



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
CURSO DE ENGENHARIA NAVAL

LORENA BRUNERI ABDALLAH

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM PARQUE  
EÓLICO *OFFSHORE* PARA A ILHA DE FERNANDO DE NORONHA COM BASE  
NO LCOE**

Recife

2025

LORENA BRUNERI ABDALLAH

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM PARQUE  
EÓLICO *OFFSHORE* PARA A ILHA DE FERNANDO DE NORONHA COM BASE  
NO LCOE**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao Curso de Engenharia Naval da  
Universidade Federal de Pernambuco, como  
requisito parcial para obtenção do título de  
Bacharel em Engenharia Naval.

Orientador: Cesar Augusto Salhua Moreno

Recife

2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Abdallah, Lorena Bruneri.

Estudo da viabilidade técnica e econômica de um parque eólico offshore para a ilha de Fernando de Noronha com base no LCOE / Lorena Bruneri Abdallah. - Recife, 2025.

85 p. : il., tab.

Orientador(a): Cesar Augusto Salhua Moreno

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Naval - Bacharelado, 2025.

Inclui referências, apêndices.

1. Arquipélago de Fernando de Noronha . 2. Custo Nivelado de Energia. 3. Planta Eólica offshore. 4. Vento. I. Moreno, Cesar Augusto Salhua. (Orientação).  
II. Título.

620 CDD (22.ed.)

Lorena Bruneri Abdallah

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM PARQUE  
EÓLICO *OFFSHORE* PARA A ILHA DE FERNANDO DE NORONHA COM BASE  
NO LCOE**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao Curso de graduação de  
Engenharia Naval da Universidade Federal de  
Pernambuco, como requisito parcial para  
obtenção do título de Engenheira Naval.

Aprovado em: 19/08/2025

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. César Augusto Salhua Moreno (Orientador)

Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Marcos Pereira (Examinador Interno)

Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Eduardo Jose Novaes Menezes (Examinadora Externa)

Universidade Federal de Pernambuco

---

Dra. Ramilla Vieira de Assunção (Examinadora Externa)

Universidade Federal de Pernambuco

## RESUMO

Este estudo avalia a viabilidade técnico-econômica da geração eólica *offshore* como plataformas flutuantes semissubmersíveis para o suprimento energético do Arquipélago de Fernando de Noronha, atualmente dependente de geradores a diesel. Foram analisados dois cenários: (i) uma usina com turbina de 3 MW e (ii) usina com duas turbinas de 3 MW, utilizando como métrica da viabilidade econômica o Custo Nivelado de Energia (LCOE). A área de estudo compreende a região delimitada pelas latitudes 3,56°S e 4,31°S e pelas longitudes 32,89°O e 31,89°O. Essa área foi dividida em 20 estações, cada uma representando a posição de uma planta eólica *offshore*. Dentre elas, uma está localizada no Parque Nacional Marinho de Fernando de Noronha, outra na Área de Proteção Ambiental de Fernando de Noronha, e as demais situam-se fora de áreas protegidas. Os resultados indicam que uma turbina pode atender, em média, 75% da demanda anual da ilha, enquanto duas turbinas geram excedente, suprimindo até 150% da demanda anual. O LCOE estimado variou entre US\$ 0,21/kWh e US\$ 0,46/kWh (uma turbina) e entre US\$ 0,29/kWh e US\$ 0,65/kWh (duas turbinas), com menores valores em áreas próximas à costa e de menor profundidade, situadas dentro do Parque Nacional Marinho. Os maiores custos considerados dentro da análise estão associados à subestação flutuante, à estrutura semissubmersível e à instalação do sistema de exportação de energia. Em comparação com o custo estimado da geração de energia elétrica a diesel em Fernando de Noronha, de aproximadamente US\$0,37/kWh, no cenário com uma turbina, cinco estações apresentaram custo de energia menor ou igual, enquanto no cenário com duas turbinas apenas uma estação registrou valor inferior. Em relação a estudos internacionais, os valores obtidos neste trabalho foram mais elevados, resultado de fatores como a distância até o porto de apoio *offshore* mais próximo (370 km), localizado no continente, o regime de ventos moderado (7–8 m/s), a inexistência de turbinas eólicas comerciais de grande porte projetadas para operar na velocidade média local e a utilização de dados econômicos provenientes da indústria norte-americana. Porém, o sistema proposto poderia reduzir em até 80,93% as emissões de CO<sub>2</sub> associadas à geração elétrica da ilha.

**Palavras-chave:** Arquipélago de Fernando de Noronha, Custo Nivelado de Energia, Planta Eólica Offshore, Vento.

## ABSTRACT

This study evaluates the technical and economic feasibility of offshore wind power generation using semisubmersible floating platforms to supply electricity to the Fernando de Noronha Archipelago, which is currently dependent on diesel generators. Two scenarios were analyzed: (i) one 3 MW wind turbine and (ii) two 3 MW turbines, using the Levelized Cost of Energy (LCOE) as the primary performance metric. The study area is bounded by latitudes 3.56°S and 4.31°S and longitudes 32.89°W and 31.89°W. This area was divided into 20 stations, each representing the location of an offshore wind farm. Among them, one is located within the Fernando de Noronha Marine National Park, another within the Fernando de Noronha Environmental Protection Area, and the remaining stations are situated outside protected areas. The results indicate that a single turbine could supply, on an annual average, approximately 75% of the island's electricity demand, while two turbines would generate surplus annual energy, covering up to 150%. The estimated LCOE ranged from US\$0.21/kWh to US\$0.46/kWh (one turbine) and from US\$0.29/kWh to US\$0.65/kWh (two turbines), with lower values in areas closer to shore and at shallower depths, located within the Fernando de Noronha Marine National Park. The highest cost components were the acquisition of the floating substation, the semisubmersible structure, and the installation of the export cable system. Compared to the estimated cost of diesel power generation in Fernando de Noronha, approximately US\$ 0.37/kWh, in the single-turbine scenario, five stations had an equal or lower energy cost, whereas in the two-turbine scenario, only one station recorded a lower value. When compared to international studies, the values obtained in this work were significantly higher, due to factors such as the distance to the nearest port (370 km), the moderate wind regime (7–8 m/s), the lack of a large-scale commercial wind turbine designed to operate at the local average wind speed, and the use of economic data from the U.S. industry. However, the proposed system could reduce CO<sub>2</sub> emissions from electricity generation on the island by up to 80.93%.

**Keywords:** Fernando de Noronha Archipelago, Levelized Cost of Energy, Offshore Wind Plant, Wind.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Categorias de tecnologias de plataforma flutuante, da esquerda para direita: TLP, semissubmersível e Spar.....	16
Figura 2 Tipos de embarcações para instalação de turbinas eólicas offshore, onde (a) é o navio guindaste ( <i>crane vessel</i> ), (b) é o navio auto elevatório ( <i>self-elevating vessel</i> ) e (c) é um navio de instalação de turbinas eólicas ( <i>wind turbine installation vessel</i> ).....	18
Figura 3 Ilustração de dois tipos de layout utilizado na fase de projeto do ORBIT: Grade (a) e radial (b). ....	25
Figura 4 Fluxograma dos componentes do modelo WOMBAT. ....	38
Figura 5 Simulação da disponibilidade da plataforma de acordo com as paradas para manutenção. ....	40
Figura 6 Fluxograma metodológico para a estimativa do LCOE, com as etapas de obtenção dos dados de batimetria, velocidade do vento, CAPEX, OPEX e DECEX, destacando, na cor laranja, as fontes de dados de cada componente do LCOE. ....	41
Figura 7 Batimetria da região de estudo. ....	44
Figura 8 Curva de potência da turbina V112-3.0. ....	48
Figura 9 Frequência de Weibull para as 20 estações de estudo.....	50
Figura 10 Padrão anual da velocidade do vento na região de estudo. ....	53
Figura 11 Padrão da velocidade do vento por estação, sendo (a) Dezembro-Janeiro-Fevereiro (Verão), (b) Março-Abril-Maio (Outono), (c) Junho-Julho-Agosto (Inverno), (d) Setembro-Outubro-Novembro (Primavera).....	54
Figura 12 Histograma da frequência das velocidades do vento e frequência de Weibull médio para o período de 11 anos, entre 2004 e 2014. ....	55
Figura 13 Distribuição espacial do PAE para a região de estudo.....	56
Figura 14 Variação espacial do LCOE (US\$/MWh) para uma turbina.....	59
Figura 15 Comparação entre os módulos das fases de Projeto (a) e Instalação (b) utilizados para o cálculo do CAPEX para uma turbina. ....	60
Figura 16 Comparação da distância entre a costa e o custo do projeto (a) e instalação (b) para uma turbina. ....	61
Figura 17 Distribuição espacial do LCOE (US\$/MWh) para duas turbinas. ....	64
Figura 18 Comparação entre os módulos das fases de Projeto (a) e Instalação (b) utilizados para o cálculo do CAPEX para duas turbinas. ....	65

Figura 19 Comparação da distância entre a costa e o custo do projeto (a) e instalação (b) para uma turbina. .... 66

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Parâmetros de entrada do módulo do sistema de arranjo. ....	24
Tabela 2 Parâmetros de saída do módulo do sistema de arranjos. ....	25
Tabela 3 Parâmetros de entrada do módulo sistema elétrico.....	26
Tabela 4 Parâmetros de saída do módulo sistema elétrico. ....	26
Tabela 5 Parâmetros de entrada do módulo sistema de ancoragem. ....	27
Tabela 6 Parâmetros de saída do módulo sistema de ancoragem.....	28
Tabela 7 Parâmetros de entrada do módulo subestação flutuante. ....	28
Tabela 8 Parâmetros de saída do módulo subestação flutuante.....	29
Tabela 9 Parâmetros de saída do módulo semissubmersível.....	29
Tabela 10 Parâmetros de saída do módulo semissubmersível.....	30
Tabela 11 Parâmetros de entrada do módulo sistema de arranjo dos cabos.....	31
Tabela 12 Parâmetros de entrada do módulo sistema de exportação de cabo. ....	32
Tabela 13 Parâmetros de entrada do módulo de ancoragem da subestação. ....	33
Tabela 14 Parâmetros de entrada do módulo da subestação flutuante. ....	35
Tabela 15 Parâmetros de entrada do módulo da turbina. ....	36
Tabela 16 Localização e profundidade das estações da área de estudo.....	44
Tabela 17 Dados da turbina V112-3.0 MW. ....	47
Tabela 18 Consumo energético de Fernando de Noronha.....	56
Tabela 19 Resumo dos custos do CAPEX (fases de Projeto e Instalação), OPEX e LCOE para cada estação no cenário de 1 turbina. ....	58
Tabela 20 Resumo dos custos do CAPEX (fases de Projeto e Instalação), OPEX, DECEX e LCOE para cada estação no cenário de 2 turbinas. ....	63

## LISTA DE EQUAÇÕES

Eq. 1.....	21
Eq. 2.....	21
Eq. 3.....	22
Eq. 4.....	22
Eq. 5.....	28
Eq. 6.....	29
Eq. 7.....	38
Eq. 8.....	46
Eq. 9.....	47
Eq. 10.....	49
Eq. 11.....	49
Eq. 12.....	49
Eq. 13.....	49
Eq. 14.....	49

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>8</b>
<b>2. OBJETIVOS .....</b>	<b>10</b>
<b>2.1. OBJETIVO GERAL .....</b>	<b>10</b>
<b>2.2. OBJETIVO ESPECÍFICO .....</b>	<b>10</b>
<b>3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>11</b>
<b>3.1. COMPARAÇÃO ENTRE PARQUES EÓLICOS <i>OFFSHORE</i> E <i>ONSHORE</i> .....</b>	<b>11</b>
<b>3.2. CENÁRIO MUNDIAL.....</b>	<b>13</b>
<b>3.3. COMPONENTES DE UM PARQUE EÓLICO <i>OFFSHORE</i>.....</b>	<b>14</b>
3.3.1. Turbina .....	14
3.3.2. Tecnologia de plataforma .....	15
3.3.3. Transmissão .....	16
3.3.4. Embarcações para Instalação.....	17
<b>4. REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>20</b>
<b>4.1. LCOE.....</b>	<b>20</b>
<b>4.2. CAPEX .....</b>	<b>22</b>
4.2.1. Fase de Projeto .....	23
4.2.2. Fase de Instalação.....	30
<b>4.3. OPEX .....</b>	<b>38</b>
<b>4.4. DECEX .....</b>	<b>40</b>
<b>5. METODOLOGIA CIENTÍFICA.....</b>	<b>41</b>
<b>5.1. ÁREA DE ESTUDO .....</b>	<b>41</b>

<b>5.2.</b>	<b>OBTENÇÃO DOS DADOS .....</b>	<b>45</b>
5.2.1.	Batimetria .....	45
5.2.2.	Velocidade do Vento .....	46
5.2.3.	Turbina eólica .....	47
5.2.4.	Demanda Energética.....	48
<b>5.3.</b>	<b>CÁLCULO DA PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA(PAE) .....</b>	<b>48</b>
<b>5.4.</b>	<b>DEFINIÇÃO DA QUANTIDADE DE TURBINAS.....</b>	<b>50</b>
<b>5.5.</b>	<b>LCOE.....</b>	<b>50</b>
<b>5.6.</b>	<b>EMISSÃO DE CARBONO.....</b>	<b>51</b>
<b>6.</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>52</b>
<b>6.1.</b>	<b>VELOCIDADE DO VENTO.....</b>	<b>52</b>
<b>6.2.</b>	<b>PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA.....</b>	<b>55</b>
<b>6.3.</b>	<b>LCOE.....</b>	<b>57</b>
6.3.1.	Uma turbina .....	57
6.3.2.	Duas turbinas .....	62
<b>6.4.</b>	<b>COMPARAÇÃO COM A EMISSÃO DE CO2.....</b>	<b>66</b>
<b>7.</b>	<b>DISCUSSÃO .....</b>	<b>67</b>
<b>8.</b>	<b>TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>72</b>
<b>9.</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>73</b>
<b>10.</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>74</b>

<b>APÊNDICE A – TABELA COM OS PARÂMETROS DE ENTRADA DA FASE DE PROJETO DO CAPEX.....</b>	<b>81</b>
--	-----------

<b>APÊNDICE B – TABELA COM OS PARÂMETROS DE ENTRADA DA FASE DE INSTALAÇÃO DO CAPEX .....</b>	<b>82</b>
--	-----------

## 1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda global por eletricidade, aliada à urgência em reduzir as emissões dos gases do efeito estufa e mitigar os impactos das mudanças climáticas, têm impulsionado o avanço das tecnologias de geração de energia por fontes renováveis. Essa tendência é fortalecida pelos compromissos firmados no Acordo de Paris (ROGELJ et al., 2016), onde diversos países, incluindo o Brasil, se comprometeram em manter o aumento da temperatura global abaixo de 2°C, com esforço para restringir o aumento a 1,5°C. Entre os recursos renováveis, destaca-se a energia eólica em ambiente *offshore* em razão da elevada eficiência em diversas regiões do mundo, baixa emissão de carbono ao longo de seu ciclo de vida e menor ocupação de espaço físico, uma vez que a maior parte das estruturas são instaladas no ambiente marinho. Considerando esses motivos, esse recurso tem se consolidado como uma alternativa promissora frente à necessidade de descarbonização da matriz energética mundial. Em 2022, a capacidade instalada global ultrapassou 64 Gigawatts (GW), e as projeções indicam que pode atingir 380 GW até 2030, com destaque para Europa, Ásia e países da América do Sul (ALEXANDROU, 2025).

No Brasil, o desenvolvimento da energia eólica ainda está restrito ao ambiente *onshore*, apesar da presença de ventos moderados a intensos em diversas regiões costeiras. Embora o país possua um litoral extenso, com cerca de 9.650 km, e estimativas técnicas apontem para um potencial superior a 1.000 GW de capacidade instalada em áreas marítimas (VINHOZA et al., 2023). Entretanto, o avanço desse setor é dificultado por uma combinação de desafios técnicos, regulatórios e socioambientais, que limitam sua implementação (GORAYEB et al., 2024).

O Arquipélago de Fernando de Noronha, localizado a cerca de 345 km da costa do Nordeste brasileiro, é uma unidade de conservação reconhecida como Patrimônio Natural da Humanidade e abriga aproximadamente 3.200 habitantes (IBGE, 2025). Atualmente, sua matriz energética é baseada em geradores a diesel, o que acarreta elevados custos logísticos, risco de desabastecimento e significativa emissão de gases de efeito estufa (GEE). Estima-se que cerca de 30% das emissões da ilha sejam provenientes da geração de energia elétrica, enquanto aproximadamente 60% estão associadas ao setor aéreo e 10% ao transporte terrestre (PE, 2022). Esse modelo contraria os compromissos assumidos no Plano de Descarbonização do Estado de Pernambuco, que estabelece a meta de alcançar a neutralidade climática — ou seja, zerar as emissões líquidas de GEE — até 2050.

Nesse cenário, a energia eólica *offshore* surge como uma alternativa viável e ambientalmente vantajosa para ser aplicada em águas brasileiras, especialmente em regiões cuja demanda energética é suprida por recursos não renováveis, como é o caso de Fernando de Noronha. No entanto, elevadas profundidades em curtas distâncias da costa do arquipélago limita o uso de estruturas fixas, onde na maior área adjacente a ilha principal requer o emprego de plataformas flutuantes, como as estruturas semissubmersíveis. Embora tecnicamente apropriadas, essas estruturas apresentam alto custo de instalação e operação, além de maior sensibilidade à distância da costa. Esses fatores aumentam o Custo nivelado de energia (LCOE, do inglês *Levelized Cost of Energy*), que é uma das principais métricas utilizadas para avaliar a viabilidade econômica de projetos de energia renovável (MARTINEZ e IGLESIAS, 2022; GAO et al., 2024).

Estudos indicam que o LCOE para projetos *offshore* no Brasil poderiam variar entre \$ 86/MWh e \$ 243/MWh, com média de \$ 136/MWh, dependendo da profundidade e da distância até a costa (VINHOZA et al., 2023). No entanto, grande parte das pesquisas sobre energia eólica *Offshore* concentra-se em projetos de grande porte, localizados em regiões temperadas e compostos por múltiplas turbinas. Assim, observa-se uma lacuna no conhecimento quanto à aplicação dessa tecnologia em contextos tropicais, insulares, de pequena escala e com regulamentação emergente, como é o caso brasileiro.

Diante desse panorama, este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade técnico-econômica da substituição da matriz energética da ilha principal de Fernando de Noronha por um sistema de geração eólica *Offshore* com plataformas flutuantes. Para isso, considerou-se aplicar a modelagem do LCOE para dois cenários envolvendo aerogeradores eólicos *offshore* de 3 MW.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1.OBJETIVO GERAL**

Avaliar a viabilidade técnica e econômica preliminar de um parque eólico flutuante para suprir a demanda energética de Fernando de Noronha.

### **2.2.OBJETIVO ESPECÍFICO**

- Avaliar a região com maior intensidade de vento, e profundidade mais adequada para a instalação do parque eólico.
- Calcular a Produção Anual de Energia (PAE) do parque eólico.
- Verificar se a energia produzida pelo sistema proposto é capaz de suprir a energia consumida pela ilha.
- Estimar o Custo Nivelado de Produção de Energia (LCOE).
- Comparar o custo para a produção anual de energia da ilha mediante diesel com o custo para a produção anual da energia eólica.
- Comparar a emissão de carbono utilizando as duas fontes de energia.

### 3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A energia eólica *offshore* é uma fonte renovável em destaque devido à sua natureza limpa, inesgotável e ampla disponibilidade (LEUNG e YANG, 2012; SONG et al., 2024). Seu funcionamento baseia-se na rotação das pás do rotor da turbina, acionadas pela força do vento, cuja rotação é amplificada por uma caixa de engrenagens, permitindo a geração de eletricidade (LI et al., 2020).

O crescimento dessa fonte de energia deve-se, além das vantagens em relação à energia eólica *onshore*, à busca global por alternativas com menores emissões de CO<sub>2</sub>, essenciais para mitigar os efeitos das mudanças climáticas (WANG et al., 2019) e para atender à crescente demanda energética (SU et al., 2024).

#### 3.1.COMPARAÇÃO ENTRE PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE* E *ONSHORE*

A energia eólica *offshore* apresenta vantagens singulares em relação à modalidade *onshore*, especialmente no que se refere às características do vento e ao uso do solo. Primeiro, no ambiente marinho, os ventos são mais fortes e estáveis devido à menor rugosidade da superfície, o que resulta em menor cisalhamento e maior regularidade na velocidade do vento (LI et al., 2020). Estudos indicam que, a apenas 10 km da costa, a velocidade do vento pode ser até 25% superior à registrada em áreas costeiras (LI et al., 2020).

Além disso, a camada limite do vento — porção da atmosfera diretamente influenciada pela superfície terrestre ou oceânica, onde o atrito e o aquecimento da superfície modificam significativamente o perfil vertical do vento — sobre o mar é mais baixa e apresenta um gradiente de velocidade mais acentuado do que em áreas urbanas ou rurais. Isso permite, inclusive, a utilização de torres de menor altura sem comprometer a eficiência do sistema (HUANG et al., 2006).

Outra vantagem importante é a preservação do espaço terrestre. Parques eólicos *onshore* exigem grandes áreas, muitas vezes afastadas dos centros urbanos, o que pode levar à supressão de florestas ou à ocupação de terras cultiváveis (LI et al., 2020). Por outro lado, os parques eólicos *offshore* não competem com o uso do solo, minimizando os impactos sobre o meio terrestre (SU et al., 2024).

Apesar das vantagens da energia eólica *offshore* em relação a ocupação do solo e velocidade do vento, seus custos ainda representam uma grande desvantagem em relação ao *onshore*. Estudos indicam que os projetos *offshore* custam mais do que os sistemas *onshore*, com estimativas de preço variando entre US\$53 e US\$64 por MWh, enquanto os projetos

*onshore* apresentam valores mais baixos, entre US\$26 e US\$31 por MWh (WANG e CHEN, 2012). Da perspectiva dos custos de operação e manutenção, os custos para um sistema offshore podem ser cerca de 1,5 e 2 vezes maior que de um sistema *onshore* (cerca de 25% a 30% a mais por custo por kWh) (SU et al., 2024).

Outro aspecto relevante refere-se aos impactos sobre os ecossistemas marinhos. Pesquisas indicam que as aves marinhas constituem o grupo mais afetado pela presença de usinas eólicas offshore, uma vez que sua instalação pode alterar a distribuição desses animais em áreas de forragem, repouso e migração no mar (LAMB et al., 2024; THAXTER et al., 2024). Contudo, o número reduzido de estudos sobre os efeitos em outras espécies marinhas ainda limita uma compreensão mais aprofundada dessa relação complexa.

Esses custos elevados estão associados às tecnologias de plataforma, à instalação, à operação e à manutenção das turbinas (LI et al., 2020). A operação em ambiente marítimo exige embarcações especializadas, mão de obra qualificada e estruturas maiores, o que eleva os gastos com manutenção (XU e YAO, 2012). De acordo com Li et al. (2020), com exceção do custo de aquisição da turbina eólica, os custos de uma planta *offshore* tende a ser maior que o *onshore* em todos os aspectos, incluindo a aquisição da base da turbina, a instalação e fiação da rede elétrica.

Além disso, fatores ambientais adversos, como corrosão marinha, impacto das ondas, e ocorrência de tempestades extremas aumentam a complexidade e custo das operações (LI et al., 2020).

Outro ponto que encarece os projetos *offshore* é a necessidade de infraestrutura de transmissão de energia. Esses parques eólicos frequentemente estão localizados em regiões remotas, distantes dos centros de consumo e com redes elétricas subdesenvolvidas, exigindo tecnologias mais caras para conexão e fornecimento de energia de forma estável (LI et al., 2020).

Ainda assim, vale destacar que, embora a energia eólica *offshore* apresente custos mais elevados, sua produção de eletricidade pode ser de 20% a 40% superior à das turbinas *onshore* (ZHIXIN et al., 2009). Ademais, enquanto o mercado de energia eólica *onshore* já se encontra consolidado há décadas, o setor *offshore* ainda está em fase de expansão. Nesse contexto, espera-se que, com o amadurecimento tecnológico e de mercado, combinado a incentivos no uso de energia renovável para redução da emissão de CO<sub>2</sub>, os custos da energia eólica offshore tornem-se mais competitivos, aproximando-se dos níveis da geração *onshore* (LI et al., 2020;

SU et al., 2024). Sob a ótica do LCOE, por exemplo, entre 2010 e 2021 verificou-se uma redução de aproximadamente 60% no custo por unidade de energia gerada, passando de US\$ 0,188/kWh para US\$ 0,075/kWh (SU et al., 2024).

### 3.2.CENÁRIO MUNDIAL

A Europa encontra-se em uma posição de liderança no mundo em relação ao desenvolvimento de energia eólica *offshore*. Além dos países europeus, a China também tem investido muitos recursos financeiros no desenvolvimento de energia eólica *offshore*. Em 2019, a distribuição global da capacidade da energia eólica *offshore* era dividido em: 3 3,37% UK (9.723 MW), 25,72% Alemanha (7.493 MW), 23,47% China (6.838 MW), e demais países (LI et al., 2020).

O setor de energia eólica *offshore* tem registrado crescimento expressivo nos últimos anos. Segundo informações recentes da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), a capacidade instalada global aumentou em 8,4 GW apenas em 2022, alcançando um total acumulado de 206,6 GW (IRENA, 2024). Desse valor, a China foi responsável por cerca de 49% desse crescimento, com um acréscimo de 4,1 GW, totalizando 30,5 GW de capacidade instalada, o que também representa aproximadamente 49% do total mundial (SWAMY et al., 2022; CHEN e LIN, 2022; MUSIAL et al., 2022; HUGHES e LONDGEN, 2024). Na Europa, a liderança permanece no campo da pesquisa tecnológica, operação comercial, desenvolvimento de mercado e estrutura da cadeia industrial. Em 2022, o continente europeu instalou 3,7 GW, alcançando uma capacidade acumulada de 30,1 GW (SU et al., 2024).

Do ponto de vista econômico, observa-se uma redução nos custos da energia eólica *offshore*. O LCOE global caiu cerca de 60% entre 2010 e 2021, passando de US\$ 0,188/kWh para US\$ 0,075/kWh (SU et al., 2024). Na China, o LCOE em 2021 já era comparável ao preço da eletricidade de usinas termelétricas a carvão localizadas ao longo da costa, variando entre CNY (Yuan Chinês) 0,40–0,50/kWh, equivalente (na cotação da data deste estudo), a 0,056–0,070 US\$/kWh. Espera-se que, com o avanço de turbinas de grande porte e maior escala de implantação, haja espaço adicional para a redução de custos nos projetos *offshore* (SU et al., 2022). Entretanto, o LCOE da energia eólica *offshore* do tipo flutuante ainda permanece elevado. Estima-se que esteja em torno de US\$0,20/kWh, valor aproximadamente quatro vezes maior que o da energia eólica *offshore* com tecnologias de plataformas fixas (HUGHES e LONGDEN, 2024; FREDERIKSEN et al., 2024).

### 3.3.COMONENTES DE UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE

De maneira geral os equipamentos para a conversão de energia eólica *offshore* são compostos por pás de turbina eólica, eixo de baixa velocidade, eixo de alta velocidade, trem de transmissão, anemômetro, torre eólica, gerador, sistema hidráulico, sistema de controle eletrônico e outros componentes (LI et al., 2020).

As pás do rotor são responsáveis por converter a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional, a qual é transferida ao eixo da turbina. Em seguida, aciona-se a rotação do gerador e, por fim, converte-se a energia mecânica em energia elétrica (LI et al., 2020).

#### 3.3.1. Turbina

Considerando as características estruturais, as turbinas eólicas *offshore* podem ser divididas em turbina eólica de eixo horizontal (HAWT), turbina eólica de eixo vertical (VAWT) e turbina eólica de eixo cruzado (CAWT) (MA et al., 2018; SU et al., 2024).

A HAWT é uma estrutura de turbina tradicional. As HAWT têm algumas desvantagens devido às suas características estruturais (BAE, 2013). O efeito conjunto da gravidade e da força inercial faz com que a direção da gravidade permaneça inalterada durante a rotação da pá, mas a direção da força inercial muda constantemente. Portanto, a pá não está sujeita a uma carga constante, mas sim alternada, o que é desfavorável para a resistência à fadiga da pá (HENRIKSEN, 2014; MENG et al., 2018). Uma área de pesquisa constante para as HAWT tem sido em otimizar as pás das turbinas eólicas (LI et al., 2020).

Além das características estruturais, o desempenho energético das turbinas é avaliado pela métrica da curva de potência, que estabelece a relação entre a velocidade do vento na altura do rotor e a potência elétrica gerada sob condições de referência (IEC, 2022). Essa curva é utilizada para estimar a produção anual de energia.

Com o desenvolvimento contínuo da energia eólica ao longo das décadas, a escala de fazendas eólicas tem aumentado, principalmente em relação à capacidade da turbina. Por exemplo, turbinas eólicas *offshore* (do tipo HAWT) desenvolvidas pela China variam entre 0.5 MW (em 1990) para 16 MW (GWH 252-16 MW, da *Goldwind*, lançada em junho de 2023 em Beijing, China, com 123 metros de altura) (SU et al., 2024).

Em razão das diferentes especificações técnicas das turbinas eólicas *offshore* disponíveis comercialmente, os fabricantes disponibilizam um gráfico que representa a potência elétrica produzida pela turbina em função da velocidade do vento, conhecido como curva de

potência (KOUISSI et al., 2021). Ao se conhecer o comportamento da potência gerada pela turbina em diferentes velocidades do vento, torna-se possível estimar a energia que poderá ser produzida, como, por exemplo, a geração anual prevista (LI et al., 2020). Com essas informações, é viável avaliar se a produção esperada, considerando as condições de vento do local de instalação, será suficiente para atender à demanda energética projetada.

A curva de potência indica três parâmetros importantes: velocidade de entrada (*cut-in*), que corresponde à velocidade mínima do vento na qual a turbina começa a gerar energia (potência inicial igual a zero); velocidade nominal, que é a mínima velocidade necessária para que a turbina atinge sua potência nominal; e velocidade de corte (*cut-out*), que é a máxima velocidade do vento na qual a turbina pode operar com segurança (KOUISSI et al., 2021).

### 3.3.2. Tecnologia de plataforma

Atualmente, as plataformas eólicas são um dos principais desafios técnicos que restringem o avanço da energia eólica offshore (LI et al., 2020). Estas podem ser classificadas em plataformas fixas e plataformas flutuantes, cada uma adequada a diferentes condições de profundidade e geologia do leito marinho.

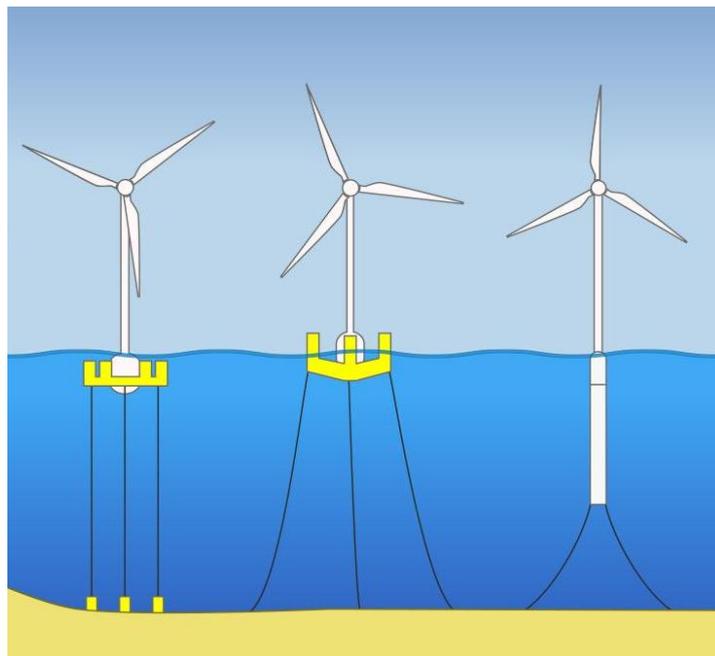
As plataformas fixas são utilizadas preferencialmente próximo à costa e em águas rasas, com profundidade de até 50 metros e em locais com geologia estável (LI et al., 2020; SU et al., 2024). Entre as plataformas fixas, os monopilares, adequados para regiões próximas à costa e com profundidades entre 20 e 30 metros, são as mais comuns, sendo empregados nas primeiras gerações de parques eólicos *offshore* (SU et al., 2024). No entanto, a limitação de profundidade e a busca por ventos mais intensos, localizados mais distantes da costa, têm impulsionado o uso de plataformas flutuantes.

As plataformas flutuantes são projetadas para operar em águas profundas, onde as plataformas fixas não são viáveis, normalmente em profundidades superiores a 50 metros (SU et al., 2024). Embora ofereçam maior flexibilidade quanto à localização, essas estruturas estão sujeitas a maiores esforços dinâmicos provocados por ondas e ventos, o que aumenta as cargas estruturais sobre a turbina e eleva os custos de construção e manutenção (LI et al., 2020). Ainda assim, diferentemente das plataformas fixas, em que o custo da unidade, construção da plataforma, estacas, içamento e assim por diante é relativamente fixo, as estruturas flutuantes apresentam maior potencial de otimização de custos à medida que a indústria se desenvolve (LI et al., 2020). Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), espera-se uma redução de

aproximadamente 50% nos custos de desenvolvimento e construção da energia eólica flutuante até 2050 (Li et al., 2020).

As plataformas flutuantes se dividem em três tipos principais, a Spar, Semissubmersível e a Plataforma de pernas tensionadas (TLP do inglês *Tension Leg Platform*) (Figura 1). A energia eólica offshore flutuante é menos afetada pela profundidade da água e não é limitada pela complexa topografia do leito marinho e pelas condições geológicas (SU et al., 2024). A plataforma flutuante é conectada ao leito marinho por meio de um sistema de ancoragem (LI et al., 2020; SU et al., 2024). A semissubmersível é adequada para profundidades superiores a 50 metros. Destaca-se pela boa estabilidade, facilidade de construção e instalação, além de ampla faixa de profundidades operacionais (LI et al., 2020; SU et al., 2024). Como desvantagens, apresenta grande volume estrutural e maior resposta ao movimento devido à carga de ondas (LI et al., 2020). Esse tipo de estrutura flutuante foi aplicado pela primeira vez no projeto *WindFloat Atlantic*, em Aarhus, Dinamarca, que se iniciou em 2020 com uma capacidade de 8,4 MW utilizando a MHU Vestas V164-8.4 MW (SU et al., 2024). Desde então, outros projetos têm sido aplicados, principalmente na China, sendo o mais recente um parque de 7,25 MW (SU et al., 2024).

Figura 1 Categorias de tecnologias de plataforma flutuante, da esquerda para direita: TLP, semissubmersível e Spar.



Fonte: WINDEUROPE (2025)

### 3.3.3. Transmissão

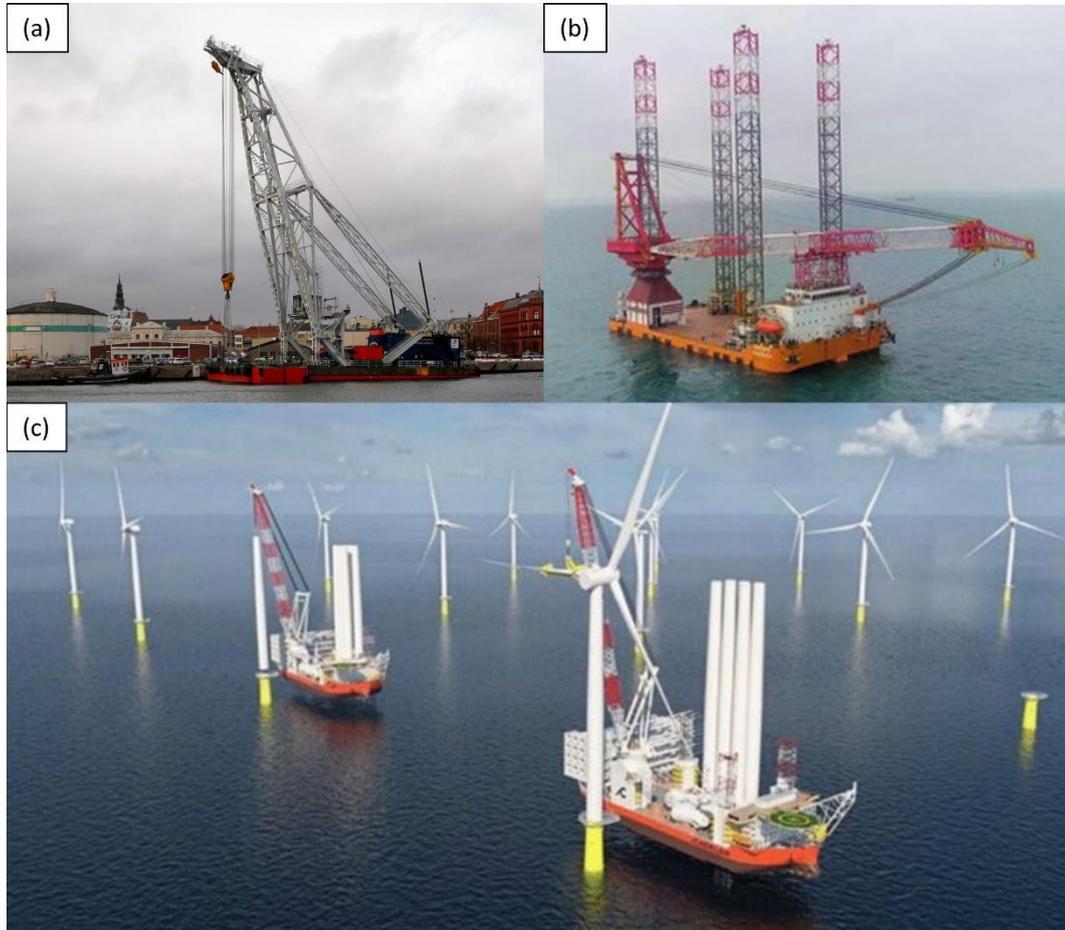
A tecnologia de corrente contínua de alta tensão (HVDC) pode ser usada para transmissão de energia em alto mar. Em comparação com a corrente alternada (AC), a tecnologia HVDC tem muitas vantagens, como alta confiabilidade, boa estabilidade, baixa perda, sem potência reativa e sem limitação de distância (BARNES e BEDDARD, 2012; BUCHER et al., 2014).

Atualmente, a transmissão de energia em águas profundas é um fator limitante para o desenvolvimento da energia eólica offshore (JIA e CHANG, 2009), em razão da distância entre os parques eólicos marinhos e os centros de consumo, a profundidade e condições adversas do ambiente marinho. Para intensificar o desenvolvimento da energia eólica offshore, é necessário desenvolver simultaneamente o sistema de transmissão relevante e melhorar o nível de construção da rede elétrica para garantir que a energia convertida possa ser transmitida e armazenada a tempo (LI et al., 2020).

#### 3.3.4. Embarcações para Instalação

A instalação de turbinas eólicas *offshore* exige o uso de embarcações especializadas, entre as quais se destacam os navios de instalação de turbinas e os navios lança-cabos (SU et al., 2024). Os navios de instalação, em particular, são classificados em quatro tipos, com base em suas características operacionais: navios guindastes (Figura 2a), embarcações auto elevatórias (Figura 2b), navios instaladores de turbinas eólicas (WTIVs) (Figura 2c) e navios de instalação auto elevatórios e autopropulsados (LI et al., 2024).

Figura 2 Tipos de embarcações para instalação de turbinas eólicas offshore, onde (a) é o navio guindaste (*crane vessel*), (b) é o navio auto elevatório (*self-elevating vessel*) e (c) é um navio de instalação de turbinas eólicas (*wind turbine installation vessel*).



Fonte: Van-Vu (2025)

Dentre esses, a embarcação auto elevatória é atualmente o tipo mais comum utilizado para a instalação de turbinas eólicas *offshore*. Esse tipo de navio se baseia no conceito das plataformas de perfuração em águas profundas, sendo capaz de realizar operações de posicionamento estável mesmo em ambientes marítimos desafiadores. Sua principal vantagem é a elevada estabilidade operacional durante a instalação (SU et al., 2024). No entanto, por não possuir capacidade de autopropulsão, depende de rebocadores para se deslocar, o que aumenta o tempo necessário para reposicionamento e reduz a flexibilidade durante as operações (SU et al., 2024). Essas embarcações são indicadas para a instalação de turbinas com potência inferior a 9 MW e apresentam restrições de uso em lâminas d'água superiores a 300 metros, em razão das limitações operacionais decorrentes da profundidade.

Com o avanço da tecnologia e a necessidade de operar sob condições ambientais mais severas, surgiram os navios de instalação auto elevatórios e autopropulsados. Estes representam a solução mais moderna para a instalação de turbinas eólicas offshore, pois integram as funções de transporte, autopropulsão, auto elevação, elevação de carga e posicionamento em um único sistema. Essas embarcações combinam as vantagens de uma plataforma auto elevatória com a mobilidade de um navio flutuante, sendo projetadas especificamente para atender às exigências da indústria eólica *offshore* (SU et al., 2024).

#### 4. REFERENCIAL TEÓRICO

Um número diferente de metodologias tem sido empregado para a obtenção dos dados de entrada do Custo Nivelado de Energia (LCOE), em razão da sua variedade de parâmetros de entrada associados a Despesas de Capital (CAPEX), Despesas Operacionais (OPEX) e Despesas com Descomissionamento (DECEX), bem como às limitações na disponibilidade de dados de custos. Uma abordagem recente baseia-se na estimativa do LCOE a partir de informações contábeis auditadas pela "Sociedade de propósito específico" que operam parques eólicos *Offshore* para estimar os custos operacionais (ALDERSEY-WILLIAMS et al., 2019). Outras estratégias incluem o uso de banco de dados financeiros disponibilizados por instituições financeiras, agências nacionais e internacionais, ou institutos de pesquisas, como o *Financial Modelling of Offshore wind in India* (FIMOI) (ANANGAPAL et al., 2024) e a *International Renewable Energy Agency* (IRENA) (JOHNSTON et al., 2020), além da aplicação de métodos estatísticos sobre diversas fontes de dados (exemplo: OZATO et al., 2023).

Este estudo explora uma abordagem desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Porém, oferece duas estruturas de cálculo para estimativas do CAPEX e OPEX, conforme descrito nas seções seguintes.

##### 4.1.LCOE

O LCOE é uma métrica muito comum utilizada para analisar a viabilidade econômica de projetos de geração de eletricidade (EBENHOC et al. 2015). Essa métrica representa o custo médio por unidade de energia gerada ao longo de toda a vida útil do projeto, incorporando os custos de aquisição, instalação, operação, manutenção e descomissionamento (VAZQUEZ e IGLESIAS, 2016). O LCOE permite a comparação direta entre diferentes fontes de energia, tecnologias de geração ou aplicações da mesma tecnologia em distintos contextos operacionais (ASTARIZ e IGLESIAS, 2016).

No contexto da energia eólica *Offshore*, o LCOE pode ser utilizado para comparar diferentes tipos de plataformas, como plataformas fixas (ex. monopilares, plataformas com base de gravidade) ou tecnologias flutuantes. Onde a aplicação do tipo de estrutura depende da faixa de profundidade do empreendimento (NEGRO et al., 2017). Entre as plataformas flutuantes, destacam-se três tipos: plataforma SPAR, plataforma TLP e plataforma semissubmersível.

Na literatura consultada, encontram-se duas maneiras de estimar o LCOE. A primeira segue a definição da NREL, que expressa o LCOE em termos de custo anual de energia (NREL,

1995). Nessa metodologia, os custos de CAPEX incluem uma taxa de recuperação do capital investido, denominada pela sigla FCR, que representa a fração da receita anual que deve ser arrecadada para cobrir os encargos financeiros do investimento e os impostos ao longo da vida útil do projeto. Por essa taxa anualizar o CAPEX, utiliza-se também o custo anual médio do OPEX. Trata-se de uma fórmula simplificada, que não considera o LCOE como um valor presente líquido da geração ao longo da vida útil do projeto, desconsiderando a depreciação do valor monetário ao longo do tempo.

Seguindo essa abordagem, de forma simples e direta, o LCOE pode ser calculado pela razão entre a soma dos custos totais do projeto, anualizados, e a média anual da geração de energia, conforme expressado pela seguinte equação (NREL, 1995)

$$LCOE = \frac{FCR * CAPEX + OPEX_{anual} + DECEX}{PAE} \quad \text{Eq. 1}$$

A segunda definição da métrica LCOE, amplamente utilizada em estudos na Europa, considera-o como a razão entre o somatório do valor presente líquido dos custos de aquisição e instalação (CAPEX), operação e manutenção (OPEX) e descomissionamento (DECEX) ao longo da vida útil do empreendimento e o somatório da energia elétrica gerada nesse período (ALDERSEY-WILLIAMS e RUBERT, 2019). Nessa abordagem, o LCOE incorpora a atualização monetária dos custos, refletindo a depreciação do valor ao longo dos anos até o último ano do projeto, seguindo a equação abaixo:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_1^n VP(OPEX) + VP(DECEX)}{\sum_1^n PAE} \quad \text{Eq. 2}$$

Onde:

- CAPEX corresponde ao custo total de investimento para a implantação do parque eólico, incluindo despesas com projeto, aquisição de equipamentos, construção, transporte e instalação;
- OPEX representa o somatório do valor presente dos custos operacionais ao longo da vida útil do empreendimento;
- DECEX corresponde ao valor presente associado ao descomissionamento, isto é, ao desmantelamento e remoção da infraestrutura do parque ao final de sua vida útil;
- PAE é a produção anual estimada de energia elétrica gerada pelo parque eólico;
- n é o número de anos da vida útil considerada.

- VP é o valor presente, definido pela expressão abaixo.

$$VP = \frac{VF}{(1 + d)^n} \quad \text{Eq. 3}$$

Onde  $VF$  é o valor futuro,  $d$  é a taxa de retorno e  $n$  é o ano a ser considerado.

#### 4.2.CAPEX

O CAPEX representa o investimento inicial necessário para a viabilização do projeto, abrangendo os custos com aquisição de equipamentos, materiais, construção, transporte, instalação e comissionamento do parque eólico *Offshore*. De uma forma simples, esse custo pode ser estimado pela seguinte Eq. 4:

$$CAPEX = \text{Custo}_{projeto} + \text{Custo}_{instalação} \quad \text{Eq. 4}$$

O modelo *Offshore Renewables Balance of system and Installation Tool* (ORBIT) (NUNEMAKER et al., 2020) é uma ferramenta de código aberto desenvolvida em linguagem Python pelo NREL. Voltado à comunidade científica, o ORBIT permite obter a estimativa dos custos associados à implementação de projetos de energia eólica *Offshore*.

O ORBIT é estruturado em duas fases: projeto e instalação. Ambas as fases são compostas por módulos que exigem uma série de parâmetros de entrada (obrigatórios e opcionais) para calcular os custos do projeto em dólares americanos (neste estudo nomeado de US\$). A soma desses custos resulta no CAPEX total do empreendimento.

Os módulos do ORBIT representam os componentes de uma planta de energia eólica *Offshore*, como a subestrutura e a infraestrutura elétrica, e também as atividades de instalação desses componentes (por exemplo, a instalação da subestrutura e dos cabos elétricos). Cada módulo foi desenvolvido com base em critérios de engenharia relevantes e na tendência de escalabilidade observada na indústria eólica *Offshore* (NUNEMAKER et al., 2020).

O uso dos módulos varia conforme o tipo de plataforma do projeto, que pode ser fixo ou flutuante. A descrição nesta seção será focada nos módulos relacionados à estrutura flutuante de uma semissubmersível.

Embora a fase de Projeto permita a interação entre diversos parâmetros de entrada para a geração de dados de saída utilizados na fase de instalação, algumas limitações devem ser consideradas quanto à estimativa de custos, especialmente quando comparadas a cenários de

dimensionamento real. Em determinados módulos, os cálculos são realizados com base em valores fixos de referência, derivados de dados estatísticos e/ou informações fornecidas por parceiros industriais do NREL. Esses valores refletem custos da indústria eólica *Offshore* da América do Norte e, como a versão mais recente da biblioteca se baseia em dados anteriores a 2020, algumas estimativas podem estar defasadas.

Ainda assim, a ORBIT permanece como uma biblioteca acessível à comunidade científica, sendo empregada no cálculo do LCOE em periódicos científicos (por exemplo: SHIELDS et al., 2021; MARTIN et al., 2023; BARTHELMIE et al., 2023).

#### 4.2.1. Fase de Projeto

A fase de projeto do ORBIT para a estrutura flutuante consiste na obtenção dos custos de aquisição de cada componente, no qual são calculados a partir de módulos diferentes, sendo eles:

- Sistema de arranjo (*ArraySystemDesign*)
- Sistema elétrico (*ElectricalSystemDesign*)
- Sistema de ancoragem (*MooringSystemDesign*)
- Subestação flutuante (*OffshoreSubstationDesign*)
- Semissubmersível (*SemiSubmersibleDesign*)

Para cada módulo, o ORBIT utiliza como dados de saída valores fixos e variáveis, para determinar os dados de saída. Os valores fixos foram obtidos pelo NREL a partir de dados de diversos parceiros industriais (MANESS et al., 2017).

##### 4.2.1.1. Módulo do sistema de arranjo

O módulo de sistema de arranjo é responsável pelo dimensionamento da rede de cabos elétricos que transportará a energia gerada pelas turbinas eólicas até a subestação *Offshore*. Para isso, o módulo requer informações do local do projeto, o arranjo (*layout*) do parque eólico, o tipo de turbina utilizado e as especificações dos cabos elétricos. Com base nessas informações, são geradas as especificações do arranjo de cabos e o custo total estimado do sistema (em US\$). A Tabela 1 apresenta os parâmetros de entrada do módulo.

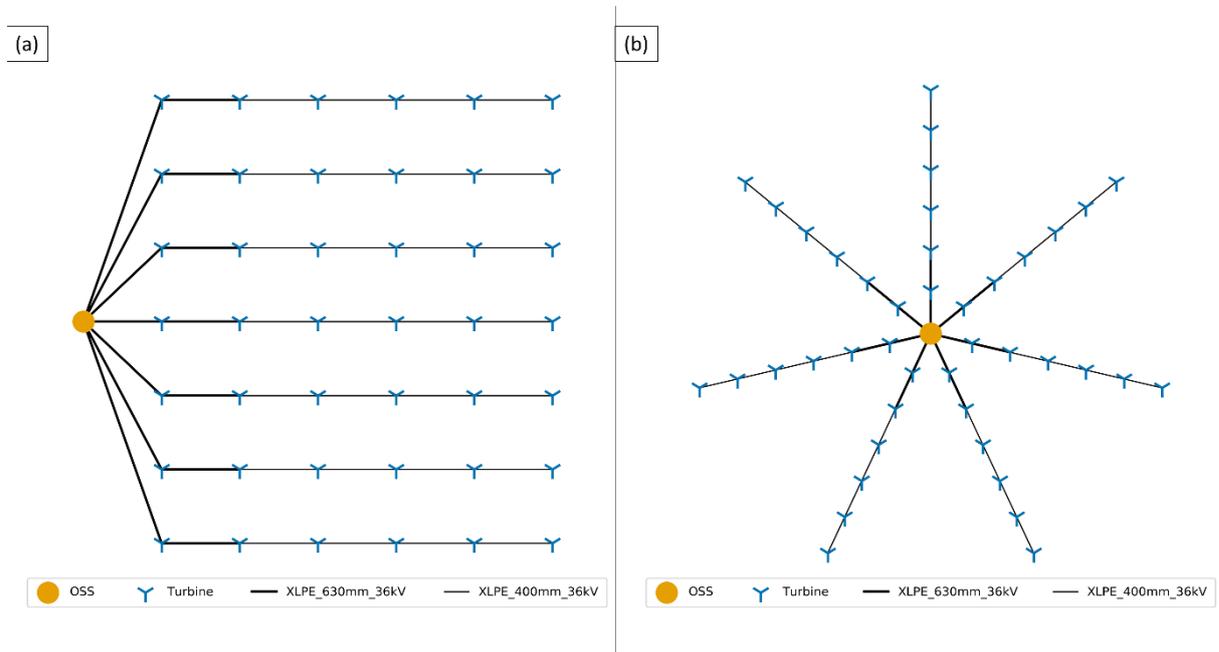
Tabela 1 Parâmetros de entrada do módulo do sistema de arranjo.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Local	Profundidade	M	Profundidade do local
Planta	Layout	-	Configuração do arranjo de turbinas
	Espaçamento entre fileiras	diâmetros de rotor	Espaçamento entre as linhas das turbinas
	Espaçamento entre turbinas	diâmetros de rotor	Espaçamento entre as turbinas
	Número de turbinas	-	Número de turbinas da planta
	Distância da subestação	Km	Distância da subestação
Turbina	Número de turbinas	-	Número de turbinas da planta
	Potência nominal	MW	Potência nominal da turbina eólica
Sistema de arranjo	Cabos	-	Especificação do cabo utilizado para o arranjo interno

Fonte: A autora, 2025.

O cálculo do custo do sistema considera a distância entre cada turbina e a subestação, o tipo de arranjo das turbinas (em grade ou radial) (Figura 3) e os tipos de cabos elétricos utilizados. Para cada conexão elétrica, o módulo determina o comprimento de cabo necessário, a densidade linear e o custo correspondente. São levados em conta o número máximo de turbinas que um único cabo pode atender e a potência de transmissão exigida para atender a todas as turbinas da planta.

Figura 3 Ilustração de dois tipos de layout utilizado na fase de projeto do ORBIT: Grade (a) e radial (b).



Fonte: ORBIT (2025)

O módulo utiliza uma base de dados com diferentes tipos de cabos e seus respectivos custos de referência (US\$/km). Após a definição da seção do cabo (comprimento, em km), o módulo multiplica a seção pelo custo por km, resultando no custo total do módulo. A Tabela 2 apresenta os parâmetros de saída do módulo.

Tabela 2 Parâmetros de saída do módulo do sistema de arranjos.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Cabos	Seção do cabo (comprimento)	Km	Comprimento do cabo elétrico
	Densidade linear	t/m	Densidade linear do cabo elétrico
	Custo do sistema	US\$	Custo total do arranjo de cabos elétricos

Fonte: A autora, 2025.

#### 4.2.1.2. Módulo do sistema elétrico

O módulo elétrico é responsável por projetar os cabos de exportação e da subestação *Offshore*. De forma similar ao módulo de sistema de arranjo, é calculado o comprimento total dos cabos de exportação, a densidade linear e o custo total do sistema, com foco nos cabos que

transportam a energia da subestação *Offshore* até a costa. Os parâmetros de entrada que são utilizados para a estimativa do custo se encontram na Tabela 3.

Tabela 3 Parâmetros de entrada do módulo sistema elétrico.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Local	Distância com a costa	Km	Distância do local até o ponto de conexão em terra
	Profundidade	M	Profundidade do local
Planta	Capacidade	MW	Capacidade total da planta
Sistema de exportação	Cabos	-	Cabo utilizado para o arranjo

Fonte: A autora, 2025.

O comprimento total dos cabos de exportação é determinado pela soma da profundidade do local, da distância até a costa e da distância entre os pontos de conexão dos segmentos de cabos.

O custo total do sistema de cabos de exportação (Tabela 4) é obtido pela soma do comprimento de cada cabo utilizado entre a subestação e a costa pelo custo do cabo por km. O custo do cabo por km é definido por um valor de referência (em US\$) fornecido por um arquivo contendo os dados de entrada do cabo específico utilizado (MANESS et al., 2017).

Tabela 4 Parâmetros de saída do módulo sistema elétrico.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Sistema de exportação	Custo do sistema	US\$	Custo total do arranjo de exportação de cabos
	Densidade linear	t/km	Densidade linear do cabo elétrico
	Seção do cabo (comprimento)	Km	Comprimento do cabo elétrico

Fonte: A autora, 2025.

#### 4.2.1.3. Módulo do sistema de ancoragem

O módulo do sistema de ancoragem é responsável por projetar o sistema de ancoragem das turbinas eólicas flutuantes. Para isso, são calculados o custo e a massa da âncora, o custo e a massa da linha de ancoragem, e o custo total do sistema, com base nesses componentes. Os

cálculos utilizam valores de referência previamente definidos para cada tipo de material. A Tabela 5 apresenta os parâmetros de entrada.

Tabela 5 Parâmetros de entrada do módulo sistema de ancoragem.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Local	Profundidade	M	Profundidade do local
Turbina	Potência nominal	MW	Potência nominal da turbina eólica
Planta	Número de turbina	-	Número de turbina da planta
Sistema de exportação	Cabos	-	Cabo utilizado para o arranjo

Fonte: A autora, 2025.

O módulo calcula o diâmetro padrão da linha de ancoragem, seu comprimento e a carga mínima de ruptura. Esses parâmetros são definidos com base em ajustes de curva que variam conforme a classificação da turbina. Os dados utilizados são fornecidos por um modelo interno mais avançado de dimensionamento de subestruturas desenvolvido pelo NREL (MANESS et al., 2017).

O custo da âncora é estimado a partir de ajustes de curva baseados nas cargas de ruptura das linhas de ancoragem, utilizando dados provenientes de diversos parceiros industriais do NREL. Já o custo da linha de ancoragem é determinado por uma relação direta entre seu comprimento e uma taxa de custo por unidade de comprimento, esta última definida com base no diâmetro da linha (MANESS et al., 2017).

Por padrão, o módulo considera uma quantidade de 4 linhas por turbina. A massa da linha de ancoragem é calculada como o produto entre seu comprimento e a massa por metro linear (valor fixo definido pelo módulo). De forma análoga, o custo da linha é obtido multiplicando-se o comprimento pela taxa de custo por metro (valor fixo definido pelo módulo).

A massa adotada pelo módulo para a âncora é de 50 toneladas. O custo da âncora é determinado com base na carga de ruptura que o sistema de ancoragem deve suportar, dividida pela aceleração gravitacional ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ) e pela carga admissível por tonelada de âncora, definida no modelo como 1,250 toneladas, sendo o resultado multiplicado por um fator de custo (valor fixo de US\$150.000) (MANESS et al., 2017).

Com isso, o custo total do sistema de ancoragem (Tabela 6) corresponde à soma dos custos individuais da âncora e da linha de ancoragem.

Tabela 6 Parâmetros de saída do módulo sistema de ancoragem.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Sistema de ancoragem	Custo do sistema	US\$	Custo total do sistema de ancoragem
	Custo da âncora	US\$	Custo da âncora
	Massa da âncora	T	Massa da âncora
	Número de linhas	-	Número de linhas de ancoragem
	Massa da linha	T	Massa da linha de ancoragem
	Custo da linha	US\$	Custo da linha de ancoragem

Fonte: A autora, 2025.

## 4.2.1.4. Subestação flutuante

Este módulo estima o tamanho e os custos de uma subestação *Offshore* flutuante, com base em parâmetros de entrada relacionados ao local (profundidade), à turbina (potência nominal) e à planta (número de turbinas) (Tabela 7). Como resultados, o módulo fornece o custo unitário (em US\$) da parte superior da subestação (*topside*) e da subestrutura da subestação.

Tabela 7 Parâmetros de entrada do módulo subestação flutuante.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Local	Profundidade	M	Profundidade do local
Turbina	Potência nominal	MW	Potência nominal da turbina eólica
Planta	Número de turbina	-	Número de turbina da planta

Fonte: A autora, 2025.

O custo unitário da parte superior é calculado a partir da multiplicação de sua massa por uma taxa de fabricação (US\$/t), cujo valor padrão é de 14.500 US\$/t, somado a um custo fixo de projeto, com valor de referência de \$4.500.000. A massa do *topside* é estimada com base na potência total instalada dos transformadores principais, sendo calculada pela expressão:

$$massa_{topside} = 3,85 * potência_{nominal} * num_{transformadores} + 285 \quad \text{Eq. 5}$$

O valor fixo 285 corresponde a massa, em toneladas, relacionada a sistemas auxiliares (MANESS et al., 2017).

O custo unitário da subestrutura, por sua vez, é obtido pela multiplicação de sua massa por uma taxa de custo por tonelada, cujo valor de referência é de 3.000 US\$/t. A massa da subestrutura é definida como 40% da massa da parte superior. O custo total do módulo corresponde à soma dos custos unitários da parte superior e da subestrutura (MANESS et al., 2017). Os parâmetros de saída do módulo se encontram na Tabela 8.

Tabela 8 Parâmetros de saída do módulo subestação flutuante.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Parte superior da subestação <i>Offshore</i>	Custo unitário	US\$	Custo unitário da parte superior da subestação <i>Offshore</i>
Subestrutura da subestação	Flutuante	-	Tipo de subestrutura
	Custo unitário	US\$	Custo unitário da subestrutura da subestação

Fonte: A autora, 2025.

#### 4.2.1.5. Módulo do semissubmersível

Este módulo estima o custo da subestrutura de um sistema. Embora receba como parâmetros de entrada a profundidade do local, a potência nominal das turbinas e o número de turbinas da planta (Tabela 9) o custo unitário do sistema (dado de saída) é calculado com base em valores fixos e varia apenas com o número de turbinas da planta.

Tabela 9 Parâmetros de saída do módulo semissubmersível.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Local	Profundidade	M	Profundidade do local
Turbina	Potência nominal	MW	Potência nominal da turbina eólica
Planta	Número de turbina	-	Número de turbina da planta

Fonte: A autora, 2025.

O custo unitário da subestrutura semissubmersível é calculado pela soma dos seguintes componentes:

$$custo_{subestrutura} = custo_{coluna\ reforçada} + custo_{treliça} + custo_{placa\ elevação} + custo_{aço\ secundário} \quad \text{Eq. 6}$$

O módulo utiliza um custo fixo por tonelada de cada componente, conforme descrito a seguir:

- Coluna reforçada: fornece a flutuabilidade necessária para sustentar a turbina e a subestrutura. O valor padrão utilizado é de 3.120 US\$/t;
- Sistema de treliças: conecta as colunas reforçadas, formando a estrutura semissubmersível. O valor padrão é de 6.250 US\$/t;
- Placa de elevação: componente submerso responsável por reduzir os movimentos induzidos por ondas e correntes. O valor padrão é de 6.250 US\$/t;
- Aço secundário: refere-se a elementos complementares da estrutura, como escadas, rampas para barcos, passarelas e corrimãos. O custo padrão é de 7.250 US\$/t.

O custo final do sistema é calculado pelo produto entre custo unitário e a quantidade de turbinas da planta. A Tabela 10 apresenta os parâmetros de saída do módulo.

Tabela 10 Parâmetros de saída do módulo semissubmersível.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Subestrutura	Custo unitário	US\$	Custo unitário da subestrutura

Fonte: A autora, 2025.

#### 4.2.2. Fase de Instalação

A fase de Instalação do ORBIT, por sua vez, é responsável por obter os custos de implementação do projeto, ou seja, a montagem e instalação do sistema. Essa fase é realizada após a obtenção dos custos da fase de Projeto. Nesta fase, o modelo utiliza a estrutura de simulação de eventos discretos da biblioteca *SimPy*, também em Python. Isso possibilita a modelagem de processos individuais nas fases de instalação, permitindo analisar as interações entre o clima (que gera um efeito de atraso nas operações) e as embarcações (NUNEMAKER et al., 2020).

Essa fase, para a estrutura flutuante, abriga 6 módulos:

- Sistema de arranjo de cabos
- Sistema de exportação de cabos
- Ancoragem da subestação
- Sistema de ancoragem da plataforma
- Subestação flutuante

- Turbina

#### 4.2.2.1. Módulo do Sistema de arranjo de cabos

O módulo simula a instalação de seções de cabos entre turbinas e a subestação *Offshore* no local. A instalação de cabos *Offshore* é um processo complexo que depende dos parâmetros do tipo leito marinho ao longo do trajeto do cabo. Entretanto, o ORBIT foi projetado para inferir as condições do leito marinho indiretamente a partir da profundidade.

A simulação utiliza os dados de saída do módulo de sistema de arranjo da fase de Projetos, como o custo do sistema, densidade linear e a seção do cabo (comprimento), de cada local (Tabela 11). Esses dados são utilizados para interação com a embarcação de instalação que instalará cada seção individualmente, e o tempo para concluir essa operação é dinâmico, variando dependendo do comprimento e densidade linear do cabo e da profundidade do local (ORBIT, 2025).

Portanto, o custo total do módulo de instalação do sistema de arranjo de cabos é realizado por meio de uma simulação com base no tempo de operação dos navios envolvidos e custos operacionais por hora dos navios. A operação envolve o carregamento do cabo, transporte até o local da planta e lançamento do cabo (ORBIT, 2025).

Tabela 11 Parâmetros de entrada do módulo sistema de arranjo dos cabos.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Embarcação de instalação de cabo	Altura máxima da onda	M	Altura máxima da onda durante a operação
	Velocidade máxima do vento	m/s	Velocidade máxima do vento durante a operação
	Velocidade da embarcação	km/h	Velocidade da embarcação durante a operação
	Diária	US\$/dia	Custo diário da embarcação e tripulação
	Velocidade de instalação do cabo	km/hr	Velocidade de lançamento do cabo
	Massa máxima	T	Massa máxima de armazenamento do cabo
Local	Distância	Km	Distância do local até a costa

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
	Profundidade	M	Profundidade do local
Sistema de arranjo	Custo do sistema	US\$	Custo total do sistema de arranjo de cabos elétricos (saída da fase de Projeto)
Cabos	Densidade linear	t/km	Densidade linear do cabo elétrico (saída da fase de Projeto)
	Seção do cabo (comprimento)	Km	Comprimento do cabo elétrico (saída da fase de Projeto)

Fonte: A autora, 2025.

#### 4.2.2.2. Módulo do Sistema de exportação de cabo

O módulo simula a instalação dos cabos de exportação que conectam a subestação *Offshore* à rede elétrica em terra. Embora compartilhe diversos processos com o módulo de instalação do arranjo de cabos internos, esta etapa envolve distâncias maiores e, geralmente, tempos de operação mais longos (ORBIT, 2025).

A estrutura de funcionamento deste módulo segue a mesma lógica do módulo de instalação dos cabos de arranjo. O tempo total de operação, utilizado como base para estimar o custo do módulo, é acumulado dinamicamente ao longo da simulação, considerando fatores como: tempo de operação da embarcação, diárias, capacidade de armazenamento de cabos do navio, tipo de operação realizada, distância entre a planta e a costa, e número total de cabos a serem instalados (ORBIT, 2025). A Tabela 12 apresenta os parâmetros de entrada do módulo.

Tabela 12 Parâmetros de entrada do módulo sistema de exportação de cabo.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Embarcação de instalação de cabo	Altura máxima da onda	M	Altura máxima da onda durante a operação
	Velocidade máxima do vento	m/s	Velocidade máxima do vento durante a operação
	Velocidade da embarcação	km/h	Velocidade da embarcação durante a operação
	Diária	US\$/dia	Custo diário da embarcação e tripulação
	Velocidade de instalação do cabo	km/hr	Velocidade de lançamento do cabo

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
	Massa máxima	T	Massa máxima de armazenamento do cabo
Local	Distância	Km	Distância do local até a costa
	Profundidade	M	Profundidade do local
Planta	Capacidade	MW	Capacidade total da planta
Sistema de arranjo	Custo do sistema	US\$	Custo total do sistema de arranjo de cabos elétricos (saída da fase de Projeto)
Cabos	Densidade linear	t/km	Densidade linear do cabo elétrico (saída da fase de Projeto)
	Seção do cabo (comprimento)	Km	Comprimento do cabo elétrico (saída da fase de Projeto)

Fonte: A autora, 2025.

#### 4.2.2.3. Módulo de Ancoragem da subestação

O módulo simula a fabricação e instalação de subestruturas ancoradas em projetos de energia eólica *Offshore* flutuante. Os procedimentos considerados incluem a fabricação da subestrutura no cais, a montagem da turbina sobre a subestrutura, a lastro da estrutura montada, o reboque até o local de instalação e a conexão com as linhas de ancoragem previamente instaladas (ORBIT, 2025).

Assim como em outros módulos da fase de instalação, o tempo total de operação é acumulado dinamicamente ao longo da simulação. Para este módulo, o tempo é calculado com base nas operações de cada embarcação. O custo total do módulo é estimado a partir das seguintes etapas: fabricação das subestruturas, montagem do aerogerador, reboque (*towing*) até o local, posicionamento, lastro, conexão das linhas de ancoragem, verificação das conexões e retorno ao porto. Para cada etapa, o tempo de operação é registrado, e o custo correspondente é calculado com base no valor da diária das embarcações envolvidas (ORBIT, 2025). A Tabela 13 apresenta os parâmetros de entrada deste módulo.

Tabela 13 Parâmetros de entrada do módulo de ancoragem da subestação.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
	Tamanho máximo da onda	M	Tamanho máximo da onda durante a operação

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Embarcação de manuseio de âncoras (AHTS)	Velocidade máxima do vento	m/s	Velocidade máxima do vento durante a operação
	Velocidade da embarcação	km/h	Velocidade da embarcação durante a operação
	Diária	US\$/dia	Custo diário da embarcação e tripulação
Embarcação para reboque	Altura máxima da onda	M	Altura máxima da onda durante a operação
	Velocidade máxima do vento	m/s	Velocidade máxima do vento durante a operação
	Velocidade da embarcação	km/h	Velocidade da embarcação durante a operação
	Diária	US\$/dia	Custo diário da embarcação e tripulação
Subestrutura	Custo unitário	US\$	Custo unitário da subestrutura do semissubmersível (saída da fase de Projeto)
Local	Profundidade	M	Profundidade do local
	Distância	Km	Distância do local até a costa
Planta	Número de turbinas	-	Número de turbinas da planta
Cabos	Densidade linear	t/km	Densidade linear do cabo elétrico (saída da fase de Projeto)
Turbina	Especificações da pá	-	Comprimento, tipo, massa e espaço do deque
	Especificações da nacelle	-	Espaço do deque e massa
	Especificações da torre	-	Espaço do deque, seções, comprimento e massa
	Potência nominal	MW	Potência nominal da turbina

Fonte: A autora, 2025.

#### 4.2.2.4. Módulo da Subestação flutuante

O módulo simula o processo de instalação de subestações *Offshore* flutuantes e suas respectivas subestruturas. A instalação da subestrutura e da parte superior da subestação

(*topside*) é realizada por meio de uma embarcação de instalação, enquanto a entrega dos componentes ao local ocorre por meio de uma barça de apoio (ORBIT, 2025).

O custo total da instalação é estimado com base no tempo de operação das embarcações envolvidas e suas respectivas diárias. Durante a simulação, são consideradas as seguintes etapas: espera pela disponibilidade da subestação, reboque até o local, posicionamento, lastro, instalação das âncoras (de acordo com o número de linhas de ancoragem por turbina) e conexão das linhas de ancoragem. Algumas dessas atividades possuem tempos fixos pré-definidos, enquanto outras são calculadas dinamicamente com base nos parâmetros do projeto e nas características operacionais das embarcações (ORBIT, 2025). A Tabela 14 apresenta os parâmetros de entrada do módulo.

Tabela 14 Parâmetros de entrada do módulo da subestação flutuante.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Subestação	Número de Subestação	-	Número de subestação a ser instalada
Embarcação de estrutura <i>Offshore</i> (OSS)	Elevação máxima	T	Peso máximo elevação da embarcação
	Carga máxima	T	Aspecto de armazenamento de carga
	Carregamento máximo de deque	t/m <sup>2</sup>	Aspecto de armazenamento de carga
	Espaço máximo de deque	m <sup>2</sup>	Aspecto de armazenamento de carga
	Altura máxima da onda	M	Altura máximo da onda durante a operação
	Velocidade máxima do vento	m/s	Velocidade máxima do vento durante a operação
	Velocidade da embarcação	km/h	Velocidade da embarcação durante a operação
	Diária	US\$/dia	Custo diário da embarcação e tripulação
Local	Profundidade	M	Profundidade do local
	Distância	Km	Distância do local até a costa

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Parte superior da subestação <i>Offshore</i>	Custo unitário	US\$	Custo unitário da parte superior da subestação <i>Offshore</i> (saída da fase de Projeto)
Subestrutura da subestação <i>Offshore</i>	Custo unitário	US\$	Custo unitário da subestrutura da subestação <i>Offshore</i> (saída da fase de Projeto)
Sistema de ancoragem	Custo da âncora	US\$	Custo de âncora (saída da fase de Projeto)
	Custo da linha	US\$	Custo de linhas de ancoragem (saída da fase de Projeto)
	Número de linhas	-	Número de linhas de ancoragem (saída da fase de Projeto)

Fonte: A autora, 2025.

#### 4.2.2.5. Módulo da Turbina

O módulo simula o processo de instalação de turbinas eólicas no local do projeto. Para fins de modelagem, cada turbina é discretizada em cinco componentes principais: uma torre, uma nacelle e três pás. O módulo pode ser configurado para utilizar uma única embarcação de instalação de turbinas eólicas (*Wind Turbine Installation Vessel — WTIV*), responsável tanto pelo transporte quanto pela instalação dos componentes.

A simulação calcula o tempo de operação com base nas especificações de cada componente. Para cada tarefa executada, o tempo é registrado e utilizado para estimar o custo associado, considerando as taxas diárias da embarcação.

As operações são organizadas por componente:

- Torre: içamento da seção até a altura de instalação e conexão com a base.
- Nacelle: içamento da nacelle e fixação sobre a torre.
- Pás: içamento individual de cada pá e sua fixação na nacelle.

Abaixo são apresentados os parâmetros de entrada do módulo da turbina (Tabela 15).

Tabela 15 Parâmetros de entrada do módulo da turbina.

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
	Elevação máxima	T	Peso máximo elevação da embarcação

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
Embarcação de turbinas eólicas (WTIV)	Velocidade do vento máximo	m/s	Velocidade máxima do vento durante a operação
	Altura da onda máxima	M	Altura máxima da onda durante a operação
	Carga máxima	T	Aspecto de armazenamento de carga
	Carregamento máximo de deque	t/m <sup>2</sup>	Aspecto de armazenamento de carga
	Espaço máximo de deque	m <sup>2</sup>	Aspecto de armazenamento de carga
	Tamanho máximo da onda	M	Tamanho máximo da onda durante a operação
	Velocidade máxima do vento	m/s	Velocidade máxima do vento durante a operação
	Velocidade da embarcação	km/h	Velocidade da embarcação durante a operação
	Diária	US\$/dia	Custo diário da embarcação e tripulação
	Dias de mobilização	Dia	Período de operação
Local	Profundidade	M	Profundidade do local
	Distância	Km	Distância do local até a costa
Planta	Número de turbinas	-	Número de turbinas da planta
Turbina	Altura do cubo	M	Distância da linha d'água até o centro do cubo do rotor da turbina
	Espaço do deque da torre	m <sup>2</sup>	Área do deque da torre
	Massa da torre	T	Massa da torre
	Altura da torre	M	Altura da torre
	Espaço do deque da nacelle	m <sup>2</sup>	Área do deque da nacelle
Massa da nacelle	T	Massa da nacelle	

<b>Categoria</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Descrição</b>
	Espaço do deque da pá	m <sup>2</sup>	Área do deque da pá
	Massa da pá	T	Massa da pá

Fonte: A autora, 2025.

### 4.3.OPEX

O OPEX corresponde ao custo anual de operação e manutenção do parque eólico, abrangendo tanto as manutenções programadas quanto as corretivas. Esse valor inclui os custos operacionais relacionados à gestão, supervisão, reparos durante o ciclo de vida, diárias de embarcações e portos, além da aquisição ou aluguel de ferramentas utilizadas nos reparos. Em uma forma mais simples, o OPEX pode ser resumido na equação abaixo:

$$OPEX = Custo_{operação} + Custo_{manutenção} \quad \text{Eq. 7}$$

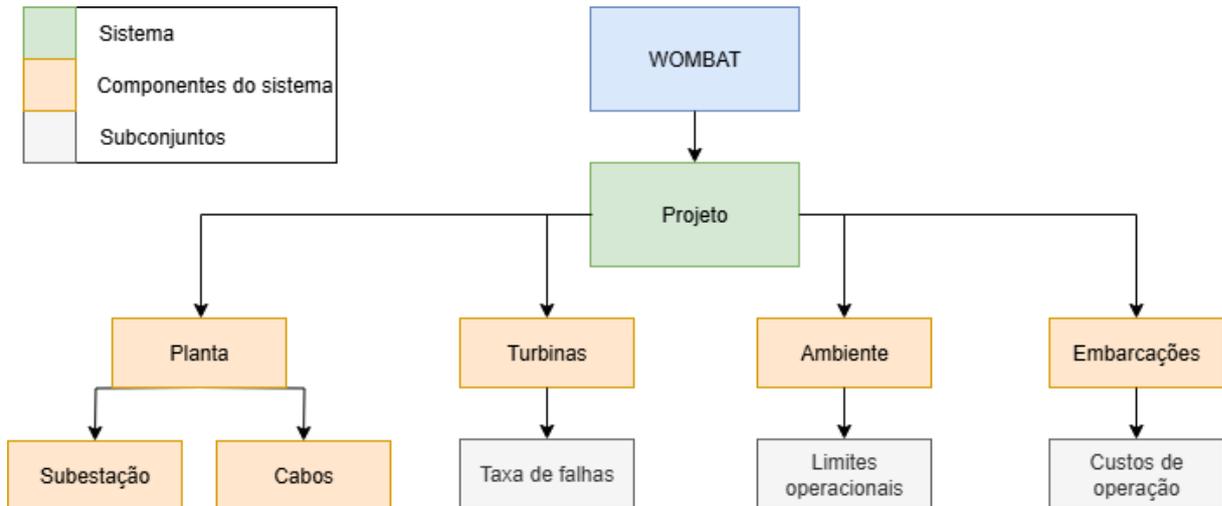
O modelo *Wind Farm Operations & Maintenance cost-Benefit Analysis Tool* (WOMBAT), assim como o ORBIT, é uma ferramenta de código aberto desenvolvida em Python pelo NREL, para estimar o custo do OPEX para um projeto de energia eólica *Offshore* (ORBIT, 2025).

O funcionamento do WOMBAT se assemelha a fase de instalação do ORBIT, onde os custos são obtidos por uma série de simulações de eventos discretos utilizando a biblioteca SimPy, interagindo a variabilidade climática do local do empreendimento com os cenários hipotéticos de manutenção e operação.

A

Figura 4 apresenta um resumo das interações entre os componentes do modelo WOMBAT. Inicialmente, são definidas as configurações do projeto, incluindo: os tipos de embarcações utilizadas (por padrão, uma embarcação de transporte de tripulação — CTV, uma embarcação de apoio a mergulho — DSV, um rebocador de âncoras — AHV, e uma embarcação de carga pesada — HLV); o layout das turbinas (arranjo em grade ou radial); a distância até o porto; o ano de início e término do projeto (determinando sua vida útil); e a capacidade total da planta, em megawatts (MW).

Figura 4 Fluxograma dos componentes do modelo WOMBAT.



Fonte: A autora, 2025.

A planta, por sua vez, define a disposição das turbinas, as distâncias entre elas e entre os grupos de turbinas, além dos tipos de cabos elétricos de exportação e interligação com a subestação. A categoria da turbina determina sua capacidade nominal, o CAPEX por kW, a frequência de falhas (determinado como uma constante no WOMBAT), os requisitos de manutenção preventiva, os tipos de embarcações envolvidos em cada operação de manutenção e os custos fixos dos materiais utilizados nessas intervenções.

O módulo de ambiente fornece os dados de altura significativa das ondas e da velocidade do vento na superfície do mar, com resolução horária, correspondentes à localização do empreendimento e ao período total de vida útil do projeto (definido nas configurações do projeto).

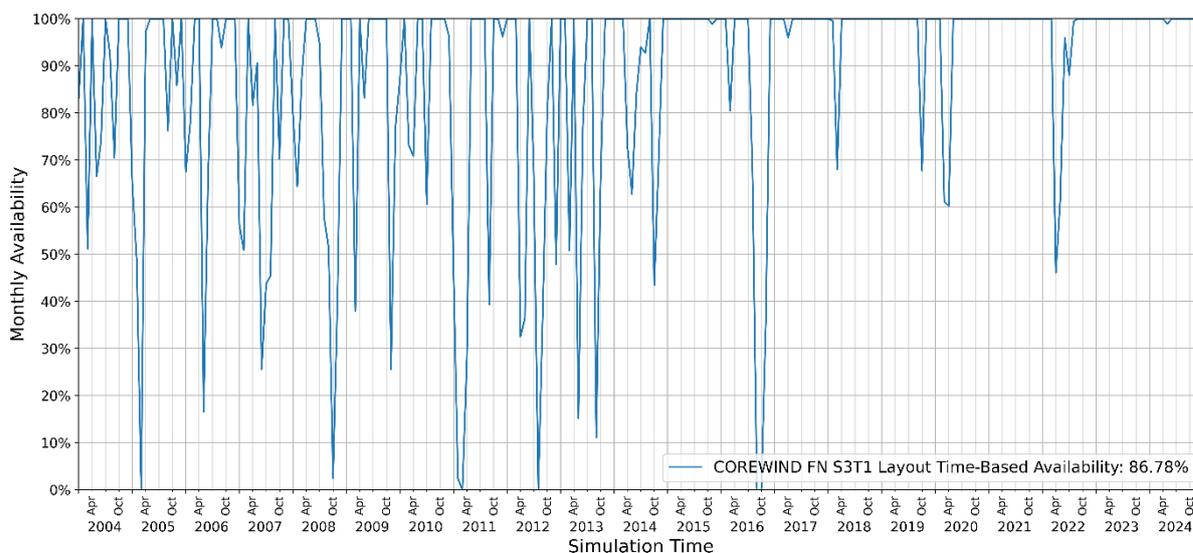
As embarcações são caracterizadas por parâmetros como velocidade de navegação, estratégias de manutenção adotadas, limites operacionais de altura de onda e velocidade do vento (que condicionam ou impedem a execução das atividades), custo diário de operação, tempo de mobilização até o porto, distância até o local de operação, número de tripulantes e carga horária diária de trabalho por tripulante.

Por fim, o modelo executa a simulação, computando os custos totais de operação e manutenção ao longo de toda a vida útil do projeto. Diferente do ORBIT, o dado de saída do WOMBAT (que é o OPEX) é dado em euros (€).

A Figura 5 apresenta um exemplo de dado de saída da simulação, representando a disponibilidade da planta ao longo de um período de 10 anos de vida útil do projeto. A disponibilidade reflete a frequência de manutenções. Para cada intervalo em que há redução na

disponibilidade do uso da turbina, são computados os custos correspondentes, considerando tanto o valor da manutenção quanto as perdas associadas ao tempo de inatividade na produção de energia.

Figura 5 Simulação da disponibilidade da plataforma de acordo com as paradas para manutenção.



Fonte: A autora, 2025.

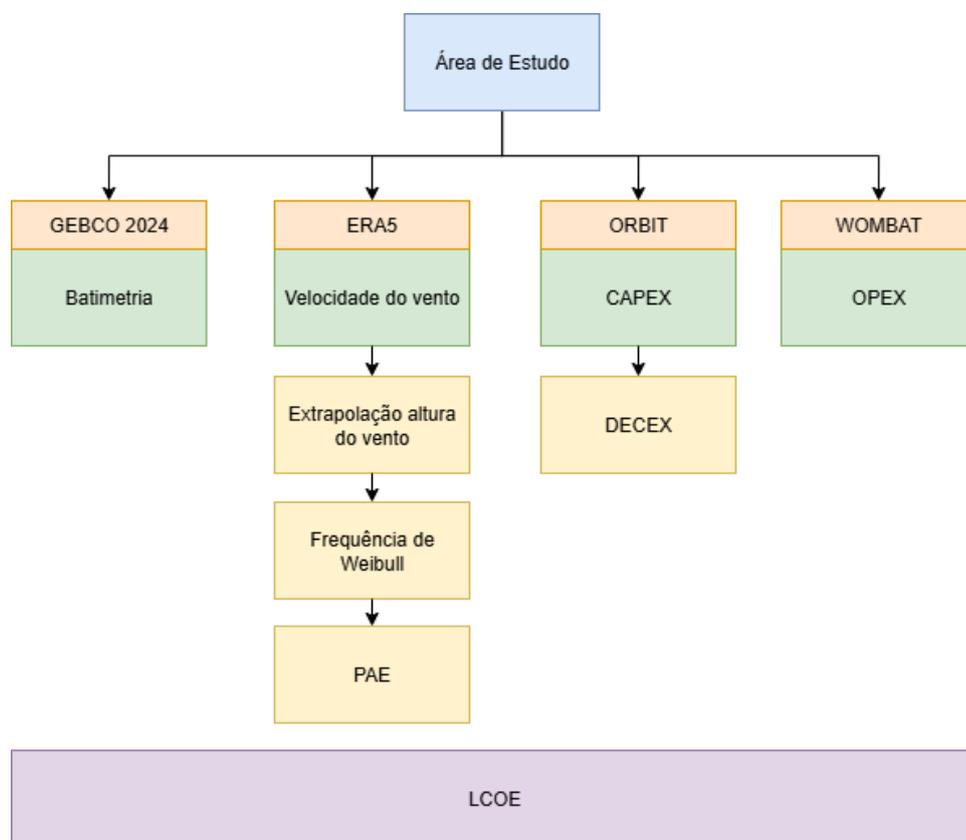
#### 4.4.DECEX

O DECEX corresponde aos custos da última fase do empreendimento do parque eólico, abrangendo as despesas com o descomissionamento e a limpeza do local. O descomissionamento inclui a desativação das turbinas eólicas, plataformas flutuantes, linhas de ancoragem e sistema de transmissão. Estes custos variam com o tipo de instalação do parque eólico, por exemplo, para o tipo de plataforma, os custos de plataformas flutuantes tendem a ser inferiores aos de plataforma fixa, em razão de ter um menor impacto no leito marinho (MAIENZA et al., 2020). Frequentemente, após o descomissionamento das instalações, alguns materiais podem ser vendidos, gerando receita com a sucata (OZATO et al., 2023). Por isso, é comum estimar o DECEX como um percentual dos custos de aquisição e instalação do projeto, utilizando de 1 a 3% do CAPEX (TOPHAM e McMILLAN, 2017).

## 5. METODOLOGIA CIENTÍFICA

Nesta seção serão detalhados o processo de obtenção dos dados de batimetria e velocidade do vento, a estimativa de Produção Anual de Energia (PAE), os cálculos dos custos de CAPEX, OPEX e DECEX, bem como a determinação do LCOE, conforme visualizado no fluxograma da Figura 6.

Figura 6 Fluxograma metodológico para a estimativa do LCOE, com as etapas de obtenção dos dados de batimetria, velocidade do vento, CAPEX, OPEX e DECEX, destacando, na cor laranja, as fontes de dados de cada componente do LCOE.



Fonte: A autora, 2025.

### 5.1.ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo deste trabalho abrange uma região marítima na região equatorial do Oceano Atlântico Sul, adjacente ao Arquipélago de Fernando de Noronha (FNA). Essa área está delimitada entre as latitudes 3,56°S e 4,31°S e as longitudes 32,89°W e 31,89°W (Figura 7). O FNA situa-se na Zona Econômica Exclusiva Brasileira, a aproximadamente 370 km de Natal (RN) e 545 km do Recife (PE). O arquipélago é composto por 21 ilhas, ilhotas e rochedos, totalizando uma área de 26 km<sup>2</sup>, com a ilha principal cobrindo cerca de 16,9 km<sup>2</sup> (ALMEIDA, 2006). Apenas a ilha principal, que leva o mesmo nome, e possui uma população fixa de 3.167

pessoas (densidade demográfica de 170,19 habitantes por km<sup>2</sup>) (IBGE, 2025). Atualmente, a principal atividade econômica da região é o turismo.

O arquipélago tem um clima tropical com duas estações bem definidas: Estação seca, que ocorre durante a primavera e verão, com pouca chuva; e a Estação chuvosa, que se concentra tipicamente do outono ao inverno, com máximos entre abril e agosto, modulados pela posição da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) sobre o Atlântico equatorial, por distúrbios de leste e pela brisa marítima; ao norte da ilha (BEZERRA et al., 2021; LUIZ-SILVA et al., 2021; UTIDA et al., 2019). A ilha principal é dividida em duas áreas, com base nas condições oceanográficas (como intensidade das ondas, correntes e velocidade do vento na superfície do mar): Mar de Dentro, que se refere a porção norte, voltada para a costa do Nordeste brasileiro, e apresenta condições de ventos, ondas e correntes moderadas; e Mar de Fora, correspondente à porção sul da ilha, em direção ao continente africano, com ventos e ondas fortes durante todo o ano.

Em razão da importância ambiental do FNA, com uma grande biodiversidade, abrigando espécies endêmicas e ameaçadas de extinção, além de vegetação de Mata Atlântica, manguezais e importantes ecossistemas marinhos, o arquipélago é dividido em duas categorias de proteção ambiental, conforme o Decreto Federal nº 92.755, de 5 de junho de 1986. A primeira categoria é a Área de Proteção Ambiental (APA), que abrange a área delimitada entre as coordenadas 03°45'S a 03°57'S de latitude e 032°19'W a 032°41'W de longitude (LEITE, 2022). O objetivo da APA é proteger e conservar a qualidade ambiental, as condições de vida da fauna, da flora e os demais recursos de valor histórico e cultural de Fernando de Noronha, além de compatibilizar o turismo com os recursos naturais da ilha, conciliando a ocupação humana com a proteção do meio ambiente no território federal (LEITE, 2022). O decreto proíbe atividades potencialmente poluidoras ou que causem alterações significativas nas condições ecológicas (LEITE, 2022). A APA é composta por zonas específicas, algumas delas incluindo parte do ambiente marítimo, como as Zonas de Proteção à Vida Silvestre, Visitação e Pesca Sustentável (LEITE, 2022). A segunda categoria, ainda mais restritiva, é o Parque Nacional Marinho de Fernando de Noronha (PNMFN), que engloba as regiões mais próximas da ilha principal.

O regime de ventos em FNA é influenciado por dois sistemas atmosféricos que atuam sobre o Oceano Atlântico Sul: a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e o Sistema de Alta Pressão Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) (WALISER e GAUTIER, 1993).

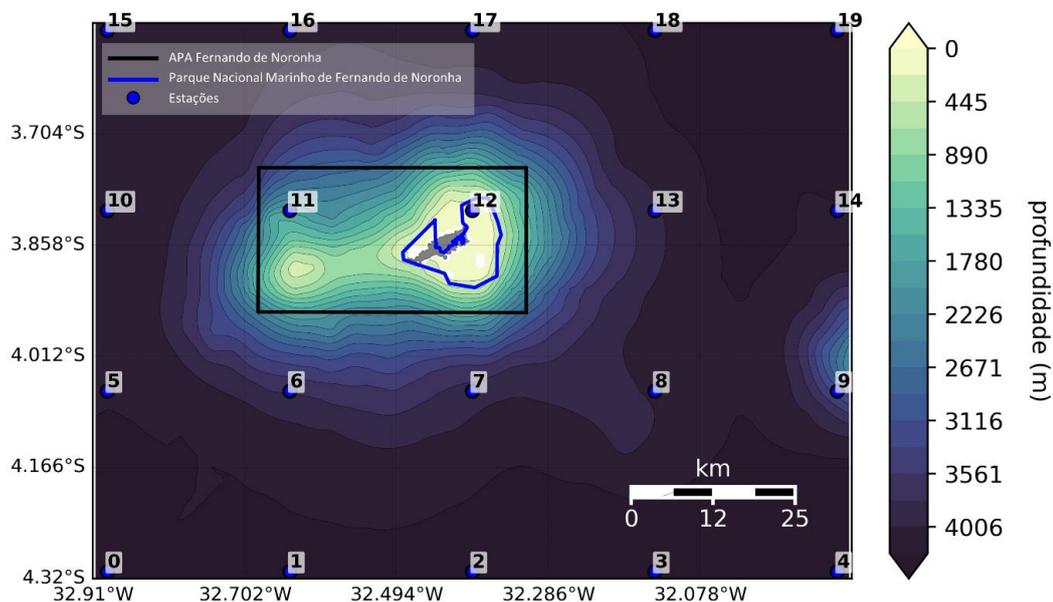
A ZCIT é uma região de baixa pressão formada pelo encontro dos ventos alísios do Hemisfério Sul (sudeste) e do Hemisfério Norte (nordeste). Em escala sazonal, a ZCIT se move latitudinalmente, o que afeta a intensidade e a direção dos ventos. Se encontra sobre FNA durante o verão e outono (ROBERTSON e MECHOSO, 2000).

Simultaneamente, o ASAS, um centro de alta pressão, também age sobre a região de FNA quando se encontra em sua posição mais ao norte, durante o inverno e a primavera (HASTENRATH e MERLE, 1987). A combinação desses dois sistemas resulta em um regime com pouca variação na velocidade média ao longo do ano.

A uma altura de 100 metros acima do nível do mar, a velocidade média anual do vento em FNA é de 7,56 m/s, com uma amplitude de aproximadamente 2,08 m/s durante o ano (SILVA et al., 2021). As maiores velocidades são registradas no inverno e na primavera, sob a influência da SAS, enquanto no verão os ventos são moderados, e no outono, a intensidade é menor, atingindo cerca de 5 m/s, sob a influência da ZCIT (SILVA et al., 2021).

Atualmente, a demanda energética da ilha principal é suprida por cinco geradores a diesel, que consomem um volume de diesel de 380 mil litros por mês. Em 1992, a ilha principal recebeu uma turbina eólica em operação, contribuindo para o suprimento de cerca de 20% da demanda energética da ilha, no entanto, foi danificada após um extremo evento meteorológico (SILVA et al., 2021). A turbina instalada foi resultado de uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) da UFPE e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE).

Figura 7 Batimetria da região de estudo.



Fonte: A autora, 2025.

A Figura 7 apresenta o mapa da batimetria da região de estudo. O Arquipélago de Fernando de Noronha está situado em uma região de aproximadamente 4.000 metros de profundidade. Ao seu redor, há uma plataforma insular com profundidade de até 50 metros, que se estende por cerca de 3 km a partir da costa (SCHAEFER e OLIVEIRA (2015)). A região adjacente ao arquipélago apresenta forte declividade, alcançando profundidades superiores a 1.000 metros em poucos quilômetros.

A região de estudo foi subdividida em 20 pontos, denominados estações, de acordo com a localização dos dados de velocidade do vento utilizados nas análises (conforme apresentado na seção seguinte). Esses pontos estão listados na Tabela 16. Das estações analisadas, apenas uma — localizada dentro do Parque Nacional Marinho de Fernando de Noronha — está em área rasa, com cerca de 16 metros de profundidade; as demais situam-se em regiões com profundidade superior a 1.000 metros.

Tabela 16 Localização e profundidade das estações da área de estudo.

Estação	Latitude	Longitude	Profundidade (m)	Observações
0	4.31°S	32.89°O	4.227	Fora da região de proteção
1	4.31°S	32.64°O	4.300	Fora da região de proteção

Estação	Latitude	Longitude	Profundidade (m)	Observações
2	4.31°S	32.39°O	4.307	Fora da região de proteção
3	4.31°S	32.14°O	4.356	Fora da região de proteção
4	4.31°S	31.89°O	4.441	Fora da região de proteção
5	4.06°S	32.89°O	4.218	Fora da região de proteção
6	4.06°S	32.64°O	3.775	Fora da região de proteção
7	4.06°S	32.39°O	3.861	Fora da região de proteção
8	4.06°S	32.14°O	4.044	Fora da região de proteção
9	4.06°S	31.89°O	3.267	Fora da região de proteção
10	3.81°S	32.89°O	4.189	Fora da região de proteção
11	3.81°S	32.64°O	1.649	Dentro da região da APA
12	3.81°S	32.39°O	16	Dentro da região do PNMFN
13	3.81°S	32.14°O	3.929	Fora da região de proteção
14	3.81°S	31.89°O	4.218	Fora da região de proteção
15	3.56°S	32.89°O	4.198	Fora da região de proteção
16	3.56°S	32.64°O	4.087	Fora da região de proteção
17	3.56°S	32.39°O	4.141	Fora da região de proteção
18	3.56°S	32.14°O	4.244	Fora da região de proteção
19	3.56°S	31.89°O	4.310	Fora da região de proteção

Fonte: A autora, 2025.

## 5.2. OBTENÇÃO DOS DADOS

### 5.2.1. Batimetria

Utilizou-se a versão 2024 da base de dados *General Bathymetric Chart of the Oceans* (GEBCO), para obter os valores da profundidade na região adjacente ao Arquipélago de Fernando de Noronha, em um intervalo espacial de 15 arco-segundos (aproximadamente um

dado a cada 0,463 km) (apresentado na Figura 7). Os dados de batimetria foram utilizados para estimar os custos de implementação, instalação, operação e manutenção da planta eólica *Offshore*.

### 5.2.2. Velocidade do Vento

Este estudo utilizou dados dos componentes  $u$  e  $v$  da velocidade do vento, em uma periodicidade horária, à 10 e 100 metros acima do nível do mar, oriundo do produto de reanálise ‘*ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present*’ (ERA5, 2025) disponibilizado pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF). Foram selecionados dados referentes a um período de 11 anos, entre 2004 e 2014, para o domínio espacial da área de estudo (Figura 7). Este produto fornece dados com uma resolução espacial de  $0,25^\circ$  (um dado a cada 13,87 km), e é amplamente utilizado em estudos que investigam a variação espacial e temporal do vento a uma determinada altura, incluindo trabalhos sobre dimensionamento de uma planta eólica *offshore* (exemplo: BENABADJI et al., 2025).

Uma vez obtidas as informações sobre a velocidade do vento, foram analisados os padrões de intensidade nas duas alturas disponíveis, utilizando médias sazonais e anuais. Com base nos limites dessas velocidades, foram selecionados modelos de turbinas eólicas que atendessem a critérios técnicos, como velocidade nominal, potência, altura do rotor (até 100 metros) e a disponibilidade de outras informações relevantes. Após a definição da turbina de interesse, realizou-se a extrapolação da velocidade do vento para a altura do rotor, com base nos dados entre 10 e 100 metros acima do nível do mar, utilizando a lei logarítmica.

A lei logarítmica permite estimar a velocidade do vento em uma determinada altura a partir dos valores conhecidos em duas alturas de referência. A relação entre a velocidade do vento e é apresentada na equação abaixo:

$$U(z) = U(z_1) * \ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right) / \ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right) \quad \text{Eq. 8}$$

Onde  $U(z)$  é a velocidade do vento na altura de interesse,  $z_0$  a rugosidade da superfície do mar,  $z_1$  a menor altura de referência e  $z_2$  a maior altura de referência.

A rugosidade da superfície do mar, por sua vez, é determinada através da Eq. 6:

$$z_0 = e^{\frac{U(z_1) \cdot \ln \ln(z_2) - U(z_2) \cdot \ln \ln(z_1)}{U(z_1) - U(z_2)}} \quad \text{Eq. 9}$$

sendo  $U(z_1)$  é a velocidade do vento na menor altura de referência ( $z_1$ ) e  $U(z_2)$  a velocidade do vento na maior altura de referência ( $z_2$ ).

### 5.2.3. Turbina eólica

Conforme informado anteriormente, a turbina eólica foi selecionada considerando três critérios prioritários: potência, velocidade nominal adequada com o padrão de intensidade do vento na região de estudo e disponibilidade das informações técnicas como do rotor, torre e hélice, utilizados para a análise de custo. Após as buscas, encontrou-se o modelo de turbina que melhor atende a esses critérios, sendo o modelo V112-3.0 MW *Offshore*, produzido pela empresa dinamarquesa Vestas (Tabela 17). Entretanto, alguns dados específicos não estavam disponíveis na literatura ou no catálogo do produto e, para esses casos, foram utilizados dados de turbinas com características semelhantes. Todos os dados utilizados encontram-se detalhados em APÊNDICE B – TABELA COM OS PARÂMETROS DE ENTRADA DA FASE DE INSTALAÇÃO DO CAPEX.

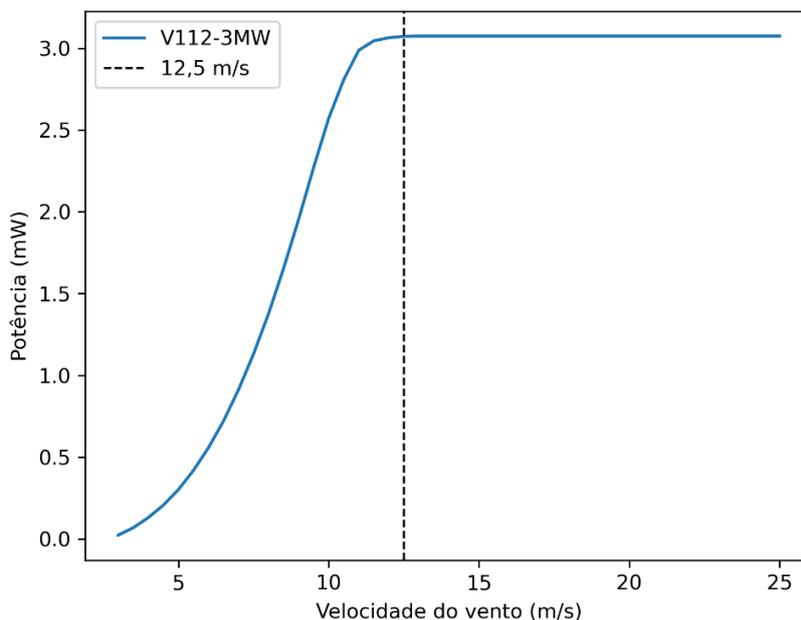
Tabela 17 Dados da turbina V112-3.0 MW.

Parâmetro	Valor
Modelo	V 112-3.0
Potência Nominal	3,0 MW
Velocidade mínima de entrada do vento ( <i>Cut-in</i> )	3 m/s
Velocidade nominal do vento	12,5 m/s
Velocidade máxima de corte do vento ( <i>Cut – out</i> )	25 m/s
Altura do cubo ( <i>hub</i> )	90,0 m

Fonte: A autora, 2025.

A Figura 8 mostra a relação entre a velocidade do vento e a potência da turbina V112-3.0 MW, também conhecido como curva de potência. Os valores da curva foram fornecidos pela base *wind-turbine-models* (BAUER, 2025).

Figura 8 Curva de potência da turbina V112-3.0.



Fonte: Adaptado de Bauer (2025).

Nota-se que a velocidade nominal é 12,5 m/s (linha preta tracejada), relacionado a potência máxima operacional do rotor da turbina (3 MW), superior ao padrão de intensidade do vento encontrado na região adjacente ao Arquipélago de Fernando de Noronha, descrito anteriormente.

#### 5.2.4. Demanda Energética

A demanda energética média da ilha principal de Fernando de Noronha, referente ao ano de 2023, foi obtida no Banco de Dados Econômicos do Estado de Pernambuco (BDE, 2025).

### 5.3. CÁLCULO DA PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA (PAE)

Esse estudo utilizou o PAE como métrica para avaliar a quantidade de energia que pode ser produzida por uma turbina eólica, um parâmetro essencial para avaliar o potencial energético de uma área. O PAE é calculado pelo somatório de cada potência ( $P_i(v)$ ) pela função de probabilidade de distribuição da velocidade do vento, definido como a frequência de Weibull ( $f(v)$ ) (WEISSER, 2003). Os intervalos das potências e das classes de velocidade para o cálculo de  $f(v)$  São fornecidos pela curva de potência da fabricante da turbina (em nosso caso, Figura 5). A relação entre  $P_i(v)$  e  $f(v)$  é dado pela Eq.10

$$PAE = \sum Pi(v) * f(v) * horas \quad \text{Eq. 10}$$

A distribuição das probabilidades da velocidade do vento ou frequência de *Weibull* é dado por:

$$f(V) = k * \frac{V^{k-1}}{c^k} * e \left[ -\left(\frac{V}{c}\right)^k \right] \quad \text{Eq. 11}$$

Onde  $k$  corresponde ao fator de forma, que indica a dispersão dos dados,  $c$  corresponde ao fator de escala, relacionado a velocidade média do vento, e  $V$  é os intervalos de velocidade, definidos como os mesmos intervalos da curva de potência.

A partir do método de momento, os parâmetros  $k$  e  $c$  foram estimados pelas seguintes aproximações (JUSTUS et al., 1978):

$$k = \left( \frac{\sigma}{\underline{V}} \right)^{-1,086} \quad \text{Eq. 12}$$

$$c = \frac{\underline{V}}{\Gamma * \left( 1 + \frac{1}{k} \right)} \quad \text{Eq. 13}$$

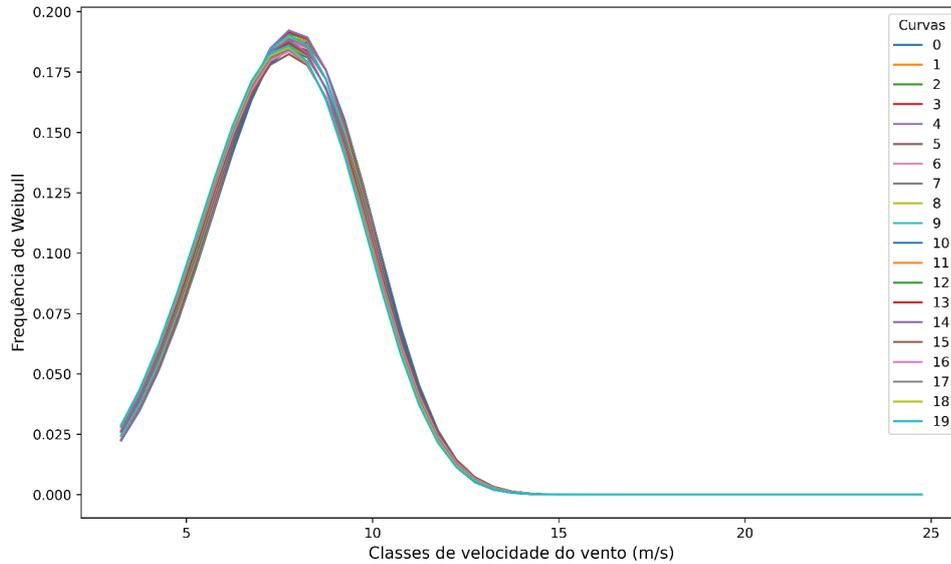
Onde  $\sigma$  é o desvio padrão das velocidades do vento para todo o período de dados (2004 a 2014 neste trabalho),  $\underline{V}$  é a média temporal da velocidade do vento para o mesmo período, e o parâmetro Gama ( $\Gamma$ ) é uma função expressada equação:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} \exp \exp (-t) dt \quad \text{Eq. 14}$$

Neste estudo, o parâmetro  $\Gamma$  foi calculado por meio da função ‘gamma’ da biblioteca ‘scipy’ na linguagem de programação Python.

A Figura 9 apresenta a distribuição de frequência de *Weibull* para as 20 estações analisadas, evidenciando um padrão semelhante na probabilidade de ocorrência das intensidades de vento entre as estações. Observa-se uma pequena variação, com a maioria das estações registrando aproximadamente 20% de frequência de ventos na classe de velocidade entre 8 e 9 m/s, enquanto algumas apresentam uma frequência mínima em torno de 17% para essa mesma faixa.

Figura 9 Frequência de *Weibull* para as 20 estações de estudo.



Fonte: A autora, 2025.

#### 5.4.DEFINIÇÃO DA QUANTIDADE DE TURBINAS

O dimensionamento do número de turbinas eólicas é essencial para garantir que a geração de energia seja compatível com a demanda energética do local em estudo. A metodologia empregada baseia-se na relação direta entre a demanda energética anual da área de interesse e o PAE médio anual de uma única turbina eólica do modelo específico em análise.

Nesse contexto, o PAE representa a quantidade de energia elétrica que uma turbina pode efetivamente produzir ao longo de um ano, considerando as condições de vento do local. A lógica desse cálculo reside em assegurar que o número de aerogeradores instalados seja suficiente para que a somatória da energia produzida individualmente por cada um deles atinja ou supere o volume total de energia requerido pela demanda, garantindo, assim, o suprimento energético necessário.

$$Q_t = \frac{\text{Demanda Energética}}{\text{PAE}}$$

13

Sendo  $Q_t$  a quantidade de turbinas, a Demanda energética de Fernando de Noronha em MWh e o PAE em MWh.

#### 5.5.LCOE

O LCOE foi calculado por meio da Eq.2, com base na abordagem do valor presente líquido (ALDERSEY-WILLIAMS e RUBERT, 2019), conforme descrito na seção de Referencial Teórico. O CAPEX foi estimado a partir dos custos obtidos na fase de Projeto e Instalação, utilizando o modelo ORBIT (os parâmetros de entrada de cada módulo da fase de Projetos e Instalação estão apresentados nos Apêndices A e B) (NUNEMAKER et al. 2020). O OPEX foi calculado por meio do modelo WOMBAT (WOMBAT, 2025), enquanto o DECEX foi estimado como 2% do CAPEX total (TOPHAM e McMILLAN, 2017).

Para o cálculo do valor presente líquido neste estudo, adotou-se como taxa de retorno a taxa anual da Selic (taxa básica de juros da economia brasileira) acrescida de 1%. No período analisado, a taxa anual da Selic, definida pelo Comitê de Política Monetária do Banco Central, era de 15% (30/07/2025) (BCB, 2025). Assim, a taxa de retorno utilizada foi de 16% (0,16). Para o CAPEX, considerou-se que o valor estimado corresponde ao valor presente líquido, uma vez que os custos de aquisição e instalação são pagos no ano zero do projeto. Para o OPEX, o valor presente líquido foi calculado anualmente ao longo de toda a vida útil do empreendimento. Já para o DECEX, considerou-se o valor presente líquido referente ao último ano de operação do projeto. Para os cálculos do valor presente líquido foi utilizado a Eq. 3.

O CAPEX gerado pelo ORBIT tem como unidade de saída o dólar americano, enquanto o OPEX estimado pelo WOMBAT é expresso em euros. Para padronização, realizou-se a conversão de euros para dólares americanos, adotando-se um fator de conversão de 1,7 (ou seja, 1 euro equivalente a 1,7 dólares). Considerando o CAPEX, OPEX e DECEX em dólares, e o PAE em MWh (ou kWh), portanto, o LCOE foi obtido na unidade de \$/MWh (ou \$/kWh).

O OPEX foi calculado considerando um período de 20 anos de vida útil de projeto (2004 a 2024), período mínimo recomendado para um parque eólico offshore (LI et al., 2020).

## **5.6.EMISSION DE CARBONO**

Para estimar a redução das emissões de carbono proporcionada pelo sistema proposto, em comparação com a atual matriz de geração de energia elétrica da ilha principal de Fernando de Noronha, aplicou-se uma relação direta de proporcionalidade.

## 6. RESULTADOS

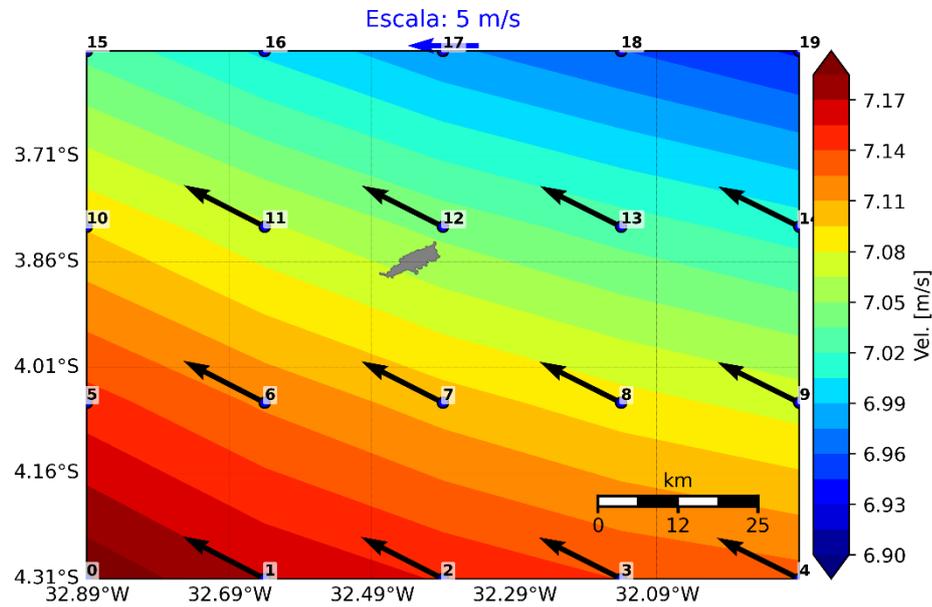
Esta seção apresenta os resultados obtidos no estudo. Inicialmente são descritos os padrões climatológicos da velocidade do vento na altura da turbina eólica utilizada, incluindo sua variação sazonal, seguidos da análise da probabilidade da distribuição da velocidade dos ventos (frequência de *Weibull*) e a distribuição espacial do PAE, bem como o consumo de energia elétrica da ilha. Por fim, são detalhados os resultados do LCOE para os cenários com uma e duas turbinas.

### 6.1. VELOCIDADE DO VENTO

A viabilidade de um empreendimento eólico *Offshore* está relacionado a caracterização do recurso eólico no local de interesse, que envolve a intensidade do vento e a variabilidade da intensidade em uma escala sazonal e interanual. Com isso, utilizou-se o resultado das médias dos 11 anos (período selecionado em razão da limitação de armazenamento dos dados baixados) de dados ao longo das estações do ano (verão, outono, inverno e primavera) (Figura 11 a,b,c,d) para todo o período.

A Figura 10 mostra o padrão anual do vento à 80 metros acima do nível do mar, com uma velocidade máxima de 7,2 m/s, localizada na região sudoeste da área de estudo, enquanto que as menores velocidades, atingindo mínimo de 6,8 m/s, encontra-se na porção ao noroeste. Dessa forma, as maiores intensidades se encontram mais distantes da costa da ilha principal de Fernando de Noronha, enquanto que velocidades moderadas agem sobre o arquipélago. A direção predominante do vento é de sudeste, seguindo o padrão dos ventos alísios do Hemisfério Sul, que compõem a Zona de Convergência Intertropical.

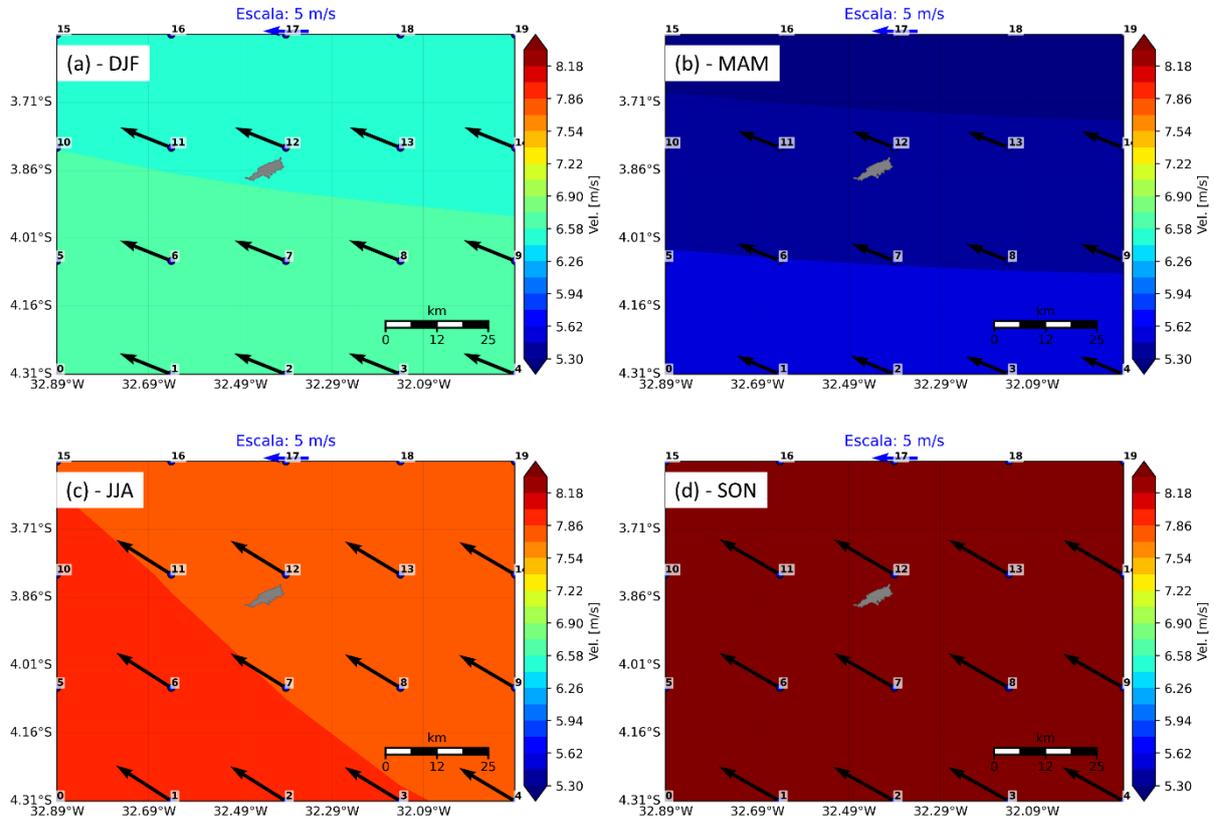
Figura 10 Padrão anual da velocidade do vento na região de estudo.



Fonte: A autora, 2025.

A Figura 11 mostra a variação ao longo das estações, mostrando que o regime do recurso eólico tem um padrão bem definido ao longo do ano. De maneira geral, velocidades moderadas são encontradas no período de dezembro, janeiro e fevereiro (variando entre 6,54 m/s e 6,75 m/s), seguido por uma mínima entre maio, junho e julho (5,33 m/s a 5,69 m/s). Durante o inverno, os ventos se intensificam (7,75 m/s a 8,03 m/s), atingindo seu ápice na primavera, com ventos superiores a 8 m/s cobrindo a região inteira de estudo. Portanto, as maiores velocidades se encontram no período de primavera enquanto que as menores no outono. Assim como a média para todo o período, as direções predominantes ao longo das estações são ventos soprando de sudeste para nordeste.

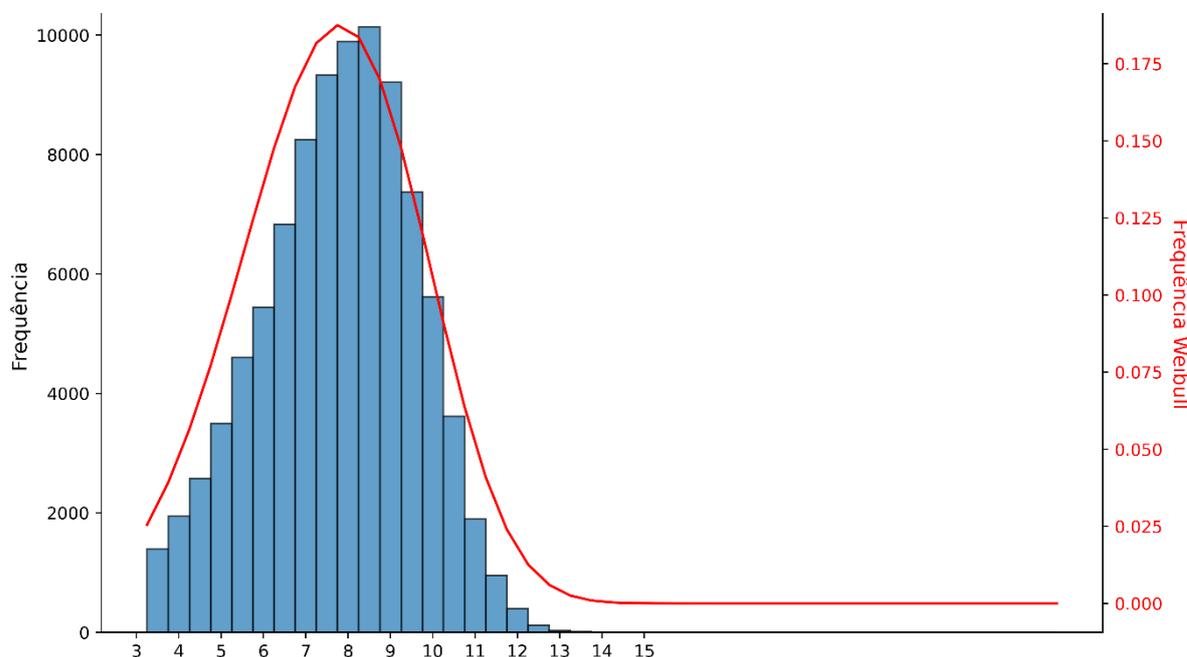
Figura 11 Padrão da velocidade do vento por estação, sendo (a) Dezembro-Janeiro-Fevereiro (Verão), (b) Março-Abril-Maio (Outono), (c) Junho-Julho-Agosto (Inverno), (d) Setembro-Outubro-Novembro (Primavera).



Fonte: A autora, 2025.

Nota-se que para os dados horários entre 2004 a 2014, utilizado para o cálculo do PAE, a velocidade máxima observada foi de 14,65 m/s, superior à velocidade nominal da turbina de interesse (12,5 m/s). No entanto, este é um valor que representa uma baixa frequência de ocorrência (Figura 12), onde os ventos mais frequentes se encontram nas classes de 7-8 m/s e 8-9 m/s, em conformidade ao visualizado na média anual e por estações.

Figura 12 Histograma da frequência das velocidades do vento e frequência de Weibull médio para o período de 11 anos, entre 2004 e 2014.



Fonte: A autora, 2025.

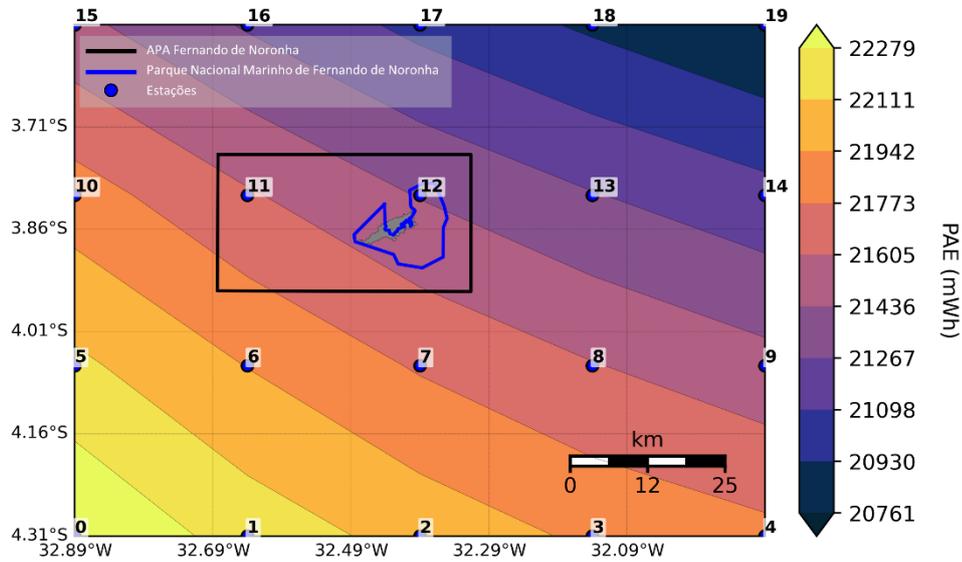
A análise aponta que, em uma média anual, a porção sudoeste da área de estudo (que envolve as estações de número (0 a 2) apresentam as condições de vento mais próximas da velocidade nominal da turbina de interesse, mas que de acordo com a variabilidade ao longo das estações, uma distribuição mais homogênea da velocidade é encontrada sobre a região de estudo inteira.

## 6.2.PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA

A Figura 13 ilustra a distribuição espacial do PAE, em MWh, para a turbina eólica de interesse (3 MW) na área de estudo. O PAE varia de 20.761 MWh a 22.448 MWh, com uma média espacial de 21.520,2 MWh. As menores estimativas de geração de energia elétrica estão localizadas na porção noroeste da região de estudo, enquanto os maiores valores são observados a sudoeste. Essa distribuição espacial do PAE acompanha a intensidade dos ventos, conforme visualizado na Figura 11.

Nota-se ainda que o maior potencial energético está afastado da ilha principal, enquanto que valores próximos à média estão concentrados em sua proximidade. Das vinte estações de vento analisadas, doze registraram um PAE superior à média.

Figura 13 Distribuição espacial do PAE para a região de estudo.



Fonte: A autora, 2025.

O consumo energético anual para o ano de 2023 da ilha principal de Fernando de Noronha (BDE, 2023) se encontra na Tabela 18.

Tabela 18 Consumo energético de Fernando de Noronha.

Consumo de Energia Elétrica de Fernando de Noronha em 2023							
Total (Mwh)	Residencial (Mwh)	Industrial (Mwh)	Comercial (Mwh)	Rural (Mwh)	Poderes públicos (Mwh)	Iluminação pública (Mwh)	Outros (Mwh)
28.479	10.301	211	11.797	73	2.598	94	3.405

Fonte: Adaptado de BDE,2023.

O consumo anual de 28.479 MWh, que atende a uma população de 3.167 habitantes, supera o PAE máximo de 22.448 MWh estimado para a área de estudo. No cenário mais otimista, com ventos mais intensos e em coordenadas afastadas da ilha, uma única turbina supriria cerca de 78% da demanda anual, o que ainda seria insuficiente. Em coordenadas próximas à ilha, com um PAE médio de 21.520,2 MWh, a capacidade de fornecimento seria de aproximadamente 75,5%. Já na porção noroeste, com o PAE mais baixo (20.761 MWh), a turbina supriria cerca de 73% do consumo. Por outro lado, a instalação de duas turbinas idênticas de 3 MW elevaria a capacidade de geração para 44.558 MWh, superando a demanda energética em todos os cenários e gerando um excedente.

Com base nisso, foram estudados dois cenários para calcular o LCOE: o primeiro considerando uma única turbina (3 MW de capacidade total) e o segundo com duas turbinas (6 MW de capacidade total). Os resultados são detalhados na próxima seção.

### **6.3.LCOE**

Nesta seção serão apresentados a distribuição espacial dos custos por produção de energia para os cenários com uma e duas turbinas, acompanhados da análise dos principais componentes dos custos de aquisição e instalação do parque eólico que influenciaram os valores obtidos.

#### **6.3.1. Uma turbina**

Os custos para CAPEX (fase de projeto e instalação e total), do OPEX, DECEX e do LCOE (para US\$/kWh e US\$/MWh), para cada estação (segue a mesma numeração das estações das análises anteriores) se encontram na Tabela 19.

Tabela 19 Resumo dos custos do CAPEX (fases de Projeto e Instalação), OPEX e LCOE para cada estação no cenário de 1 turbina.

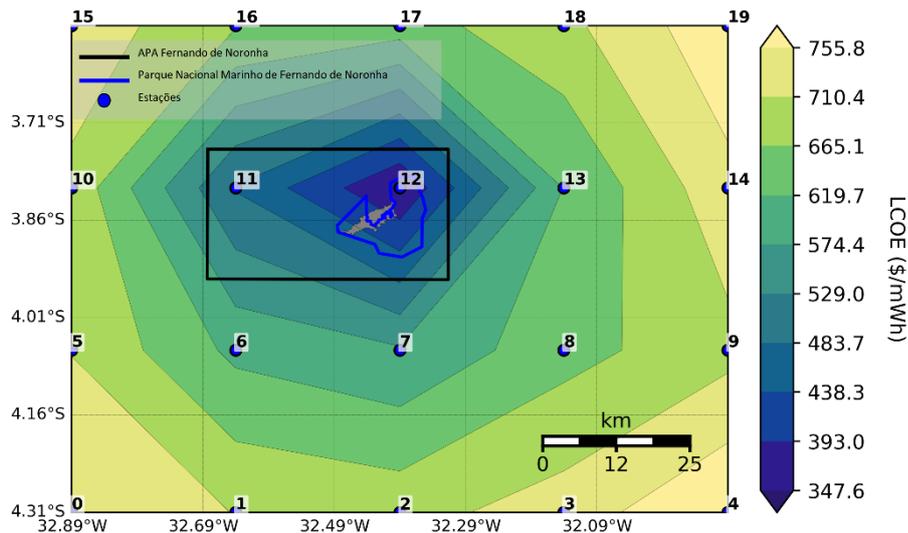
Estação	Projeto (US\$)	Instalação (US\$)	CAPEX (US\$)	OPEX (US\$)	DECEX (US\$)	LCOE (US\$/kWh)	LCOE (US\$/MWh)
0	66,40 M	31,36 M	97,75 M	10,24 M	0,10 M	0,44	437,75
1	62,89 M	27,69 M	90,58 M	10,85 M	0,09 M	0,42	415,59
2	61,54 M	26,39 M	87,93 M	10,85 M	0,09 M	0,41	407,66
3	63,85 M	28,30 M	92,15 M	11,36 M	0,09 M	0,43	429,84
4	68,73 M	32,45 M	101,18 M	10,85 M	0,10 M	0,47	467,23
5	62,52 M	27,76 M	90,28 M	10,85 M	0,09 M	0,42	415,55
6	54,05 M	21,95 M	76,00 M	10,85 M	0,08 M	0,36	360,26
7	52,01 M	19,62 M	71,63 M	10,24 M	0,07 M	0,34	342,41
8	56,68 M	23,14 M	79,82 M	11,36 M	0,08 M	0,38	383,87
9	57,79 M	27,74 M	85,53 M	11,36 M	0,09 M	0,41	410,2
10	61,12 M	26,59 M	87,71 M	10,85 M	0,09 M	0,41	410,47
11	40,46 M	17,42 M	57,89 M	10,86 M	0,06 M	0,29	289,29
12	29,18 M	10,81 M	39,98 M	10,85 M	0,04 M	0,22	215,86
13	54,00 M	21,17 M	75,18 M	10,85 M	0,08 M	0,37	367,93
14	62,54 M	27,78 M	90,33 M	10,85 M	0,09 M	0,44	435,27
15	63,22 M	28,52 M	91,74 M	10,24 M	0,09 M	0,43	432,04
16	57,35 M	23,55 M	80,90 M	11,36 M	0,08 M	0,4	395,06
17	55,58 M	21,62 M	77,20 M	11,36 M	0,08 M	0,38	382,77
18	59,19 M	24,50 M	83,69 M	10,24 M	0,09 M	0,41	408,93
19	65,04 M	29,66 M	94,70 M	10,24 M	0,10 M	0,46	459,93

M: Milhões.

Fonte: A autora, 2025

A Figura 14 ilustra a variação espacial do LCOE para a instalação de uma turbina eólica de 3 MW. A análise permite identificar as áreas economicamente mais viáveis para a instalação de uma planta com essa capacidade, com base na estimativa do custo médio por mega watt-hora (US\$/MWh) gerado ao longo da vida útil do projeto, que é de 20 anos.

Figura 14 Variação espacial do LCOE (US\$/MWh) para uma turbina.



Fonte: A autora, 2025.

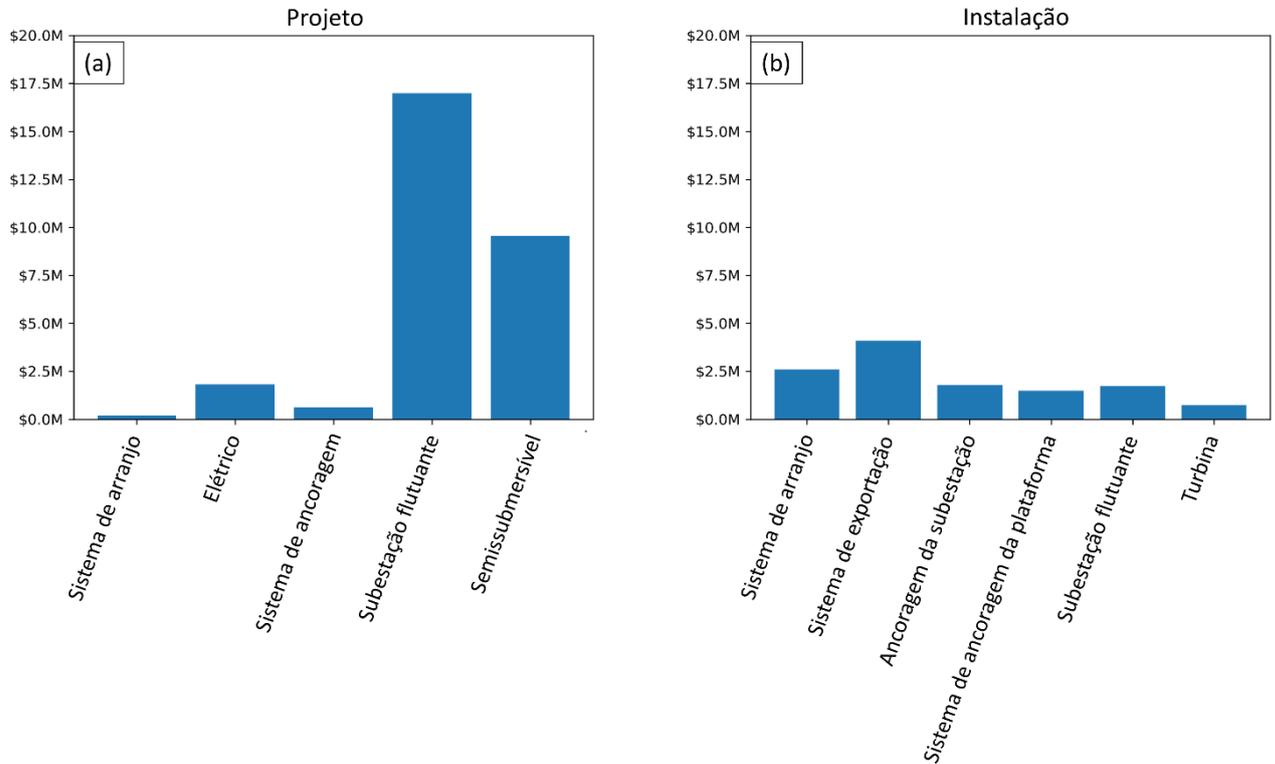
No mapa, o LCOE estimado oscila entre US\$215,8 (estação 12) e US\$467,2 (estação 4) por MWh. As áreas com maiores custos, representadas por tons mais claros, localizam-se mais distantes da ilha principal, mesmo nas regiões onde se encontram as maiores velocidades de vento. Em contraste, os custos diminuem à medida que a proximidade da ilha aumenta, com os menores valores, indicados por tons mais escuros, sendo encontrados nas regiões adjacentes ao arquipélago.

Observa-se que essa variação do LCOE está diretamente relacionada a fatores como a distância da costa e a profundidade (que variam entre as estações, ver seção de apêndices), que condicionam os custos de projeto, instalação, operação e manutenção do empreendimento. Nesse sentido, destaca-se a estação 12, com o menor valor de LCOE, e posicionada a uma profundidade de 16 metros e a uma distância da costa da ilha principal de 4,5 km.

Com o objetivo de aprofundar a análise da relação entre os custos de projeto e instalação, que compõem o CAPEX e representam a principal contribuição para o cálculo do LCOE, foi realizada uma comparação entre os módulos envolvidos na estimativa (ver a seção de apêndices) (Figura 15), para a estação de menor LCOE (estação 12). Embora esteja utilizando

a estação 12 como exemplo, o padrão de distribuição de custos por módulos se mantém semelhante para as demais estações.

Figura 15 Comparação entre os módulos das fases de Projeto (a) e Instalação (b) utilizados para o cálculo do CAPEX para uma turbina.



Fonte: A autora, 2025.

Em relação aos custos da fase de Projeto (Figura 15), os maiores valores referem-se aos módulos de Subestação Flutuante e Plataforma Semissubmersível, correspondendo a US\$16,9 milhões (57,9%) e US\$9,5 milhões (32,5%), respectivamente. Esses valores são constantes para todas as estações, pois não variam com a profundidade nem com a distância da costa. Seus custos são determinados por parâmetros relacionados à planta (como o número de turbinas) e à turbina (potência nominal). Os demais módulos, somados, representam menos de 10% do custo total do projeto e apresentaram variações entre as estações, influenciadas pela profundidade e pela distância da costa. Esses custos também são afetados por parâmetros fixos, como o tipo de cabo e especificações da planta e da turbina.

Em relação aos custos da fase de Instalação ((Figura 15), o maior valor corresponde ao módulo de Sistema de Exportação, totalizando US\$4,09 milhões (37,8%). Os valores dos módulos variam entre as estações em função da distância da costa, da profundidade e de

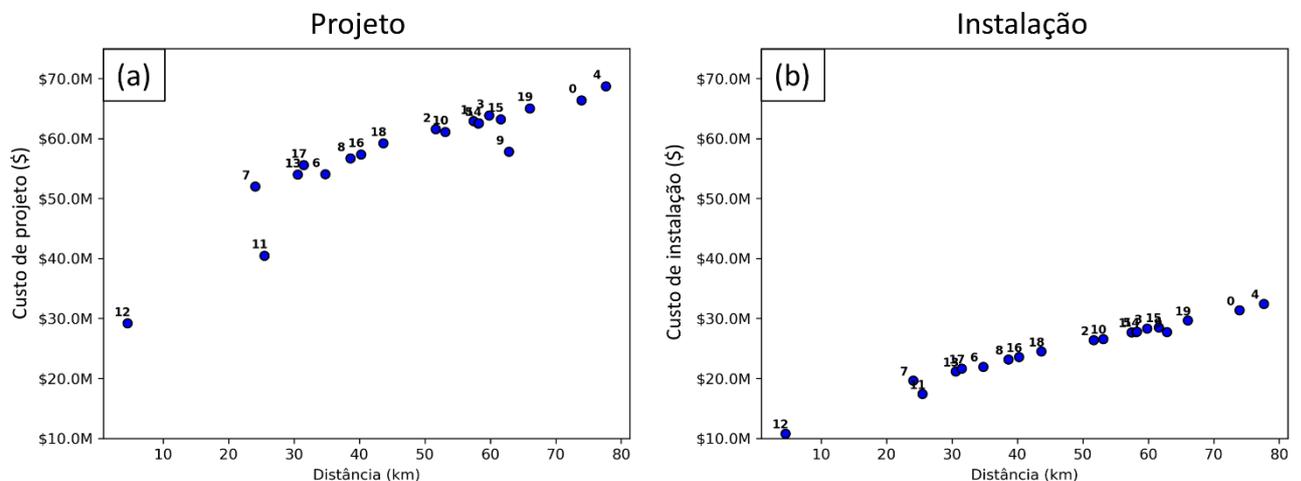
parâmetros derivados do projeto, como tipo de cabo, densidade linear, custo e massa das âncoras, entre outros.

Além dessas variações, existem também custos fixos entre as estações, relacionados às especificações da turbina e da planta, bem como às diárias das embarcações, que envolvem todos os módulos. Esses custos fixos estão incorporados principalmente nos módulos de Ancoragem da Subestação (16,37%), Subestação Flutuante (16%) e Sistema de Ancoragem da Plataforma (13,78%), que, nessa ordem, são os que mais contribuíram para o custo total de instalação — sobretudo devido às despesas com embarcações (custo diário).

De maneira geral, para a estação 12, o custo de projeto total representa cerca de 73% do custo total do CAPEX, enquanto que de instalação 27%.

Também foi realizada a comparação entre a distância da costa e os custos de projeto e instalação, considerando todas as estações analisadas (Figura 16).

Figura 16 Comparação da distância entre a costa e o custo do projeto (a) e instalação (b) para uma turbina.



Fonte: A autora, 2025.

Como descrito anteriormente, a distância com a costa (alinhado a profundidade) é um fator determinante para o custo do CAPEX. Por esta razão, as estações mais próximas da costa, embora não estejam sobre as áreas de maior intensidade da velocidade do vento, apresentam o menor LCOE, enquanto o inverso é observado para as estações mais distantes. Essa variação foi mais sutil para a instalação, devido a menor escala de custo comparado ao projeto.

Em Fernando de Noronha, para o ano de 2021, foi estimado um custo de geração de energia elétrica a diesel de aproximadamente R\$ 2,00 por kWh (WWF, 2021), o que equivale a US\$0,37 por kWh (US\$ 1,00 = R\$ 5,43 na data deste estudo). Comparando com o LCOE em kWh deste estudo (Tabela 19), cinco estações tiveram um custo por energia menor ou igual ao do gerador a diesel, sendo eles (em ordem de menor para maior custo) a estação 12 (0,22 US\$/kWh), estação 11 (0,29 US\$/kWh), estação 7 (0,34 US\$/kWh), estação 6 (0,36 US\$/kWh) e estação 13 (0,37 US\$/kWh), onde as demais tiveram valores superiores, porém com até 0,10 US\$/kWh de diferença.

### 6.3.2. Duas turbinas

Assim como o cenário com uma turbina, a Tabela 20 resume os custos do CAPEX, OPEX, DECEX e LCOE para cada estação, dessa vez, considerando duas turbinas.

Tabela 20 Resumo dos custos do CAPEX (fases de Projeto e Instalação), OPEX, DECEX e LCOE para cada estação no cenário de 2 turbinas.

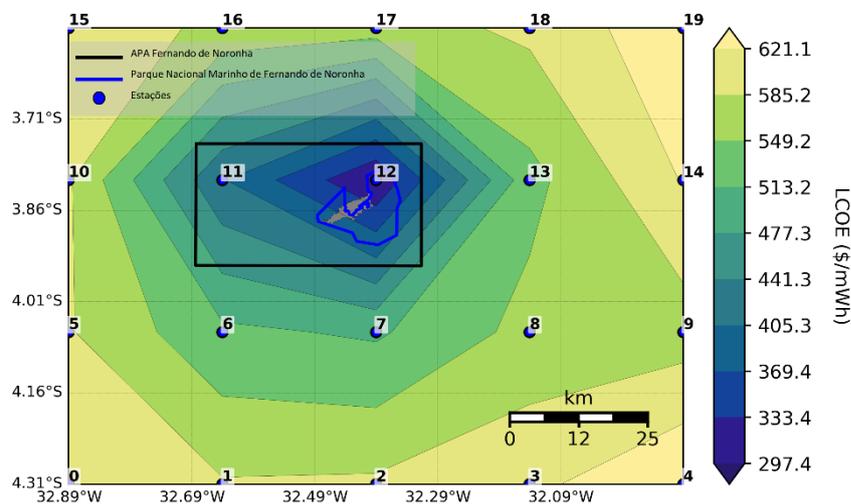
Estação	Projeto (US\$)	Instalação (US\$)	CAPEX (US\$)	OPEX (US\$)	DECEX (US\$)	LCOE (US\$/kWh)	LCOE (US\$/MWh)
0	97,34 M	37,64 M	134,98 M	15,32 M	0,14 M	0,61	609,26
1	94,30 M	33,94 M	128,24 M	15,32 M	0,13 M	0,59	588,27
2	93,00 M	32,62 M	125,62 M	17,60 M	0,13 M	0,59	591,02
3	95,62 M	34,61 M	130,23 M	17,12 M	0,13 M	0,61	611,87
4	101,05 M	38,90 M	139,95 M	17,60 M	0,14 M	0,66	657,08
5	93,41 M	33,96 M	127,37 M	15,71 M	0,13 M	0,59	587,9
6	82,20 M	27,74 M	109,93 M	15,58 M	0,11 M	0,52	520,59
7	80,67 M	25,42 M	106,09 M	15,32 M	0,11 M	0,51	507,77
8	86,47 M	29,13 M	115,60 M	17,61 M	0,12 M	0,56	560,81
9	82,98 M	33,32 M	116,30 M	17,60 M	0,12 M	0,57	566,91
10	91,82 M	32,75 M	124,57 M	17,03 M	0,13 M	0,59	589,68
11	57,67 M	21,67 M	79,34 M	17,60 M	0,08 M	0,41	407,91
12	40,47 M	13,87 M	54,34 M	15,71 M	0,06 M	0,3	297,45
13	83,08 M	27,05 M	110,13 M	15,58 M	0,11 M	0,54	537,61
14	93,43 M	33,98 M	127,41 M	17,59 M	0,13 M	0,62	623,78
15	93,98 M	34,73 M	128,71 M	15,32 M	0,13 M	0,61	610,17
16	87,41 M	29,58 M	116,99 M	17,61 M	0,12 M	0,58	576,34
17	85,98 M	27,64 M	113,62 M	17,61 M	0,12 M	0,57	567,17
18	90,24 M	30,65 M	120,89 M	15,32 M	0,12 M	0,59	593,0
19	96,51 M	35,96 M	132,48 M	15,32 M	0,14 M	0,65	647,79

M: Milhões.

Fonte: A autora, 2025.

A Figura 17 apresenta a distribuição do LCOE, na área de estudo, para duas turbinas eólicas. Observa-se que os menores valores de LCOE, indicativos de maior viabilidade econômica, concentram-se na região central do mapa, com destaque para o tom azul, onde o LCOE atinge o valor mínimo de 297,4 US\$/MWh (estação 12). Essa área de melhor desempenho econômico encontra-se inteiramente inserida nos limites do PNMFN. O segundo melhor ponto situa-se dentro dos limites da APA, com valor de 407,9 US\$/MWh (estação 11) onde há maior flexibilidade normativa, mas ainda sob regulação específica. Fora dessas áreas protegidas, os valores de LCOE são significativamente mais altos, com máximo de 657 (estação 4) US\$/MWh.

Figura 17 Distribuição espacial do LCOE (US\$/MWh) para duas turbinas.



Fonte: A autora, 2025.

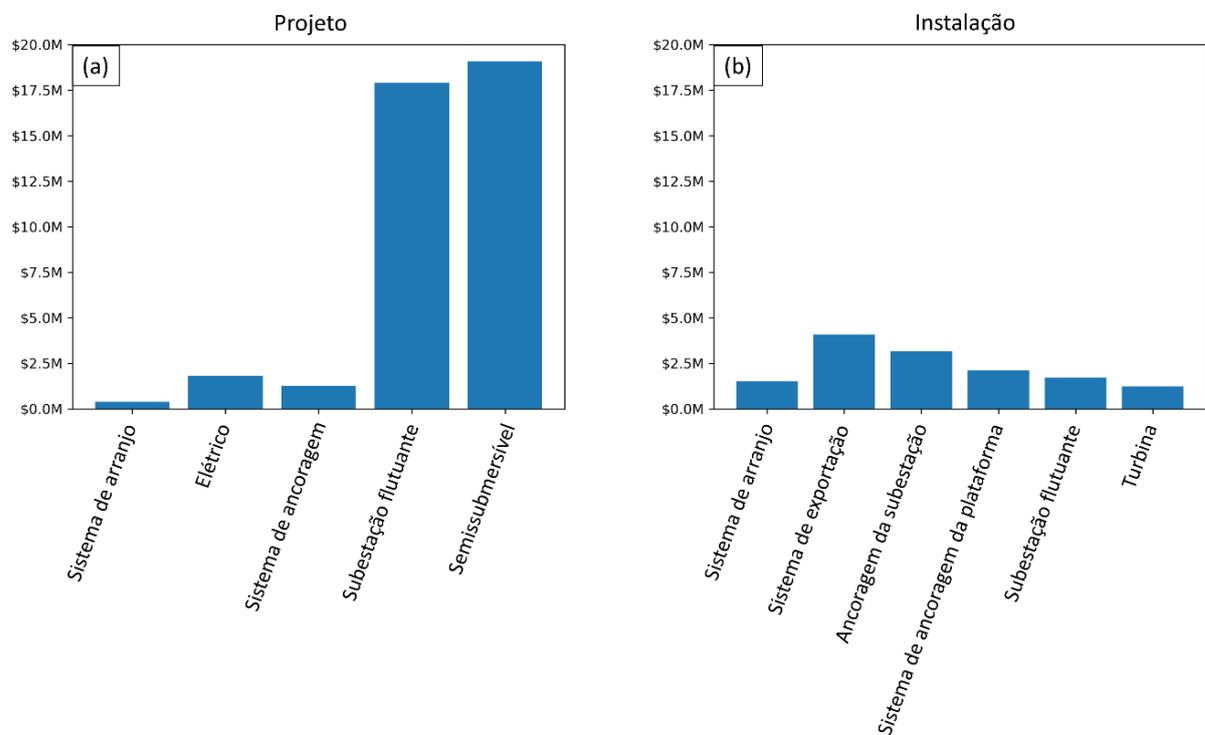
Assim como na seção anterior, foi realizada a comparação entre os módulos das fases de Projeto e de Instalação. No caso do Projeto (Figura 18), os módulos referentes à subestação flutuante e à plataforma semissubmersível continuaram sendo os de maior custo, contribuindo com US\$17,9 milhões (44%) e US\$19,1 milhões (47%), respectivamente, sendo a plataforma o item de maior impacto, diferentemente do observado no cenário com apenas uma turbina. Esse acréscimo é justificado pelo fato de que, com o aumento do número de turbinas, há um crescimento proporcional na quantidade de plataformas necessárias, enquanto a subestação permanece única.

Na etapa de Instalação (Figura 18), observou-se um comportamento semelhante ao identificado na análise com uma turbina, com destaque para o sistema de exportação, responsável por US\$4,09 milhões (29,4%). Em seguida, vieram o sistema de ancoragem da subestação (US\$3,16 milhões – 22,7%), o sistema de ancoragem da plataforma (US\$2,12

milhões – 15,2%), a subestação flutuante (US\$ 1,73 milhões – 12,5%), o arranjo de cabos (US\$1,53 milhões – 11%) e, por fim, a turbina (US\$1,24 milhões – 8,9%).

Nota-se que a ordem dos principais custos de CAPEX se manteve, assim como o valor associado ao sistema de ancoragem da plataforma. Ressalta-se ainda que o custo do sistema de exportação se manteve o mesmo para os dois casos porque independentemente do número de turbinas instaladas.

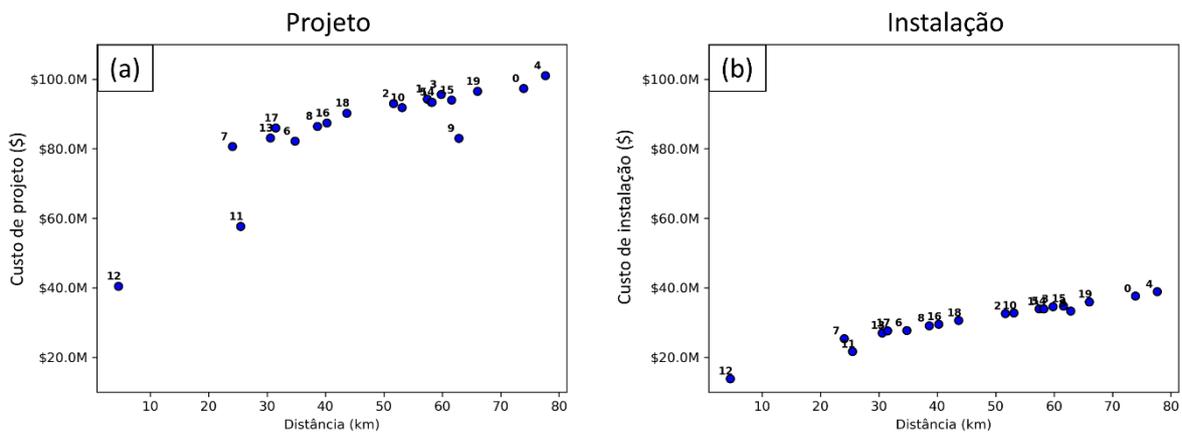
Figura 18 Comparação entre os módulos das fases de Projeto (a) e Instalação (b) utilizados para o cálculo do CAPEX para duas turbinas.



Fonte: A autora, 2025.

Assim como no caso com uma turbina, a distância da costa foi o principal fator determinante para o custo do CAPEX (Figura 19). De forma semelhante à seção anterior, as estações mais próximas da costa apresentaram os menores custos, enquanto os maiores valores foram observados nas estações mais distantes.

Figura 19 Comparação da distância entre a costa e o custo do projeto (a) e instalação (b) para uma turbina.



Fonte: A autora, 2025.

Diferentemente do cenário com uma turbina, no caso de duas turbinas (Tabela 20) apenas a estação 12 apresenta custo inferior ao estimado para Fernando de Noronha (US\$0,30/kWh). O segundo menor LCOE foi registrado na estação 11, com US\$0,41/kWh, enquanto as demais estações apresentaram valores ao menos US\$0,10/kWh superiores.

#### 6.4.COMPARAÇÃO COM A EMISSÃO DE CO<sub>2</sub>

A matriz energética de Fernando de Noronha tem sua base na geração de energia a diesel, uma prática que resulta em significativas emissões de gases do efeito estufa. De acordo com o relatório “Geração de Energia em Fernando de Noronha” (WWF, 2021), a ilha produzia, em 2018, cerca de 1.170.000 kg de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) por mês devido a essa forma de geração. Esse volume corresponde a uma intensidade de emissão de aproximadamente 62,937 gramas de CO<sub>2</sub> para cada kWh de energia elétrica produzida.

A comparação entre o modelo de geração atual e a proposta de energia eólica *Offshore* revela um potencial significativo de mitigação de carbono. A transição para fontes eólicas no mar poderia resultar em uma redução aproximada de 80,93% nas emissões de CO<sub>2</sub> relacionadas à produção de eletricidade na ilha.

No entanto, é fundamental destacar que esta análise comparativa se baseia em estimativas e informações de estudos distintos, o que implica em certas generalizações. Portanto, os resultados devem ser interpretados com a devida cautela. Apesar disso, eles fornecem uma forte indicação do considerável potencial da energia eólica *Offshore* para contribuir com a descarbonização da matriz energética de Fernando de Noronha.

## 7. DISCUSSÃO

Este estudo avaliou a viabilidade técnica e econômica de um parque eólico *offshore* para a ilha de Fernando de Noronha, tendo como métrica o LCOE em dois cenários: (i) uma planta com apenas uma turbina eólica e (ii) uma planta composta por duas turbinas eólicas. Considerando a média anual da intensidade dos ventos a 80 metros acima do nível do mar, entre 6,8 e 7,2 m/s, e um PAE variando de 20.761 MWh a 22.448 MWh, o primeiro cenário apresentou LCOE entre US\$ 215,8/MWh e US\$ 467,2/MWh, enquanto o segundo cenário variou entre US\$ 297,4/MWh e US\$ 657,0/MWh.

Em relação ao recurso eólico, o estudo de Archer e Jacobson (2025) apresentou o primeiro mapa global do potencial energético dos ventos a 80 metros de altura (mesma altura utilizada neste estudo). Embora com baixa resolução espacial, esse trabalho classificou as velocidades médias do vento em sete classes, sendo que as classes mais altas indicam maior potencial energético.

Segundo os autores, a maior parte das estações na América do Sul encontra-se na classe 1 (velocidade média inferior a 4,2 m/s), incluindo a região da ilha principal de Fernando de Noronha (apesar do presente estudo apresenta uma média anual de 7 m/s). Ainda assim, segundo os critérios da classificação original, a região seria considerada inadequada para geração eólica.

Em comparação, regiões como a Europa apresentam maior potencial, com destaque para a costa nordeste — especialmente França, Bélgica, Holanda, Alemanha e Dinamarca — onde predominam ventos de classe 7 (velocidades  $\geq 9,4$  m/s). O Reino Unido e as ilhas do Mar do Norte também concentram estações nessa classe. Na Austrália, os maiores potenciais estão próximos ao litoral, e no ambiente *Offshore* predominam ventos das classes 6 ou superiores. A América do Norte é uma das regiões continentais mais promissoras, com velocidades médias superiores a 7 m/s (classe 3) e, nas costas leste e sul, velocidades típicas da classe 6 (8,46 m/s). Na Ásia, a maioria das áreas avaliadas foi considerada inadequada para geração eólica.

Esse contexto evidencia a importância da escolha adequada da turbina para cada região. Em áreas com ventos de menor intensidade, como Fernando de Noronha, é recomendável o uso de turbinas com baixa velocidade nominal, a fim de garantir melhor eficiência energética — o que não ocorreu no presente estudo, que utilizou um modelo projetado para ventos mais intensos em razão da limitação de disponibilidade de informações técnicas de turbinas necessária para a análise do PAE e LCOE.

A adoção de duas turbinas no sistema proposto justifica-se pela necessidade de atender integralmente à demanda energética da ilha. No entanto, essa configuração resultaria em um excedente de aproximadamente 16 MWh, o que pode causar sobrecarga na rede local e comprometer a estabilidade do sistema. A partir dessa análise, foram identificados três principais desafios: (i) uma única turbina não é suficiente para suprir toda a demanda energética do arquipélago; (ii) duas turbinas geram energia excedente, exigindo estratégias adequadas de gestão ou armazenamento; (iii) a turbina considerada no estudo é de grande porte, com velocidade nominal superior à média dos ventos da região, o que reduz a eficiência do sistema considerando que as maiores frequências de vento acima de 80 metros do nível do mar estão associados à velocidades entre 8 e 9 m/s na maior parte da área de estudo.

Diante do cenário analisado, uma alternativa viável seria a adoção de soluções para absorver e utilizar a energia excedente, como a implementação de sistemas de armazenamento de energia (ESS), baterias, produção de hidrogênio ou o acoplamento a cargas flexíveis. Além disso, a proposta de um sistema híbrido de geração, combinando fontes eólica e solar *Offshore*, também poderia ser considerada. Essa estratégia apresenta vantagens, uma vez que os picos de geração eólica e solar ocorrem em estações distintas do ano, permitindo que uma fonte complemente a outra e contribuindo para a estabilidade e continuidade do fornecimento energético (PÉREZ-COLLAZO et al., 2015).

O ponto com menor LCOE está localizado dentro dos limites do PNMFN, o que inviabiliza sua utilização devido às restrições ambientais estabelecidas pela Lei nº 9.985/2000. Essa legislação classifica os parques nacionais como Unidades de Proteção Integral, cujo objetivo é a preservação da natureza, permitindo apenas o uso indireto de seus recursos naturais. O segundo ponto mais vantajoso também apresenta limitações, por estar inserido em uma APA.

Considerando apenas os pontos situados fora de unidades de conservação, a maior produção estimada passa a ser de 22.279 MWh, ainda insuficiente para suprir integralmente a demanda energética da ilha.

O CAPEX representa a maior parcela do LCOE em projetos eólicos *Offshore*, uma vez que concentra os principais investimentos do projeto, e em muitos casos, ultrapassando 70% do custo total (GINA, 2021). Neste estudo, os maiores componentes do CAPEX, tanto para o cenário com uma turbina quanto com duas, estão associados ao tipo de plataforma adotado. Optou-se pelo uso de plataformas semissubmersíveis, considerando que 19 dos 20 pontos analisados estão localizados em regiões com profundidades superiores a 1.000 metros.

Essa escolha, no entanto, implica maior complexidade técnica e custos mais elevados, devido à necessidade de maior volume de materiais, engenharia estrutural mais robusta e múltiplas linhas de ancoragem (BUTTERFIELD et al., 2007). Em contrapartida, para águas rasas, geralmente são utilizadas plataformas fixas, como monopilares ou bases de gravidade, devido ao menor custo de fabricação, instalação e manutenção (AKKAWAT et al., 2025). Nessas condições, essas estruturas podem ser fixadas diretamente no leito marinho com menor complexidade, menor uso de material estrutural e embarcações de apoio mais simples.

Entretanto, no contexto deste estudo, a baixa densidade de turbinas torna os custos com plataformas fixas (embora não apresentados neste trabalho) superiores aos das plataformas flutuantes (semisubmersíveis). Isso ocorre porque, no modelo ORBIT, os custos de cimentação da plataforma são considerados como valores fixos e elevados, tornando-se mais vantajosos apenas quando aplicados a plantas com múltiplas turbinas, nas quais o custo total pode ser diluído.

Além disso, esse tipo de plataforma exige preparação geotécnica do solo, transporte de componentes pesados a partir de portos distantes, como o de Natal (aproximadamente 350 km da área de estudo), além de condições meteorológicas favoráveis à instalação (MARTINEZ e IGLESIAS, 2022). Em projetos de pequena escala, esses custos não podem ser repartidos entre várias unidades, o que resulta em um custo unitário significativamente mais alto por turbina.

Em relação ao OPEX, neste estudo, a estação com o menor LCOE (estação 12) apresentou um valor operacional (valor presente líquido) total para os 20 anos de empreendimento equivalente a aproximadamente 27,1% e 28,9% do CAPEX para uma e duas turbinas, respectivamente (as demais estações seguem uma proporção semelhante). Essa proporção é elevada quando comparada a outros estudos com a mesma métrica em projetos eólicos *Offshore*, por exemplo, 3,5% do CAPEX conforme observado em Ozato (2023).

Dois fatores podem ter contribuído para esse valor proporcionalmente elevado no caso específico de Fernando de Noronha: a grande distância entre a área de estudo e o porto mais próximo (cerca de 370 km até o Porto de Natal/RN) e o alto custo das diárias das embarcações. Ambos os fatores foram considerados na simulação do OPEX, conforme a metodologia adotada. No caso das embarcações, os valores utilizados foram baseados em dados da indústria norte-americana.

Em Fernando de Noronha, em ambos os cenários avaliados, as estações mais próximas à ilha mostraram-se economicamente competitivas em relação à geração de energia elétrica a

diesel, cujo custo foi estimado em aproximadamente R\$ 2,00 por kWh (US\$0,37 por kWh) em 2021 (WWF, 2021). No cenário com uma turbina, cinco estações — estação 12 (US\$0,22/kWh), estação 11 (US\$0,29/kWh), estação 7 (US\$0,34/kWh), estação 6 (US\$0,36/kWh) e estação 13 (US\$0,37/kWh) — apresentaram LCOE menor ou igual ao do gerador a diesel. No cenário com duas turbinas, apenas a estação 12, localizada mais próxima da ilha e em menor profundidade, registrou LCOE inferior ao custo do diesel (US\$0,30 por kWh).

Esta vantagem se torna mais evidente considerando que os impactos ambientais da geração a diesel são significativamente mais elevados, especialmente em um território protegido e inserido no programa Carbono Zero. A energia a diesel, na região, emite anualmente aproximadamente 14.040 toneladas de CO<sub>2</sub> (WWF, 2021) e cerca de 62,937 gCO<sub>2</sub>/kWh (WWF, 2021), enquanto a energia eólica *Offshore* emite cerca de 12 gCO<sub>2</sub>/kWh ao longo de todo o seu ciclo de vida, segundo Benitez et al. (2024) Essas emissões da fonte eólica concentram-se, sobretudo, nas etapas de fabricação dos componentes, construção e transporte, sendo praticamente nulas durante a operação.

De acordo com o estudo de Benabadji et al. (2025), que analisou projetos eólicos offshore no Mediterrâneo utilizando plataformas semissubmersíveis, o LCOE variou entre US\$0,113/kWh e US\$0,267/kWh, apresentando aumento progressivo com a distância da costa. Em comparação, o presente estudo para Fernando de Noronha indicou, de forma geral, valores mais elevados: entre US\$0,21/kWh e US\$0,46/kWh no cenário com uma turbina, e entre US\$0,29/kWh e US\$0,65/kWh no cenário com duas turbinas.

Embora ambos os estudos considerem o mesmo tipo de plataforma flutuante, as condições técnicas e geográficas são bastante distintas. O estudo do Mediterrâneo baseou-se em dados da literatura e contemplou áreas com profundidades reduzidas, localizadas sobre a plataforma continental, o que implica menores custos com plataforma, subestrutura e sistema de exportação. Além disso, os projetos analisados nesse estudo incluíram um número maior de turbinas, o que favorece a diluição dos custos fixos e, conseqüentemente, a redução do LCOE.

Outro fator relevante, é a maior velocidade média dos ventos na região mediterrânea, que pode atingir até 20 m/s, contribuindo para um maior aproveitamento energético e menores custos por unidade de energia gerada. Já no caso de Fernando de Noronha, a elevada profundidade dos locais e a pequena escala do projeto aumentam significativamente os custos

unitários. Mesmo o maior LCOE reportado no estudo do Mediterrâneo (0,267 \$/kWh) permanece abaixo dos valores obtidos neste trabalho.

Para fins de comparação, a literatura indica que o LCOE médio de projetos com turbinas flutuantes varia entre 0,1177 \$/kWh e 0,1470 \$/kWh (MYHR et al., 2014), enquanto os valores típicos observados na Europa situam-se entre 0,1199 \$/kWh e 0,1471 \$/kWh (MYHR et al., 2014). Esses dados reforçam que os custos estimados para Fernando de Noronha estão consideravelmente acima da média internacional.

Este estudo apresenta algumas limitações relevantes. Os dados econômicos utilizados foram baseados em informações provenientes dos Estados Unidos, o que não representa adequadamente os custos aplicáveis à realidade brasileira. Ademais, a resolução espacial dos dados de vento foi limitada, com registros a cada 25 km, comprometendo a caracterização do regime eólico local. Além disso, a indisponibilidade de dados técnicos completos para mais de um modelo de turbina impossibilitou a análise comparativa entre diferentes configurações tecnológicas. Por fim, observa-se a escassez de estudos voltados à aplicação da energia eólica *Offshore* em contextos insulares no Brasil, o que limita a possibilidade de comparação com pesquisas similares desenvolvidas em cenários equivalentes.

## 8. TRABALHOS FUTUROS

Como recomendação para trabalhos futuros, destaca-se a importância da utilização de dados de vento obtidos *in situ* ou por meio de simulações numéricas de alta resolução, com o objetivo de aprimorar a caracterização do regime eólico local. Além disso, a análise do desempenho de diferentes modelos de turbinas, com distintas alturas de *hub* e potências nominais, pode contribuir para a seleção mais adequada ao perfil de ventos de Fernando de Noronha. Sugere-se, ainda, a avaliação da viabilidade de um sistema híbrido, combinando geração eólica e solar ou eólica e ondomotriz, como forma de assegurar a produção contínua ao longo do ano, mesmo diante das variações climáticas sazonais.

Sugere-se, ainda, a inclusão da análise da necessidade de energia de *backup* em situações de paralisação das turbinas para manutenção, aspecto não considerado neste estudo. Recomenda-se, igualmente, incorporar a avaliação dos impactos socioambientais em conjunto com a análise de viabilidade econômica, de modo a fornecer resultados mais realistas e abrangentes, bem como uma base de informações para estudos subsequentes.

Ademais, vale realizar a comparação entre o LCOE para energia eólica *offshore* e *onshore*, considerando o fornecimento para uma mesma região. Por fim, é relevante considerar alternativas para o aproveitamento da energia excedente, como a implantação de sistemas de armazenamento de energia a baterias, produção de hidrogênio verde, dessalinização da água ou o acoplamento a cargas flexíveis, de modo a garantir maior eficiência e sustentabilidade ao sistema proposto.

## 9. CONCLUSÃO

A proposta deste trabalho consistiu em fazer uma avaliação preliminar da viabilidade técnico-econômica da implantação de um sistema de geração eólica *offshore* com plataformas flutuantes para suprir a demanda energética do Arquipélago de Fernando de Noronha.

A análise indicou que, no cenário com uma turbina, cinco estações (6, 7, 11, 12 e 13) apresentaram LCOE igual ou inferior ao custo de geração a diesel (US\$0,37/kWh), com destaque para a estação 12 (US\$0,22/kWh), situada próxima à ilha, dentro do Parque Nacional Marinho de Fernando de Noronha, e a estação 11, situada na Área de Proteção Ambiental do arquipélago. No cenário com duas turbinas, apenas a estação 12 apresentou LCOE inferior (US\$0,30/kWh) ao custo do diesel. Esses resultados mostram que a adoção da energia eólica *offshore* apresenta-se como uma alternativa economicamente mais viável e ambientalmente favorável, com uma redução expressiva das emissões de CO<sub>2</sub>, especialmente no contexto das metas de descarbonização e da preservação de uma unidade de conservação ambiental como Fernando de Noronha. No entanto, a comparação com estudos realizados em outras regiões, como no Mediterrâneo, revelou que os custos estimados para ambos os cenários permanecem acima da média internacional para sistemas com plataformas flutuantes. Mas, vale ressaltar que existe uma lacuna em trabalhos similares a estes aplicados na costa brasileira, por isso a particularidade insular dos custos elevados.

## 10. REFERÊNCIAS

- AKKAWAT, P.; WHYTE, A.; HASAN, U. *Offshore* Wind Turbine Key Components' Life Cycle Cost Analysis (LCCA): Specification Options in Western Australia. **Eng**, v. 6, n. 6, p. 118, jun. 2025.
- ALDERSEY-WILLIAMS, J.; BROADBENT, I. D.; STRACHAN, P. A. Better estimates of LCOE from audited accounts – A new methodology with examples from United Kingdom *Offshore* wind and CCGT. **Energy Policy**, v. 128, p. 25–35, 1 maio 2019.
- ALDERSEY-WILLIAMS, J.; RUBERT, T. Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. **Energy Policy**, v. 124, p. 169–179, 1 jan. 2019.
- ALEXANDROU, D. **Strong 2023 Offshore wind growth as industry sets course for record-breaking decade**. Disponível em: <<https://www.gwec.net/gwec-news/strong-2023-Offshore-wind-growth>>. Acesso em: 3 ago. 2025.
- ALMEIDA, F. F. M. DE. Ilhas oceânicas brasileiras e suas relações com a tectônica atlântica. **Terrae Didatica**, v. 2, n. 1, p. 3–18, 2006.
- ANANGAPAL, H. B.; JEYARAJ, B.; VICTOR, K. Optimization of India's *Offshore* wind farm capacity density - a case study. **Environment, Development and Sustainability**, 5 ago. 2024.
- ARCHER, C. L.; JACOBSON, M. Z. Evaluation of global wind power. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 110, n. D12, 2005.
- ASTARIZ, S.; IGLESIAS, G. Wave energy vs. other energy sources: A reassessment of the economics. **International Journal of Green Energy**, v. 13, n. 7, p. 747–755, 27 maio 2016.
- BAE, Y. H.; KIM, M. H. Coupled dynamic analysis of multiple wind turbines on a large single floater. **Ocean Engineering**, v. 92, p. 175–187, 1 dez. 2014.
- BARNES, M.; BEDDARD, A. Voltage Source Converter HVDC Links – The State of the Art and Issues Going Forward. **Energy Procedia**, Selected papers from Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, Trondheim, Norway, 19-20 January 2012. v. 24, p. 108–122, 1 jan. 2012.
- BARTHELMIE, R. J.; LARSEN, G. C.; PRYOR, S. C. Modeling Annual Electricity Production and Levelized Cost of Energy from the US East Coast *Offshore* Wind Energy Lease Areas. **Energies**, v. 16, n. 12, p. 4550, jan. 2023.

- BAUER, L. **Welcome to wind-turbine-models.com**. Disponível em: <<https://en.wind-turbine-models.com/>>. Acesso em: 3 ago. 2025.
- BCB. Taxa de juros básicas – Histórico. Disponível em: < BCB. <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>> . Acesso em 11 ago. 2025.
- BDE.** Disponível em: <[http://www.bde.pe.gov.br/visualizacao/Visualizacao\\_formato2.aspx?CodInformacao=416&Cod=3](http://www.bde.pe.gov.br/visualizacao/Visualizacao_formato2.aspx?CodInformacao=416&Cod=3)>. Acesso em: 3 ago. 2025.
- BENABADJI, A. S. et al. Geospatial LCOE analysis for floating *Offshore* wind energy in SW Mediterranean Sea. **Renewable Energy**, v. 245, p. 122797, 1 jun. 2025.
- BENITEZ, A. et al. Scenario-based LCA for assessing the future environmental impacts of wind *Offshore* energy: An exemplary analysis for a 9.5-MW wind turbine in Germany. **Energy, Sustainability and Society**, v. 14, n. 1, p. 49, 13 ago. 2024.
- BEZERRA, A. C. et al. Annual Rainfall in Pernambuco, Brazil: Regionalities, Regimes, and Time Trends. **Revista Brasileira de Meteorologia**, 2021. v. 36, n. 3, p. 403–414. Disponível em: [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0102-77862021000300403&tlng=en](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-77862021000300403&tlng=en).
- BUCHER, M. K. et al. Multiterminal HVDC Networks—What is the Preferred Topology? **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 1, p. 406–413, fev. 2014.
- BUTTERFIELD, S. et al. **Engineering Challenges for Floating *Offshore* Wind Turbines**. [s.l.] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., 1 set. 2007. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/917212>>. Acesso em: 3 ago. 2025.
- CHEN, Y.; LIN, H. Overview of the development of offshore wind power generation in China. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 53, p. 102766, 1 out. 2022.
- COSTOYA, X. et al. On the suitability of offshore wind energy resource in the United States of America for the 21st century. **Applied Energy**, v. 262, p. 114537, 15 mar. 2020.
- EBENHOCH, R. et al. Comparative Levelized Cost of Energy Analysis. **Energy Procedia**, 12th Deep Sea *Offshore* Wind R&D Conference, EERA Deep Wind'2015. v. 80, p. 108–122, 1 jan. 2015.

ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present. Disponível em: <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>>. Acesso em: 3 ago. 2025.

Floating offshore wind outlook. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Floating-offshore-wind-outlook>>. Acesso em: 11 ago. 2025.

FREDERIKSEN, R. D. et al. Cost-Effectiveness of Predictive Maintenance for Offshore Wind Farms: A Case Study. **Energies**, v. 17, n. 13, p. 3147, jan. 2024.

GAO, Q. et al. Techno-economic assessment of *Offshore* wind and hybrid wind–wave farms with energy storage systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 192, p. 114263, 1 mar. 2024.

GINA. **Global Innovation Needs Assessment: wind power**, UK, GINA, 2021. Disponível em: <https://www.climateworks.org/wp-content/uploads/2021/10/GINAs-Wind-power-FINAL.pdf>. Acesso em: 25. julho. 2025.

GORAYEB, A. et al. Emerging challenges of *Offshore* wind energy in the Global South: Perspectives from Brazil. **Energy Research & Social Science**, v. 113, p. 103542, 1 jul. 2024.

HASTENRATH, S.; MERLE, J. Annual Cycle of Subsurface Thermal Structure in the Tropical Atlantic Ocean. 1 set. 1987.

HENRIKSEN, L. C. Wind energy literature survey no. 32. **Wind Energy**, v. 17, n. 8, p. 1297–1300, 2014.

HUANG, R. X.; WANG, W.; LIU, L. L. Decadal variability of wind-energy input to the world ocean. **Deep Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography**, Ocean Mixing. v. 53, n. 1, p. 31–41, 1 jan. 2006.

HUGHES, L.; LONGDEN, T. Offshore wind power in the Asia-Pacific: Expert elicitation on costs and policies. **Energy Policy**, v. 184, p. 113842, 1 jan. 2024.

HUYNH, V. V. et al. Local fatigue assessment of welded joints between leg and spudcan structures connection in jack-up wind turbine installation vessel. **Journal of Ocean Engineering and Marine Energy**, 7 jul. 2025.

IBGE. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/pe/fernando-de-noronha.html>. Acesso em: 19. junho. 2025.

JIA, S.; CHANG, J. Research on Multi-agent Decision-Making Model of Wind-Solar Complementary Power Generation System. **2009 Second International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation**, p. 7–10, 2009.

- JOHNSTON, B. et al. Levelised cost of energy, A challenge for *Offshore* wind. **Renewable Energy**, v. 160, p. 876–885, 1 nov. 2020.
- JONKMAN, J. **Quantitative Comparison of the Responses of Three Floating Platforms**. . Em: EUROPEAN *OFFSHORE* WIND 2009 CONFERENCE AND EXHIBITION. 2010. Disponível em: <<https://research-hub.nrel.gov/en/publications/quantitative-comparison-of-the-responses-of-three-floating-platfo>>. Acesso em: 3 ago. 2025
- JUSTUS, C. G. et al. Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions. 1 mar. 1978.
- KIM, H.-J.; KIM, J.-H.; YOO, S.-H. Social acceptance of offshore wind energy development in South Korea: Results from a choice experiment survey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 113, p. 109253, 1 out. 2019.
- KOUISSI, M.; EN-NAIMI, E. M.; ZOUHAIR, A. Hybrid solution for wind turbines power curve modeling founded on case based reasoning, multi-agent system and the k-nearest neighbors algorithm. **Journal of Theoretical and Applied Information Technology**, v. 99, n. 12, p. 3050–3060, 2021.
- KRISHNA SWAMY, S.; GONZALEZ-APARICIO, I.; CHRYSOCHOIDIS-ANTSOS, N. Developing a long-lasting offshore wind business case towards a Dutch decarbonised energy system by 2050. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 2151, n. 1, p. 012010, jan. 2022.
- LAMB, J. et al. A synthetic analysis of post-construction displacement and attraction of marine birds at offshore wind energy installations. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 108, p. 107611, 1 set. 2024.
- LEITE, J. A. P.; SIMANOVIC, M. DE C.; AMATO, C. M. MINISTRO DO MEIO AMBIENTE. [s.d.].
- LEUNG, D. Y. C.; YANG, Y. Wind energy development and its environmental impact: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 1, p. 1031–1039, 1 jan. 2012.
- LI, J. et al. A review on development of offshore wind energy conversion system. **International Journal of Energy Research**, v. 44, n. 12, p. 9283–9297, 2020.
- LI, Y. et al. Comparative study of onshore and offshore wind characteristics and wind energy potentials: A case study for southeast coastal region of China. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 39, p. 100711, 1 jun. 2020.

- LUIZ-SILVA, W. et al. An overview of precipitation climatology in Brazil: space-time variability of frequency and intensity associated with atmospheric systems. **Hydrological Sciences Journal**, 2021. v. 66, n. 2, p. 289–308. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/02626667.2020.1863969>.
- MA, H.; YANG, J.; CHEN, L. Effect of scour on the structural response of an offshore wind turbine supported on tripod foundation. **Applied Ocean Research**, v. 73, p. 179–189, 1 abr. 2018.
- MANESS, M.; MAPLES, B.; SMITH, A. **NREL Offshore Balance-of-System Model**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/1339522/>>. Acesso em: 3 ago. 2025.
- MARTIN, J. et al. Techno-economical Layout and Turbine Type Optimization for Floating *Offshore* Wind Farms: A ScotWind Portfolio Study. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 2626, n. 1, p. 012054, out. 2023.
- MARTINEZ, A.; IGLESIAS, G. Site selection of floating *Offshore* wind through the levelised cost of energy: A case study in Ireland. **Energy Conversion and Management**, v. 266, p. 115802, 15 ago. 2022.
- MENG, H.; LIEN, F.-S.; LI, L. Elastic actuator line modelling for wake-induced fatigue analysis of horizontal axis wind turbine blade. **Renewable Energy**, v. 116, p. 423–437, 1 fev. 2018.
- MUSIAL, W. et al. Offshore Wind Market Report: 2023 Edition. **RENEWABLE ENERGY**, [s.d.].
- MYHR, A. et al. Levelised cost of energy for *Offshore* floating wind turbines in a life cycle perspective. **Renewable Energy**, v. 66, p. 714–728, 1 jun. 2014.
- NEGRO, V. et al. Monopiles in *Offshore* wind: Preliminary estimate of main dimensions. **Ocean Engineering**, v. 133, p. 253–261, 15 mar. 2017.
- NREAL. Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. 1995.
- NUNEMAKER, J. et al. **ORBIT: Offshore Renewables Balance-of-System and Installation Tool**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.osti.gov/servlets/purl/1660132/>>. Acesso em: 3 ago. 2025.
- ORBIT**. WISDEM, , 14 jul. 2025. Disponível em: <<https://github.com/WISDEM/ORBIT>>. Acesso em: 3 ago. 2025

- OZATO, J. Y. et al. *Offshore* wind power generation: An economic analysis on the Brazilian coast from the stochastic LCOE. **Ocean & Coastal Management**, v. 244, p. 106835, 1 out. 2023.
- PÉREZ-COLLAZO, C.; GREAVES, D.; IGLESIAS, G. A review of combined wave and *Offshore* wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 141–153, 1 fev. 2015.
- ROBERTSON, A. W.; MECHOSO, C. R. Interannual and Interdecadal Variability of the South Atlantic Convergence Zone. 1 ago. 2000.
- ROGELJ, J. et al. Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 °C. **Nature**, v. 534, n. 7609, p. 631–639, jun. 2016.
- SCHAEFER, C. E. G. R.; DE OLIVEIRA, F. S. Brazil in the South Atlantic: The Fernando de Noronha and Trindade Archipelagos. Em: VIEIRA, B. C.; SALGADO, A. A. R.; SANTOS, L. J. C. (Eds.). **Landscapes and Landforms of Brazil**. Dordrecht: Springer Netherlands, 2015. p. 65–77.
- SHIELDS, M. et al. Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for *Offshore* wind. **Applied Energy**, v. 298, p. 117189, 15 set. 2021.
- SILVA, A. R.; STOSIC, T.; STOSIC, B. Wind speed persistence at the Fernando de Noronha archipelago, Brazil. **Theoretical and Applied Climatology**, v. 144, n. 1, p. 723–730, 1 abr. 2021.
- SONG, D. et al. Advances in Offshore Wind. **Journal of Marine Science and Engineering**, v. 12, n. 2, p. 359, fev. 2024.
- SU, X. et al. Offshore Wind Power: Progress of the Edge Tool, Which Can Promote Sustainable Energy Development. **Sustainability**, v. 16, n. 17, p. 7810, jan. 2024.
- THAXTER, C. B. et al. Behavioural responses of Sandwich terns following the construction of offshore wind farms. **Marine Biology**, v. 171, n. 2, p. 58, 17 jan. 2024.
- TOPHAM, E.; MCMILLAN, D. Sustainable decommissioning of an offshore wind farm. **Renewable Energy**, v. 102, p. 470–480, 1 mar. 2017.
- ULKU, I.; ALABAS-USLU, C. Optimization of cable layout designs for large offshore wind farms. **International Journal of Energy Research**, v. 44, n. 8, p. 6297–6312, 2020.
- UTIDA, G. et al. Tropical South Atlantic influence on Northeastern Brazil precipitation and ITCZ displacement during the past 2300 years. **Scientific Reports**, 2019. v. 9, n. 1, p. 1698. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/s41598-018-38003-6>.

- VAZQUEZ, A.; IGLESIAS, G. Grid parity in tidal stream energy projects: An assessment of financial, technological and economic LCOE input parameters. **Technological Forecasting and Social Change**, v. 104, p. 89–101, 1 mar. 2016.
- VINHOZA, A. et al. Brazil's *Offshore* wind cost potential and supply curve. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 57, p. 103151, 1 jun. 2023.
- WALISER, D. E.; GAUTIER, C. A Satellite-derived Climatology of the ITCZ. 1 nov. 1993.
- WANG, L.; CHEN, S.-S. **Stability improvement of a grid-connected offshore wind farm using a superconducting magnetic energy storage**. 2012 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. **Anais...** Em: 2012 IEEE INDUSTRY APPLICATIONS SOCIETY ANNUAL MEETING. out. 2012. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6374096>>. Acesso em: 11 ago. 2025
- WANG, Z. et al. A review of marine renewable energy storage. **International Journal of Energy Research**, v. 43, n. 12, p. 6108–6150, 2019.
- WEISSER, D. A wind energy analysis of Grenada: an estimation using the ‘Weibull’ density function. **Renewable Energy**, v. 28, n. 11, p. 1803–1812, 1 set. 2003.
- Wind energy generation systems: Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. BSI British Standards, , [s.d.]. Disponível em: <<https://linkresolver.bsigroup.com/junction/resolve/000000000030434175?r estype=standard>>. Acesso em: 11 ago. 2025
- WINDERUOPE. Learn about Floating Wind Energy and Tenders. Disponível em: <https://windeurope.org/newsroom/news/learn-about-floating-wind-energy-and-tenders/>. Acesso em: 12 ago. 2025
- WOMBAT. WISDEM, , 31 jul. 2025. Disponível em: <<https://github.com/WISDEM/WOMBAT>>. Acesso em: 3 ago. 2025
- WWF. GERAÇÃO DE ENERGIA EM FERNANDO DE NORONHA. 2021.
- XU, L.; YAO, L. Fault Ride-Through of HVDC Connected Large Offshore Wind Farms. Em: MUYEEN, S. M. (Ed.). **Wind Energy Conversion Systems: Technology and Trends**. London: Springer, 2012. p. 415–430.
- ZHIXIN, W. et al. The key technology of offshore wind farm and its new development in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 1, p. 216–222, 1 jan. 2009.

**APÊNDICE A – TABELA COM OS PARÂMETROS DE ENTRADA DA FASE DE PROJETO DO CAPEX**

Projeto					
Módulo	Categoria	Parâmetro	Unidade	Entrada	Descrição
Sistema de arranjo	Local	Profundidade	M	Varia com a localidade	Profundidade da água no local
	Planta	Layout	-	Grade	Configuração do arranjo de turbinas (grid, em linha, etc.)
		Raw spacing	-	7	Espaçamento entre as linhas das turbinas (em diâmetros de rotor)
		Turbine spacing	-	7	Espaçamento entre as turbinas (em diâmetros de rotor)
		Número de turbina	-	1 ou 2	Número de turbinas consideradas na planta eólica
		Distância da subestação	Km	1	Distância da subestação flutuante à planta eólica
	Turbina	Diâmetro do rotor	M	112	Diâmetro do rotor da turbina eólica
		Potência da turbina	MW	3	Potência nominal da turbina eólica
	Sistema de arranjo	Cabos	-	XLPE_185mm_66kV	Especificação do cabo utilizado para o arranjo interno
	Sistema Elétrico	Local	Distância da costa	Km	Varia com a localidade
Profundidade			M	Varia com a localidade	Profundidade da água no local da instalação
Planta		Capacidade	MW	3 ou 6	Capacidade total da planta eólica
Sistema de exportação		Cabos	-	XLPE_185mm_66kV	Especificação do cabo utilizado para o sistema de exportação
Sistema de ancoragem	Local	Profundidade	M	Varia com a localidade	Profundidade da água no local da instalação

	Planta	Número de turbina	-	1 ou 2	Número de turbinas consideradas na planta eólica
	Turbina	Potência da turbina	MW	3	Potência nominal da turbina eólica
Subestação flutuante	Local	Profundidade	M	Varia com a localidade	Profundidade da água no local da instalação
	Planta	Número de turbina	-	1 ou 2	Número de turbinas consideradas na planta eólica
	Turbina	Potência da turbina	MW	3	Potência nominal da turbina eólica
Semissubmersível	Local	Profundidade	M	Varia com a localidade	Profundidade da água no local da instalação
	Planta	Número de turbina	-	1 ou 2	Número de turbinas consideradas na planta eólica
	Turbina	Potência da turbina	MW	3	Potência nominal da turbina eólica

**APÊNDICE B – TABELA COM OS PARÂMETROS DE ENTRADA DA FASE DE INSTALAÇÃO DO CAPEX**

Instalação						
Módulo	Categoria do parâmetro	Nome do parâmetro	Unidade	Entrada	Descrição	
Sistema de arranjo	Embarcação de instalação do sistema de arranjo	Navio lançacabos	US\$/dia	241.171	Custo diário da embarcação e tripulação	
			toneladas	13000	Massa máxima do armazenamento de cabo	
	Local		Distância	km	Varia com a localidade	Distância geodésica do local até o ponto de conexão em terra.
			Profundidade	m	Varia com a localidade	Profundidade da água no local da instalação

	Sistema de arranjo	Custo do sistema	US\$	Varia com a localidade	Custo do sistema de cabos do arranjo. Dado de saída do módulo de sistemas de arranjo do custo de Projeto.
		Densidade linear do cabo	kg/m	Varia com a localidade	Densidade linear do cabo de arranjo. Saída do módulo do sistema de arranjo do custo de Projeto.
		Seções do cabo	-	Varia com a localidade	Seções do cabo de arranjo. Saída do módulo do sistema de arranjo do custo de Projeto.
Sistema de exportação	Embarcação de instalação do sistema de exportação	Navio lança-cabos	US\$/dia	241.171	Custo diário da embarcação e tripulação
			toneladas	13000	Massa máxima do armazenamento de cabo
	Local	Distância	km	Varia com a localidade	Distância geodésica do local até o ponto de conexão em terra.
		Profundidade	m	Varia com a localidade	Profundidade da água no local da instalação.
	Planta	Capacidade	MW	3 ou 6	Capacidade total da planta eólica.
	Sistema de exportação	Custo do sistema	US\$	Varia com a localidade	Custo do sistema de exportação. Saída do módulo elétrico do custo de Projeto.
		Densidade linear do cabo	kg/m	Varia com a localidade	Densidade linear do cabo de exportação. Saída do módulo elétrico do custo de Projeto.
Seções do cabo		-	Varia com a localidade	Seções do cabo de exportação. Saída do módulo elétrico do custo de Projeto.	
Ancoragem da subestação	Embarcação de manuseio de âncoras (AHTS)	Navio de manuseio de âncoras	US\$/dia	107.181	Custo diário da embarcação e tripulação
	Embarcação para reboque	Rebocador	US\$/dia	37.516	Custo diário da embarcação e tripulação
		Número de embarcação	-	1	Número de embarcações de reboque.
	Subestrutura	Custo unitário	US\$	Varia com a localidade	Custo unitário da subestrutura. Saída do módulo semissubmersível do custo de Projeto.

	Local	Profundidade	m	Varia com a localidade	Profundidade da água no local da instalação.
		Distância	km	Varia com a localidade	Distância geodésica do local até o ponto de conexão em terra.
Sistema de ancoragem da plataforma	Embarcação de ancoragem	Navio de apoio	US\$/dia	122.699	Custo diário da embarcação e tripulação
			toneladas	5000	Carga máxima de armazenamento
			toneladas/m <sup>2</sup>	8	Carga máxima de convés
			m <sup>2</sup>	1000	Espaço máximo de convés
	Local	Profundidade	m	Varia com a localidade	Profundidade da água no local da instalação.
		Distância	km	Varia com a localidade	Distância geodésica do local até o ponto de conexão em terra.
	Planta	Número de turbinas	-	1 ou 2	Número de turbinas consideradas na planta eólica.
	Sistema de ancoragem	Número de linhas	-	Varia com a localidade	Número de linhas de ancoragem. Saída do módulo Sistema de ancoragem do custo de Projeto.
		Custo da linha	US\$	Varia com a localidade	Custo da linha de ancoragem. Saída do módulo Sistema de ancoragem do custo de Projeto.
		Massa da âncora	kg	Varia com a localidade	Massa da âncora. Saída do módulo Sistema de ancoragem do custo de Projeto.
Custo da âncora		US\$	Varia com a localidade	Custo da âncora. Saída do módulo Sistema de ancoragem do custo de Projeto.	
Subestação o flutuante	Número de subestações	Número de subestações	-	1	Número de subestações
	Embarcação de estrutura <i>Offshore</i> (OSS)	Barcaça flutuante	US\$/dia	147.239	Custo diário da embarcação e tripulação
			toneladas	8000	Carga máxima de armazenamento
			toneladas/m <sup>2</sup>	8	Carga máxima de convés
			m <sup>2</sup>	1000	Espaço máximo de convés

	Local	Profundidade	m	Varia com a localidade	Profundidade da água no local da instalação.
		Distância	km	Varia com a localidade	Distância geodésica do local até o ponto de conexão em terra.
	Parte superior da subestação <i>Offshore</i>	Custo unitário	US\$	Varia com a localidade	Custo unitário da parte superior da subestação. Saída do módulo Subestação flutuante do custo de Projeto.
	Subestrutura da subestação	Tipo	-	Flutuante	Tipo da subestrutura da subestação.
		Custo unitário	US\$	Varia com a localidade	Custo unitário da subestrutura da subestação. Saída do módulo Subestação flutuante do custo de Projeto.
	Sistema de ancoragem	Custo total	US\$	Varia com a localidade	Custo total. Saída do módulo Sistema de ancoragem do custo de Projeto.
		Custo da âncora	US\$	Varia com a localidade	Custo da âncora. Saída do módulo Sistema de ancoragem do custo de Projeto.
		Custo da linha	US\$	Varia com a localidade	Custo da linha de ancoragem. Saída do módulo Sistema de ancoragem do custo de Projeto.
		Número de linhas	-	Varia com a localidade	Número de linhas. Saída do módulo Sistema de ancoragem do custo de Projeto.
	Turbina	Embarcação de turbinas eólicas (WTIV)	Navio de instalação de turbinas eólicas	US\$/dia	400000
dias				7	Número de dias de mobilização
toneladas				8000	Carga máxima de armazenamento
toneladas/m <sup>2</sup>				15	Carga máxima de convés
m <sup>2</sup>				4000	Espaço máximo de convés
Local		Profundidade	m	Varia com a localidade	Profundidade da água no local da instalação.
		Distância	km	Varia com a localidade	Distância geodésica do local até o ponto de conexão em terra.
Planta		Número de turbinas	-	1 ou 2	Número de turbinas consideradas na planta eólica.

	Tubina	Altura do cubo	m	84	Altura do cubo da turbina
	Torre	Área da base	m <sup>2</sup>	10,74	Área da base da torre
		Massa	toneladas	351,798	Massa da torre
		Altura	m	82,39	Altura da torre
	Nacelle	Área da base	m <sup>2</sup>	51,2	Área da base da nacelle
		Massa	toneladas	132,598	Massa da nacelle
	Pá	Área da base	m <sup>3</sup>	163,95	Área da base da pá
		Massa	toneladas	13,238	Massa da pá