a combination of factors, such as good wind resource, proximity to consumption centers and to the ports' infrastructure, as well as the possibility of connecting OWF to the production and export of green hydrogen, for example.

Considering all changes in marine activities and the possible occurrence of unfavorable weather events, human errors and mechanical failures, it is expected collision events may occur during the lifetime of an OWF, according to Bela, Pire, Buldgen and Rigo [3].

The objective of this paper is to present a model to estimate shipping collision frequency and shipping collision impact towards offshore wind farms. The focus of the study is on merchant passing vessels, considering different shipping traffic rates, varying sizes for the shipping lanes and different distances between the lanes and the OWF. The aim is to support decisions regarding modifications to shipping lanes, location of OWF, design accidental load to be considered for design, need for collision protection or any mitigation measures in this regard.

2. STATE OF THE ART

This paper applies a methodology for ship frequency calculation, based on DNV recommended practices (DNV-RP-F107) [4] and The Centre for Marine and Petroleum Technology (CMPT), by Spouge, J. [5]. These references provide the basis for calculating the likelihood of a passing vessel colliding with an offshore oil and gas platform. The methodology has been adapted by the authors to estimate the frequency of collision against offshore wind farms, taking advantage of the know-how from the Oil and Gas sector.

According to the practices mentioned above, ship collisions can be split into two different events: powered ship collisions and drift collisions. The main characteristics of each event and the method used to estimate the frequency of occurrence are presented in the next subsections.

2.1. POWERED COLLISION EVENTS

As per Spouge, J. [5] a powered collision is defined as a collision that occurs when a vessel is passing close to an installation and suffers a watchkeeping failure, which refers to the neglect or inadequate performance of duties by personnel responsible for monitoring and maintaining the safe operation of a vessel. For these events, if the vessel is heading directly towards the OWF, a collision may happen.

To estimate the frequency of collision related to merchant vessels (also called passing vessels in this context), DNV-RP-F107 [4] proposes Equation 1:

$$F_{traffic} = N \times F_d \times P_1 \times P_2 \quad (1)$$

Where:

$F_{traffic}$ = Merchant Vessel collision frequency in a shipping lane per year

N = Number of Merchant vessels travelling in the lane per year

F_d = Vessel fraction which are under collision course

P_1 = Probability of the passage planning stage of the voyage (planning of the route) not being executed with success

P_2 = Probability of the vessel suffering a watchkeeping failure.

The vessel fraction under collision course (F_d) is determined by assuming all lanes will follow an ideal lane course represented by a lateral distribution. In this paper, as commonly assumed in the industry, all shipping lanes follow Gaussian distribution, as illustrated in Figure 1(a).

The mathematical representation of F_d is presented in Equation 2:

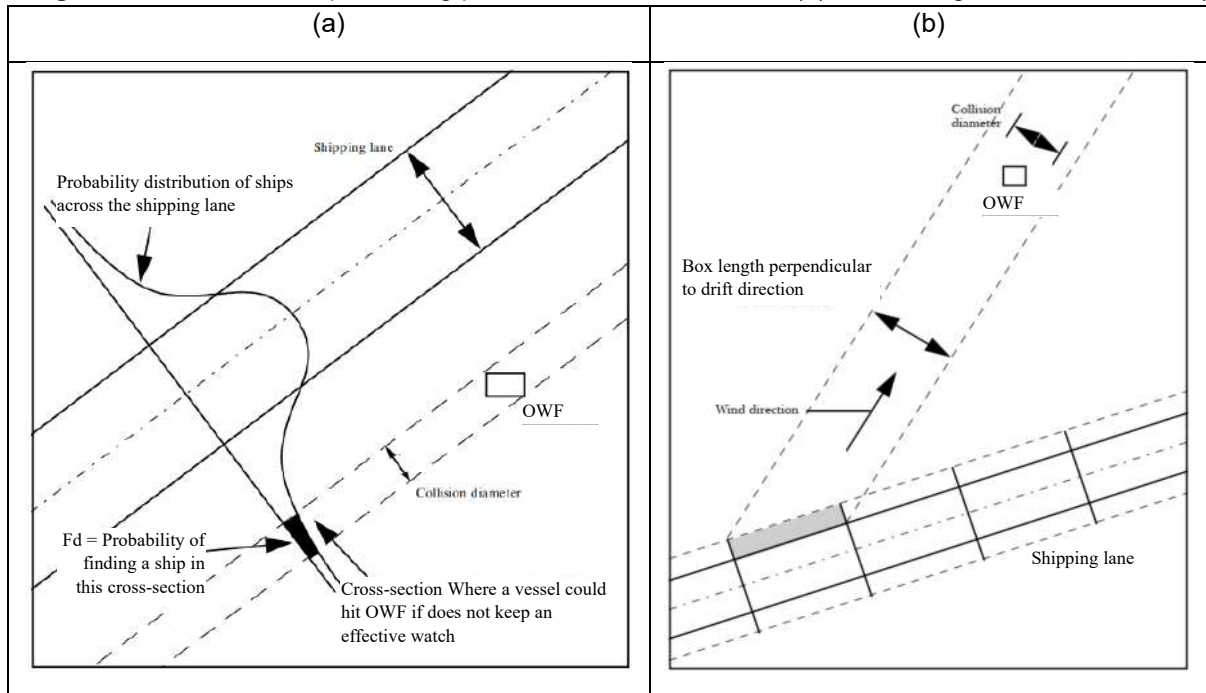
$$F_d(A) = \frac{1}{2.51\sigma} \exp\left(-\frac{A^2}{2\sigma^2}\right) \quad (2)$$

Where:

σ = Standard deviation of the traffic distribution through the shipping lane

A = Distance between the center of the lane and the offshore wind farm

Figure 1 – Illustrations representing powered collision scenarios (a) and drifting collision scenarios (b)



Source: Spouge, J. [5], modified by author

The standard deviation represents the behavior of vessels inside the shipping lane, which is influenced by the number of vessels and local characteristics – existence of other lanes in the proximity or presence of obstacles, such as other offshore structures.

As per Spouge, J. [5], for shipping lanes where the vessels follow a sparser distribution the standard deviation can be obtained as half of the lane width, W_l ($\sigma = W_l/2$). For lanes where the vessels are more concentrated, the standard deviation can be obtained a quarter of the lane width ($\sigma = W_l/4$).

Spouge, J. [5] suggests that the probability of a vessel failing to plan its route (P_1) in order to avoid any offshore structures is dependent on the year of installation of the structure. The probability also depends on how often the vessel is crossing the area. To address this concern Spouge, J. [5] presents the empirical function represented by Equation 3.

$$P_1(t) = 0.85 \exp(-0.75t) + 0.1 \quad (3)$$

Where:

t = Time since offshore structure has been installed (years).

It is expected that a merchant vessel in a collision course against an offshore structure will change its course so to pass outside the installation safety zone, when the structure becomes visible or inside the radar range. The most probable reason to not act in this way is watch keeping failure (P_2).

As per DNV-RP-F107 [4], there are normally six different reasons why a vessel will continue on a course towards an installation:

- Absence of crew on bridge
- Crew absorbed in other tasks
- Crew asleep
- Accident
- Alcohol/drug abuse
- Radar failure/poor visibility.

2.2. DRIFTING COLLISION

Drifting collisions occur when a vessel suffers a breakdown, propulsion or steering failure, and drifts under the action of wind and current into the offshore structure.

As per Spouge, J. [5], the frequency of drifting collision is presented in Equation 4.

$$F_{drift} = N \times P_B \times P_W \times \frac{CD}{BL} \quad (4)$$

Where:

F_{drift} = Vessel drifting collision frequency in a shipping lane per year

N = Number of Merchant vessels travelling in the lane per year

P_B = Probability of occurrence of a failure which is sufficient to cause the vessel to drift (represented by the number of occurrences per hour, as per Spouge, J. [5])

P_W = Probability of the occurrence of the wind direction that leads to a collision. This value was based on a typical wind rose of the Southeast region of Brazil.

CD = Collision Diameter

BL = Box Length perpendicular to drift direction.

Figure 1(b) illustrates a drifting collision scenario for a vessel following a hypothetical shipping lane. The offshore wind farm is sketched as a block for illustrative purposes only, since each one of the turbines has been considered as a different obstacle, effectively altering the *CD* and *BL* definition.

3. METHODOLOGY

3.1. PROPOSED INPUTS FOR THE APPLICATION OF THE METHODOLOGY

The estimation of the frequency of collision of merchant vessels against OWF can be strongly influenced by a number of factors. Shipping lane characteristics, such as number of vessels, and the width and lateral distribution of the shipping lane play a pivotal role, as well as spatial aspects like distance and angle between lanes and OWF. Figure 2 and Figure 3 illustrate some of these aspects.

Figure 2 – Representation of different angles between lanes and OWF

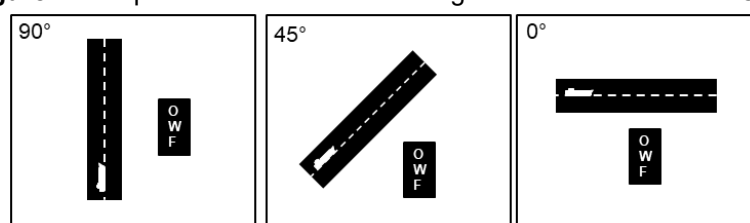
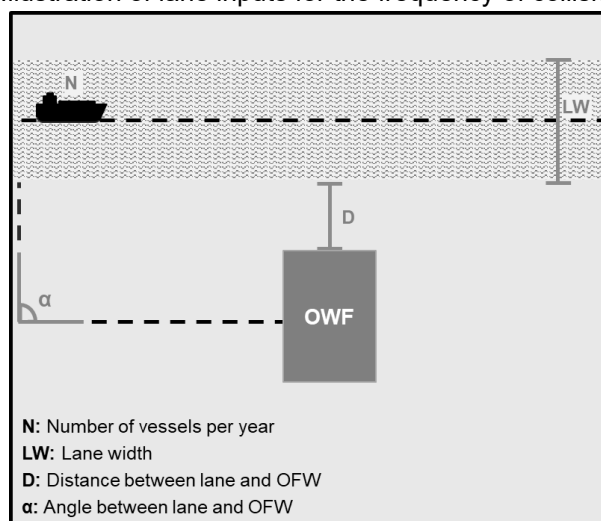


Figure 3 – Illustration of lane inputs for the frequency of collision estimation



In order to apply the methodology presented in this paper, it was necessary to define some hypothetical data to quantify key parameters.

For shipping lanes, considerations were made to define the annual ship traffic (ships per year), distances between shipping lanes and OWF, as well lane width and lateral distribution, and angle between lane and OWF.

For offshore wind farms, the number of wind turbines, turbine blade diameter and distances between turbines had to be estimated.

The hypothetical data used for shipping lanes and offshore wind farms is summarized in Table 1 and Table 2, respectively. The information is based on the authors' experience in similar studies for offshore structures/installations and the development of wind farms, as well as on the current literature for the subject.

Table 1 – Hypothetical data for shipping lanes

Lane	Number of vessels per year	Lane width (W _i)
Lane 1	100	8 km
Lane 2	200	27 km
Lane 3	400	37 km

Table 2 – Hypothetical data for OWF

Number of OWT ⁽¹⁾	OWT size ⁽²⁾	OWT distribution	Distances between OWT ⁽³⁾
42 Offshore Wind Turbines (OWT)	Rotor diameter: 236 m Base: 30 m	7 row x 6 column	0.944 km (Row) 1.888 km (Column)

- (1) According to Diaz and Guedes [6], more than 55% of the OWF installed in the world have around 40 offshore wind turbines.
- (2) According to authors' experience and recent requests for environmental permits of offshore wind farms registered in the Brazilian Institute of Environment and Renewable Natural Resources [7].
- (3) Spacing of four rotor diameters for wind turbines in the same row and eight rotor diameters between rows. Based on average values gathered from European wind farms [8], whilst also considering the presence of unidirectional winds in most of the Brazilian coast. Unidirectional winds can allow for a decrease in spacing between turbines of the same row, without significantly increasing aerodynamic losses related to wakes and blockage effects.

Additionally, the application of the methodology considers the simulation of two cases:

- **Case 1:** Simulation of ship collision scenarios for Lane 1, 2 and 3, defined in Table 1, by changing the distance between the shipping lane and the offshore wind farm. Distances of 0.5 km, 1.0 km, 1,5 km, 2,5 km, 5 km, 7,5 km and 10 km were used as reference. The distances proposed were chosen arbitrarily by the authors.
- **Case 2:** Same as Case 1 but changing the angle between lane and OFW. The same distances interval was applied.

The different cases allow a better understanding of the influence of shipping lane characteristics and OWF inputs in the results obtained by the methodology.

3.2. RISK CRITERIA USED AS REFERENCE TO THIS ANALYSIS

Currently, there is no defined risk criterion for ship collision in the offshore wind sector. The definition of a specific criterion aligned with the sector risk perception and appetite is necessary to determine if the frequency of collision is under an acceptable value.

For the purpose of this paper it is defined that the frequency of collision must be below 1×10^{-04} , same risk criterion used for offshore Oil and Gas sector, according to NORSOK standard Z-013 [9].

4. RESULTS

By applying the aforementioned hypothesis, it is possible to define the required distance between shipping lanes and offshore wind farms to obtain a frequency of collision below the criterion of 1×10^{-04} per year [9], or one collision in a period of 10,000 years (return period).

Table 3 and Figure 4 show the results for each shipping lane, with varying distance between the lanes and the wind farms for Case 1. It can be seen that for Lane 1, a distance higher than 2.5 km but lower than 5.0 km is sufficient to guarantee a frequency of collision lower than the criterion.

For Lane 2, a distance between 7.5 km and 10 km would be necessary to obtain a frequency of collision lower than 1×10^{-04} per year, whilst for Lane 3 the distance should be higher than 10 km, mostly due to high traffic density and lane width.

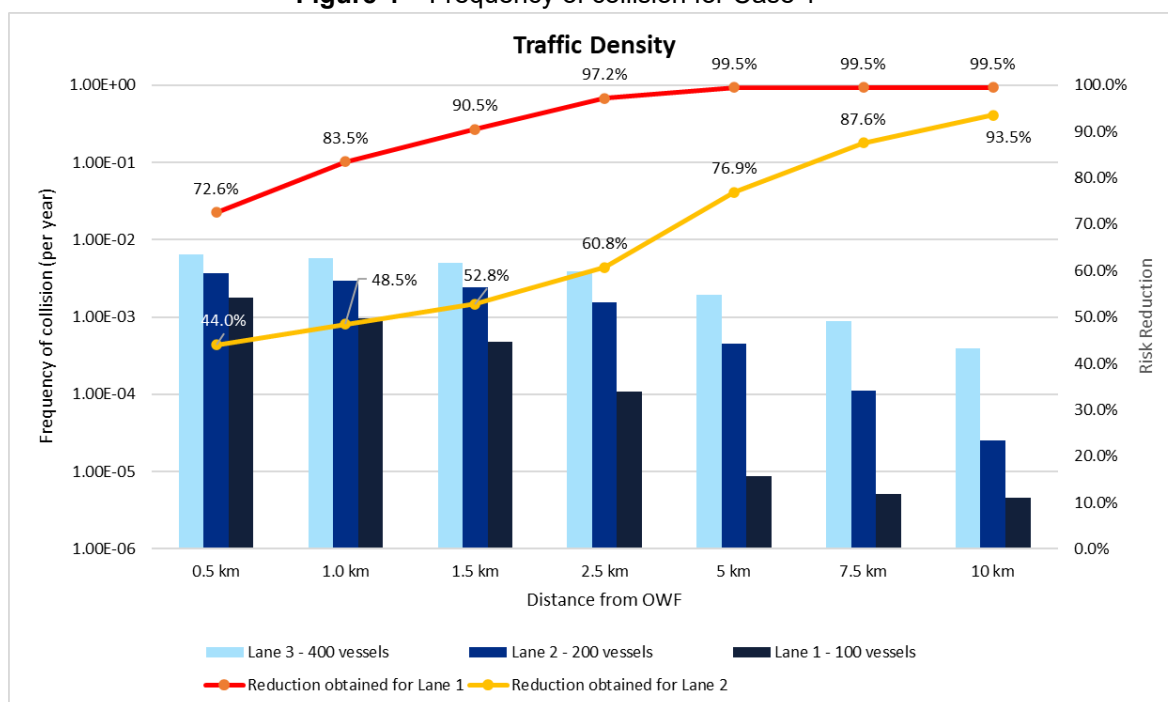
Table 3 – Frequency of collision and return period for Case 1

Distances	Lane 1		Lane 2		Lane 3	
	Frequency of collision (per year)	Return Period (year)	Frequency of collision (per year)	Return Period (year)	Frequency of collision (per year)	Return Period (year)
0.5 km	1.79E-03	560	3.65E-03	274	6.52E-03	153
1.0 km	9.50E-04	1052	2.97E-03	337	5.76E-03	174
1.5 km	4.80E-04	2082	2.40E-03	417	5.08E-03	197
2.5 km	1.08E-04	9227	1.53E-03	652	3.91E-03	256
5 km	8.75E-06	>10000	4.47E-04	2239	1.94E-03	516
7.5 km	5.11E-06	>10000	1.11E-04	8985	8.95E-04	1118
10 km	4.61E-06	>10000	2.51E-05	>10000	3.89E-04	2573

Figure 4 also shows the reduction in the frequency of collisions for Lanes 1 and 2 when compared with the frequency of collision for Lane 3, for the same distance to the OWF. Such information allows for an easy comparison of the impact of traffic density in the frequency of collision results, showing a reduction of 44.0% and 72.6% for Lane 2 and 1, respectively, for the distance 0.5 km, and 93.5% and 99.5% of reduction for lane 2 and 1, respectively, for the distance 10 km.

When planning for an offshore wind farm, the need for assessing the traffic density in the region becomes evident by the significant reduction in the risk of collision between the different scenarios.

Figure 4 – Frequency of collision for Case 1



Case 2, where the same lanes and distances from Case 1 were used but the angle between the lanes and the OWF were changed, allows the visualization of the impact of lanes heading for different destinations in relation to the OWF.

The values presented in Table 4, Table 5, Table 6 and Figure 5 demonstrate that a modification in angle has an impact in results for all lanes. The 'default' orientation for Case 1 was of 90°, hence results from Table 3 and Table 5 being the same.

For Lane 1 and Lane 2 the angle between the shipping lane and the wind farm has the potential to reduce the distance needed to guarantee a frequency of collision below the return period of 10,000 years, optimizing the use of space in the area. For both Lane 1 and 2, the angle of 45° had the highest effect in the frequency obtained, allowing the lanes to be closer to the OWF, when compared with Case 1, and still have a frequency of collision below the criterion.

For Lane 1, the angle of 45° between the Lane and the OWF reduced the minimum required distance to a value between 1.5 km and 2.5 km, in comparison to the range of 2.5-5.0 km presented in Case 1. For Lane 2 the minimum distance, considering an angle of 45°, was reduced to a value between 5 km and 7.5 km (for Case 1 the minimum distance was 7.5-10 km).

Table 4 – Frequency of collision and return period for Case 2 – angle of 0°

Distance	Lane 1 Angle: 0°		Lane 2 Angle: 0°		Lane 3 Angle: 0°	
	Frequency (per year)	Return period (year)	Frequency (per year)	Return period (year)	Frequency (per year)	Return period (year)
0.5 km	1.53E-03	652	2.63E-03	380	4.84E-03	207
1.0 km	8.72E-04	1147	2.14E-03	466	4.27E-03	234
1.5 km	4.50E-04	2223	1.74E-03	576	3.75E-03	267
2.5 km	1.04E-04	9629	1.12E-03	896	2.88E-03	347
5.0 km	6.57E-06	>10000	3.30E-04	3031	1.42E-03	706
7.5 km	1.80E-06	>10000	8.21E-05	>10000	6.48E-04	1544
10.0 km	1.80E-06	>10000	1.91E-05	>10000	2.77E-04	3604

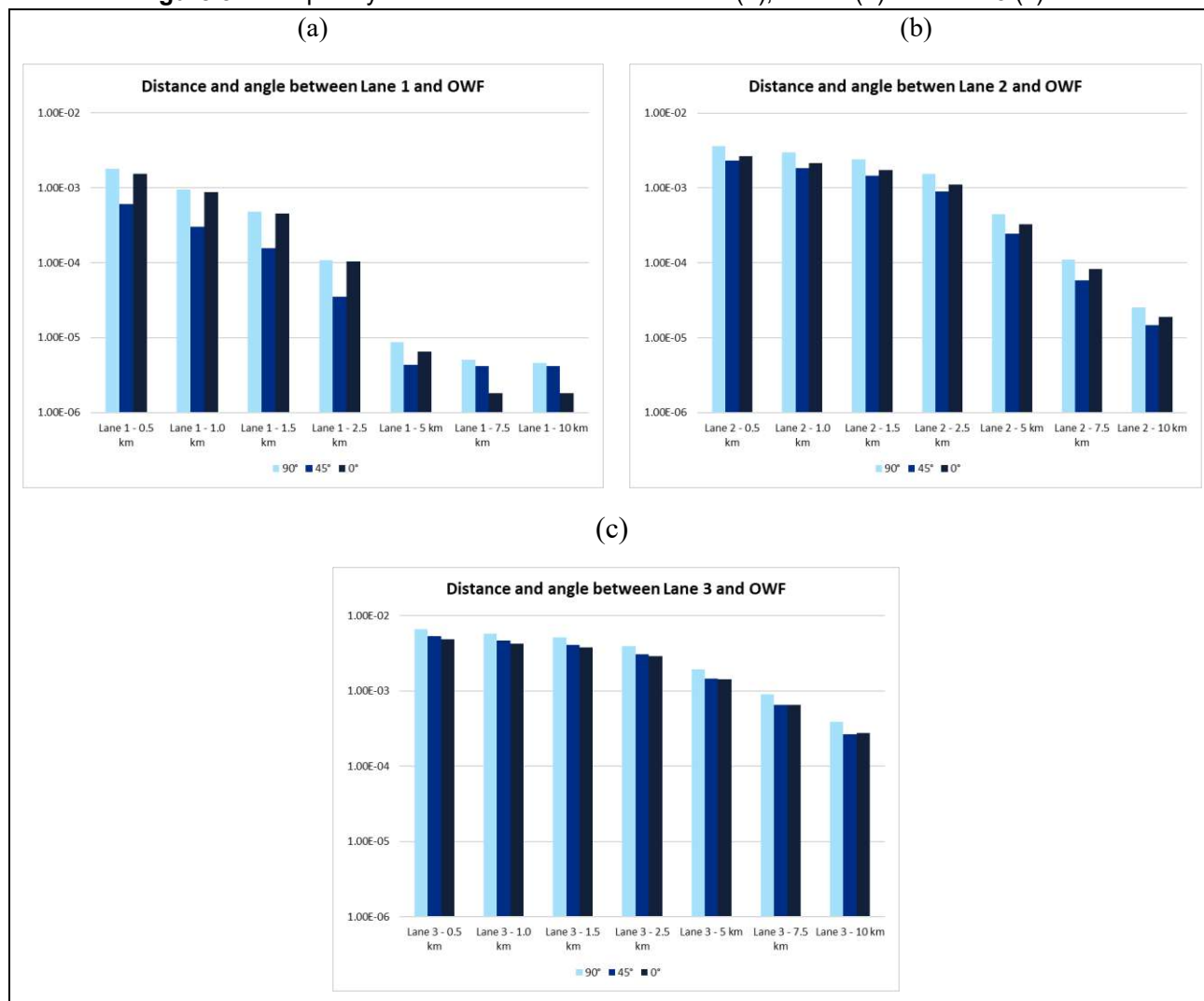
Table 5 - Frequency of collision and return period for Case 2 – angle of 90°

Distance	Lane 1 Angle: 90°		Lane 2 Angle: 90°		Lane 3 Angle: 90°	
	Frequency (per year)	Return period (year)	Frequency (per year)	Return period (year)	Frequency (per year)	Return period (year)
0.5 km	1.79E-03	560	3.65E-03	274	6.52E-03	153
1.0 km	9.50E-04	1052	2.97E-03	337	5.76E-03	174
1.5 km	4.80E-04	2082	2.40E-03	417	5.08E-03	197
2.5 km	1.08E-04	9227	1.53E-03	652	3.91E-03	256
5.0 km	8.75E-06	>10000	4.47E-04	2239	1.94E-03	516
7.5 km	5.11E-06	>10000	1.11E-04	8985	8.95E-04	1118
10.0 km	4.61E-06	>10000	2.51E-05	>10000	3.89E-04	2573

Table 6 – Frequency of collision and return period for case 2 – angle of 45°

Distance	Lane 1 Angle: 45°		Lane 2 Angle: 45°		Lane 3 Angle: 45°	
	Frequency (per year)	Return period (year)	Frequency (per year)	Return period (year)	Frequency (per year)	Return period (year)
0.5 km	6.08E-04	1645	2.30E-03	435	5.33E-03	188
1.0 km	3.04E-04	3292	1.84E-03	545	4.67E-03	214
1.5 km	1.57E-04	6385	1.46E-03	686	4.07E-03	245
2.5 km	3.48E-05	>10000	9.03E-04	1107	3.08E-03	325
5.0 km	4.38E-06	>10000	2.44E-04	4099	1.46E-03	684
7.5 km	4.20E-06	>10000	5.83E-05	>10000	6.46E-04	1549
10.0 km	4.20E-06	>10000	1.47E-05	>10000	2.65E-04	3775

Figure 5 – Frequency of collision for case 2 for lane 1 (a), lane 2 (b) and lane 3 (c)



These findings are of significant relevance, especially in two situations:

- When offshore wind farms have not yet been built, this assessment can help define the layout or location of the project, to avoid risk of collision with merchant vessels, or to avoid perturbing commercial routes.
- When offshore wind farms have already been built, the analysis can help define modifications to commercial routes, in order to avoid catastrophic collisions between vessels and structures related to an offshore wind farm. Such modifications can be presented in the form of a larger distance between shipping lanes and the OWF, or by a change in orientation between lanes and wind farms, for example.

5. CONCLUSIONS

In the coming years, in order to achieve targets of reduction of greenhouse gas (GHG) emissions, a significant increase in the number of offshore wind farms is expected, as well as their increase in size and geographic spread around the globe. This will inevitably increase the interference of offshore wind farms in commercial navigation routes and the possibility of collision between vessels and structures from OWF.

The methodology proposed in this paper can be an important tool to predict the frequency of collision events, allowing a comparison against a risk criterion which is already well defined in the Oil and Gas sector. This helps define if the risk is acceptable or if mitigation measures, such as increasing the distance between lanes and OWF, narrowing the lane width or changing its course, are needed.

The study also showed that the minimum distance between lanes and wind farms, in order to obtain a result below the risk criterion, is dependent on local characteristics of traffic density, lane width and lateral distribution. For Lane 3, which had the highest width and traffic density, a distance of more than 10 km between the shipping lane and the OWF was necessary to keep the risk of collision below the defined threshold. For Lanes 1 and 2, a change in the orientation of the lane in relation to the OWF provided an adequate solution to decrease the necessary distance between the lane and the wind farm, while maintaining the risk below 10-4 collision events per year.

It is expected that in a real case, the complexity of the study will grow according to the complexity of the traffic in the area chosen for the offshore wind farm installation. An assessment focusing on a specific region, such as a port in Brazil, could take into account public data about shipping lanes in the zone, as well as the wind rose in the region, to better define hypothesis for the OWF layout and its orientation in relation to shipping lanes.

Finally, this methodology can be used to evaluate the impact of mitigation measures on the overall frequency of collision, allowing a comparison between them and the definition of best alternatives. Some examples of mitigation measures that can be explored using this methodology are:

- Study of different OWF layouts in the early development phase of the project, which would modify the distance between the wind farm and shipping lanes.
- Comparison of results for different locations of the wind farm, to obtain the best balance between collision risk reduction and renewable energy generation.
- Creation of precaution areas around the wind farms, to avoid collisions and inform vessels of the risk before they plan the route.
- Traffic Separation Scheme (TSS).
- Presence of guard vessels.
- Permanent marking of the area (e.g. Beacon).

REFERENCES

1. DNV, **Energy Transition Outlook 2024**, A Global and Regional Forecast to 2050, 2024. Available at <<https://www.dnv.com/energy-transition-outlook>>.
2. Musial, W. et al. **Offshore Wind Market Report**, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), 2022.
3. Bela, Andreea & Pire, Timothée & Buldgen, Loïc & Rigo, Philippe. (2016). **Ship collision on Offshore Wind Turbines**. PIANC Yearbook 2015. 189-194.
4. DNV, DNV-RP-F107, **DNV Recommended Practice F107: Risk Assessment of Pipeline Protection**, 2021. Available at <<https://www.dnv.com/oilgas/download/dnv-rp-f107-risk-assessment-of-pipeline-protection>>.
5. Spouge, John. The Centre for Marine and Petroleum Technology (CMPT), **A Guide to Quantitative Risk Assessment for Offshore Installations**, 1999.
6. Díaz, H., Guedes, C. **Review of the Current Status, Technology and Future Trends of Offshore Wind Farms**. Centre for Marine Technology and Ocean Engineering (CENTEC), Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Portugal, 2020.
7. IBAMA, **Complexos Eólicos Offshore – Projetos com Processo de Licenciamento Ambiental Aberto no IBAMA**. March 2025. Available at <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20250311_Eolicas_Offshore_Ibama_marco_25.pdf>.
8. Deutsche WindGuard GmbH. **Capacity Densities of European Offshore Wind Farms**. Interreg Baltic Sea Region – Project Baltic LINes, 2018.
9. NORSOK STANDARD Z-013. **Risk and Emergency Preparedness Assessment**, 2024.

Predictive Monitoring in Brazilian Offshore Structures via Drones and Image Processing

Autores: José P. Nery¹, Milena F. Pinto¹, Gabriel Araujo¹, Milton Simas Gonçalves Torres¹⁻²

1 CEFET "CSF"-RJ, 2 Petrobras S.A.

jose.queres@aluno.cefet-rj.br, milena.pinto@cefet-rj.br, milton.torres@cefet-rj.br

ABSTRACT

Offshore wind power generation faces critical challenges in Brazil due to the aggressiveness of the marine environment, which accelerates corrosion in metallic structures (foundations, towers, nacelles), compromising safety and operations (DNV GL, 2015; Mathiesen et al., 2016). This article proposes an innovative solution for early fault detection, developed by CEFET-RJ. A critical literature review was conducted on global anti-corrosion protection methods for offshore wind farms, identifying limitations under Brazilian conditions – such as localized corrosion at the internal waterline of monopiles and failures in airtight compartments. As an alternative, we present a remote inspection system using drones equipped with high-resolution cameras, whose images are processed by machine learning algorithms. These algorithms detect micro-cracks, wear, and initial corrosion foci (including MIC[†]), enabling predictive interventions before damage propagation. The methodology reduces operational costs by up to 70× compared to traditional diver or ROV inspections (Sheppard et al., 2010) and minimizes unplanned downtime. It is concluded that the integration of drones and AI offers an effective protocol for the offshore reality of Brazil, extending the useful life of the assets and contributing to the sustainability of the sector.

† Microbiologically Influenced Corrosion.

Keywords:

Offshore corrosion, Drones, Predictive maintenance, ROS2, Wind energy, Brazil

1. INTRODUCTION

Metallic structures in offshore wind turbines experience more frequent failures than their onshore counterparts due to constant exposure to aggressive marine environments, including high humidity, salinity, and temperature variations. These conditions accelerate localized corrosion and fatigue, driven by intense dynamic loads from wind and waves. Additionally, access difficulties for inspection and maintenance at offshore installations can delay problem identification and correction, resulting in high repair costs and downtime. Failures may stem from pitting corrosion combined with mechanical stresses, leading to premature fractures and significant financial impacts—where offshore repair costs can reach up to 70× (Lichtenstein, 2015) or 100× (Weinell et al., 2017) onshore costs, alongside potential revenue losses from reduced energy production.

Various preventive measures are available to mitigate failures in metallic structures, including high-quality epoxy and polyurethane coatings that offer superior protection with an expected service life of 20–25 years (Weinell et al., 2017). While cathodic protection—via sacrificial anodes or impressed current systems—is effective, it requires continuous monitoring and maintenance. Remote monitoring systems stand out for providing real-time data on structural conditions, enabling proactive interventions before failures become critical. This approach can significantly reduce maintenance costs and downtime while enhancing operational safety in challenging offshore environments (El-Thalji et al., 2010; Sheppard et al., 2010; Rahim et al., 2018).

Asset management practices in the offshore wind industry adopt an integrated lifecycle approach, from design to decommissioning. A key strategy for preventing failures in offshore metallic structures is implementing predictive maintenance, which uses continuously monitored data to forecast failures before they occur. This approach can reduce maintenance costs by up to 25% and increase turbine availability, significantly improving operational efficiency and safety by minimizing the risk of catastrophic failures that could cause accidents and energy production disruptions (El-Thalji et al., 2010)



Dataset images. Real images from (Foster, A. et al., 2022) and synthetic images created in Gazebo software.

2. NON-DESTRUCTIVE TESTING (NDT) IN OFFSHORE METALLIC STRUCTURES

Non-Destructive Testing (NDT) is crucial for identifying failures in metallic structures, enabling early detection of cracks, fractures, and corrosion without compromising structural integrity. Methods such as visual inspection, ultrasound, and eddy currents detect flaws before they become critical. Key NDT systems applicable to offshore wind structures include:

- **Electrical Resistance (ER) Sensors:** Measure material thickness and corrosion rates based on changes in metal electrical resistance. Effective for real-time corrosion detection without structural damage.
- **Ultrasound:** Though not explicitly mentioned in continuous corrosion monitoring contexts, ultrasound techniques can measure material thickness and detect internal cracks, complementing corrosion monitoring.
- **Eddy Currents:** Uses electrical currents to detect surface flaws and corrosion, assessing structural integrity non-invasively.

NDT also enhances predictability in offshore maintenance, allowing teams to plan interventions based on concrete structural condition data. This increases operational efficiency and minimizes unplanned costs from undetected failures. NDT implementation has proven effective in multiple wind farms, maintaining safety and operational efficiency (Olesen et al., 2023; Canning, 2022]; Buhr et al., 2023). An integrated NDT monitoring approach combines multiple sensor types to evaluate interrelated parameters such as environmental loads, vibration characteristics, and material degradation. This integration enables proactive interventions and condition-based maintenance, extending the lifespan of offshore wind structures and ensuring operational safety in demanding marine environments (Rahim et al., 2018).

3. REMOTE NDT SYSTEMS IN OFFSHORE METALLIC STRUCTURES

A remote NDT monitoring system for offshore wind structures uses Electrical Resistance (ER) sensors to deliver real-time data on foundation conditions and corrosion protection effectiveness. Designed to continuously evaluate anti-corrosion coatings and cathodic protection performance, it enables rapid, informed interventions before serious issues develop. This system is particularly valuable for monopiles and jackets, where manual inspections are challenging and costly due to accessibility constraints. Implementation can reduce operational costs by up to 20% while enhancing safety by minimizing catastrophic failure risks that could trigger accidents and energy production halts (Buhr et al., 2023).

NDT-based monitoring and inspection are essential for ensuring the integrity and operational safety of offshore wind turbines. This system architecture includes ultrasound and eddy current sensors, data acquisition units, communication systems, and analysis software. Sensors installed at critical turbine points continuously collect structural condition data, while software analyzes this information in real time to facilitate early detection of corrosion and cracks (Rahim et al., 2018).

System operation involves installing sensors at strategic turbine locations. Data collected continuously or at scheduled intervals is sent to acquisition units, which transmit it via communication systems to onshore monitoring stations. Analysis software processes the data, enabling maintenance teams to identify anomalies and plan interventions before serious problems occur. This proactive approach is critical for maintaining safety and efficiency in challenging offshore environments (El-Thalji et al., 2010).

4. THE USE OF DRONES TO SUPPORT NON-DESTRUCTIVE TESTING (NDT) IN OFFSHORE METALLIC STRUCTURES

Deploying autonomous drones (Unmanned Aerial Vehicles—UAVs) for NDT in offshore wind metallic structures represents a promising innovation that could revolutionize monitoring and inspection practices. Equipped with advanced technologies such as high-resolution cameras, ultrasound sensors, and eddy current systems, these drones inspect hard-to-access areas like turbine towers and submerged foundations. Rapid, precise aerial inspections minimize prolonged turbine shutdowns, reducing downtime and associated operational costs. Additionally, drones enable real-time data collection, processed by analytical software to identify anomalies (e.g., corrosion, cracks) before they become critical, ensuring operational safety in demanding environments.

Implementing autonomous drones for NDT in offshore wind farms can significantly reduce maintenance costs and improve operational efficiency. For example, inspecting metallic structures—traditionally requiring platforms or vessels—can be performed more economically and safely with drones, avoiding risks associated with working at heights and harsh weather.

5. MAIN CONTRIBUTIONS

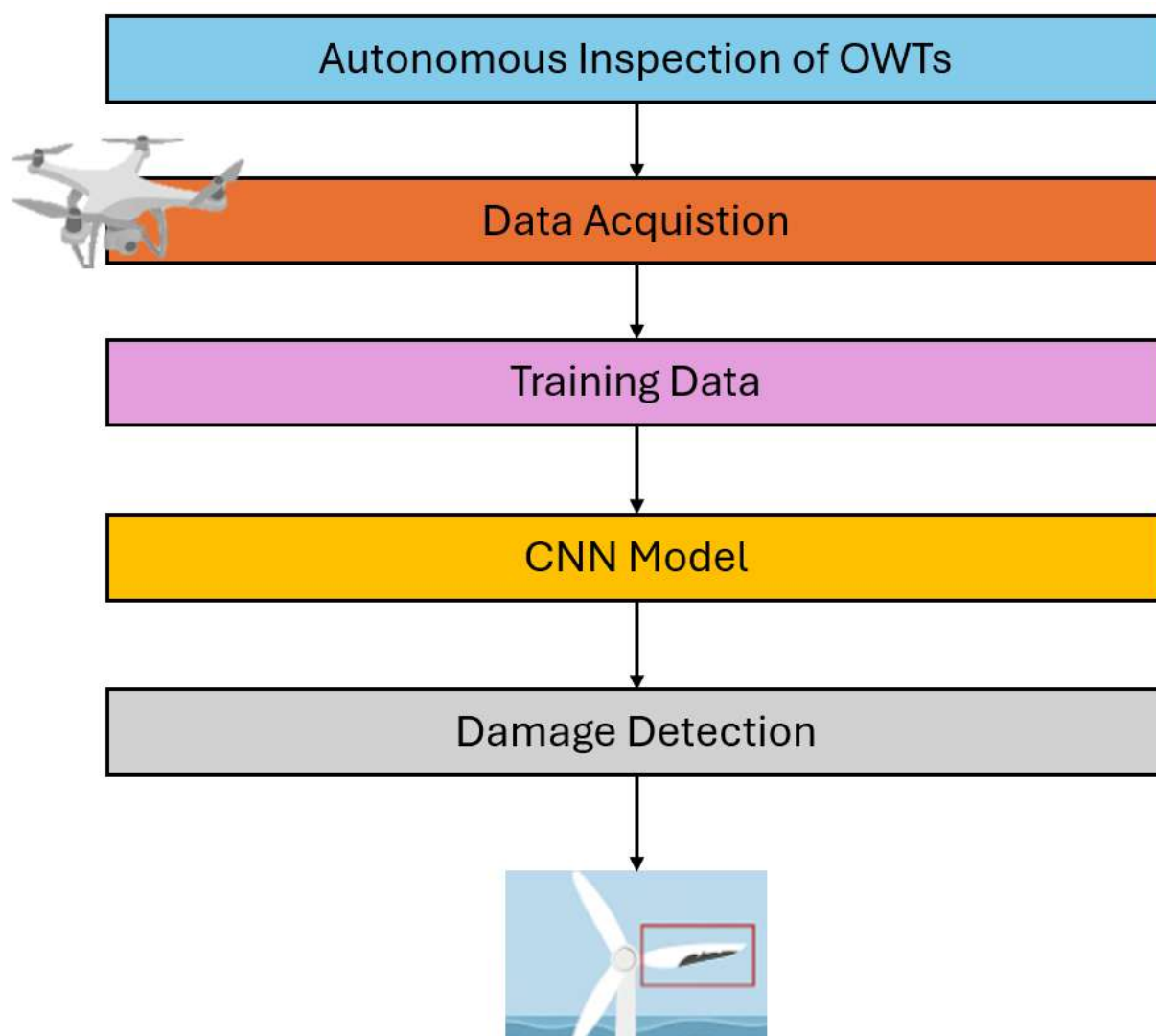
The main contributions of this work are centered on the development, at “Laboratório de Controle e Automação” (LACEA) from CEFET-RJ, of an autonomous inspection framework for OWTs using UAVs equipped with a deep learning-based damage detection system. Specifically, this research integrates the YOLOv11 object detection model for identifying structural damages on wind turbine blades. A key aspect of this approach is the use of both real-world and synthetically generated images to train and validate the model, aiming to assess the effectiveness of synthetic data in improving detection performance and generalization. Furthermore, the entire system is designed for real-time deployment, being integrated with the Robot Operating System 2 (ROS2) middleware, allowing onboard inference capabilities during flight. The inspection scenarios are developed and tested within the Gazebo simulation environment, providing realistic physical interactions and enabling performance evaluation in controlled offshore-like conditions. This study contributes to advancing autonomous robotic inspection in offshore environments by demonstrating a scalable and ROS 2-compatible solution that reduces operational costs and enhances inspection reliability.

- Development of a computer vision-based framework for damage detection in Offshore Wind Turbines (OWTs) using the YOLOv11 deep learning model.
- Employs the Gazebo simulation environment to generate high-quality synthetic datasets, reducing the need for costly and time-consuming real-world data collection.
- The entire system is designed for deployment on UAV platforms, allowing flexible and repeatable inspection missions in offshore scenarios.

An economic analysis to demonstrate that the solution is scalable, with the potential for deployment across multiple offshore wind farms with minimal additional investment. Additionally, it will be demonstrated that the solution contributes to safer operations, thereby reducing the risks associated with manual inspections in hazardous offshore environments, which in turn indirectly reduces insurance and operational liability costs.

6. PROPOSED METHODOLOGY

The proposed methodology is structured to enable the automated detection of damage on Offshore Wind Turbines (OWT) using a UAV-based computer vision system, specifically the YOLOv11 medium. The overall pipeline integrates multiple components, including data acquisition, model training, detection, and system deployment. A general overview of the proposed solution is illustrated in Figure BELOW. In this process, the solution begins with the generation of a diverse dataset composed of both real-world images and synthetic images created within the Gazebo simulation environment. This dataset is used to train the YOLOv11 deep learning model, which is designed to detect structural damages such as cracks or surface defects. The trained model is then integrated into a ROS 2-based framework, enabling real-time inference during UAV operations. This integration allows for the UAV to autonomously capture images, process them onboard, and detect damage without relying on continuous ground communication. The pipeline supports both simulated testing and potential real-world deployment, ensuring scalability and adaptability to various offshore inspection scenarios. Figure BELOW summarizes the key stages of this framework, including synthetic data generation, real data acquisition, model training, ROS2 integration, and UAV-based inspection.



General overview of the proposed solution.

7. CONCLUSIONS

This study demonstrates that the integration of autonomous drones and deep learning-based computer vision represents a transformative advancement for predictive maintenance in Brazil's offshore wind sector. Compared to traditional Non-Destructive Testing (NDT) methods reviewed in Sections 2–4—which rely on manual inspections, fixed sensors (ER, ultrasound), or ROVs—the proposed framework (Sections 5–6) addresses critical limitations in scalability and accessibility. Where conventional NDT struggles with high-risk zones like internal monopile waterlines (Mathiesen et al., 2016), the UAV-driven solution enables comprehensive structural assessments at **70× lower cost** than diver-assisted inspections (Abstract; Sheppard et al., 2010), while eliminating human exposure hazards.

The core innovation lies in the synthesis of three pillars: (1) autonomous drone mobility for data acquisition in complex offshore topographies, (2) synthetic data augmentation via Gazebo to overcome scarcity of real-world damage imagery (Section 5), and (3) embedded YOLOv11 inference integrated with ROS2 for defect detection. This system delivers rapid anomaly identification without cloud dependency—critical for remote offshore environments where connectivity is limited.

Economically, the framework disrupts cost paradigms established in Section 4. Where manual inspections incur prohibitive logistics overhead (Olesen et al., 2023), autonomous UAV operations reduce turbine downtime and enhance assessment frequency. The ROS2-compatible architecture ensures scalability across wind farms, while synthetic data generation resolves AI training bottlenecks by minimizing dependency on costly real-world imagery (Section 5).

Technologically, the solution transcends the fragmented monitoring landscape critiqued in Section 2. Unlike standalone ER sensors (Buhr et al., 2023), our vision-based system correlates surface anomalies with operational context, enabling root-cause analysis. The YOLOv11 model achieves high-precision damage detection validated through real-synthetic dataset fusion (Section 6), while ROS2 integration ensures operational robustness.

For Brazil's unique offshore challenges—aggressive biocorrosion and remote deep-water sites—this work establishes a replicable protocol for sustainable asset management. By transitioning from reactive repairs (Section 1) to AI-driven predictive upkeep, operators can significantly extend infrastructure lifespans beyond the 20–25-year baseline of conventional coatings (Introduction; Weinell et al., 2017), reduce unplanned downtime, and mitigate revenue losses from energy curtailment. Future work will expand synthetic datasets for rare failure modes and integrate digital twins for degradation forecasting.

REFERENCES

Buhr, Birit, Raun, Lars Peter Løvendahl, Sørensen, Ruth E., Rezania, Yaser, and Annika Martina Diederichs. "Benefits of Continuous Corrosion Monitoring for Offshore Wind Structures." Paper presented at the AMPP Annual Conference + Expo, Denver, Colorado, USA, March 2023.

Canning, C. (2022). "Corrosion and Biofouling of Offshore Wind Monopile Foundations." Doctoral thesis, University of Edinburgh.

El-Thalji, Idriss, and Jayantha P. Liyanage. "Integrated Asset Management Practices For Offshore Wind Power Industry: A Critical Review And a Road Map to the Future." Paper presented at the The Twentieth International Offshore and Polar Engineering Conference, Beijing, China, June 2010.

FOSTER, A. et al. YOLO Annotated Wind Turbine Surface Damage. CC BY-NC 4.0. [S.l.]: Kaggle, 2022.

Lichtenstein, Lars. "DNV GL Standard Harmonization Recommended Practice on Corrosion Protection of Offshore Wind Farms." Paper presented at the The Twenty-fifth International Ocean and Polar Engineering Conference, Kona, Hawaii, USA, June 2015.

Mathiesen, Troels, Black, Anders, and Frits Grønvold. "Monitoring and Inspection Options for Evaluating Corrosion in Offshore Wind Foundations." Paper presented at the CORROSION 2016, Vancouver, British Columbia, Canada, March 2016.

Olesen, Andreas Junker, Nielsen, Lars Vendelbo, Hilbert, Lisbeth Rischel, and Frank Fontenay. "Design and Implementation of an Offshore Remote Monitoring System for Corrosion, Coating and Cathodic Protection Performance." Paper presented at the AMPP Annual Conference + Expo, Denver, Colorado, USA, March 2023.

Rahim, A., Sparrevik, P., and A. Mirdamadi. "Structural Health Monitoring for Offshore Wind Turbine Towers and Foundations." Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, April 2018. doi: <https://doi.org/10.4043/29041-MS>

Sheppard, Robert Edward, Puskar, Frank, and Chris Waldhart. "SS: Offshore Wind Energy Special Session: Inspection Guidance for Offshore Wind Turbine Facilities." Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2010. doi: <https://doi.org/10.4043/20656-MS>

Applying Global Insight to Improve Permitting Outcomes for Offshore Wind Development in Brazil

Nathalie Schils, Ruth de Silva, Tamara Al-Hashimi

Tetra Tech

nathalie.schils@tetratech.com
ruth.desilva@tetratech.com
tamara.alhashimi@rpsconsulting.com

RESUMO

A rápida expansão da energia eólica offshore apresenta tanto oportunidades significativas quanto desafios regulatórios complexos. O gerenciamento eficaz do licenciamento e da conformidade é fundamental para equilibrar os objetivos de desenvolvimento com a preservação ambiental e os interesses das partes interessadas. Este artigo sintetiza lições globais aprendidas a partir das experiências de licenciamento em múltiplos projetos de energia eólica offshore, oferecendo insights práticos para aprimorar os resultados de conformidade no contexto brasileiro.

Com base em nossa longa atuação na indústria de energia eólica offshore na Europa, Estados Unidos e Austrália, analisamos os obstáculos comuns no licenciamento, estratégias de mitigação de riscos e abordagens de gestão adaptativa que se mostraram bem-sucedidas. Os temas principais incluem o engajamento precoce e contínuo das partes interessadas, a integração de tecnologias de monitoramento ambiental e estratégias eficazes de mitigação, além de estruturas flexíveis de licenciamento que acomodam a evolução das tecnologias de projeto, da cadeia de suprimentos e das condições ambientais.

Destacamos como a aplicação dessas melhores práticas globais pode agilizar o processo de licenciamento da energia eólica offshore no Brasil, reduzir atrasos e melhorar a conformidade ambiental. Atenção especial é dada ao cenário regulatório único do Brasil, incluindo considerações sobre o planejamento espacial marinho e os requisitos locais de consulta. A apresentação também explora ferramentas inovadoras, como o monitoramento em tempo real da conformidade e a análise de dados, para apoiar uma supervisão regulatória transparente e proativa.

Ao unir a experiência internacional com os marcos regulatórios locais, este artigo visa equipar desenvolvedores, reguladores e partes interessadas com estratégias práticas para fomentar o desenvolvimento sustentável da energia eólica offshore. Os leitores obterão uma compreensão mais clara de como navegar pelas complexidades do licenciamento, sua relação com os objetivos e metas de engenharia, antecipar riscos de conformidade e implementar soluções adaptativas alinhadas às ambições brasileiras de energia renovável marinha.

Palavras-chaves:

Energia eólica offshore, licenciamento ambiental, compliance, engajamento de stakeholders, desenvolvimento sustentável.

ABSTRACT

The rapid expansion of offshore wind energy presents both significant opportunities and complex regulatory challenges. Effective permitting and compliance management are critical to balancing development goals with environmental stewardship and stakeholder interests. This paper synthesizes global lessons learned from permitting experiences across multiple offshore wind projects, offering actionable insights to enhance compliance outcomes in the Brazilian context.

Drawing on our longstanding presence in the offshore wind industry in Europe, the United States, and Australia we analyze common permitting hurdles, risk mitigation strategies, and adaptive management approaches that have proven successful. Key themes include early and ongoing stakeholder engagement, integration of environmental monitoring technologies and effective mitigation strategies, and flexible permitting frameworks that accommodate evolving project technologies, supply chain, and environmental conditions.

We highlight how applying these global best practices can streamline the Brazilian offshore wind permitting process, reduce delays, and improve environmental compliance. Special attention is given to the unique regulatory landscape in Brazil, including marine spatial planning considerations and local consultation requirements. The presentation also explores innovative tools such as real-time compliance tracking and data analytics to support transparent and proactive regulatory oversight.

By bridging international experience with local regulatory frameworks, this paper aims to equip developers, regulators, and stakeholders with practical strategies to foster sustainable offshore wind development. Readers will gain a clearer understanding of how to navigate permitting complexities and how it relates to engineering aims and objectives, anticipate compliance risks, and implement adaptive solutions that align with Brazil's marine renewable energy ambitions.

Keywords:

Offshore wind energy, environmental permitting, compliance management, stakeholder engagement, sustainable development.

1. INTRODUÇÃO

Offshore wind energy has become a cornerstone of global renewable energy strategies, with countries like the United Kingdom, Germany, the United States (US), and China leading rapid deployment. Brazil,

with its extensive coastline and strong offshore wind resource, is poised to join this global transition. While unique considerations must be applied to distinct geographies, there are critical lessons learned upon which Brazil's burgeoning offshore wind industry can capitalize.

This paper reviews lessons learned from global offshore wind projects in established and emerging jurisdictions, emphasizing permitting and compliance management, and aligns these lessons with Brazil's developing offshore wind market. The goal is to inform stakeholders, policymakers, and developers on best practices to facilitate sustainable offshore wind development in Brazil.

Setting the Stage: An overview of the European, US, and Australian offshore wind markets.

It is pertinent to evaluate offshore wind development across these three geographies as they represent the full spectrum of market maturity. As of 2025, Europe has over 40 operational offshore wind farms with a combined capacity exceeding 37 gigawatts (GW), and more than 100 projects are in various stages of development, including large-scale expansions in the North Sea and Baltic Sea regions (WindEurope, 2025). The European market includes both floating and more traditional fixed-bottom offshore wind projects, and is therefore also leading the way from a technology development perspective.

The US offshore wind market is rapidly emerging, with several operational projects totaling almost 200 megawatts (MW), and more than 25 projects in development along the Atlantic and Pacific Coasts aiming to reach over 30 GW by 2030. By the mid 2020s, approximately 5.5 GW of offshore wind generation will be fully operational with projects concentrated on the East (Atlantic) Coast (McCoy et al, 2024).

Australia's offshore wind sector is transitioning from conceptual planning to early-stage development, with several projects advancing through feasibility licensing in newly declared offshore wind zones along its southern, eastern and western coasts, with no operational projects yet. The State of Victoria remains at the forefront of Australia's offshore wind development, with 12 active projects, targeting up to 9 GW of capacity by 2040 (Clean Energy Council, 2024).

The lessons presented herein consider challenges and opportunities based on our collective experience working across these three markets. Due to confidentiality limitations, project specific details are omitted where necessary.

Recommendation 1: Prioritize stakeholder engagement and management

In Brazil, engaging both statutory and non-statutory stakeholders early is of primary importance. Involving local coastal communities, the fishing sector, indigenous peoples, and environmental non-governmental organizations (eNGOs) early will be essential to address concerns in regions like the Northeast and South coasts where offshore wind potential is high. A focus on the positive benefits of offshore wind development (i.e., job creation and other supply chain investments) is critical in the early stages of outreach.

While stakeholders are sometimes understood in the capacity of those who are potentially impacted by a project, this is a limited view and does not consider the importance of regulatory authorities as a critical stakeholder. Education of staff at regulatory agencies can be facilitated through international information sharing of best practices. This serves to develop regulator confidence in assessment methodologies, particularly novel approach due to changing baseline data/lessons learnt from previous projects, and also due to novel technology and engineering solutions e.g. as a result of floating offshore wind development. This "no-surprises" approach is key to ensuring as smooth a determination period as possible and thereby maximizing success.

Two practices from the US market are worth considering to further support this effort. First, in 2022, the US federal authority for offshore wind development, the Bureau of Ocean Energy Management (BOEM), included additional lease stipulations that require developers to prepare and implement communications plans. Distinct plans must be implemented for Native American Tribes, fisheries, and agencies (BOEM, 2022). Guidance regarding these plans is limited but developers are required to report on their activities on a semi-annual basis and plans are made public. Developers must also identify points of contact and outline methods for engaging with stakeholders and disseminating information. Finally, stakeholder input and feedback must be solicited in the initial development of the plans prior to submittal to the regulatory authorities.

A second practice from the US market with regards to stakeholder engagement is the development of “technical working groups” (TWGs). As noted in Brunbauer et al. 2023, the purpose of the Fisheries TWG and the Environmental TWG is to facilitate collaboration among stakeholders who have “technical knowledge, practical experience, and professional interest” related to the stated topic. The TWGs are meant to serve in an ongoing advisory role to the State of New York with the goal of advancing offshore wind development in an environmentally responsible manner. Of note with regards to Brazil, the TWGs include representation from multiple neighboring states to ensure that the broader scope of geography interest in the region is addressed. Brunbauer et al. 2023 notes that a significant benefit from the establishment of the TWGs is that they provide a forum for open discussion between a variety of stakeholders. Taking the Fisheries TWG as an example, its membership includes representatives from commercial fishing organizations, federal regulators, state regulators, and offshore wind developers. The contribution of TWGs can be summarized as follows:

- Improves communication and coordination among stakeholders
- Provides guidance to regulatory decision makers
- Supports scientific research to understand impacts (Brunbauer et al. 2023).

Stakeholder engagement is a cornerstone of successful offshore wind development. Projects must navigate a complex landscape of regulatory, environmental, and community interests. Recent experiences from feasibility-stage projects in the State of Victoria (Australia) offer valuable insights into best practices and common pitfalls. Collaborative planning with Indigenous communities and local governments has proven effective in developing social license, for example local benefit-sharing schemes and employment pathways gain stronger community support. The current regulatory framework places the burden of stakeholder engagement and conflict management on individual license holders, i.e., developers. Developers must independently liaise with fisheries, First Nations communities, and other marine users, while these stakeholders must engage separately with each proponent—adding complexity and reducing efficiency. Consultation fatigue is a key concern for Australia's First Nations People in particular. Under the Native Title Act 1993 and various state-based heritage laws, developers must engage with Traditional Owners where native title rights exist or cultural heritage may be affected. Engagement with Traditional Owners during the project feasibility phase has resulted in a significant step for Indigenous-led participation in the offshore wind industry. Two offshore wind projects have signed an Engagement Agreement with the Gunaikurnai Land and Waters Aboriginal Corporation in Victoria, with the expectation that the remaining developers will do so. The Engagement Agreement demonstrates how proponents should engage with Traditional Owners, i.e. based on respect, transparency, and shared outcomes. Key areas of engagement include protecting cultural heritage, exploring employment and training opportunities, and ensuring any potential development supports sustainable economic outcomes and includes meaningful community engagement. This is similar to the approach noted above regarding communications plans as identified in the US as a best practice but goes a step further as it is a jointly signed agreement.

Brazilian authorities can support stakeholder engagement by providing guidance and planning support to developers and stakeholders alike. Authorities should consider facilitating multi-project meetings to solicit

feedback from stakeholders in a way that limits stakeholder fatigue over the lengthy development process. Transparency and a focus on “completing the feedback loop” (i.e., soliciting feedback and then communicating how this input was incorporated into design decisions) is critical for the industry’s success.

Recommendation 2: Streamline and coordinate multijurisdictional regulatory frameworks

Currently, Brazil's offshore wind permitting involves the Brazilian Institute of the Environment and Renewable Natural Resources (IBAMA), the National Agency of Petroleum, Natural Gas, and Biofuels (ANP), and the Ministry of Environment, which may result in fragmented processes. Critically, expectations regarding survey data and design maturity may differ across agencies and permit conditions may be contradictory or duplicative resulting in burdensome considerations during construction and operations. Development of offshore wind in other markets requires regulatory approvals and coordination across multiple jurisdictions; however, different approaches have been undertaken to limit fragmentation and streamline the process.

In the UK, despite differing regulatory frameworks across the devolved nations, the fundamental Directives and aim of regulatory frameworks for offshore wind permitting is similar. For example, all countries in the UK work under the Environmental Impact Assessment Directive, the Habitats Directive, and the Water Framework Directive. Interagency working groups on the regulatory side also allow key regulators and their statutory advisors to work together on assessment themes to provide consistency in advice where possible, e.g. marine mammals. This commonality means that assessments for offshore wind projects in the UK have some consistency in terms of baseline data expectations, evidence expectations, and assessment methodologies.

Offshore wind projects in the US require permits or approvals from 20+ agencies, depending on where transmission assets will be located. Approvals are required throughout the development process, from initial leasing through site investigations, construction, and operations. BOEM serves as the lead agency with regards to federal coordination for offshore wind leasing and permitting on the Outer Continental Shelf. Under the framework of the National Environmental Policy Act, BOEM coordinates with other agencies who participate in the process as cooperating or coordinating agencies. A significant benefit of this approach is the reduction in environmental impact assessment documentation as cooperating agencies are able to rely on the documentation produced by BOEM to satisfy their regulatory requirement to evaluate a project's impacts. This is evident in the review completed for species protected by the Endangered Species Act under which BOEM consults on the proposed activities the National Marine Fisheries Service and the U.S. Fish and Wildlife Service. BOEM prepares pertinent documents including the biological assessment. The consulting agencies then provide a biological opinion which inform BOEM's decision-making process. This is documented in the Environmental Impact Statement that BOEM prepares, with review by the consulting agencies. An additional example of this coordinated approach is provided in BOEM's Benthic Habitat Survey Guidelines (2019) which specifically references input from and coordination with other federal agencies. It can be implied that the goal is to develop a unified methodology that will satisfy the requirements of all relevant agencies.

Developers may also elect to prepare “tiered applications” such that one master application is prepared, and then different components are (re)produced to meet the specific requirements of individual agencies. One challenge is presented by the involvement of state authorities with jurisdiction over certain waters and geographic areas of interest; this challenge is expected to occur in Brazil as well and must be considered in development of regulatory frameworks.

In addition to relying on a single lead federal agency to manage the overall environmental review of a project, the US regulatory scheme is also supported by the Federal Permitting Improvement Steering Council. The Council is a federal agency that was established in 2015 under the Fixing America's Surface Transportation (FAST) Act with the goal of improving the efficiency and transparency of the permitting process for critical infrastructure projects. One of the key provisions of the Council's activities is

development of the Coordinated Project Plan. This Plan is established with input and consensus from jurisdictional agencies. Critically, the Plan identifies milestones for agency decisions. Permitting milestone dates are made public on the Permitting Dashboard and modifications must be documented (Federal Permitting Improvement Steering Council, 2024). Review of the Dashboard for offshore wind projects reveals that the majority of projects have faced a delay of at least six months in permitting timelines. While it is impossible to predict what the timelines for these projects would have been in the absence of the Permitting Council, the fact that developers continue to pursue coverage under the FAST Act and involvement by the Permitting Council could indicate a general positive view by the industry.

Australia's offshore wind industry also operates within a fragmented regulatory framework, with both primary and secondary environmental approvals required for projects at both Commonwealth and State government levels. While the Commonwealth government regulates activities beyond three nautical miles, similar to the federal government in the US, transmission infrastructure must pass through State waters that trigger separate planning and approvals processes, thereby leading to dual approval processes and parallel consultation requirements.

There is no centralized mechanism for developers to coordinate approvals across jurisdictions in Australia, and developers must navigate separate Commonwealth and State approvals pathways, often engaging with multiple agencies and stakeholders. Instead, Australia relies on cooperative mechanisms and intergovernmental agreements, which often result in inconsistency, duplication, and uncertainty regarding accountability and transparency (Kallies, 2021).

Each of the markets considered in this paper have a partially fragmented regulatory framework for offshore wind. This places additional burden on developers who must navigate a multijurisdictional approach. Of note is consideration of World Bank requirements and International Finance Corporation Performance Standards with regards to developing the permitting scheme for offshore wind development in Brazil. Alignment with these standards ensures a robust environmental review but also may simplify and streamline financing as adherence to these standards has generally provided a baseline for external financing. Establishing a centralized or coordinated permitting body could reduce bureaucratic delays and clarify regulatory expectations, supporting Brazil's energy transition goals. Consideration of jurisdictional overlap and coordination between Brazil's federal and state regulatory authorities should be considered as well to further streamline permitting and development.

Recommendation 3: Comprehensive and long-term data collection facilitates informed decision-making

It is anticipated that significant data collection and analysis will be required to support project design as well as development of permit applications and evaluation under an Environmental and Social Impact Assessment (ESIA) framework. In particular, data with regards to seabed conditions (geology), visibility, and marine life are critical components in other offshore wind markets. This lesson is particularly relevant for Brazil, where long-term datasets on marine ecosystems and meteorological conditions are still limited compared to mature markets. Consideration of the cost and availability of this data is important, noting that in several geographies, government and/or academic institutions have directly or indirectly lead this process.

For example, in the UK, academic institutions provide common baseline data for some receptor groups such as the Sea Mammal Research Unit which provides consistent at-sea usage data for grey and harbor seals throughout the UK. There are also common commercial fisheries data sets via the International Council for the Exploration of the Seas, and common benthic ecology data via the European Marine Observation and Data Network and Joint Nature Conservation Committee. While there is also always a need and requirement for site-specific data for offshore wind projects, the availability of data sets aids consistency in interpretation and assessment which allows for more informed decision making by regulators and developers.

Similarly, in the US, there are numerous long-term data sets that are used by regulators, developers and other stakeholders. The majority of these studies are not explicitly meant to support offshore wind development but can be used to characterize baseline conditions which informs the environmental assessment process. One example dataset is the Marine Mammal Stock Assessment, which provides systematic population estimates and health assessments for various marine mammal species. This federally funded ongoing study has been maintained since the early 1990s and is referenced in both permitting documents prepared by developers as well as by regulators who are considering potential impacts of offshore wind projects.

In contrast, a significant constraint for offshore wind projects in Australia is the paucity of marine spatial environmental baseline data in areas where offshore wind projects are being proposed. A robust assessment requires sufficient knowledge of the receptors that may be impacted at the local scale (project area) and broad scale (such as the much larger extent that may be ensounded by underwater noise generating activities from construction piling). Local-scale data collection lends itself to being addressed by each individual developer, however broad scale studies are less easily tackled, and can lead to duplication of efforts already undertaken by others, increased project costs and potential cumulative impacts to target species from the studies themselves, delays to project schedules, and competition for finite resources (i.e., survey vessels, aircraft, equipment, specialists). A collaborative regional marine environmental study program is being developed in Australia for the offshore wind projects off the coast of Victorian to address these challenges. This may serve as a helpful foundation for Brazil.

In Australia there is also a lack of a comprehensive national spatial database that consolidates information to support planning and assessment. Currently, spatial data is fragmented across multiple sites, including the Australian Ocean Data Network, National Environmental Science Program, Australian Marine Spatial Information System, Atlas of Living Australia, and various State-level environmental databases (e.g. the Victorian Biodiversity Atlas). In addition, there has been a large volume of industry-generated data from other industries such as oil and gas, that is inaccessible due to commercial confidentiality, and if made available considerable effort is required to standardize or convert it into usable formats. This fragmented data landscape makes it difficult for developers to gain access to existing high-quality baseline information that may be relevant to their project area. In contrast, in the US, the Integrated Ocean Observing System network is a nationally coordinated program managed through a partnership of several federal agencies, regional observing systems, academic institutions, and private sector stakeholders. The network leverages diverse expertise and resources to compile high-quality, real-time, and long-term environmental data from various platforms such as buoys, satellites, autonomous vehicles, and coastal monitoring stations. More details can be found online: <https://ioos.noaa.gov/>.

As noted above, additional site-specific data collection is also necessary to inform project design and permitting, building on the foundation of existing large-scale datasets. For example, the Block Island Wind Farm, the first operational offshore wind project in the US, undertook extensive environmental baseline studies spanning multiple years before construction. These studies included marine mammal and fish population surveys, seabird monitoring, and oceanographic data collection such as currents and wind speed. Similarly, the Coastal Virginia Offshore Wind Commercial Project, a utility-scale project off Virginia, conducted multi-year pre-construction monitoring programs including benthic habitat characterization as documented in the project's Construction and Operations Plan.

Noting the extensive effort for data collection, and resulting impact to cost and schedule, it is also worth considering government-established guidance regarding data collection methodology. Baseline data collection covering both offshore, nearshore, and onshore ecological and physical studies needs to be carefully scoped and planned to ensure that provide fit-for-purpose data that clearly supports approvals documentation and timeframes. In the US, guidance documents from BOEM recommend multi-year baseline data campaigns for benthic resources, avian resources, and marine mammals. Guidance documents provide recommendations on survey methodology, analysis, and reporting (BOEM n.d.). Care

should be taken in developing guidance so that it allows for necessary flexibility and does not hinder efficient development.

For Brazil, investing in long-term, multi-source data collection—including satellite remote sensing, buoy stations, and vessel-based surveys—will support characterization of the unique marine environment. Transparent sharing of these data with regulators, researchers, and stakeholders can build cumulative knowledge, improve confidence in environmental assessments, and ultimately facilitate more efficient permitting and sustainable offshore wind development. In particular, permit conditions can potentially be made less conservative, and therefore, less onerous, if there is greater certainty about the baseline conditions and potential impacts.

Recommendation 4: Compliance monitoring and adaptive management supports continuous improvement

Robust compliance monitoring is essential to ensuring that offshore wind projects adhere to environmental permit conditions and minimize unforeseen impacts during construction and operations. Permit conditions allowing for adaptive management are critical in allowing developers to implement best available technology to minimize impacts. Reporting and dissemination of monitoring data also supports continued advancement of the industry.

In the UK, permit applications are required to be accompanied by specific management plans that set-out mitigation commitments that have been committed to by the project in order to reduce impacts. For example, it is common to include a draft marine mammal mitigation plan that will set out implementation methods and report on the use of acoustic deterrent devices, and Passive Acoustic Monitoring devices to minimize auditory risk to marine mammals. Similarly an Invasive Non-Native Species Management Plan is often required in order to minimize the risk that non-native species could be introduced through ballast water in a construction vessel. The development of these draft plans into full plans during the pre-construction phase is important (once final design is understood) to ensure the mitigation measures are appropriate and proportionate for the final design, the monitoring of potential impact and effectiveness of mitigation is undertaken, and finally the reporting of findings is efficient.

In the US, regulatory agencies similarly require detailed monitoring plans as part of the approval process. These plans often include continuous environmental surveillance and adaptive management strategies that enable developers to respond promptly to emerging issues, thereby protecting marine ecosystems and maintaining regulatory compliance. For example, permit conditions for the Coastal Virginia Offshore Wind Commercial Project, as noted in BOEM's approval of the project's Construction and Operations Plan (2024), required development of the following plans, noting that additional plans are required in accordance with other permits: Oil Spill Response Plan, Bird-Deterrent Devices Plan, Avian and Bat Post-Construction Monitoring Plan, Benthic Habitat Monitoring Plan, and Protected Species Monitoring Plan. Many of these plans employ an adaptive management framework that uses monitoring data to adjust construction schedules and operational procedures to mitigate impacts.

In Australia, environmental monitoring for offshore wind developments is governed by the Environment Protection and Biodiversity Conservation Act 1999. Proponents are required to implement monitoring programs that measure predicted environmental impacts and trigger adaptive management strategies to avoid or mitigate impacts to sensitive receptors (habitats, species, social and cultural values). These programs may include the development of a marine fauna monitoring program to detect and monitor the presence, behavior and response of sensitive fauna within relevant underwater noise effect ranges, and trigger mitigation measures such as shutdowns and restart procedures (DCCEEW, 2023).

These examples highlight that compliance monitoring is not merely a regulatory checkbox but a dynamic process that supports continuous learning and environmental protection. For Brazil, establishing similarly robust and adaptive monitoring frameworks will be critical to ensuring offshore wind projects meet permit conditions and maintain community and stakeholder support and confidence. Incorporating real-time

monitoring technologies and flexible operational protocols can help Brazil address uncertainties in its marine environment and respond effectively to ecological changes throughout the project lifecycle.

6. CONCLUSÃO

Brazil's promising offshore wind sector can greatly benefit from global lessons in permitting and compliance management while being cognizant of unique geographic considerations. Early stakeholder engagement, streamlined regulatory coordination, robust data collection, and adaptive monitoring can form a framework for sustainable growth. By adapting these lessons to its unique environmental and social context, Brazil can accelerate offshore wind development while safeguarding marine ecosystems and community interests.

REFERÊNCIAS

Brunbauer, Morgan, McClellan Press, Kate, Williams, Kathryn A., Dresser, Brian K., Gulka, Julia, Lampman, Greg. Effective Stakeholder Engagement for Offshore Wind Energy Development: The State of New York's Fisheries and Environmental Technical Working Groups, Marine and Coastal Fisheries, Volume 15, Issue 2, April 2023, e210236. Retrieved from <https://doi.org/10.1002/mcf2.10236>.

Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). N.d Guidance Portal: Renewable Energy Guidelines. Retried from <https://www.boem.gov/about-boem/regulations-guidance/guidance-portal>.

BOEM. 2019. Guidelines for Providing Benthic Habitat Survey Information for Renewable Energy Development on the Atlantic Outer Continental Shelf Pursuant to 30 CFR Part 585. Retrieved from <https://www.boem.gov/sites/default/files/renewable-energy-program/Regulatory-Information/BOEM-Renewable-Benthic-Habitat-Guidelines.pdf>.

BOEM. 2022. New York Bight: Leasing History. Retrieved from <https://www.boem.gov/renewable-energy/state-activities/new-york-bight>.

BOEM. 2024. Conditions of Construction and Operations Plan Approval Lease Number OCS-A 0483. Retrieved from <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/renewable-energy/state-activities/CVOW-C-Conditions-COP-Approval-OCS-A-0483.pdf>.

Clean Energy Council. (2024). Offshore Wind in Australia: Market Overview and Development Outlook. Melbourne, Australia: Clean Energy Council. Retrieved from <https://www.cleanenergycouncil.org.au/resources/reports/offshore-wind>.

DCCEEW. (2023). Guidance - Key Environmental Factors for Offshore Windfarm Environmental Impact Assessment under the Environment Protection and Biodiversity Conservation Act 1999, Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water, Canberra, July. CC BY 4.0.

Federal Permitting Improvement Steering Council. 2024. Charter. Retried from https://www.permitting.gov/sites/default/files/2024-12/PC_Charter_October_2024.pdf.

Kallies. (2021). The Australian energy transition as a federalism challenge: (Un)cooperative energy federalism? *Transnational Environmental Law*, 10 (2) (2021), pp. 211-235

McCoy, Angel, Walter Musial, Rob Hammond, Daniel Mulas Hernando, Patrick Duffy, Philipp Beiter, Paula Pérez, Ruth Baranowski, Gage Reber, and Paul Spitsen. 2024. Offshore Wind Market Report: 2024 Edition. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-90525. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/90525.pdf>.

WindEurope. 2025. Wind energy in Europe 2024: Statistics and the outlook for 2025-2030. Retrieved from <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2024-statistics-and-the-outlook-for-2025-2030/>.

A NECESSÁRIA E URGENTE REGULAMENTAÇÃO DA LEI Nº 15.097/25

Aloisio Pereira Neto¹

A. Neto Consultoria em Energia

e-mail: aloisio@aloisioneto.adv.br

RESUMO

Publicada no Diário Oficial da União, e em vigor desde a data de sua promulgação, a Lei Federal Nº 15.097/25 instituiu o Marco Legal do Aproveitamento Energético Offshore, com foco na geração de energia elétrica em ambiente marinho e estabeleceu diretrizes gerais para o uso sustentável do espaço marítimo brasileiro, em consonância com a Política Energética Nacional, autorizando a cessão de uso de bens da União situados no mar territorial, zona econômica exclusiva e plataforma continental para fins de exploração energética. Ocorre que a sua plena eficácia está condicionada à edição de regulamentação infralegal complementar. O presente artigo objetiva identificar os pontos normativos pendentes de regulamentação, bem como indicar, de forma fundamentada, quais medidas demandam edição de edital público para sua efetivação, sugerir os órgãos ou entidades competentes para promover a regulamentação de cada aspecto da lei, e propor, quando cabível, minuta de texto regulamentar que possa subsidiar a edição dos atos normativos necessários. Essa regulamentação é essencial à atração de investimentos com segurança jurídica e à própria concretização da norma vigente no ordenamento jurídico brasileiro.

Palavras-chave: Marco Legal Offshore. Geração de Energia Elétrica Offshore. Regulamentação Infralegal.

ABSTRACT:

Published in the Official Gazette of the Union and in effect since the date of its enactment, Federal Law No. 15,097/25 established the Legal Framework for Offshore Energy Utilization, focusing on the generation of electricity in marine environments. It sets forth general guidelines for the sustainable use of Brazilian maritime space, in line with the National Energy Policy, and authorizes the granting of use rights over Union assets located in the territorial sea, exclusive economic zone, and continental shelf for energy exploitation purposes. However, its full effectiveness is subject to the issuance of complementary infralegal regulations. This article aims to identify the regulatory provisions pending implementation, indicate, based on legal reasoning, which measures require the issuance of a public call for proposals to become effective, suggest the competent bodies or entities responsible for regulating each aspect of the law, and, where appropriate, propose draft regulatory texts to support the issuance of the necessary normative acts. Such regulation is essential for attracting investment with legal certainty and for the effective implementation of the current legal framework within the Brazilian legal system.

Keywords: Offshore Legal Framework. Offshore Electricity Generation. Subordinate Legislation

¹ Especialista em Direito Privado, Especialista e Mestre em Direito Ambiental, Advogado atuante na área de Direito de Energia e Ambiental há 25 anos, responsável pela estruturação jurídica de diversos projetos de energia pelo Brasil, professor da Especialização em Direito de Energia; Professor Universitário de Direito Ambiental e Energia e Autor dos Livros: Direito Ambiental para Concursos e Exame de Ordem e A Energia Eólica no Direito Ambiental Brasileiro.

1. INTRODUÇÃO

A publicação da Lei Federal nº 15.097, de 10 de janeiro de 2025, instituiu o Marco Legal do Aproveitamento Energético *Offshore*, com foco na geração de energia elétrica em ambiente marinho, especialmente por fontes renováveis, como a energia eólica.

A norma, publicada no Diário Oficial da União, e em vigor desde a data de sua promulgação, estabelece diretrizes gerais para o uso sustentável do espaço marítimo brasileiro em consonância com a Política Energética Nacional, autorizando a cessão de uso de bens da União situados no mar territorial, zona econômica exclusiva e plataforma continental para fins de exploração energética.

Não obstante sua relevância e inovação, a lei contempla uma série de dispositivos cuja plena eficácia está condicionada à edição de regulamentação infralegal complementar.

Urge a necessidade de se regulamentar os pontos normativos pendentes e discutir as medidas que demandam edição de edital público para sua efetivação, através de órgãos ou entidades competentes.

Observa-se que, sem a regulamentação ora sugerida, a lei publicada não poderá ser implementada, estará em vigor, mas sem qualquer efeito prático. Além disso, os investimentos necessários a efetiva concretização da indústria eólica offshore não ocorrerão.

2. METODOLOGIA DE ANÁLISE

A metodologia utilizada para a elaboração das propostas apresentadas no artigo baseia-se em uma análise sistêmica da Lei nº 15.097/2025. O principal objetivo foi identificar os pontos da legislação que dependem de regulamentação para que a lei possa ser plenamente eficaz e operacional.

O processo de análise envolveu as seguintes etapas:

- **Identificação de Lacunas Normativas:** O primeiro passo foi uma leitura minuciosa da Lei Federal nº 15.097/25, que instituiu o Marco Legal do Aproveitamento Energético Offshore no Brasil, para detectar os dispositivos de caráter programático. Estes são os artigos que estabelecem diretrizes gerais e princípios, mas que não detalham os procedimentos técnicos, operacionais e administrativos necessários para sua execução.
- **Análise de Eficácia:** Em seguida, o artigo avaliou como a falta de regulamentação desses pontos afeta a segurança jurídica para atração de investimentos e a viabilidade prática da lei, destacando que, sem essa regulamentação, a norma não terá efeitos práticos.
- **Proposição de Medidas Regulamentares:** A partir da identificação das lacunas, o artigo propôs medidas específicas, categorizando-as em dois grupos principais:
 - **Regulamentação Infralegal:** Pontos que precisam de normas complementares (como decretos, portarias e resoluções) para serem detalhados, como a definição de áreas de exploração (os "prismas energéticos"), os procedimentos de oferta, a qualificação dos interessados, o descomissionamento e as participações governamentais.

- Exigência de Editais: Dispositivos que dependem da publicação de editais públicos para sua implementação, principalmente para a concessão de uso de bens da União através da oferta planejada ou em casos de múltiplas manifestações de interesse na oferta permanente.

- Sugestão de Repartição de Competências: A análise também incluiu uma sugestão de como as responsabilidades pela regulamentação poderiam ser distribuídas entre os órgãos do Poder Executivo, como o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a Marinha do Brasil, entre outros. Essa proposta considerou as competências legais e especializações de cada entidade, buscando uma implementação coordenada da lei.

A análise conclui que a atuação normativa conjunta desses órgãos é fundamental para a efetividade da lei e para garantir a segurança jurídica necessária para o desenvolvimento da indústria de energia offshore no Brasil.

3. ARTIGOS DA LEI Nº 15.097/2025 QUE DEPENDEM DE REGULAMENTAÇÃO

A Lei nº 15.097/2025, embora inaugure um marco regulatório promissor e inovador no âmbito da exploração energética offshore no Brasil, possui caráter eminentemente programático em diversos de seus dispositivos. O legislador optou por estabelecer uma moldura geral e principiológica, remetendo à esfera infralegal a tarefa de detalhar os procedimentos técnicos, operacionais e administrativos necessários à efetivação do regime jurídico instituído.

Em leitura sistemática da norma, à luz da documentação técnica que a acompanha, verifica-se que a sua eficácia plena está condicionada à regulamentação de, ao menos, onze núcleos temáticos essenciais, cuja ausência pode comprometer tanto a segurança jurídica dos agentes interessados quanto a própria viabilidade prática das futuras cessões e empreendimentos.

O primeiro ponto que requer disciplina normativa específica diz respeito à definição técnica e ambiental das áreas marítimas passíveis de exploração, denominadas na norma como “prismas energéticos”.

A delimitação desses prismas exige a consideração de variáveis oceanográficas, logísticas, ambientais e econômicas, não sendo possível sua aplicação imediata, sem um ato normativo complementar que defina critérios objetivos de elegibilidade, mapeamento, exclusões geográficas e interação com outras atividades econômicas (como a navegação, pesca e exploração mineral).

Em segundo lugar, impõe-se a regulamentação dos procedimentos de oferta permanente e planejada para cessão de uso dos bens da União em mar territorial, plataforma continental e zona econômica exclusiva.

Embora a lei tenha diferenciado tais modalidades (sendo a oferta permanente iniciada por provocação de interessados, e a planejada estruturada pela Administração Pública com base em planejamento espacial prévio), não há na norma detalhes operacionais quanto aos ritos, prazos,

documentos exigidos, critérios de julgamento ou formalização contratual, o que impõe a necessidade de regulamentação específica, inclusive mediante editais públicos, conforme será analisado em seção própria.

Ainda no campo procedimental, encontra-se a figura da Declaração de Interferência Prévia (DIP), condição prévia à outorga, destinada a identificar e mitigar conflitos de uso na área requerida (Brasil, 2024). A ausência de critérios técnicos para emissão da DIP, prazos de análise, forma de instrução e instâncias recursais gera insegurança aos interessados, exigindo normatização precisa que garanta previsibilidade e transparência no processo.

Outro ponto crítico refere-se à qualificação dos interessados em participar das cessões de uso, tema tratado de forma genérica da lei. É necessário que norma infralegal estabeleça os requisitos técnicos, econômico-financeiros e jurídicos mínimos exigíveis, observando, ainda, diretrizes de conteúdo local, inovação tecnológica e sustentabilidade, em linha com as políticas públicas de desenvolvimento da indústria nacional.

Ademais, o ciclo de vida dos empreendimentos offshore demanda especial atenção quanto ao descomissionamento e à repotenciação das instalações, temas igualmente mencionados de forma genérica na lei. Torna-se imperiosa a edição de norma que estabeleça responsabilidades, prazos, critérios de descarte sustentável, reaproveitamento de materiais e condições para renovação tecnológica das estruturas já instaladas.

No campo econômico e financeiro, destaca-se a necessidade de regulamentação dos valores, fórmulas e periodicidade de cobrança das taxas e participações governamentais, como o bônus de assinatura, a taxa de ocupação da área e a participação proporcional sobre a energia gerada. A omissão nesse ponto pode comprometer a atratividade dos projetos e dificultar a precificação adequada nos certames futuros.

Além disso, a norma prevê, de forma ainda incipiente, as diretrizes para acompanhamento e fiscalização dos empreendimentos, devendo-se indicar expressamente quais entes públicos serão incumbidos dessa função, quais os instrumentos regulatórios serão utilizados e quais as penalidades aplicáveis em caso de descumprimento.

No tocante aos instrumentos de compensação ambiental, a lei menciona, os créditos de carbono como um dos mecanismos possíveis, mas não define como esses créditos serão apurados, registrados, integrados ao mercado nacional ou internacional, tampouco qual será o modelo de compensação ecológica aplicável às atividades offshore.

Por fim, a lei trata, de forma meramente indicativa, da necessidade de estabelecimento de diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para articulação entre agentes públicos e privados, bem como da integração da energia offshore ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Ambos os temas exigem regulamentação clara, que detalhe os procedimentos de conexão, os critérios para contratação da energia gerada e os modelos de leilão a serem adotados, garantindo a inserção eficiente da energia marítima no mercado nacional.

Portanto, diante desse conjunto de dispositivos ainda pendentes de regulamentação, conclui-se que a efetividade prática da Lei nº 15.097/2025 depende diretamente da atuação normativa coordenada entre os ministérios, agências reguladoras e órgãos ambientais competentes, sob pena de frustração da finalidade legal e perda da janela estratégica de aproveitamento do potencial energético offshore no Brasil.

Tabela 1 - Dispositivos da lei nº 15.097/2025 que dependem de regulamentação

Artigo	TEMA	NECESSIDADE DE REGULAMENTAÇÃO
Art. 5º, §1º	Procedimentos de oferta permanente e planejada	Regulamento disporá sobre definição locacional, apresentação de prospectos, DIP, sanções
Art. 6º, §2º e §4º	Compatibilidade com blocos de petróleo e centralização de requerimentos	Definição da compatibilidade e do órgão centralizador da DIP
Art. 7º, §1º	Estudos para manifestação de interesse e disponibilidade de interconexão ao SIN	Requisitos técnicos mínimos para análise prévia
Art. 8º, caput	Qualificação técnica, econômica e jurídica	Regulamento definirá critérios de habilitação e conteúdo local
Art. 9º, §5º e §6º	Integração ao SIN	Procedimento para conexão e alternativas para autoprodutores
Art. 10, caput e incisos	Cláusulas contratuais obrigatórias da outorga	Regulamento pode detalhar obrigações contratuais mínimas
Art. 11, §1º a §4º	Fases da cessão de uso e apresentação de viabilidade	Normas sobre estudos obrigatórios e extinção da outorga
Art. 12, II, IV e V	Monitoramento ambiental e descobertas	Regulamento deve dispor sobre forma e conteúdo das comunicações
Art. 13, §1º	Participações governamentais	Regras para apuração, pagamento e penalidades por inadimplemento
Art. 15, caput e §2º	Descomissionamento	Cláusulas obrigatórias e impacto ambiental de estruturas
Art. 17	Diretrizes do CNPE	Regulamentação nacional com definição de prazos e órgãos
Art. 21 (Lei nº 10.438/2002, art. 27-A)	Leilões para empreendimentos offshore	Coordenação pelo órgão competente para geração e transmissão

4. PONTOS DA LEI Nº 15.097/2025 QUE EXIGEM EDITAL PARA IMPLEMENTAÇÃO

Além dos aspectos que demandam regulamentação infralegal por meio de decretos, portarias e resoluções administrativas, a Lei nº 15.097/2025 também institui dispositivos cuja efetivação está condicionada à prévia publicação de edital público, notadamente nos casos de cessão de uso de bens da União sob o regime de concessão, na modalidade de oferta planejada, bem como nas hipóteses de outorga precedida de procedimento competitivo entre interessados.

Tais editais exercem papel central na operacionalização do marco legal, pois veiculam não apenas as regras do certame, mas também as cláusulas essenciais que regerão o vínculo entre o Poder Público e o agente privado.

O primeiro e mais evidente exemplo encontra-se no art. 9º da norma, que estabelece expressamente que a outorga de prisms sob oferta planejada será precedida de processo licitatório.

O edital desse procedimento deverá conter, de forma obrigatória, todos os elementos essenciais à outorga, inclusive a minuta básica do contrato, a definição do prisma, as participações governamentais (bônus de assinatura, taxa de ocupação e participação proporcional), as condições de descomissionamento, os requisitos de promoção da indústria nacional e as sanções contratuais cabíveis.

Além disso, o critério de julgamento poderá incluir o maior valor ofertado a título de participação governamental, a ser expressamente indicado no instrumento convocatório (art. 9º, §4º).

No que tange à oferta permanente, regida pelo art. 7º da lei, embora se trate de procedimento administrativo mais flexível, o surgimento de múltiplas manifestações de interesse para um mesmo prisma ensejará a abertura de chamada pública, com prazo mínimo de 120 dias, também veiculada por extrato de edital (art. 7º, §§ 2º e 5º).

Nessas hipóteses, a chamada pública tem natureza concorrencial, buscando aferir o interesse de outros agentes econômicos e viabilizar, quando necessário, a transição da oferta permanente para a oferta planejada, caso não haja composição entre os interessados.

Além disso, o próprio instrumento convocatório deverá dispor sobre os valores e as fórmulas de cálculo das participações governamentais, conforme exigido pelo art. 13, inciso I e §2º, e explicitar o modo de pagamento do bônus de assinatura, valor esse que constitui critério essencial para a tomada de decisão por parte dos agentes privados. O edital deverá ainda incorporar obrigações relacionadas à promoção da indústria nacional (art. 9º, §3º, VI), e à exigência de relatórios, dados e informações à ANEEL (art. 10, III).

O edital assume, portanto, natureza híbrida: ao mesmo tempo que constitui ato administrativo preparatório do contrato de outorga, com função convocatória e disciplinadora do certame, também atua como ato normativo concreto, vinculando a Administração e o licitante vencedor às condições previamente estipuladas. Por essa razão, a elaboração dos editais deve observar com rigor os princípios da publicidade, da vinculação ao instrumento convocatório, da legalidade e da eficiência, conforme previsto na Lei nº 14.133/2021 (nova Lei de Licitações e Contratos Administrativos), aplicada de forma subsidiária à matéria.

Diante disso, os dispositivos legais que impõem a necessidade de edital ou instrumento convocatório prévio à sua execução prática estão claramente delineados na norma, sendo possível identificá-los de forma sistemática no quadro a seguir:

Tabela 2 - Dispositivos da lei nº 15.097/2025 que exigem publicação de edital

ARTIGO	DISPOSITIVO LEGAL	CONTEÚDO QUE DEPENDE DE EDITAL
Art. 7º, §§2º e 5º	Chamada pública em caso de múltiplas manifestações de interesse em prisma	Divulgação em extrato e abertura para outros interessados
Art. 9º, caput	Outorga sob oferta planejada	Licitação obrigatória precedida de edital
Art. 9º, §3º	Elementos mínimos do edital	Prisma, transmissões, participações, garantias, sanções, critérios
Art. 9º, §4º	Critério de julgamento	Maior valor de participação governamental ofertado
Art. 10, caput	Outorga por concessão ou autorização	Edital refletirá as cláusulas contratuais obrigatórias
Art. 13, I e §2º	Bônus de assinatura e valor fixado	Necessária previsão no edital ou instrumento convocatório
Art. 9º, §2º e §3º, VII	Habilitação e sanções	Exigências mínimas e penalidades previstas no edital

A clareza quanto à exigência de edital prévio em tais situações não apenas é condição de validade do próprio processo de outorga, como também representa instrumento de planejamento estratégico e governança regulatória. A ausência de edital ou a omissão de cláusulas essenciais pode ensejar nulidades no processo de cessão de uso e comprometer a execução contratual, além de abrir espaço para contenciosos administrativos e judiciais.

Com isso, recomenda-se especial atenção à minuta-padrão de edital que venha a ser publicada pelo Poder Executivo ou pela agência reguladora competente, devendo esta refletir as exigências específicas da geração de energia *offshore* e respeitar os princípios da legalidade, isonomia, competitividade e sustentabilidade.

5. PROPOSTA DE REPARTIÇÃO DE COMPETÊNCIAS ENTRE OS ÓRGÃOS RESPONSÁVEIS PELA REGULAMENTAÇÃO

A Lei nº 15.097/2025 remete expressamente ao Poder Executivo a competência para a regulamentação de diversos dispositivos essenciais à sua plena aplicação, bem como para a coordenação entre ministérios, agências reguladoras e autarquias na definição dos prismas energéticos, na realização

dos procedimentos de oferta, na fiscalização dos empreendimentos *offshore* e na gestão das participações governamentais.

Considerando a transversalidade temática do marco legal, que abrange questões ambientais, energéticas, econômicas, industriais, marítimas e administrativas, a regulamentação da norma requer atuação articulada de múltiplos órgãos públicos, respeitadas as respectivas competências legais e especializações técnicas.

A regulamentação deve ser única, mas deverá ter a participação de diversos órgãos.

A seguir, propõe-se a distribuição ideal das atribuições regulamentares:

a) Ministério de Minas e Energia (MME)

- Fundamentação: Autoridade central da Política Energética Nacional (Lei nº 9.478/1997).

Competências sugeridas:

- Elaboração da regulamentação geral da Lei nº 15.097/2025 (Art. 5º, §1º; Art. 6º, §4º).
 - Definição de critérios para delimitação dos prismas energéticos.
 - Coordenação das ofertas permanentes e planejadas.
 - Coordenação junto ao CNPE das diretrizes nacionais (Art. 17).
 - Interface com o Sistema Interligado Nacional (SIN), em articulação com o ONS e a CCEE.

b) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

- Fundamentação: Reguladora dos serviços de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica (Lei nº 9.427/1996).

Competências sugeridas:

- Regulamentação dos critérios técnicos e econômicos de qualificação (Art. 8º).
- Supervisão dos contratos de outorga (Art. 10).
- Fiscalização do cumprimento das metas contratuais e obrigações legais (Art. 12).
- Recebimento e análise de relatórios de desempenho, produção e segurança (Art. 10, III).

c) Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)

- Fundamentação: Responsáveis pelo licenciamento ambiental federal e proteção de ecossistemas costeiros e marinhos.

Competências sugeridas:

- Estabelecimento dos critérios ambientais para delimitação dos prismas (Art. 6º).
- Avaliação e licenciamento ambiental de empreendimentos *offshore* (Art. 11, §1º, II).
- Normatização sobre descomissionamento e reaproveitamento ambiental (Art. 15, §2º).
- Participação na definição do impacto de recifes artificiais e compensação ecológica.

d) Marinha do Brasil (Comando da Marinha/Diretoria de Hidrografia e Navegação)

- Fundamentação: Responsável pela segurança da navegação, autorização de estruturas no mar e defesa nacional.

Competências sugeridas:

- Avaliação de conflitos com rotas de navegação (Art. 6º, §1º, II).
- Definição de áreas reservadas à defesa (Art. 6º, §1º, V).
- Autorização para assentamento de estruturas em mar territorial (Art. 10, IV).

e) Secretaria do Patrimônio da União (SPU) – Ministério da Gestão e Inovação

- Fundamentação: Gestão do uso e ocupação de bens públicos da União, incluindo o leito submarino.

Competências sugeridas:

- Formalização dos contratos de cessão de uso (Art. 2º e Art. 10).
- Apuração da taxa de ocupação da área e gestão territorial (Art. 13, II).
- Regularização de sobreposição com outros usos e definição de servidões públicas.

f) Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC)

- Fundamentação: Competência sobre política industrial e promoção do conteúdo local.

Competências sugeridas:

- Proposição de parâmetros de promoção da indústria nacional ao CNPE (Art. 8º, §2º).
- Definição de incentivos à cadeia produtiva da energia offshore.
- Integração com o BNDES e outros mecanismos de fomento.

g) Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN)

- Fundamentação: Responsável por proteger bens culturais submersos e áreas tombadas.

Competências sugeridas:

- Recebimento e avaliação de comunicações sobre achados arqueológicos ou culturais (Art. 12, V).
- Participação na exclusão de prismas em áreas tombadas (Art. 6º, §1º, IV).

h) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

- Fundamentação: Órgão consultivo de assessoramento presidencial em matéria de energia.

Competências sugeridas:

- Estabelecer diretrizes gerais para a implementação da lei (Art. 17).
- Definir critérios para planejamento setorial e coordenação interinstitucional.
- Avaliar propostas de conteúdo local e política de leilões.

Com base nessa estrutura, recomenda-se que o Poder Executivo edite decreto regulamentador estruturante, instituindo um Grupo Interministerial Permanente, com representação dos órgãos supracitados, para garantir a implementação harmônica e integrada da Lei nº 15.097/2025, com

observância aos critérios de segurança jurídica, sustentabilidade e promoção do desenvolvimento industrial.

CONCLUSÃO

Diante da análise detida da Lei nº 15.097, de 10 de janeiro de 2025, e dos documentos complementares, conclui-se que a efetividade do marco legal para o aproveitamento energético offshore dependerá, de forma inarredável, da rápida e coordenada edição de atos regulamentares por parte do Poder Executivo, tanto para dar concreção aos dispositivos de caráter programático quanto para viabilizar a operacionalização das cessões de uso dos bens da União.

Foram identificados, com precisão, os principais dispositivos que exigem regulamentação específica, seja por meio de decretos presidenciais, portarias ministeriais, atos normativos da ANEEL ou resoluções conjuntas entre os órgãos técnicos envolvidos, abrangendo temas como a delimitação dos prismas energéticos, a emissão da Declaração de Interferência Prévia (DIP), a qualificação dos proponentes, o modelo de descomissionamento, as condições de outorga, a gestão das participações governamentais e os critérios de promoção da indústria nacional.

Do mesmo modo, verificou-se que diversos comandos legais exigem editais públicos como condição de eficácia, especialmente no regime de oferta planejada e nas hipóteses de múltiplas manifestações de interesse em prisma energético sob oferta permanente.

Os editais devem observar rigorosamente os princípios da nova Lei de Licitações (Lei nº 14.133/2021), além de veicular cláusulas essenciais previstas na Lei nº 15.097/2025, como as obrigações ambientais, financeiras e técnicas do outorgado, os critérios de julgamento e as diretrizes de conteúdo local.

Propôs-se, ainda, uma repartição funcional de competências entre os principais órgãos da Administração Pública Federal, à luz do princípio da especialidade e da legislação vigente, com atribuições claras para o Ministério de Minas e Energia, a ANEEL, o IBAMA, a Marinha do Brasil, o Ministério do Meio Ambiente, o MDIC, a SPU e o CNPE, entre outros. Com base nisso, recomendou-se a criação de um Grupo Interministerial Permanente, responsável por conduzir de forma articulada e técnica a regulamentação e implementação da nova política energética marítima.

Neste cenário, recomenda-se que os entes governamentais envolvidos priorizem a edição do decreto estruturante da regulamentação, incluindo a definição do órgão centralizador da DIP, os critérios técnicos para constituição dos prismas, os parâmetros para os editais e a consolidação das diretrizes gerais do CNPE.

Tal medida é essencial não apenas para conferir segurança jurídica aos investidores e viabilizar os primeiros empreendimentos offshore no Brasil, mas também para garantir que o País assuma papel de liderança no desenvolvimento de uma economia de baixo carbono, sustentável, tecnologicamente avançada e socialmente inclusiva.

REFERÊNCIAS

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. Acesso em: 29 maio 2025.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1997. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em: 29 maio 2025.

BRASIL. **Lei nº 14.133, de 1º de abril de 2021**. Lei de Licitações e Contratos Administrativos. Brasília, DF: Presidência da República, 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14133.htm. Acesso em: 29 maio 2025.

BRASIL. **Lei nº 15.097, de 10 de janeiro de 2025**. Disciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, e a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Brasília, DF: Presidência da República, 2025. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15097.htm. Acesso em: 29 maio 2025.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima. **Declaração de Interferência Prévia (DIP)**. Brasília, DF: MMA, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/icmbio/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/legislacao/declaracao-de-interferencia-previa/SEI_ICMBio17271262DeclaraodeInterferenciaPrviaDIP.pdf. Acesso em: 28 maio 2025.

DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA A AVIAÇÃO OFFSHORE EM PARQUES EÓLICOS MARÍTIMOS: UM ESTUDO DE CASO NA BACIA DE CAMPOS

Jorcelino Rinalde de Paulo

Programa de Pós-graduação em Estudos Marítimos – PPGEM – Escola de Guerra Naval – MB

rinaldidepaula@gmail.com / contato@rinaldedepaulo.com

RESUMO

Este artigo investiga a prontidão do setor de aviação offshore brasileiro para a expansão da energia eólica marítima, com foco na Bacia de Campos. Através de um estudo de caso com uma empresa do setor, com experiência em operações aéreas offshore no setor de óleo e gás, a pesquisa analisa as percepções sobre os desafios e oportunidades relacionados à operação em futuros parques eólicos offshore. A partir de pesquisa documental e questionário aplicado a um funcionário de alto escalão da empresa, o estudo examina o panorama regulatório, as práticas empresariais e as perspectivas de desenvolvimento tecnológico, priorizando a segurança e a eficiência das operações aéreas. Os resultados revelam que a empresa, apesar de reconhecer o potencial do mercado eólico offshore e demonstrar interesse em participar deste mercado emergente, ainda carece de experiência e preparação específicas para operar nesse novo cenário. O estudo aponta para a necessidade de ações conjuntas entre empresas, ANAC, Marinha do Brasil, Força Aérea Brasileira e demais stakeholders para o desenvolvimento de um arcabouço regulatório robusto e a promoção da inovação tecnológica, garantindo a segurança e eficiência das operações aéreas em parques eólicos offshore.

Palavras-chaves:

Aviação Offshore; Energia Eólica Offshore; Segurança Operacional; Bacia de Campos.

ABSTRACT

This article investigates the preparedness of the Brazilian offshore aviation sector for the expansion of offshore wind energy, focusing on the Campos Basin. Through a case study of a company with experience in offshore air operations within the oil and gas industry, the research analyzes perceptions regarding the challenges and opportunities associated with operating in future offshore wind farms. Based on documentary research and a questionnaire administered to a senior employee of the company, the study examines the regulatory landscape, business practices, and technological development prospects, prioritizing the safety and efficiency of air operations. The results reveal that despite recognizing the potential of the offshore wind market and demonstrating an interest in participating in this emerging market, the company still lacks specific experience and preparedness to operate in this new environment. The study indicates the need for collaborative action among industry players, the National Civil Aviation Agency (ANAC), the Brazilian Navy, the Brazilian Air Force, and other stakeholders to develop a robust regulatory framework and promote technological innovation, ensuring the safety and efficiency of air operations in offshore wind farms.

Keywords:

Offshore Aviation; Offshore Wind Energy; Operational Safety; Campos Basin.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil, com extenso litoral e vasto potencial eólico, busca diversificar sua matriz energética e descarbonizar a economia através da energia eólica offshore. Compromissos com metas climáticas ambiciosas, como o Acordo de Paris e a neutralidade de carbono até 2050, impulsionam essa busca. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031) prevê que a energia eólica offshore suprirá parcela significativa da demanda nacional até 2050 (MME, 2022).

Essa expansão exige o desenvolvimento da aviação offshore para o transporte de pessoal, equipamentos e suprimentos. A aviação offshore no Brasil, historicamente ligada ao setor de óleo e gás, precisa se adaptar a essa nova demanda. No entanto, essa adaptação a um novo cenário com aerogeradores, turbulência e interferência eletromagnética levanta a seguinte questão: as empresas brasileiras de aviação offshore estão preparadas para operar em parques eólicos marítimos, garantindo a segurança e a eficiência das operações aéreas?

Este estudo parte da hipótese de que, apesar da experiência em operações offshore no setor de óleo e gás, as empresas brasileiras de aviação offshore ainda carecem de preparo específico para operar em parques eólicos marítimos, enfrentando desafios regulatórios, tecnológicos e operacionais. A investigação sobre a prontidão da aviação offshore para esse novo cenário se depara com a escassez de dados e informações sistematizadas.

Trata-se de um campo de pesquisa emergente, com literatura ainda incipiente. A própria ANAC reconhece a falta de dados específicos sobre a aviação offshore no Brasil (ANAC, 2023). Diante dessa realidade, este estudo assume um caráter exploratório, buscando levantar informações preliminares sobre um tema de relevância estratégica para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

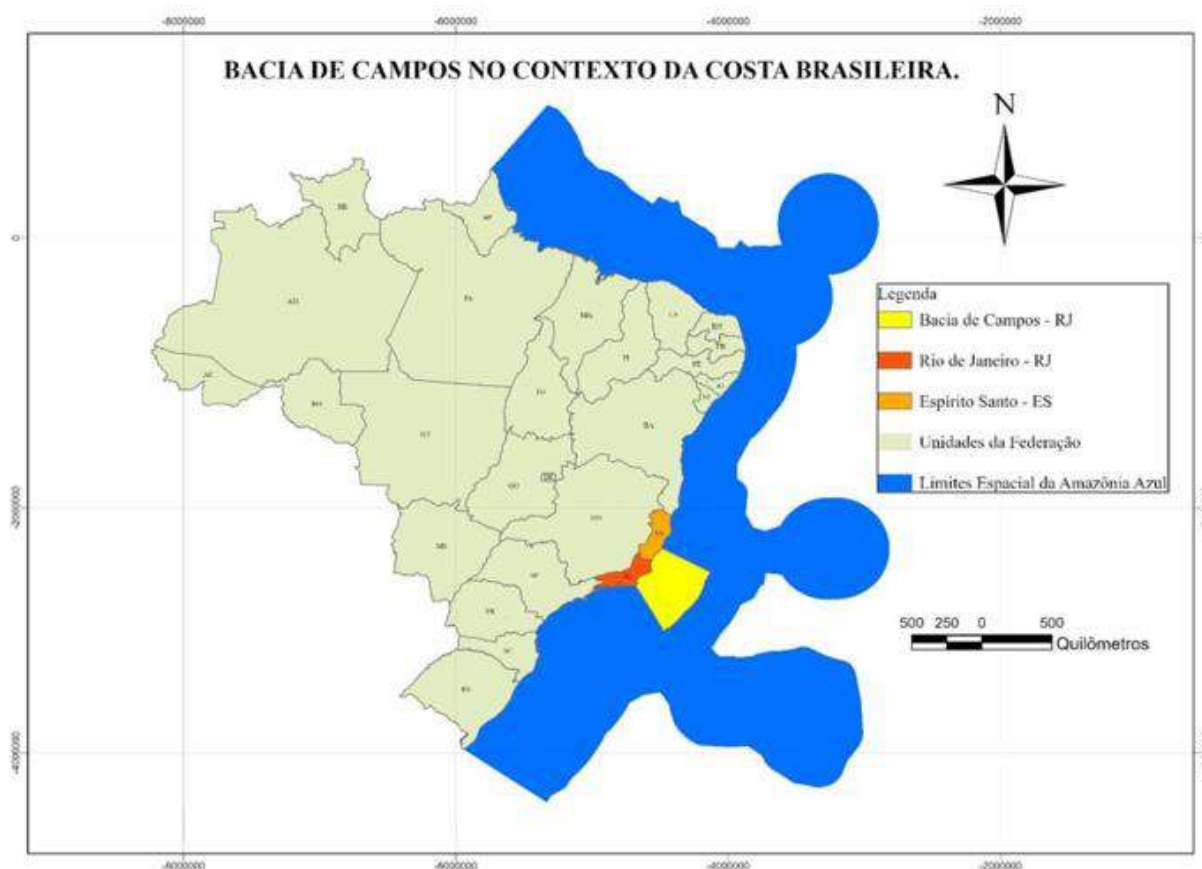
A Bacia de Campos, historicamente uma importante área de produção de petróleo e gás no Brasil, desponta como uma região estratégica para o desenvolvimento da energia eólica offshore (CHANG et al., 1992; MOHRIAK et al., 2008).

A cidade de Macaé, centro de operações offshore na Bacia de Campos (MACAÉ, 2010), possui infraestrutura estabelecida, incluindo o aeroporto de Macaé, com expertise em operações offshore (SALLES, 2023).

Carvalho (2014) examinou o papel da indústria do petróleo no desenvolvimento regional de Macaé e a influência da Bacia de Campos na economia local, evidenciando a capacidade da região de absorver novas atividades econômicas.

A Figura 1 apresenta a localização da Bacia de Campos na costa brasileira, entre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, e sua relação com a Amazônia Azul.

Figura 1: Mapa da Bacia de Campos, destacando sua localização na costa brasileira



Fonte: Elaborado pelo Autor, com base em dados do IBGE (2024) e ANP (GeoMaps, 2024).

Nesse contexto, a sinergia entre o setor de petróleo e gás e a emergente indústria eólica offshore se torna crucial. Rodrigues, Lima e Silva (2020) utilizaram uma abordagem de Sistemas de Informação Geográfica (SIG) para analisar a viabilidade da instalação de parques eólicos offshore na Bacia de Campos. A experiência em operações marítimas do setor de óleo e gás pode ser aproveitada para garantir a segurança e a eficiência nas operações dos parques eólicos offshore (ESTEBAN; LÓPEZ-GUTIÉRREZ, 2011).

O mercado de aviação offshore, fundamental para a indústria de energia e concentrado na Bacia de Campos, opera com 15 a 25 empresas, utilizando principalmente helicópteros. A ausência de uma lista oficial de empresas dificulta a análise do setor. Este estudo compilou dados relevantes através de pesquisa em sites de agências reguladoras, como a ANAC e a ABEAR, publicações especializadas e sites de empresas.

2.1 Desafios da Energia Eólica Offshore para a Aviação Offshore

A implantação de parques eólicos offshore apresenta desafios à aviação offshore, demandando adaptações e medidas de mitigação. Sørensen e Jensen (2010) alertam para o risco de colisão entre

helicópteros e turbinas eólicas, especialmente em condições de baixa visibilidade. Schleicher e Kuhl (2013) e Gabella e Perna (2011) apontam para a interferência das turbinas eólicas em sistemas de radar. Hauk e Koss (2011) demonstram que as turbinas eólicas podem interferir em sinais de comunicação. Whittlesey e Steiner (2011) e Aage, Bech e Sørensen (2015) realizaram estudos sobre a turbulência gerada por turbinas eólicas, que pode afetar a estabilidade das aeronaves.

Esses impactos exigem atenção especial para garantir a segurança das operações aéreas. Van der Wielen e Haan (2015) revisam os desafios para a segurança da aviação, incluindo a obstrução do espaço aéreo e a necessidade de planejamento de voo mais complexo em áreas com parques eólicos offshore (VAN DER WIELEN, 2014). A FAA (2012) publicou um guia com diretrizes para localização, iluminação e mitigação de riscos, enquanto Petersen e Bak (2013) e Taylor e Harris (2014) discutem estratégias para garantir a segurança das operações de helicópteros em parques eólicos offshore.

2.2 O Papel dos Helicópteros em Parques Eólicos Offshore

Helicópteros desempenham um papel crucial na logística de parques eólicos offshore, transportando pessoal, equipamentos e peças de reposição (BASSO; ZHANG, 2019). A otimização logística com o uso de helicópteros contribui para reduzir custos e aumentar a eficiência das operações (SHAFIEE et al., 2014). O acesso eficiente às turbinas, viabilizado pelos helicópteros, é fundamental para a manutenção (BUSSEL; ZAAIJER, 2001). Helicópteros também são importantes em operações de busca e resgate em áreas com parques eólicos offshore (SAN EMETERIO; SÁNCHEZ, 2017).

Para mitigar os impactos e garantir a segurança das operações, a colaboração entre a indústria de helicópteros e os desenvolvedores de parques eólicos é essencial. A CAA (2014) publicou diretrizes para a construção e operação de áreas de pouso de helicópteros em parques eólicos offshore, e a ICAO (2019) publicou diretrizes para o desenvolvimento de procedimentos de voo em áreas com parques eólicos offshore.

O uso de tecnologias emergentes, como drones, complementa as operações de helicópteros na manutenção de parques eólicos offshore (FERREIRA et al., 2021). Helicópteros também podem ser utilizados para inspeções e reparos, e novas tecnologias podem otimizar essas atividades (LU et al., 2019). Barthelmie et al. (2013) investigaram os efeitos de esteira em grandes parques eólicos offshore, enquanto Medici (2021) realizou uma revisão sobre a aerodinâmica da esteira de turbinas eólicas. Wang e Li (2020) examinaram o impacto dos parques eólicos offshore em sistemas de navegação e comunicação marítima, incluindo os utilizados por helicópteros.

2.3 O Papel dos Órgãos Reguladores Brasileiros

A implantação da energia eólica offshore no Brasil exige a atenção de diferentes órgãos reguladores para garantir a segurança operacional e a integração eficiente com o espaço aéreo e as atividades marítimas existentes. A ANAC, a Marinha do Brasil e a Força Aérea Brasileira desempenham papéis cruciais nesse processo, demandando uma atuação coordenada para o desenvolvimento de um arcabouço regulatório robusto e adaptado à realidade brasileira.

A ANAC, responsável pela regulação da aviação civil, precisa adaptar suas normas e procedimentos para a realidade dos parques eólicos offshore. Atualmente, a Portaria nº 2.454/SIA, de 2010, que estabelece critérios para a sinalização de aerogeradores, se aplica apenas a aerogeradores em terra (BRASIL, 2010). A Lei nº 15.097/2025, que regulamenta a instalação de parques eólicos offshore no país (BRASIL, 2025), torna urgente a elaboração de normas específicas para a aviação offshore em parques eólicos no mar.

A Marinha do Brasil, responsável pela segurança da navegação, também precisa se preparar para a chegada dos parques eólicos offshore. A Lei nº 12.608/2012, que institui a Política Nacional para os Recursos do Mar (PNRM), e o Decreto nº 53.029/2016, que aprova o Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro II e as Normas da Autoridade Marítima (NORMAM), definem as responsabilidades da Marinha em relação à segurança da navegação.

A Força Aérea Brasileira (FAB), responsável pela gestão do espaço aéreo brasileiro, precisa integrar os parques eólicos offshore ao sistema de controle de tráfego aéreo. O Código Brasileiro de Aeronáutica (Lei nº 7.565/1986) e o Decreto nº 2.375/1997 atribuem à FAB a responsabilidade pela normatização e regulamentação de operações aéreas em áreas com parques eólicos offshore.

3. METODOLOGIA

Com o objetivo de analisar a capacidade de adaptação das empresas de aviação offshore brasileiras à expansão da energia eólica marítima, especificamente na Bacia de Campos, este estudo utilizou uma abordagem qualitativa e exploratória, combinando pesquisa documental e estudo de caso. A pesquisa documental se baseou na análise de leis, decretos, portarias, normas, planos e estudos técnicos de órgãos governamentais, agências reguladoras e instituições de pesquisa.

3.1 Seleção da Empresa

A empresa estudada foi selecionada por meio de um processo que considerou os seguintes critérios: representatividade no setor, com atuação na Bacia de Campos; experiência em operações aéreas offshore no setor de óleo e gás; e disponibilidade para participar da pesquisa. Após uma pesquisa inicial, a empresa selecionada atendeu a todos os critérios e demonstrou grande interesse em colaborar com o estudo. Para preservar a confidencialidade, a empresa não será identificada nominalmente.

3.2 Coleta e Análise de Dados

A coleta de dados primários ocorreu e incluiu visita ao hangar da empresa e aplicação de um questionário semiestruturado a um funcionário de alto escalão, com amplo conhecimento sobre as operações e estratégias da organização. O questionário abordou temas como: conhecimento sobre o potencial da energia eólica offshore, experiência e regulamentação para operações em parques eólicos, preparo e perspectivas da empresa, e segurança e tecnologia. O questionário foi validado por um especialista e a entrevista foi gravada, transcrita e analisada por meio da técnica de análise de conteúdo (BARDIN, 2016).

3.3 Justificativa da Abordagem de Estudo de Caso Único

A presente investigação fundamenta-se em um estudo de caso único. Longe de ser uma fragilidade, esta constitui uma abordagem metodológica deliberada e consentânea com o caráter seminal e exploratório da pesquisa, visto que o campo de estudo é incipiente e marcado pela escassez de dados. Neste cenário de fronteira, a escolha metodológica privilegiou a profundidade vertical em detrimento da amplitude horizontal. A imersão em um caso representativo permitiu uma análise de alta granularidade. A seleção de um funcionário de alto escalão visou capturar a percepção estratégica de um ator-chave. O objetivo não é a generalização estatística, mas sim a analítica. O caso funciona como uma "sonda exploratória", estabelecendo um ponto de partida empírico e teoricamente fundamentado.

4. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A análise das respostas do questionário revelou um panorama com nuances importantes a respeito do setor de aviação offshore no Brasil. As respostas do funcionário refletem o estágio inicial em que a empresa estudada se encontra em relação à energia eólica offshore, sinalizando um desafio que pode ser extensível a outras companhias do setor. Embora demonstre conhecimento e interesse em participar desse mercado emergente, a pesquisa evidenciou lacunas no que tange à experiência e preparação específicas para operações aéreas em parques eólicos offshore. O funcionário demonstrou conhecimento sobre os desafios e oportunidades da implantação dos parques, como a necessidade de adaptação das aeronaves e o desenvolvimento de novas tecnologias.

4.1 Conhecimento e Experiência

O funcionário demonstrou conhecimento sobre o potencial eólico offshore brasileiro, destacando o *Atlas do Potencial Eólico Offshore Brasileiro* (EPE, 2020) como referência. Contudo, a ausência de experiência prática em operações em áreas com parques eólicos offshore é compreensível dado o caráter emergente desse mercado no país. A empresa reconhece os desafios inerentes às operações, mas a falta de estudos específicos sobre os impactos potenciais dos parques eólicos em suas operações aponta para a necessidade de aprofundar as análises.

4.2 Regulamentação e Normas

O funcionário afirmou que a empresa não tem conhecimento de normas da ANAC ou procedimentos específicos para sobrevoos de parques eólicos offshore, o que pode refletir o estágio inicial de desenvolvimento da regulamentação no Brasil. A percepção de que as normas para parques *onshore* não são suficientes para garantir a segurança no ambiente *offshore* encontra respaldo na literatura. Nesse sentido, a ANAC, em colaboração com a Marinha e a Aeronáutica, precisa liderar a construção de um arcabouço regulatório robusto.

4.3 Preparo e Perspectivas Futuras

O funcionário descreveu os preparativos da empresa, com foco em treinamento de tripulações, adaptação de aeronaves e desenvolvimento de novos procedimentos. As respostas indicam que a empresa está atenta aos desafios específicos do ambiente offshore, como ventos fortes e baixa visibilidade. A participação ativa da empresa na discussão com os órgãos reguladores é crucial para a construção de um arcabouço regulatório claro e abrangente.

4.4 Segurança e Tecnologia

O funcionário demonstrou preocupação com a segurança, elencando colisões com as turbinas, interferências eletromagnéticas e condições meteorológicas adversas como principais riscos. O interesse da empresa em desenvolver ou adquirir novas tecnologias sinaliza uma visão estratégica e um compromisso com a inovação, o que pode contribuir para a segurança, eficiência e sustentabilidade das operações.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo de caso contribui para a compreensão dos desafios e oportunidades que o setor de aviação offshore brasileiro enfrenta com a expansão da energia eólica no mar. A pesquisa atendeu ao objetivo geral de investigar a capacidade de adaptação das empresas brasileiras a esse novo mercado, e os resultados do caso analisado evidenciaram a necessidade de maior preparo, principalmente em relação à experiência, conhecimento da regulamentação e desenvolvimento de tecnologias.

A falta de experiência, conforme apontado na empresa pesquisada, por exemplo, pode resultar em atrasos nos projetos e aumento de custos, enquanto a ausência de regulamentação clara pode comprometer a segurança das operações. A participação ativa das empresas de aviação offshore, em conjunto com os órgãos reguladores e demais stakeholders, é crucial para o desenvolvimento de um arcabouço regulatório robusto e para a promoção da inovação tecnológica.

Espera-se que este estudo contribua para o debate sobre a expansão da energia eólica offshore no Brasil e para o desenvolvimento de um arcabouço regulatório robusto e seguro, fomentando a segurança e a sustentabilidade do setor de aviação offshore brasileiro.

5.1 Limitações do Estudo

A principal delimitação deste estudo reside em sua natureza como estudo de caso único. Conforme justificado na seção de metodologia, a pesquisa buscou a profundidade analítica em vez da amplitude estatística. Portanto, os resultados, embora ricos em detalhes e estrategicamente relevantes, não permitem generalizações diretas para todo o setor, mas sim indicam tendências e desafios cruciais que merecem investigação aprofundada em pesquisas futuras.

5.2 Sugestões para Futuras Pesquisas

Para aprofundar a análise do tema, sugere-se o desenvolvimento de futuras pesquisas que:

- Ampliem a amostra, abrangendo diferentes empresas do setor;
- Incluam diferentes perspectivas, como órgãos reguladores e desenvolvedores;
- Explore aspectos tecnológicos específicos para mitigar riscos;
- Avaliem o impacto da regulamentação sobre a segurança e a eficiência;
- Utilizem abordagens quantitativas, com dados estatísticos e modelos.

Acredita-se que a continuidade das pesquisas sobre este tema contribuirá para o desenvolvimento seguro e sustentável da energia eólica offshore no Brasil.

REFERÊNCIAS

- AAGE, N.; BECH, J. I.; SØRENSEN, J. N. Wake effects in a row of wind turbines: superposition of wakes and implications for power deficit. *Wind Energy*, v. 18, n. 10, p. 1789-1803, 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL (ANAC). *Relatório de atividades*. Brasília: ANAC, 2023.
- BARDIN, L. *Análise de conteúdo*. São Paulo: Edições 70, 2016.
- BARTHELMIE, R. J. et al. Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore. *Wind Energy*, v. 16, n. 3, p. 467-488, 2013.
- BASSO, D.; ZHANG, Y. Inspection and maintenance planning for offshore wind farms: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 109, p. 1-17, 2019.
- BRASIL. Lei nº 15.097, de 12 de janeiro de 2025. Regulamenta a instalação de parques eólicos offshore no país. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 13 jan. 2025.
- BRASIL. Portaria nº 2.454/SIA, de 23 de setembro de 2010. Estabelece critérios para a sinalização de aerogeradores. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 24 set. 2010.
- BUSSEL, G. J. W. v.; ZAAIJER, M. B. Marine current energy converters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 5, n. 3, p. 291-306, 2001.
- CARVALHO, M. O papel da indústria do petróleo no desenvolvimento regional de Macaé. *Revista Brasileira de Estudos Regionais e Urbanos*, v. 8, n. 1, p. 123-142, 2014.
- CHANG, H. K. et al. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics*, v. 213, n. 1-2, p. 97-138, 1992.
- CIVIL AVIATION AUTHORITY (CAA). *CAP 437: Offshore Helicopter Landing Areas - Guidance on Standards*. London: CAA, 2014.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Atlas do Potencial Eólico Offshore Brasileiro*. Rio de Janeiro: EPE, 2020.
- ESTEBAN, M. D.; LÓPEZ-GUTIÉRREZ, J. S. The relationship between the oil and gas and wind energy industries: Supply chain implications. *Energy Policy*, v. 39, n. 12, p. 7806-7815, 2011.
- FEDERAL AVIATION ADMINISTRATION (FAA). *AC 70/7460-1L: Obstruction Marking and Lighting*. Washington, D.C.: FAA, 2012.
- FERREIRA, D. et al. Drones for wind turbine inspection: A review on state-of-the-art and future trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 145, 111010, 2021.

- GABELLA, M.; PERNA, R. Radar interference by wind turbines: measurements and modelling. *Wind Energy*, v. 14, n. 7, p. 949-963, 2011.
- HAUK, P.; KOSS, H. Interference of wind turbines with radio services. *Wind Energy*, v. 14, n. 8, p. 1013-1027, 2011.
- INTERNATIONAL CIVIL AVIATION ORGANIZATION (ICAO). *Doc 10106: Manual on Airspace Planning Methodology for the Accommodation of Wind Turbines*. Montreal: ICAO, 2019.
- LU, H.; ZHANG, N.; BAN, X. A review of offshore wind turbine operations and maintenance: Current status and challenges. *Ocean Engineering*, v. 182, p. 367-378, 2019.
- MACAÉ, a capital brasileira do petróleo. *Offshore Brasil Magazine*, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 48-52, 2010.
- MEDICI, R. A review on the aerodynamics of wind turbine wakes and different modelling approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 135, 110143, 2021.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. Brasília: MME, 2022.
- MOHRIAK, W. U. et al. Salt tectonics and structural styles in the deep-water Santos Basin, offshore Brazil. *Geological Society, London, Special Publications*, v. 294, n. 1, p. 283-303, 2008.
- PETERSEN, E. L.; BAK, C. Offshore wind farm wake effects on helicopters. *Wind Energy*, v. 16, n. 4, p. 585-602, 2013.
- RODRIGUES, S.; LIMA, R.; SILVA, C. Análise da viabilidade da instalação de parques eólicos offshore na Bacia de Campos utilizando Sistemas de Informação Geográfica (SIG). *Revista Brasileira de Energia*, v. 26, n. 3, p. 55-72, 2020.
- SALLES, P. D. S. *A infraestrutura portuária e aeroportuária da Bacia de Campos e o desenvolvimento da energia eólica offshore*. 2023. Tese (Doutorado em Engenharia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.
- SAN EMETERIO, J.; SÁNCHEZ, I. Offshore wind farms: risks and consequences for helicopter emergency medical services operations. *Air Medical Journal*, v. 36, n. 3, p. 142-147, 2017.
- SCHLEICHER, T.; KUHL, H. Radar interference by wind turbines: validation of a prediction model. *Wind Energy*, v. 16, n. 5, p. 779-793, 2013.
- SHAFIEE, M.; GOLABI, M.; DINAR, A. Maintenance optimization of offshore wind farms: A review. *Renewable Energy*, v. 66, p. 309-324, 2014.
- SØRENSEN, J. N.; JENSEN, N. O. Collision risk between helicopters and wind turbines. *Wind Energy*, v. 13, n. 8, p. 765-777, 2010.
- TAYLOR, N.; HARRIS, R. *Helicopter Operations in Offshore Wind Farms*. Tulsa: PennWell Books, 2014.
- VAN DER WIELEN, S. *Safety of aviation in the vicinity of offshore wind farms*. 2014. Tese (Doutorado em Engenharia Aeroespacial) – Delft University of Technology, Delft, 2014.
- VAN DER WIELEN, S.; HAAN, J. d. Safety of aviation in the vicinity of offshore wind farms: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, p. 1230-1247, 2015.

VIANA, A. P.; LOPES, W. A.; GUERREIRO, A. Energia eólica offshore no Brasil: potencial, desafios e perspectivas. *Revista Brasileira de Energia Renovável*, v. 7, n. 2, p. 229-248, 2018.

WANG, C.; LI, Y. Impact of offshore wind farms on maritime navigation and communication systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 128, 109889, 2020.

WHITTLESEY, R. W.; STEINER, J. T. Helicopter operations and turbulence from wind turbine wakes. *Journal of the American Helicopter Society*, v. 56, n. 3, 032001, 2011.

Pile Driving for Offshore Wind: Sound Source Characterization and Modeling Method

Tricia Pellerin, Kevin Fowler, Katie Guttenplan, Tiffany Zorotrian

Tetra Tech

tricia.pellerin@tetratech.com
kevin.fowler@tetratech.com
katie.guttenplan@tetratech.com
tiffany.zorotrian@tetratech.com

RESUMO

À medida que o desenvolvimento de energia eólica offshore tem avançado nos Estados Unidos (EUA), seu governo tem assumido compromissos para lidar com o som gerado pelas atividades de construção, que pode impactar negativamente as espécies marinhas. As regulamentações e melhores práticas adotadas nos EUA foram implementadas com sucesso em outros países e podem ser benéficas também para o mercado brasileiro. O arcabouço regulatório dos EUA é abrangente, estabelecendo limiares acústicos que diferenciam sons impulsivos e não impulsivos, o nível de impacto para mamíferos marinhos e funções de ponderação auditiva para cada grupo funcional de audição. Para avaliar a conformidade com esses limiares acústicos, são utilizados modelos acústicos tridimensionais específicos para cada local. A propagação do som na água é influenciada por diversos parâmetros ambientais, como perfis de velocidade do som na coluna d'água, batimetria e propriedades geoacústicas do fundo do mar, mas a caracterização da fonte sonora é o fator mais crítico. Na construção de instalações eólicas offshore, a cravação de estacas é tipicamente a atividade mais ruidosa, porém dados comparáveis de medições não estão amplamente disponíveis. Por essa razão, a Tetra Tech desenvolveu uma abordagem de modelagem empírica para determinar os níveis de fonte sonora da cravação de estacas. Com base em uma ampla variedade de referências, a Tetra Tech elaborou uma série de equações que formam a base do modelo empírico, as quais são apresentadas neste artigo. O modelo empírico da Tetra Tech foi testado, inclusive no Projeto Piloto de Energia Eólica Offshore da Costa da Virgínia, que demonstrou que ele prevê efetivamente os níveis de fonte sonora da cravação de estacas com o conservadorismo adequado. Embora o arcabouço de modelagem acústica e a abordagem de caracterização da fonte sonora da cravação discutidos neste artigo tenham sido aplicados principalmente nos EUA, a metodologia é igualmente aplicável a desenvolvimentos offshore em outras regiões, incluindo o Brasil.

Palavras-chaves:

Energia eólica offshore, acústica subaquática, cravação de estacas, modelo empírico, mamífero marinho

ABSTRACT

As offshore wind development has progressed in the United States (U.S.), its government has made commitments to address sound generated by construction activities, which has the potential to adversely impact marine species. The regulations and best management practices adopted in the U.S. have been successfully implemented in other countries and may be beneficial for the Brazilian market as well. The U.S. regulatory framework is comprehensive, prescribing acoustic thresholds that differentiate between impulsive and non-impulsive sound, level of impact to marine mammals, and auditory weighting functions for each functional hearing group. To assess compliance with the acoustic thresholds, site-specific three-dimensional acoustic models are employed. Sound propagation in water is influenced by a variety of environmental parameters, such as sound speed profiles in the water column, bathymetry, and the geoacoustical properties of the sea bottom but characterizing the sound source is most critical. For offshore wind facility construction, pile driving is typically the loudest activity but comparable measurement data are not widely available. For that reason, Tetra Tech developed an empirical modeling approach to derive pile driving sound source levels. Drawing from a wide range of references, Tetra Tech developed a series of equations, which form the basis of the empirical model and those are presented as part of this paper. Tetra Tech's empirical model has been tested including on the Coastal Virginia Offshore Wind Pilot Project, which demonstrated it effectively predicted pile driving sound source levels with appropriate conservatism. While the acoustic modeling framework and pile driving sound source characterization approach discussed in this paper has been primarily applied in the U.S., the methodology is equally applicable to offshore developments in other regions, including Brazil.

Keywords:

Offshore wind, underwater acoustics, pile driving, empirical model, marine mammal

1. INTRODUÇÃO

The United States (U.S.) Government has made commitments to limit the impacts of underwater sound introduced into the marine environment during offshore wind foundation pile driving through federal agencies including the Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) and National Marine Fisheries Service (NMFS or NOAA Fisheries) and the implementation of their regulatory policies and guidelines. In August 2023 BOEM published "*Nationwide Recommendations for Impact Pile Driving Sound Exposure Modelling and Sound Field Measurement for Offshore Wind Construction and Operations Plans*", which provides direction on how to model and measure noise associated with impact piling during offshore wind project foundation installation. Furthermore, in 2024 NOAA Fisheries issued updated "*Technical Guidance for Assessing the Effects of Anthropogenic Sound on Marine Mammal Hearing*", which provides refined criteria for the evaluation of onset of auditory injury and temporary threshold shifts. Implementation of noise abatement measures is also viewed as an essential component during pile driving activities to minimize impacts to marine mammals.

This paper will summarize existing U.S. guidance and best practices for the assessment of underwater sound associated with offshore wind development with a focus on its impacts on marine life. A technical summary of development of sound source levels and propagation modelling will be provided with a summary of the results that are typically presented in permit documents. A framework will be evaluated and

recommendations presented regarding assessment of underwater sound for offshore wind development off the coast of Brazil.

2. U.S. REGULATORY FRAMEWORK

Noise-generating offshore wind development activities in the marine environment include vessel activity, pile driving, drilling, and equipment associated with geophysical surveys just to name a few. As offshore development has evolved it has grown increasingly apparent that sound generated by construction activities has the potential to adversely impact marine species and should be analyzed and mitigated to the extent practical. Understanding the types of sound and how associated impacts have been evaluated in other markets provides a foundation for development of appropriate regulations and guidance for the Brazilian market.

Anthropogenic sound is characterized broadly as impulsive or non-impulsive and U.S. federal regulators provide guidance for assessing the impacts of both marine mammals, sea turtles and fishes under their regulatory jurisdiction. Impulsive sound is defined as transient, broadband, high peak sound pressure with short duration, rapid rise times, and slow decays. Impulsive sound is produced by impulsive sources such as impact pile driving or seismic airguns. Non-impulsive sound may be broadband, narrowband, or tonal, and is defined as continuous or intermittent, with relatively steady state sound pressure. Non-impulsive sound is produced by non-impulsive sound sources such as vibratory pile driving, drilling, and scientific sonar. NOAA Fisheries' Marine Mammal Acoustic Technical Guidance (2024) defines the threshold level for Behavioral Disturbance (i.e., Level B) harassment for all marine mammals as a root-mean-squared (RMS) sound pressure level ($L_{p,rms}$) of 160 dB for impulsive sound and 120 dB $L_{p,rms}$ for non-impulsive sound, averaged over a specified time window and referenced at 1 microPascal (re 1 μ Pa).

The guidance also defines marine mammal hearing groups as determined by relevant auditory weighting functions, or the acoustic threshold levels above which individual marine mammals are predicted to experience temporary or permanent shifts in their hearing sensitivity, which is referred to as noise-induced hearing loss (NIHL; NOAA Fisheries 2024). NIHL is defined as changes in normal auditory function that occur as a consequence of noise exposure, which can be temporary or permanent, i.e., temporary threshold shift (TTS), and auditory injury (AUD INJ), which is inclusive of but not limited to permanent threshold shift (PTS) (NOAA Fisheries 2024). Upon acute exposure to loud underwater sounds, marine fauna may experience TTS. For TTS, the hearing threshold may return to normal after some period of time. If sufficient recovery time is not allowed, the hearing threshold is permanently altered; this alteration is referred to as AUD INJ. AUD INJ is assessed using dual metrics of peak sound pressure level ($L_{p,pk}$) and cumulative sound exposure level ($L_{E,p,24h}$). Under this guidance, any occurrence of TTS or AUD INJ constitutes a Level A harassment. The sound emitted by anthropogenic sources can induce TTS or AUD INJ in animals in two ways: (1) exposure to peak sound pressures may cause damage to the inner ear, often resulting in an instantaneous impact; (2) the cumulative sound energy that the animal is exposed to over the entire duration of a discrete or repeated noise exposure can lead to unrecoverable auditory damage if it exceeds specific underwater hearing threshold levels, which vary by species.

Recognizing that marine mammal species have distinct hearing capabilities in different frequency ranges, marine mammals are categorized as being part of distinct "hearing groups" in regulatory guidance in the U.S. (Southall et al. 2019, Finneran 2024, NOAA Fisheries 2024). The frequency content of the sound (Croll et al. 2001), amplitude, as well as distinct species auditory characteristics, each play a role in the susceptibility of a marine animal to NIHL. Sound outside the generalized hearing range of the animal would be unlikely to affect its hearing as the sound energy within the hearing range is deemed most harmful; however, the generalized hearing ranges presented here are a guide rather than an absolute limit. Table 1 presents the five hearing groups applicable to underwater sound as defined in the latest U.S federal regulatory guidance (Southall et al. 2019, Finneran 2024, NOAA Fisheries 2024).

Within these generalized hearing ranges, the ability to hear sounds varies with frequency, as demonstrated by examining audiograms of hearing sensitivity (NOAA Fisheries 2024; Southall et al. 2019). To reflect

higher noise sensitivities at particular frequencies, auditory weighting functions were developed for each functional hearing group that reflected the best available data on hearing ability (i.e., composite audiograms), susceptibility to noise-induced hearing loss, impacts of noise above effective quiet threshold on hearing, and data on equal latency derived from audiograms (NOAA Fisheries 2024). These weighting functions are applied to the received sound level to reflect the susceptibility of each hearing group to NIHL.

Table 1. Marine Mammal Hearing Groups with Associated Species and Hearing Ranges

Hearing Group	Auditory Weighting Function	Species Included	Generalized Hearing Range
Low-frequency (LF) cetaceans	LF	All baleen whale species	7 Hz to 36 kHz
High-frequency (HF) cetaceans	HF	Delphinids, odontocetes, beaked whales, bottlenose whales	150 Hz to 160 kHz
Very high-frequency (VHF) cetaceans	VHF	True porpoises, <i>Kogia</i> spp., river dolphins, <i>Cephalorhynchid</i> spp., <i>Lagenorhynchus cruciger</i> , <i>L. australis</i>	200 Hz to 165 kHz
Phocid pinnipeds in water (PW)	PW	True seals	40 Hz to 90 kHz
Otariid pinnipeds in water (OW)	OW	Sea lions and fur seals	60 Hz to 68 kHz
Source: (NOAA Fisheries 2024)			

NOAA Fisheries defines threshold values for when AUD INJ (Level A harassment), TTS, and Behavioral Disturbance (Level B harassment) are expected to occur for each marine mammal hearing group from exposure to impulsive and non-impulsive signals. These same species groups are present in the Brazilian Atlantic and as the delineations represent the most current scientific understanding of marine mammal hearing ranges, should be applicable for marine mammals expected to the present in the Brazilian coastal and offshore waters. In addition to marine mammals, potential underwater acoustic impacts to fishes and sea turtles are also assessed. NOAA Fisheries and United States Fish and Wildlife Service (USFWS) have shared jurisdiction over implementation of the Endangered Species Act (ESA) for several species such as sea turtles, Atlantic Sturgeon (*Acipenser oxyrinchus*), and Atlantic Salmon (*Salmo salar*). However, USFWS oversees freshwater, terrestrial species, and marine species when they are on land, whereas NOAA Fisheries oversees most marine and anadromous species. NOAA Fisheries has provided a summary of acoustic thresholds for species under the ESA, which serve as the basis for the underwater acoustic impact assessment (NOAA Fisheries 2023b).

Environmental compliance regulations for U.S. offshore wind projects require measurement of sound produced in the field during foundation pile driving to verify that the acoustic modeling results assessed in the permitting process were adequately representative of the project's impact. Conservative assumptions are included in the permitting process so that government regulators evaluate the most impactful assessment. This regulatory approach can result in substantial negative implications and delays during project construction if the measured sound field verification results exceed acoustic modeling predictions.

Predicting Underwater Acoustic Impacts

To predict underwater acoustic impacts, consultants in the U.S. and internationally use three-dimensional (3D) acoustic models to calculate potential underwater acoustic impacts to marine species. According to their governing equations and numerical schemes, 3D underwater acoustic models can be divided into three main groups: parabolic equation (PE) models (e.g., Lin and Duda, 2012; Heaney and Campbell, 2016), normal mode models (e.g., Porter, 1992; DeCourcy and Duda, 2020), and ray and beam tracing models (e.g., Porter, 2016; Calazan and Rodríguez, 2018). Furthermore, models can be used in combination to better accommodate the range of frequencies produced by pile driving or other sound sources.

The accuracy of underwater noise modeling results is largely dependent on the sound source characteristics and the accuracy of the intrinsically dynamic data inputs and assumptions used to describe the medium between the path and receiver, including sea surface conditions, water column, and sea bottom.

Sound propagation in water is influenced by a variety of environmental parameters, such as sound speed profiles in the water column, bathymetry, and the geoacoustical properties of the sea bottom. The speed of sound in sea water increases with increasing temperature T [°C], salinity S (measured in practical salinity units [psu]) and hydrostatic pressure, which in the ocean is proportional to depth D [m]. The speed of sound in the ocean is a function of temperature, pressure (depth), and salinity. The following equation shows the dependence of sound speed C , on these factors:

$$C(T,D,S) = 1449.2 + 4.6T + 0.055T^2 + 1.39(S-35) + 0.016D \quad (1)$$

where: C = sound speed in m/sec,
 T = water temperature in ° Celsius,
 D = depth below the surface in meters,
 S = salinity in parts per thousand.

Typical ocean salinity, S , is fairly constant at 35 ppt and so the sound speed formula reduces to a function of temperature and depth (Erbe et al. 2022).

The bathymetric grid sets the extents of the modeling analysis and the variation in sea bottom geometry affects sound propagation and attenuation. Sediment type (e.g., hard rock, sand, mud, clay) directly impacts the speed of sound since it is a part of the medium in which the sound propagates. The acoustic properties of the seabed are often like those of the water, so a significant amount of sound can penetrate the seabed. The lower the frequency is, the deeper the sound can penetrate. At lower frequencies, it is common for a significant amount of acoustic energy to be reflected into the water column from geological layering within the seabed.

The four different seabed types are silt, sand, limestone, and basalt. Silt and sand layers are unconsolidated, which means that shear waves have a low speed and attenuate rapidly. Acoustically, they can often be well approximated by a fluid (with an increased attenuation to account for the shear wave losses). Unconsolidated sediments become more reflective as the sediment grain size increases from silt to sand. For instance, limestone and basalt are consolidated rocks, which allow both compressional waves and shear waves to propagate and are thus referred to as solid elastic seabeds. Basalt is a hard rock and highly reflective at all grazing angles. The reflection coefficient of limestone, however, is perhaps surprising. While it is also a rock, it has the lowest reflectivity of the four seabeds at small grazing angles. This is because the shear wave speed in limestone is very similar to the sound speed in water, which allows energy to pass easily from sound waves in the water to shear waves in the seabed (Erbe et al. 2022).

Finally, it is important to represent sound sources as accurately as possible. Depending on the sound source under review, it is approximated as a point source or a line source, composed of multiple points, extending downward into the water column. For offshore wind facility construction, pile driving is typically the loudest activity, and therefore, analysis of pile driving impacts is critical during the permitting process. Impact pile driving during construction of offshore wind energy facilities involve piles of larger diameters and use of greater hammer forces where previously collected comparable measurement data are not widely available. For that reason, we have developed an empirical modeling approach where source levels are derived based on a literature review of pile driving measurement reports, theoretical modeling reports, and peer-reviewed research papers.

3. METHODS FOR DEVELOPING PILE DRIVING SOUND SOURCE LEVEL

Impact Pile Driving Sound Source Level Modeling

For offshore wind foundation installation, pile driving monopile or pin-pile jacket foundations is typically the loudest activity, and therefore, analysis of pile driving impacts is critical during the permitting process. However, one of the hardest challenges is developing a sound source level that is representative of what

can be expected in the field. Tetra Tech has developed a reliable and effective approach for developing appropriate sound source levels and evaluating underwater acoustic impacts.

Pile Driving Broadband Sound Source Development (Lpk and SEL)

Tetra Tech completed a thorough literature review and the data points from the cited references were obtained from piles of varying diameter, driven with hammers operated at various energies, and collected or analyzed at various ranges from the pile. To determine the source level of impact pile driving for a project, Tetra Tech uses the following steps:

1. The first step involves normalizing the received sound pressure levels in the empirical model database assuming transmission loss associated with 15 times the common logarithm (logarithm base 10) of the distance between the source and receiver to obtain source levels associated with the scenario:

$$TL = 15 * \log_{10}(D/D_{ref}) \quad (2)$$

Where: TL = Transmission loss (dB)

D = Distance (m)

D_{ref} = Reference distance (m)

2. The second step involves normalizing the source level assuming a relationship between hammer energy and radiated sound as 10 times the common logarithm of the hammer energy:

$$SL_{(D)} = SL_{ref} + 10 \log_{10}(E/E_{ref}) \quad (3)$$

Where: $SL_{(D)}$ = Sound source level for a given pile diameter (dB)

SL_{ref} = Sound source level at reference distance (dB)

E = Hammer energy (kJ)

E_{ref} = Reference hammer energy (kJ)

3. The third step consists of calculating a regression of the normalized source level (normalized for range and hammer energy given as $SL_{(D)}$) to the logarithm of the diameters of the piles to predict the broadband SEL and peak sound levels:

$$SL = \text{Intercept} + N * \log_{10}(D) \quad (4)$$

Where: SL = Sound source level for the Project (dB)

Intercept = Factor determined from regression analyses

N = Factor determined from regression analyses

D = Pile diameter (m)

Figures 1 and 2 illustrate the L_{PK} and SEL values documented from a number of reference sources incorporating both measurement and theoretical modeling (y-axis) plotted versus pile diameter (x-axis). These plots also illustrate the normalized values for both range and energy.

The development of the empirical model assumes that the applied hammer energy considers the appropriate force needed to account for site-specific soil properties and penetration rate. It is our understanding that the dominant factor affecting pile-driving noise and potential underwater acoustic impacts is hammer energy. Bellman et al. (2020) state that “apart from the correlation between applied blow energy and measured noise level values, however, no significant correlation between acoustic measurement data and different soil layers, nor between acoustic measurement data and soil resistances could be identified.”

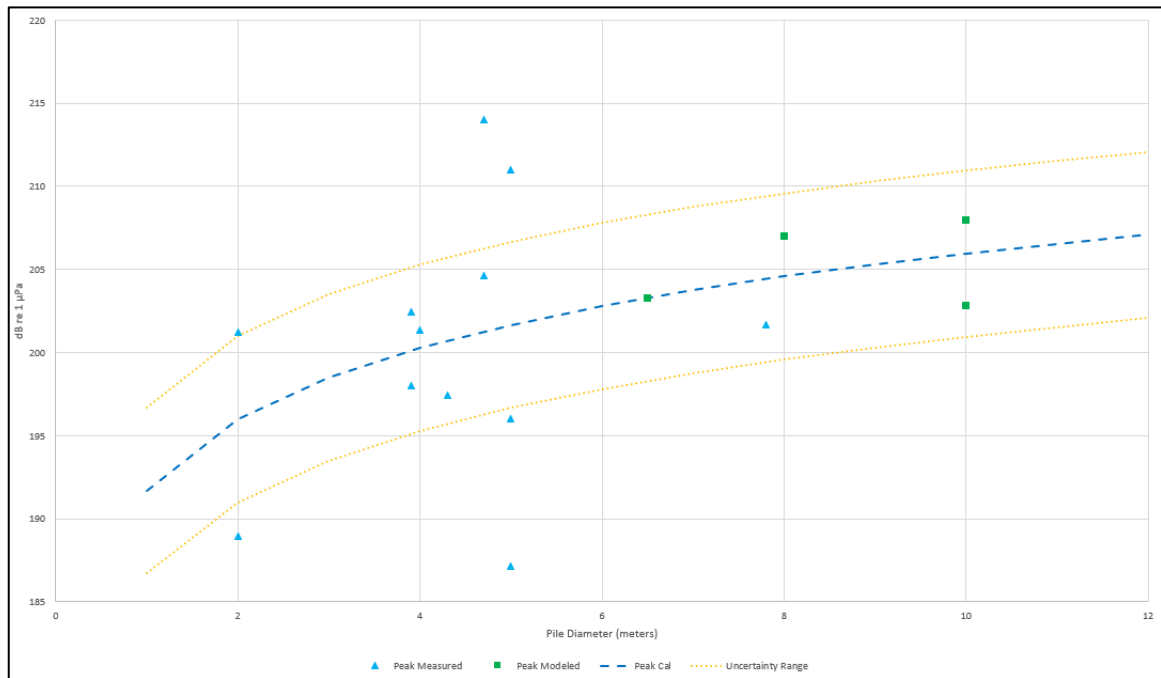


Figure 1. Measured and Modeled Peak Levels Versus Pile Diameter at 750 meters Normalized to a Hammer Energy of 4,000 kJ

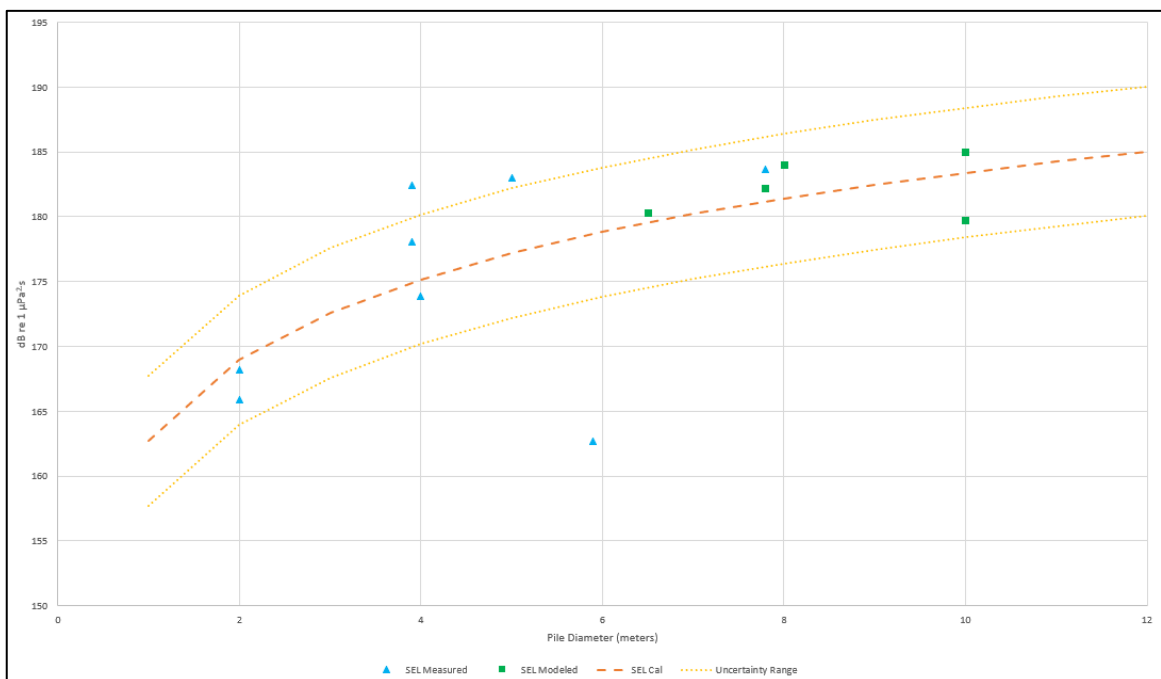


Figure 2. Measured and Modeled SEL_{ss} Levels Versus Pile Diameter at 750 meters Normalized to a Hammer Energy of 4,000 kJ

Pile-driving Broadband SPL Sound Source Development

Based on the research completed for the empirical model, there were only three data points to calculate the regression curve for the sound pressure level (SPL) metric where the SEL and Lpk levels contained 13 to 16 data points. Because of the lack of data points for the SPL metric, the SPL was derived assuming a

relationship between the SEL and SPL as 10 times the common logarithm of the pulse duration (see equation 4). A pulse duration of 0.09 second was used based on the average pulse duration of the source level reference studies.

$$SPL \text{ (dB)} = SEL + 10 \log(nT_0/T) \quad (5)$$

Where: n = number of sound events

T_0 = 1 second

T = duration of the events

This equation shows that the single event SPL is approximately 10 dB greater than the SEL value (Bellman et al. 2020).

Applied Safety Factor

The uncertainty range for the empirical model is +/- 5 dB. This uncertainty range is based on the scatter of the referenced data (Figures 1 and 2) as well as comparison to data collected by Tetra Tech for impact pile-driving activities. Therefore, 5 dB is added to the source level when entered into the sound propagation model.

Deriving Impact Pile-driving Sound Spectrum Data

The spectrum data for the monopile and pin pile modeling scenarios can both be derived using the empirical model, which includes published data from recent U.S offshore wind project applications that incorporate similar pile diameters. The spectrum for the pin pile is based on pile diameters between 2 to 4 meters (m), and the monopile spectrum is based on pile diameters between 5 and 11 m. The bounds can be adjusted as more information becomes publicly available from offshore wind construction campaigns.

Using a process that is consistent with how the broadband levels were reviewed, the spectrum information collected for the empirical model was first normalized. The third octave band levels of the spectrum were normalized to both range and energy level. To ensure that the effect of the source data with the most acoustic energy (spectra for the largest pile driven at the highest hammer rating) does not contribute disproportionately to the spectral shape, the maximum value of each reference spectrum is subtracted from that spectrum so that maximum value is zero. The calculated broadband level is then added so that the peaks of all spectrums are the same. The mean of these normalized spectrums is then calculated to estimate the spectral shape. The reference spectrums for the pin pile and monopile are presented in Figures 3 and 4 in terms of dB/third octave band.

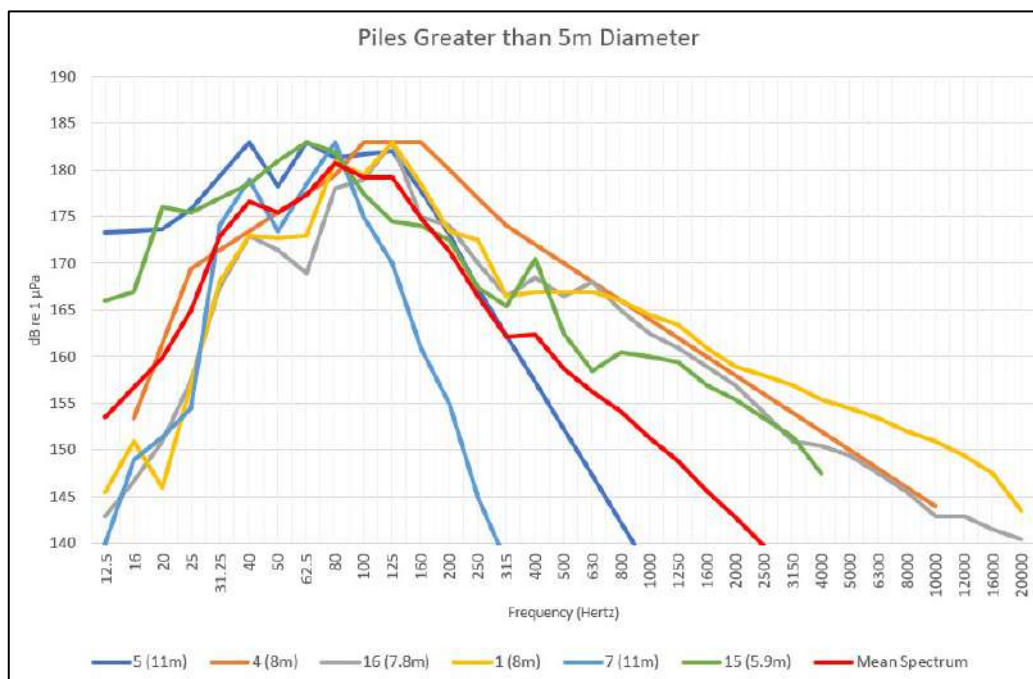


Figure 3. Model Monopile Spectrum

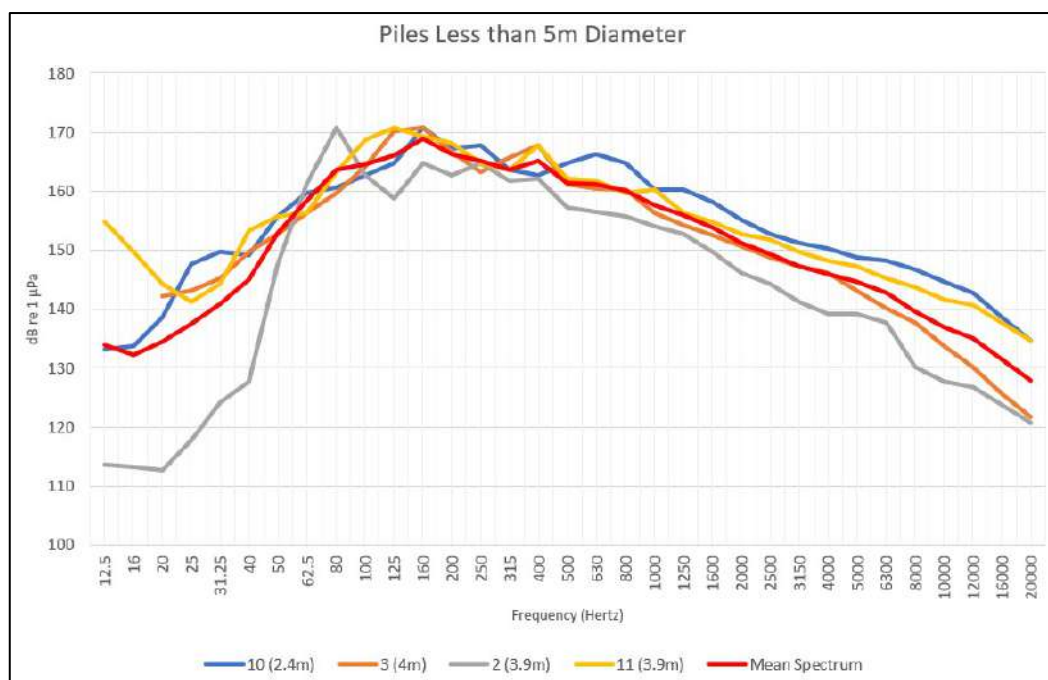


Figure 4. Model Pin Pile Spectrum

4. PESQUISA DE CAMPO (QUANDO HOVER)

5. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Empirical Model Validation

In August 2020, a Sound Field Verification report was published for the Coastal Virginia Offshore Wind Pilot Project. Measurements were conducted for two separate pile installations. One installation included noise mitigation and the other did not. The measurements were collected at 750, 1,500, 3,000, and 4,900 meters for the unmitigated pile installation. Since there was a measurement collected at 750 meters, a direct comparison to the Tetra Tech empirical model can be made. Table 2 provides the results of this comparison for the 750-meter position.

Table 2. Measurement Data vs Empirical Model at 750 meters

Metric	Measured Level ²	Empirically Modeled Level	Difference (dB)
L _{PK} (dB re 1 µPa)	194	197	3
SEL _{ss} (dB re 1 µPa2s)	176	174	2
SEL _{cum} (dB re 1 µPa2s) ¹	204	206	2
SPL (dB re 1 µPa)	186	184	2

Notes:

¹The SEL_{cum} was calculated using the maximum number of pile strikes presented in the pilot project measurement report, which is 1,558 strikes.

²Measured levels are based on the maximum values published for each metric.

As shown in Table 2, the largest difference is 3 dB between the measured data and empirical model results. The result of this comparison shows that the Tetra Tech empirical model provides results comparable to results from field measurements. Furthermore, it should be noted that this comparison is using the maximum measurement levels published for each metric. This shows that the empirical model is effectively predicting the sound source levels with appropriate conservatism.

Sound field verification data collected during construction of a confidential U.S. offshore wind project further supported the efficacy of the Tetra Tech model in estimating the sound propagation associated with impact pile driving of wind turbine foundations. Data reported support that the model works effectively. Modeled values were consistently higher than measured values, indicating the model was appropriately conservative to support environmental review, especially for Low-Frequency Cetaceans (LFC) and High-Frequency Cetaceans (HFC)0F¹.

Discussion

Accurate acoustic modeling of offshore wind foundation pile driving activities is critical to properly inform environmental assessments and regulatory review of proposed projects. The Tetra Tech modeled results were excellent as compared to the field data collected in 2020 (Table 2), and those results were incorporated to further refine the model and improve accuracy for future projects. Recent data collected during offshore wind construction in 2024 indicate that the model is highly predictive and is thus a reliable and accurate tool to support environmental assessment of offshore wind construction impacts.

While the acoustic modeling framework and pile driving sound source characterization approach discussed in this paper has been primarily applied in the U.S., the methodology is equally applicable to offshore developments in other regions, including Brazil. This acoustic modeling approach provides critical and

¹ The name of this project is withheld in this report due to confidentiality concerns. It is anticipated that this data will be made public by the U.S. federal regulators after completion of construction activities.

reliable results to support effective decision-making on mitigations designed to safeguard protected marine species during construction.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

For the Brazilian offshore wind market, it is anticipated that similar methodologies will be used for installation of offshore foundations as have been used in the U.S. market, resulting in similar acoustic impact to marine life. To develop appropriately protective measures for marine life, it is first necessary to adequately model these anticipated impacts. As presented herein, there are established methods for developing sound source levels and modeling acoustic impacts which could be applied in Brazil.

Authorities in Brazil should consider the regulatory framework established in the U.S. and other markets with regards to classifying hearing groups and characterizing varying levels of impact. Given the international nature of offshore wind development and the interest in seeking external funding for these projects, a demonstration of sufficient evaluation of impacts to marine life is critical to the success of the offshore wind industry in Brazil.

REFERÊNCIAS

1. BELLMAN, M. A.; MAY, A.; WENDT, T.; GERLACH, S.; REMMERS, P.; BRINKMANN, J. Underwater noise during percussive pile driving: influencing factors on pile-driving noise and technical possibilities to comply with noise mitigation values. ERA Report, [S.I.], 2020.
2. BRANDT, M. J.; DIEDERICH, A.; BETKE, K.; NEHLS, G. Responses of harbour porpoises to pile driving at the Horns Rev II offshore wind farm in the Danish North Sea. *Marine Ecology Progress Series*, v. 421, p. 205–216, 2011.
3. CALAZAN, R.; RODRÍGUEZ, O. Simplex based three-dimensional eigenray search for underwater predictions. *Journal of the Acoustical Society of America*, v. 143, p. 2059–2065, 2018.
4. CROLL, D.; CLARK, C.; CALAMBOKIDIS, J.; ELLISON, W.; TERSHY, B. Effect of anthropogenic low-frequency noise on the foraging ecology of Balaenoptera whales. *Animal Conservation Forum*, v. 4, n. 1, p. 13–27, 2001. DOI: 10.1017/S1367943001001020.
5. DECOURCY, B. J.; DUDA, T. F. A coupled mode model for omnidirectional three-dimensional underwater sound propagation. *Journal of the Acoustical Society of America*, v. 148, p. 51–62, 2020. DOI: 10.1121/10.0001517.
6. DE JONG, C. A. F.; AINSLIE, M. A. Underwater radiated noise due to the piling for the Q7 Offshore Wind Park. *Journal of the Acoustical Society of America*, v. 123, p. 2987, 2008.
7. ERBE, C.; DUNCAN, A.; VIGNESS-RAPOSA, K. J. Introduction to Sound Propagation Under Water. In: ERBE, C.; THOMAS, J. A. (eds.) *Exploring Animal Behavior Through Sound: Volume 1*. Cham: Springer, 2022. p. 73–92. DOI: 10.1007/978-3-030-97540-1_6.
8. FINNERAN, J. J. Marine mammal auditory weighting functions and exposure functions for US Navy Phase 4 acoustic effects analyses. San Diego, CA: U.S. Navy, Naval Information Warfare Center, 2024.
9. HEANEY, K. D.; CAMPBELL, R. L. Three-dimensional parabolic equation modeling of mesoscale eddy deflection. *Journal of the Acoustical Society of America*, v. 139, p. 918–926, 2016. DOI: 10.1121/1.4942112.
10. ITAP GmbH. Offshore Wind Farm “Baltic Eagle”: prognosis of the expected underwater sound emissions during pile-driving work. [S.I.]: ITAP GmbH, Jan. 2019.
11. JASCO Applied Sciences Inc. Turbine Foundation and Cable Installation at South Fork Wind Farm:

- acoustic modeling of construction. [S.l.]: JASCO Applied Sciences Inc., 2021.
12. KUHLE, R. M.; BELLMANN, M. A. Offshore Wind Farm “Kaskasi II”: forecast of expected underwater noise immissions during possible pile driving in Offshore Wind Farm Kaskasi II (fall-back scenario). [S.l.]: [s.n.], 2019.
 13. LIN, Y.-T.; DUDA, T. F. A higher-order split-step Fourier parabolic-equation sound propagation solution scheme. *Journal of the Acoustical Society of America*, v. 132, p. EL61–EL67, 2012.
 14. MARINE ACOUSTICS Inc. Underwater acoustic assessment of construction and operation activities at the Bay State Wind offshore wind farm. [S.l.]: Marine Acoustics Inc., 2020.
 15. MIKAELSEN, M. A. Kriegers Flak Offshore Wind Farm – underwater noise modelling EIA – technical report. Aarhus: Energinet.dk, Jan. 2015.
 16. NEDWELL, J. R.; PARVIN, S. J.; EDWARDS, B.; WORKMAN, R.; BROOKER, A. G.; KYNOCH, J. E. Measurement and interpretation of underwater noise during construction and operation of offshore windfarms in UK waters. Newbury: COWRIE, 2007.
 17. NEHLS, G.; BELLMANN, M. Weiterentwicklung und Erprobung des „Großen Blasenschleiers“ zur Minderung der Hydroschallemissionen bei Offshore-Rammarbeiten. Husum: ITAP, 2016.
 18. NOAA Fisheries. 2024 Revision to: Technical Guidance for Assessing the Effects of Anthropogenic Sound on Marine Mammal Hearing (Version 3.0): underwater thresholds for onset of permanent and temporary threshold shifts. NOAA Technical Memorandum NMFS-OPR-71. Silver Spring, MD: US Department of Commerce, NOAA Fisheries, 2024. Disponível em: https://www.fisheries.noaa.gov/s3/2024-11/Tech_Memo-Guidance_-3.0-_OCT-2024-508_OPR1.pdf. Acesso em: 12 set. 2025.
 19. NORRO, A.; HAELTERS, J.; RUMES, B.; DEGRAER, S. Underwater noise produced by the piling activities during the construction of the Belwin offshore wind farm. [S.l.]: [s.n.], 2010.
 20. PORTER, M. B. The KRAKEN normal mode program (No. NRL/MR/5120-92-6920). Washington, DC: Naval Research Laboratory, 1992.
 21. ROBINSON, S. P.; LEPPER, P.; ABLITT, J. The measurement of the underwater radiated noise from marine piling including characterisation of a “soft start” period. In: OCEANS 2007 – Europe, 18–21 Jun. 2007, Aberdeen. Proceedings... IEEE, 2007. p. 1–6.
 22. ROBINSON, S. P.; THEOBALD, P. D.; LEPPER, P. A. Underwater sound from marine pile driving. *Proceedings of Meetings on Acoustics – Acoustical Society of America*, v. 17, n. 1, 2012.
 23. SOUTHALL, B. L.; FINNERAN, J. J.; REICHMUTH, C.; NACHTIGALL, P. E.; KETTEN, D. R.; BOWLES, A. E.; ELLISON, W. T.; NOWACEK, D. P.; TYACK, P. L. Marine mammal noise exposure criteria: updated scientific recommendations for residual hearing effects. *Aquatic Mammals*, v. 45, n. 2, p. 125–232, 2019.
 24. TOUGAARD, J.; CARSTENSEN, J.; TEILMANN, J.; SKOV, H.; RASMUSSEN, P. Pile driving zone of responsiveness extends beyond 20 km for harbor porpoises (*Phocoena phocoena*). *The Journal of the Acoustical Society of America*, v. 126, p. 11–14, 2009.
 25. VON PEIN, J.; LIPPERT, S.; VON ESTORFF, O. Validation of a finite element modelling approach for mitigated and unmitigated pile driving noise prognosis. *The Journal of the Acoustical Society of America*, v. 149, p. 1737, 2021.
 26. WATER PROOF Marine Consultancy & Services BV. Coastal Virginia Offshore Wind noise monitoring during monopile installation A01 and A02. [S.l.]: Water Proof Marine Consultancy & Services BV, 2020.
 27. YANG, L.; XU, X.; HUANG, Z.; TU, X. Recording and analyzing underwater noise during pile driving for bridge construction. *Acoustics Australia*, v. 43, p. 159–167, 2015.

