

**RENAN AFONSO VANNUCCI DE MIRANDA NEVES**

**ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL E O POTENCIAL PARA  
IMPLEMENTAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE***

**Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção  
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

**SANTOS**

**2022**

**RENAN AFONSO VANNUCCI DE MIRANDA NEVES**

**ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL E O POTENCIAL PARA  
IMPLEMENTAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE***

**Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção  
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

**Área de concentração: Energias  
Renováveis**

**Orientador: Elsa Vásquez Alvarez**

**SANTOS**

**2022**

## FICHA CATALOGRÁFICA

Neves, Renan

Energias Renováveis no Brasil e o Potencial para Implementação de Energia Eólica Offshore / R. Neves -- São Paulo, 2022.  
61 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

1.energia eólica 2.LCOE 3.energias renováveis I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II.t.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à minha família, que sempre me apoiou.

## RESUMO

O mundo tem passado por graves mudanças climáticas, agravadas pelo desmatamento e consumo de combustíveis fósseis. Em 2021 ocorreu a 26ª edição da Conference of the Parties (COP26), tendo o investimento em energia limpa e a diminuição do carbono como compromissos tomados pelos participantes, no esforço de mitigação do aquecimento global. Embora o Brasil esteja avançado em relação ao uso de energia limpa, a demanda crescente e as frequentes crises hídricas pressionam para expansão da matriz energética nacional. Neste sentido, surgem pesquisas indicando a oportunidade de implementação de turbinas eólicas *offshore* na costa brasileira, aproveitando o *know-how* adquirido com a construção de estruturas para produção de hidrocarbonetos. A implementação desta tecnologia em oceanos é de grande interesse, sobretudo pela maior disponibilidade de espaço, quando comparado com regiões terrestres. Este trabalho visa determinar e comparar o potencial produtivo e o custo nivelado de energia de turbinas de diferentes potências com os custos presentes na literatura. O estudo considera o litoral de Campos dos Goytacazes (Rio de Janeiro) como o local de instalação da turbina. A escolha do local foi feita após análise de regime de ventos, impacto ambiental e proximidade com o sistema de transmissão. Dentre os resultados, foram obtidos fatores de capacidade entre 32,5% e 41%, com uma faixa de custo que variou de 0,24\$/kW a 0,35\$/kW.

**Palavras-chave:** eólica, energia renovável, *offshore*, custo nivelado de energia, LCOE.

## **ABSTRACT**

The world has undergone serious climate changes, exacerbated by deforestation and fossil fuel consumption. In 2021, the 26th edition of COP was held. Participants pledged to invest in clean energy and reduce carbon emissions to curb global warming. Although Brazil is advanced in the use of clean energy, growing demand and frequent water crises put pressure on the expansion of the national energy matrix. In this sense, research has shown the possibility of building offshore wind turbines on the Brazilian coast, taking advantage of the know-how acquired in the construction of hydrocarbon extraction plants. The implementation of this technology in the oceans is of great interest, especially due to the greater availability of space compared to terrestrial regions. The objective of this work is to determine the productive potential and energy costs of turbines of different power and compare them with those reported in the literature. The paper considers the coast of Campos dos Goytacazes (Rio de Janeiro) as the location for the turbine installation. The site was chosen after an analysis of wind conditions, environmental impact and proximity to the transmission grid. The results yielded capacity factors ranging from 32.5% to 41%, with costs ranging from \$0.24/kW to \$0.35/kW.

**Keywords:** wind power energy, renewable energy, levelized cost of energy, LCOE.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Tipos de fundações para turbinas eólicas <i>offshore</i> .....	22
Figura 2 – Velocidades médias anuais do vento a 80m no Brasil .....	28
Figura 3 – Legenda do mapa de velocidades.....	29
Figura 4 – Mapa Temático com Velocidade Média Anual do Vento .....	30
Figura 5 - Imagem retirada do Google Earth após inserção do arquivo .KMZ.....	31
Figura 6 - Áreas importantes para aves na região Sudeste .....	32
Figura 7 - Mapa de densidade de embarcações na costa brasileira .....	33
Figura 10 - Malha de transmissão do SIN .....	34
Figura 11 - Imagem aproximada da rede de transmissão no leste carioca .....	35
Figura 8 – Distribuição de custos de turbina eólica por fundação de monocoluna....	41
Figura 9 – Distribuição de custos para instalação de uma turbina por plataforma flutuante .....	42
Figura 12 – Curva de potência da turbina WT5000-D128 .....	47
Figura 13 - Curva de potência da turbina SWT-6.0-154.....	49
Figura 14: Curva de potência da SG-8.0-167 DD.....	50

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Parâmetros das regiões de estudo.....	23
Tabela 2: LCOE para as regiões estudadas .....	23
Tabela 3 – Importação líquida de energia aproximada para cada subsistema .....	27
Tabela 4 - Pontos dos locais de velocidade do vento medido.....	37
Tabela 5 - Velocidades médias do vento a diferentes alturas .....	38
Tabela 6: Perdas totais dos sistemas.....	39
Tabela 7 – Custos da turbina (monocoluna).....	41
Tabela 8 – Custos da turbina (semisubmersível) .....	43
Tabela 9 – OpEx para turbina eólica <i>offshore</i> .....	44
Tabela 10 – Características da turbina CSR WT5000-D128.....	47
Tabela 11 – Resultados obtidos para a turbina WT5000-D128.....	48
Tabela 12 – Características da turbina SWT-6.0-154 .....	48
Tabela 13 – Resultados obtidos para a turbina SWT-6.0-154.....	49
Tabela 14 - Características da turbina SG-8.0-167 DD.....	50
Tabela 15 – Resultados obtidos para a turbina SG-8.0-167 DD .....	51
Tabela 16: Comparativo de resultados para plataforma fixa .....	51
Tabela 17: Comparativo de resultados para plataforma flutuante .....	51

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>9</b>
1.1	Objetivo.....	10
1.2	Justificativa .....	10
1.3	Organização do trabalho .....	10
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>11</b>
2.1	Energias Renováveis .....	11
2.2	Energia Eólica .....	14
2.3	Energia Eólica <i>Offshore</i> .....	15
2.4	Tipos de estruturas para turbinas eólicas <i>offshore</i> .....	21
2.5	Custo nivelado de energia (LCOE) .....	23
<b>3</b>	<b>MÉTODO.....</b>	<b>25</b>
<b>4</b>	<b>ESCOLHA DO LOCAL.....</b>	<b>27</b>
4.1	Subsistema de maior demanda .....	27
4.2	Velocidade média anual dos ventos.....	27
4.3	Impacto ambiental no local de instalação.....	31
4.4	Densidade de rotas de navios.....	32
4.5	Transmissão da energia produzida .....	33
<b>5</b>	<b>CUSTOS E PRODUÇÃO DE ENERGIA .....</b>	<b>36</b>
5.1	Distribuição de <i>Weibull</i> para estudos eólicos .....	36
5.2	Dados do Vento .....	37
5.3	Perdas e Ineficiência.....	38
5.4	Correção da Velocidade do Vento .....	39
5.5	Estimativa de custo de investimento (CAPEX).....	40
5.5.1	CAPEX para estrutura fixa.....	40

5.5.2	CAPEX para estrutura flutuante.....	42
5.6	Custos de operação e manutenção (OpEx) .....	44
5.7	Taxa de desconto .....	44
6	RESULTADOS .....	46
6.1	Estudo para turbina CSR WT5000-D128.....	46
6.2	Estudo para turbina Siemens-Gamesa SWT-6.0-154 .....	48
6.3	Estudo para turbina Siemens-Gamesa SG-8.0-167 DD .....	49
6.4	Discussões .....	51
7	CONCLUSÃO.....	53
7.1	Contribuições do Trabalho.....	53
7.2	Trabalhos Futuros.....	53
	REFERÊNCIAS.....	55

## 1 INTRODUÇÃO

A busca por energias renováveis, com potencial de grande escala e de redução de custos, tem sido tema de esforço global no século XXI. As fontes não-renováveis representam hoje cerca de 70% de toda a matriz energética mundial (SMIL, 2017), sendo metade desta com base de hidrocarbonetos. Além de possuir um ótimo poder calorífico, o petróleo se encontra em abundância na natureza, e pode ser produzido por um baixo custo. Portanto, há um grande desafio em encontrar uma fonte de energia limpa, abundante o suficiente, para que seja viável a transição progressiva para esta.

Empresas ligadas à indústria do petróleo vêm sinalizando há alguns anos a intenção de expandir sua atuação em termos de produção de energia, buscando matrizes alternativas. A energia eólica *offshore* (EEO) tem sido bem recebida por estas empresas, uma vez que possuem expertise na construção de estruturas em oceanos. Um comunicado recente emitido pela empresa britânica BP anuncia sua parceria com a norueguesa Equinor para desenvolvimento de turbinas eólicas *offshore* no litoral dos Estados Unidos. Os britânicos almejam atingir 50GW de energia produzida por matriz limpa até 2030 (BP, 2021).

A EEO é baseada na transformação de energia cinética dos ventos em energia elétrica. Para isso, utilizam-se turbinas eólicas, instaladas no oceano, que captam o movimento e fazem mover o gerador. Esta energia é então transferida por cabos, geralmente depositados no fundo do oceano, até algum local de armazenamento ou distribuição em terra. A grande vantagem do mar é a grande disponibilidade de espaço e forte movimentação de massas de ar.

O Brasil possui uma costa litorânea extensa e é um dos maiores produtores de petróleo *offshore* do globo. Muito embora a principal matriz energética do país seja, atualmente, de fontes renováveis, a demanda por energia é crescente e a EEO pode ser uma opção viável para suprir este crescimento.

Um critério fundamental na avaliação de um empreendimento é a definição da turbina a compor o parque, uma vez que diferentes turbinas podem apresentar diferentes volumes de energia gerada, fatores de capacidade e custo de produção.

A métrica utilizada para determinação dos custos de empreendimento é o custo nivelado de energia (*levelized cost of energy, LCOE*), que considera o investimento inicial e a operação ao longo do ciclo.

### **1.1 Objetivo**

Este trabalho visa determinar o potencial eólico da região de Campos dos Goytacazes, RJ. Qualitativamente, foi considerado o regime de ventos do local, bem como o impacto socioeconômico. De maneira quantitativa, foi calculado a produção anual de energia, o fator de capacidade e o custo nivelado de energia de três turbinas eólicas *offshore* de potências distintas.

### **1.2 Justificativa**

O Brasil possui uma extensa costa litorânea e pioneirismo na produção *offshore* no pré-sal. Dada a necessidade do país em expansão da matriz energética e o esforço global em redução de emissão de carbono, a contribuição deste estudo pode ser fundamental para atingir a meta de redução de carbono.

### **1.3 Organização do trabalho**

Este trabalho está dividido em sete capítulos. O capítulo 1 é dedicado à introdução do tema, com objetivo do trabalho e justificativa. Em seguida, no capítulo 2, há uma vasta revisão da literatura acerca dos temas de energias renováveis e energia eólica. No terceiro capítulo é apresentada a metodologia aplicada no desenvolvimento do estudo, seguido pela escolha do local a partir dos dados coletados, no quarto capítulo. O cálculo de produção energética e de custos são abordados no quinto capítulo. Em seguida, são apresentados e avaliados os resultados obtidos. No sétimo capítulo são expostas as conclusões e contribuições do trabalho. Ao final, foram listadas as referências.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Energias Renováveis

Com o desenvolvimento de novas técnicas de produção industrial, crescimento populacional no globo e industrialização de economias emergentes, a emissão de gases de efeito estufa (GEE) se tornou um tema de constante discussão nos últimos anos. Isto porque para a sustentação deste avanço, tem havido aumento progressivo da demanda por energia. Contudo as fontes não-renováveis constituem atualmente a maior parte da matriz energética global, trazendo consigo um problema crônico de nossa sociedade, que é o aquecimento global agravado pela emissão de GEE. De acordo com o relatório publicado pela empresa BP, o consumo de energia a partir de fontes não-renováveis em 2020 esteve acima de 80% da matriz total, mantendo a média dos últimos anos (BP P.L.C., 2021).

Na 21ª Conferência das Partes - COP 21, sediada em Paris, em 2015, foi proposto um teto para o aumento da temperatura global em até 2º C (ROVERE, 2016). Em alinhamento ao acordo, a Comissão Europeia propôs uma meta de zerar a emissão de gases de efeito estufa (GEE) e atingir neutralidade climática até o ano de 2050. Neste sentido, Potrc et al. (2021) produziram um estudo que busca entender de que maneira a transição gradual da matriz energética europeia deve se comportar, a fim de aumentar a participação de fontes renováveis e contribuir para a meta de estabilização climática. O setor de transporte é o que demanda maior parte da energia, com cerca de 30%, seguido pelos usos familiar e industrial. No entanto, estes setores são fortemente dependentes de combustíveis fósseis, que representam mais de 25% da emissão de GEE no continente.

Potrc et al. (2021) afirmam que o combustível a partir de biomassa desempenhará um papel importante, substituindo o petróleo no setor de transportes. Já na produção de energia, as turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos (FV) têm ganhado espaço, representando, respectivamente, 35% e 13% da matriz renovável na Europa em 2019.

Para determinar um sistema otimizado de suprimento de combustível de biomassa e energia renovável, Potrc et al. (2021) utilizaram um modelo matemático linear que integra os três pilares de sustentabilidade, sendo os aspectos econômico, ambiental e social, estipulados a partir de seu valor presente líquido (VPL). A soma destes fatores resulta no VPL de sustentabilidade, que é maximizado pelo modelo linear. Nos resultados, a implementação de parques eólicos é considerada a principal solução para o suprimento da demanda energética, seguida pela expansão de painéis solares. A expectativa é de que mais de 550 mil turbinas eólicas e cerca de 5.600 km<sup>2</sup> de painéis FV sejam instalados até 2050, de modo a representarem 57% e 43%, respectivamente, da produção de energia renovável na União Europeia.

O aumento na emissão de carbono no globo é atualmente liderado por países emergentes. De acordo com a *International Energy Agency* (IEA, 2010), em 2008 a emissão de CO<sub>2</sub> relacionada à energia em países em desenvolvimento ultrapassou a emissão dos países industrializados pela primeira vez na história. Dada a tendência de maior industrialização destes países, a expectativa é de que o aumento do consumo energético, e conseqüentemente a emissão de GEE, mantenham o ritmo de crescimento, sendo indispensável na sustentação do desenvolvimento. De acordo com os dados do IEA (2010) o setor elétrico é responsável por 41% da emissão de CO<sub>2</sub> no mundo. Isto indica a necessidade de intervenção em medidas de diminuição no impacto ambiental no setor. Desta forma, o desenvolvimento de tecnologia em energia renovável (TER) tem desempenhado um papel fundamental na busca deste objetivo.

A pesquisa e desenvolvimento em TER iniciaram em grande parte nos países industrializados. No entanto, há um grande desafio para estes países em efetuar a transição energética que sustenta uma estrutura industrial já estável, o que requer maior ceticismo na implementação. Em contrapartida, a adoção de energias renováveis em países emergentes não só impactaria na emissão global de GEE, como proporcionaria vantagem a estes países em relação aos desenvolvidos, uma vez que as fontes energéticas renováveis comporiam a matriz de maneira progressiva, sem necessitar uma transição abrupta.

Desta forma, o artigo de Pfeiffer e Mulder (2013) tem por objetivo contribuir com o estudo de implementação de TER em países emergentes, uma vez que o foco da

literatura até então era dado aos países desenvolvidos. Além disso, os pesquisadores propõem a adoção de uma abordagem econométrica para lidar com os problemas metodológicos envolvidos no setor. Dentre os resultados, destaca-se que a presença de energia hídrica atua como uma resistência na implementação de outras fontes renováveis. A alta concentração em uma matriz também se mostrou um dificultador para o desenvolvimento de TER. Em contrapartida, países com maior liberdade econômica, estabilidade política e maiores índices de escolaridade e renda per capita apresentaram indicadores positivos para a maior tendência de desenvolver tecnologias de energia renovável.

Embora o Brasil apresente uma matriz energética mais renovável do que a média global, o seu consumo de energia com base em hidrocarbonetos tem subido nos últimos anos. O país ratificou o Acordo de Paris em setembro de 2016 (TOLLEFSON, 2016), comprometendo-se na redução de GEE em 37% até 2025, e em 43% até 2030, baseado nos níveis de 2005. Com a diminuição no volume de chuvas dada entre os anos de 2012 e 2015, o país sofreu uma queda drástica na produção das hidrelétricas, que foi compensada pela produção de termoelétricas, aumentando a emissão destes gases. Este panorama trouxe à tona a necessidade crescente de busca por maior diversificação da matriz energética nacional, de modo a suprir a demanda de energia e cumprir o Acordo de Paris.

Lima et al. (2020) fizeram uma revisão que inclui o relatório elaborado pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (STOCKER et al., 2013). Ainda que os dados do relatório demonstrem a importância na produção de energias renováveis para o controle do efeito estufa, o Brasil apresentou uma queda na participação de hidrelétricas na matriz energética nacional entre 2011 e 2015, de 81% para 64%, como demonstrou Mendes e Sthel (2017). Esta demanda foi, em grande parte, substituída por energia a partir de carvão e hidrocarbonetos, dificultando o cumprimento da agenda sustentável. No entanto, como foi demonstrado por Corrêa da Silva et al. (2016), o Brasil tem uma enorme gama de recursos para energias renováveis, tais quais geração por fonte solar, eólica e de biomassa. Neste sentido o objetivo da pesquisa de Lima et al. (2020) foi analisar possíveis estratégias para estimular o investimento em setores de energias renováveis.

A energia eólica é considerada uma das fontes mais promissoras de matriz limpa do país, sobretudo pelo baixo impacto ambiental e reduzido custo de implementação, como abordado por Pereira et al. (2012). De acordo com o Atlas de Energia elétrica, publicado em 2016 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o potencial de geração de energia eólica no Brasil é de 143,5GW, podendo atingir até seis vezes este valor com o desenvolvimento de novas tecnologias.

## 2.2 Energia Eólica

Tendo em vista o crescimento da importância das energias renováveis nos países emergentes, o Brasil é considerado o segundo país mais atrativo para estes investimentos, ficando atrás somente da China (ADAMI *et al.*, 2017, *apud* HERRERA et al., 2020). Embora o país tenha a maior parte de sua matriz energética composta por energia renovável, a produção eólica ainda é incipiente comparada à energia advinda de hidrelétricas, que representa cerca de 60% da matriz total e 75% da matriz renovável. O Brasil conta atualmente com mais de 18GW de capacidade eólica instalada, representando cerca de 10% da matriz nacional. A previsão é de que em 2024 a fonte avance a 28GW, considerando apenas os leilões já realizados (ABEEólica, 2021).

O estudo elaborado por Herrera et al. (2020) aborda a sincronização entre os *stakeholders* de modo a superar os obstáculos para a implementação do potencial eólico no país e os seus impactos para a sociedade. São efetuadas algumas simulações de diferentes cenários, de modo a encontrar pontos de baixa eficácia na produção e transmissão de energia entre regiões. Determinando estes pontos, é possível simular uma intervenção com investimento em energia eólica nestes locais, otimizando a distribuição de energia e diminuindo custos de produção e de venda. A transmissão da energia produzida tem sido um gargalo na acessibilização de energia limpa no país. Estima-se que a capacidade total de energia eólica instalada no Norte e no Nordeste do Brasil ultrapasse 11.000 MW. No entanto, a capacidade de transmissão para a região Norte, por exemplo, é limitada a 4.400 MW. Os principais obstáculos detectados são a burocracia relacionada ao licenciamento ambiental para a instalação da rede de distribuição e os atrasos na aprovação de fundos e de projetos destas redes. Um exemplo mais evidente é o prazo de

processamento e liberação ambiental, cuja previsão é de 4 meses, mas que tem demorado em média 17 meses. Com o atraso no aumento de oferta de energia e o aumento da demanda, inerente ao crescimento do país, as regiões com dificuldade de distribuição sofrem com preços mais altos e crescentes no consumo de energia.

Após a identificação dos gargalos na produção e distribuição de energia nas regiões estudadas, Herrera et al. (2020) simularam diferentes cenários considerando implementação de energia eólica, aliada ao fortalecimento das redes de distribuição, de modo a suprir os *gaps* atuais de fornecimento de energia nas regiões Norte e Nordeste do país. Os resultados mostram que, através do facilitamento do uso de recursos para financiamento dos projetos de expansão, cumprimento de prazo na tramitação de licenciamento ambiental e implementação de projetos de transmissão focados em regiões de baixa densidade de redes, é possível reduzir o custo da energia em aproximadamente 40%.

### **2.3 Energia Eólica *Offshore***

Zhang et al. (2021) discutiram a viabilidade de inclusão de energia eólica em plataformas *offshore* já produtoras, como forma de diversificar a fonte energética destas. Introdutoriamente, seu estudo apresenta o estado da arte no que se refere ao consumo em plataformas marítimas, que é exclusivamente baseado na queima de hidrocarbonetos produzidos. No entanto, há um grande potencial para a instalação de turbinas eólicas em plataformas já em atividade, como forma de reduzir a emissão de carbono. Muitas empresas já sinalizam um avanço neste sentido, como a *Equinor*, que decidiu investir em turbinas eólicas flutuantes para abastecer plataformas de óleo na Noruega.

As contribuições do artigo de Zhang et al. (2021) podem ser resumidas em: entender a viabilidade de instalação de turbinas eólicas que abasteçam plataformas de óleo *offshore*, avaliar o potencial de redução de custos e de emissão de carbono, e determinar uma distribuição ótima para a matriz energética da plataforma, composta por energia eólica, térmica e de combustão de hidrocarbonetos.

O problema a ser solucionado é o de redução de emissão de carbono no atendimento da demanda de energia em plataformas *offshore*. Atualmente, a maioria das plataformas é suprida exclusivamente com energia da queima de combustíveis fósseis. O artigo avalia economicamente e ambientalmente a conexão de parques eólicos a plataformas de petróleo. São propostos dois sistemas de suprimento energético chamados *Distributed Energy System* (DES), que podem ser definidos como um sistema multi-energético, que complementa o fornecimento de energia nas plataformas. Os dois sistemas se diferenciam na inclusão da energia eólica *offshore* (EEO) em somente um destes. Os sistemas são, então, comparados ao tradicional, em uso atualmente na maioria das plataformas, determinando as vantagens e desvantagens na aplicação de cada um deles.

Utiliza-se um modelo matemático, utilizado para apresentar uma solução ao problema proposto, que leva em conta a incerteza da produção de energia das turbinas eólicas, bem como do gás associado produzido. Trata-se de um modelo linear, proposto por Bertsimas e Sim (2004), e simula diversos cenários de modo a obter a melhor distribuição de matrizes energéticas da plataforma.

O texto conclui que a inclusão do modelo DES com turbinas eólicas pode otimizar a geração de energia em plataformas *offshore*, reduzindo o custo em mais de 20% e a emissão de carbono em mais de 40%. A participação da energia eólica na matriz DES neste estudo é de 57%, buscando o ponto ótimo entre custo e estabilidade no fornecimento de energia. Esta proporção é variável, de acordo com o preço do petróleo.

De acordo com Deveci *et al.* (2020 *apud* LIU *et al.*, 2021) a energia eólica *offshore* (EEO) desempenhará um papel fundamental na transição para um mundo mais sustentável. Os parques eólicos *offshore* (PEOs) têm menos turbulência e produzem 50% mais eletricidade do que uma fazenda comparável *onshore*. Devido ao grande potencial desta fonte, altas taxa de geração energética, grande disponibilidade geográfica e sustentável, como verificado por Adedeji *et al.* (*apud* LIU *et al.*, 2021), especialistas ao redor do globo têm olhado cada vez mais para este setor. Durante os últimos anos, tem crescido o número de turbinas instaladas em mar, sendo liderado principalmente por Europa e China.

A instalação de turbinas eólicas *offshore* demanda um capital intensivo, que corresponde a aproximadamente 75% do custo total do projeto, que tem baixa necessidade de CAPEX. Também é estimado que o custo de instalação em mar seja aproximadamente a metade do que a instalação em terra, em função de megawatt (DÍAZ e GUEDES SOARES, 2020). Portanto, é necessário um planejamento correto para implementar um projeto de maneira viável. Neste sentido, Liu e colaboradores (2021) compilaram as principais metodologias em tomada de decisão a partir de diferentes estudos do setor, desde os mais simples como o Fluxo de Caixa Descontado e avaliação de ciclo de vida, até modelos mais avançados, como o custo nivelado de energia, análise de custo-benefício, teoria da opção real, simulação de Monte Carlo, teoria do portfólio moderno e técnicas de programação estocástica. Por meio da análise de cada modelo, foi possível determinar quais as vantagens e desvantagens de cada um, possibilitando o entendimento de contextos regionais, tais quais geográfico e econômico, e desta forma determinar a metodologia mais indicada para aquela região.

A conclusão que chegaram *Liu et al.* (2021) é de que nenhum modelo é suficiente para determinar a viabilidade de um investimento em EEO de maneira individual. No entanto, a associação de modelos orientados para um mesmo cenário pode trazer resultados satisfatórios, de forma que os modelos complementem um ao outro.

Browning e Lenox (2020) avaliaram as contribuições ambientais, sobretudo na qualidade do ar, da implementação de fazendas eólicas *offshore* nos Estados Unidos. Estima-se que 40% da população americana viva em região costeira, número que aumentou em 40% desde 1970 (NOAA *apud* BROWNING e LENOX, 2020). Comparativamente, de acordo com dados do IBGE (2021), o Brasil concentra cerca de 58% da população em uma faixa de 200km do litoral. A EEO é forte candidata a se tornar uma das principais matrizes de energia renovável no mundo, atendendo ao esforço global na redução de emissão de carbono para a atmosfera e à demanda crescente por energia, correlacionada com o crescimento populacional. Deste modo, o estudo de Browning e Lenox (2020) tem como objetivo analisar o impacto esperado nos EUA, ocasionado pelo desenvolvimento da tecnologia eólica *offshore*, levando em conta os aspectos ambientais e econômicos.

É estimado que o potencial de EEO nos Estados Unidos seja de aproximadamente 11 mil GW, dos quais somente 20% sejam viáveis no momento, como analisado por Musial *et al.* (2016, *apud* BROWNING e LENOX, 2020). O grande limitante na popularização das turbinas eólicas é o custo envolvido, bem como a necessidade de tecnologia para a construção de plataformas flutuantes que hospedarão as turbinas e cata-ventos. Além disso, é necessária uma estrutura que supra as necessidades da plataforma, pouco desenvolvida ainda no território americano. O sistema de transporte de energia através de cabos submarinos é mais uma barreira para a atratividade do investimento. A Europa se posiciona atualmente como a região de maior sucesso com a EEO, contabilizando cerca de 19 GW de capacidade instalada. Dependendo da região e da capacidade produtiva, o potencial eólico *offshore* sofre grande concorrência de fontes de energia mais baratas atualmente, como a eólica *onshore* e a solar fotovoltaica. A vantagem da energia *offshore* é a maior disponibilidade de sítios de instalação, além da diminuição de poluição sonora e visual.

Para determinar os principais impactos na sociedade, Browning e Lenox (2020) elaboraram um modelo que aborda toda a matriz energética americana e otimiza, através do cálculo do valor presente líquido (VPL), encontrando a de menor custo para o país. O modelo utilizado é o TIMES o qual foi desenvolvido *pela Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP)*. Trata-se de um modelo linear, utilizando a linguagem GAMS. Os dados utilizados no modelo foram obtidos pelos censos regionais e é chamado de EPAUS9rT.

De acordo com os pesquisadores, o custo da EEO precisaria diminuir cerca de 40% para se tornarem viáveis, e cerca de 60% para se tornar competitiva em larga escala, considerando somente o aspecto financeiro. Em contrapartida, o impacto ambiental é positivo, uma vez que a matriz deverá substituir também o consumo de combustíveis fósseis. Sugere-se um posicionamento mais conservador por enquanto, desenvolvendo gradualmente a tecnologia eólica *offshore* para atender aos novos limites de emissão de carbono. Com o desenvolvimento em escala global, espera-se que as tecnologias envolvidas sejam barateadas, viabilizando então um investimento massivo no setor.

A Europa e a China são as regiões de maior avanço na implementação de EEO. Estima-se que a Europa tenha atingido 22 GW de capacidade eólica *offshore* instalada em 2019, da qual somente 3,6 GW tenham sido instalados no ano, como avaliado por Ramirez (2019, *apud* DAKIC et al., 2021). Um grande desafio para esta matriz é a transmissão da energia produzida na planta, localizada em ambiente aquático, para o continente.

A tecnologia mais utilizada atualmente é a transmissão através de cabos submarinos, que carregam energia elétrica em alta tensão e, majoritariamente, em corrente alternada. Uma forma alternativa, e potencialmente mais otimizada, de transmissão vem sendo discutida há alguns anos em diferentes projetos que envolviam transporte de energia elétrica. Esta utilizaria corrente alternada a baixa frequência (CABF), da ordem de 17 Hz, em vez da frequência convencional (50/60 Hz). Neste sentido, Dakic *et al.* (2021) elaboraram um estudo que visa analisar técnica e financeiramente a aplicação da CABF na transmissão da energia produzida em planta eólica *offshore* para os centros de distribuição *onshore*. Com o avanço dos parques eólicos para o ambiente *offshore* e o aumento da potência produzida, a tecnologia de corrente alternada tem atingido o limite de sua capacidade, devido ao forte aumento da demanda de alta força reativa dos cabos. Desta maneira, a corrente contínua de alta tensão (CCAT) se mostra mais confiável para levar a energia produzida à terra, assegurando boa qualidade na transmissão (HITACHI, 2021).

Em 2015, o Brasil assinou o Acordo de Paris, comprometendo-se a reduzir em 43% a emissão de gases de efeito estufa (GEE) até 2030. O país também aderiu à Agenda 2030, tendo como meta a participação de energias renováveis em 45% da matriz nacional (MARCOVITCH, 2016; SANTOS e GONZÁLEZ, 2019 e SAMPAIO *et al.*, 2020 *apud* GONZÁLEZ et al., 2020).

Em 2019, o Brasil atingiu a sétima colocação na escala global de energia eólica *onshore* instalada (GWEC, 2020), e é esperado que as instalações *offshore* superem às em terra (EPE; MME, 2020). Dado o potencial exploratório nacional, é necessário que haja uma regulamentação robusta, que defenda os interesses nacionais, conciliando com os interesses privados, de modo a fomentar a indústria e catalisar investimentos no setor. Desta forma, González e colaboradores (2020) efetuaram

uma revisão de literatura e estudos de casos que embasaram a regulamentação da EOO na Dinamarca, Reino Unido e Alemanha, além de analisar a atual legislação de óleo e gás *offshore* brasileira.

O artigo de González et al. (2020) tem como objetivo propor uma estrutura regulatória que desenvolva a indústria de EOO no Brasil. O trabalho contribui para uma regulamentação que considere todo o ciclo de vida de um parque eólico *offshore*, reconhecendo as falhas cometidas na indústria petroleira e detalhando o processo de implementação.

Dentre os resultados obtidos após estudo, foi possível estabelecer um comparativo entre os modelos regulatórios dos países, destacando suas diferenças e similaridades. No que se refere à agência reguladora, a tendência é de unificação em um só órgão, de modo que simplifique o processo burocrático e a fiscalização da indústria. O artigo propõe a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como órgão central no estabelecimento das diretrizes da indústria de EOO no Brasil. É proposto que o processo seja dividido em três macro etapas: Pré-desenvolvimento, Desenvolvimento e Operação e Pós-operação. Para o regime de concessão, são propostos dois regimes: o de Portas Abertas e o por leilão. No Regime de Portas Abertas, o investidor encontra o sítio e submete um projeto para desenvolvimento naquela região, estando a cargo da agência aceitá-lo ou não. Neste modelo não há competição por uma região, sendo concedida por ordem de chegada. Já no sistema de leilão, o órgão responsável mapeia as regiões com potencial exploratório e submete-as a um processo competitivo. O projeto com melhor custo-benefício ao Estado é aprovado (MANI e DHINGRA, 2013).

González et al. (2020) entendem que seja fundamental que o Brasil se inspire nas regulações de países que estão à frente do processo de desenvolvimento de EEO, pesando os pontos positivos e negativos, sempre considerando a realidade nacional. O país já possui larga experiência com a indústria *offshore* do petróleo, que será de grande valia no norteamo das políticas de energia eólica. O modelo proposto neste pelos pesquisadores considera diferentes metodologias ao redor do mundo e as compara a partir de seus resultados. Com um modelo eficiente, o país poderá obter larga vantagem para o cumprimento da Agenda 2030.

Lima et al. (2015) elaboraram uma pesquisa abordando o potencial exploratório de EEO, com foco na região nordeste brasileira, e, mais especificamente, no estado do Ceará. A energia eólica no Brasil está crescendo e é esperado que atinja 32 GW de capacidade instalada, representando 16,3% da matriz energética, até o ano de 2030, de acordo com o Plano de Expansão de Energia 2030 (MME; EPE, 2021).

A pesquisa de Lima et al. (2015) tem como objetivo estimar o potencial de EEO na costa cearense, a partir da aplicação do método de meteorologia de mesoescala. O *Regional Atmospheric Mesoscale Model System* (RAMS) é um modelo numérico versátil, comumente utilizado para simulação de sistemas atmosféricos de mesoescala e de larga escala. A ferramenta é atualmente utilizada pela Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos (FUCEME) e tem apresentado resultados satisfatórios na previsão climática. O potencial eólico pode ser estimado através de algumas medidas, como velocidade média do vento, densidade de energia, direção média de vento e turbulência. No estudo, foram considerados três cenários meteorológicos possíveis: *La Niña*, *El Niño* e Neutro.

Os pesquisadores determinam os principais indicadores necessários para a estimativa de potencial eólico na região, demonstrando pouca diferença nas características do vento em períodos de seca nos fenômenos de *La Niña* e *El Niño*. O período de menor produtividade é em épocas chuvosas, quando foram detectadas maiores incidências de turbulência, que ocorrem nos três cenários. O período mais favorável e de menor turbulência é observado no período de seca do *El Niño*. O estado do Ceará, tem uma larga faixa litorânea com baixa batimetria, oferecendo menor risco de acidentes ao não se posicionar na rota de grandes navios. Deste modo, a metodologia por (LIMA et al., 2015) foi considerada satisfatória para a estimativa preliminar do potencial eólico, tornando-a uma valiosa ferramenta para a investigação de novas áreas.

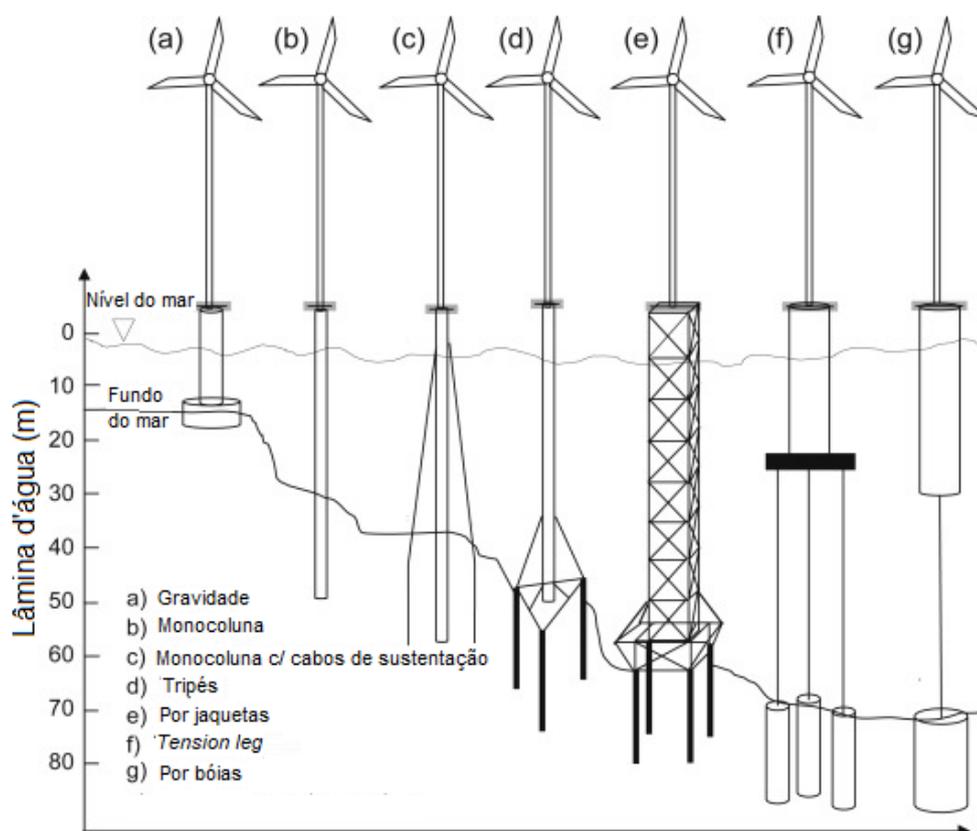
#### **2.4 Tipos de estruturas para turbinas eólicas offshore**

Um dos principais desafios para a implementação de uma turbina eólica *offshore* é a sua fundação. Isto porque, além da dificuldade de construção em ambiente aquático, a estrutura deve suportar carregamentos adicionais causados pelas ondas e

correntes marinhas, eventos climáticos adversos, eventualmente gelo e colisões por navios. Estes aspectos encarecem o projeto e são vitais na análise de viabilidade do local (O’KELLY e ARSHAD, 2016).

A escolha do tipo de fundação é tomada, principalmente, a partir lâmina d’água do local, e pode ser dividida em dois tipos principais: fixa e flutuante. Para lâminas d’água de até 60m de profundidade, é possível utilizar uma plataforma fixa, como a por gravidade, monocoluna, tripé e de jaqueta. A monocoluna é amplamente utilizada, dada a sua facilidade de instalação e logística, além de menor custo. Para lâminas d’água acima de 60m, são utilizadas plataformas flutuantes, como a *tension leg* e *spar*. A figura 1 ilustra os principais tipos de estruturas para turbinas eólicas *offshore*:

Figura 1 – Tipos de fundações para turbinas eólicas *offshore*



Fonte: Adaptado de Malhotra (2010, *apud* O’KELLY e ARSHAD, 2016)

## 2.5 Custo nivelado de energia (LCOE)

O LCOE é amplamente utilizado na indústria para determinar a viabilidade econômica e retorno potencial da produção de energia, além da comparação entre diferentes matrizes energéticas. Há uma extensa literatura com abordagem do tema, que permite referenciar os resultados obtidos bem como estudar o impacto de diferentes variáveis no custo final. Em estudo publicado pela NREL, (STEHLY; BEITER; DUFFY, 2019) avaliaram o LCOE para turbinas eólicas *offshore* para duas regiões diferentes dos EUA: Atlântico Norte e Costa do Pacífico. A tabela 1 compila as características das diferentes regiões:

Tabela 1: Parâmetros das regiões de estudo

Região	Atlântico Norte	Costa do Pacífico
Fundação	Fixa	Flutuante
Lâmina d'água (m)	34	98
Subestrutura	Monocoluna	Semissubmersível
Distância da costa (km)	50	36
Potência da turbina (MW)	6,1	6,1
Ciclo de vida (anos)	25	25

Fonte: (STEHLY et al., 2019)

Os resultados de LCOE obtidos por Stehly *et al.* (2019) são apresentados na tabela 2:

Tabela 2: LCOE para as regiões estudadas

	LCOE (US\$/kWh)
<b>Atlântico Norte</b>	0,085
<b>Costa do Pacífico</b>	0,132

Fonte: Stehly *et al.* (2019)

É válido destacar que o LCOE é bastante útil como ponto de partida na análise para tomada de decisão, mas não pode ser visto como único critério. Este parâmetro varia ao longo do tempo e região, e avalia o custo, mas não necessariamente o valor do empreendimento.

### 3 MÉTODO

O primeiro passo do trabalho foi estudar e comparar o potencial de geração de energia eólica em toda a costa brasileira. Para isto, foram consideradas as velocidades médias anuais de vento e o impacto socioambiental na região. Definidos os locais com potencial instalação, o segundo critério adotado para escolha foi a proximidade com um subsistema de alto consumo e com alto volume de importação de energia para atendimento da demanda.

Uma vez definida a região de instalação, foram escolhidas três turbinas para cálculo de energia produzida. Os critérios utilizados foram a disponibilidade de dados, como a curva de potência, e a estimativa de custos comparáveis às encontradas na literatura. A partir destes dados, pôde-se calcular a energia anual produzida pela turbina, com base na distribuição de Weibull, bem como seu fator de capacidade.

Para determinação dos custos pelo ciclo de vida do projeto, foi utilizado o conceito de LCOE. O LCOE pode ser definido como o custo que, quando atribuído à cada unidade de energia produzida pelo sistema, iguala-se ao custo total do ciclo de vida descontado ao ano base. Para isto, utiliza-se uma taxa de desconto, representando o custo médio ponderado de capital.

O cálculo do custo nivelado de energia é apresentado pelas equações 3.1 e 3.2:

$$LCOE = \frac{VPL \text{ do custo total no ciclo}}{VPL \text{ da energia produzida no ciclo}} \quad (3.1),$$

$$LCOE = \frac{\sum_0^t \frac{CI+CM_t}{(1+r)^t}}{\sum_0^t \frac{EP_t}{(1+r)^t}} \quad (3.2)$$

onde:

VPL: valor presente líquido,

$t$ : número de anos do ciclo,

$CI$ : custo inicial,

$CM_t$ : custo de operação e manutenção no período  $t$ ,

$EP$ : energia produzida no período  $t$ ,

$r$ : taxa de desconto.

O LCOE é determinado a partir de uma unidade monetária, no caso o dólar (\$), por kWh.

A taxa de desconto foi obtida da literatura e a inflação de 2020 foi mantida constante como projeção futura. Os custos com combustível foram embutidos nos custos inicial e de operação.

## 4 ESCOLHA DO LOCAL

Para a escolha do local de estudo do potencial eólico *offshore*, foram considerados os seguintes aspectos:

### 4.1 Subsistema de maior demanda

É denominado Sistema Interligado Internacional (SIN) o sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil, sendo este hidro-termo-eólico. É dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Os quatro subsistemas produzem energia, porém alguns importam para atender à demanda. A tabela 3 apresenta os subsistemas e a importação líquida de energia em 2021:

Tabela 3 – Importação líquida de energia aproximada para cada subsistema

	Norte	Nordeste	Sudeste / Centro-Oeste	Sul
Quantidade de energia importada (GWh)	0	5.478	70.614	0

Fonte: ONS (2022)

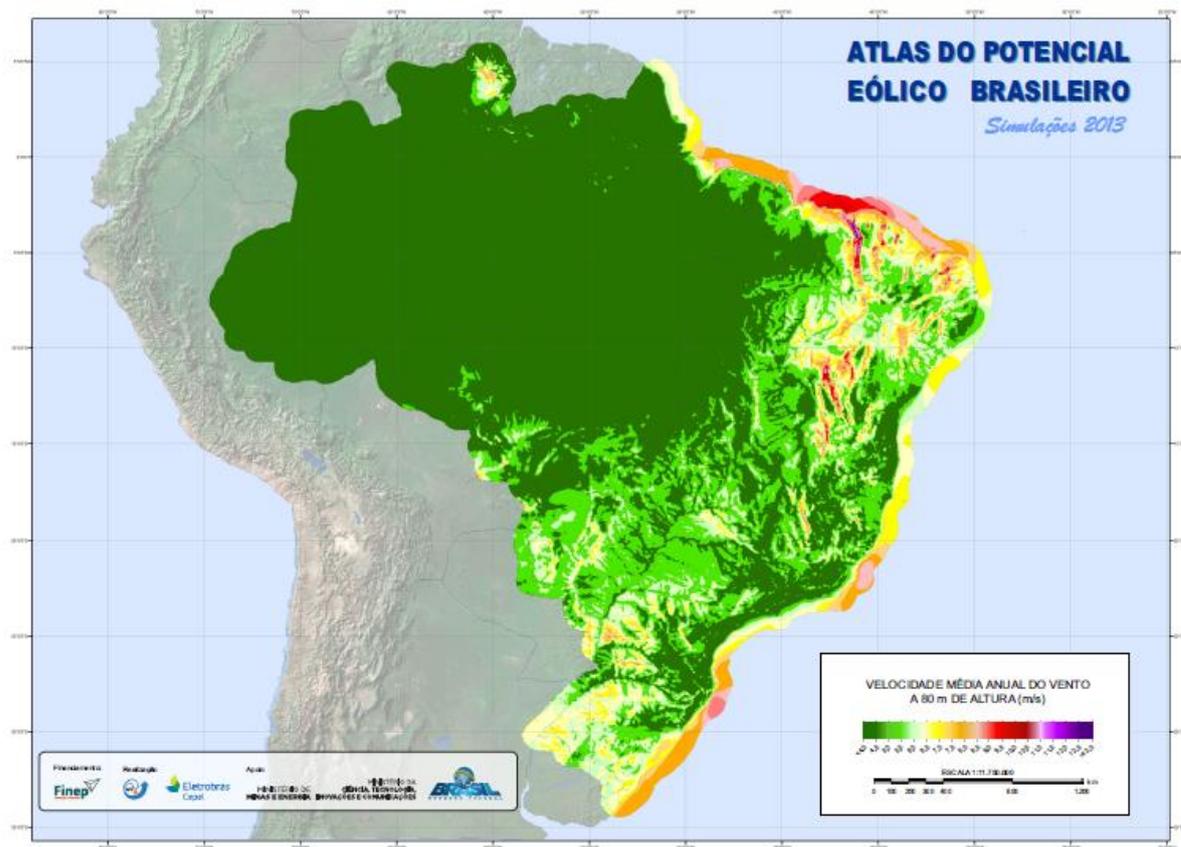
Nota-se o predomínio do subsistema Sudeste / Centro-Oeste na importação de energia para atender à demanda. Portanto, pode ser considerado o subsistema de maior demanda, favorecendo estudo de ampliação de geração energética na região.

### 4.2 Velocidade média anual dos ventos

Para analisar os dados de velocidades dos ventos, foi utilizada a primeira edição do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2013). Nela são fornecidos mapas de simulações da velocidade média do vento para determinadas alturas, modelada a partir de dados anemométricos e aplicada à toda a extensão do Brasil. Segundo a CEPEL (2013), atualmente um local com bom potencial eólico apresenta ventos com velocidade média anual maior do que 7,5 m/s, a 80 metros de altura. A figura 2

mostra o mapa temático do Brasil identificando as velocidades médias de vento a 80m de altura retirado do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

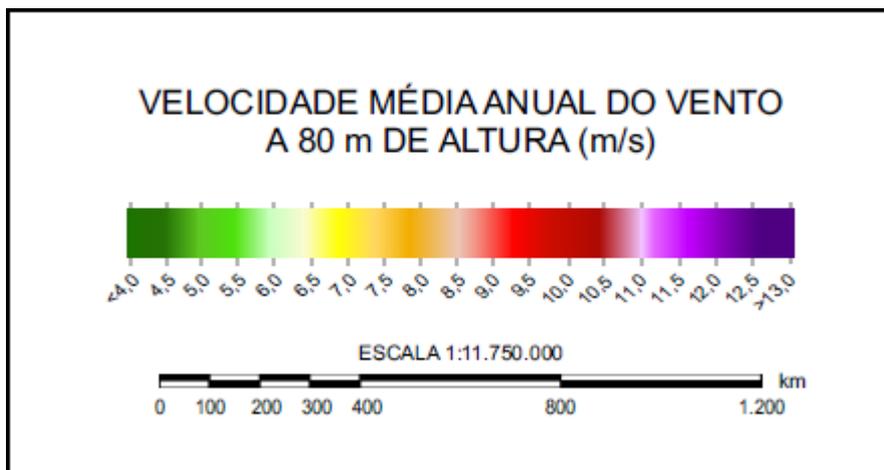
Figura 2 – Velocidades médias anuais do vento a 80m no Brasil



Fonte: Cepel (2013)

Para melhor visualização, a escala de cores para cada velocidade é apresentada na figura 3:

Figura 3 – Legenda do mapa de velocidades

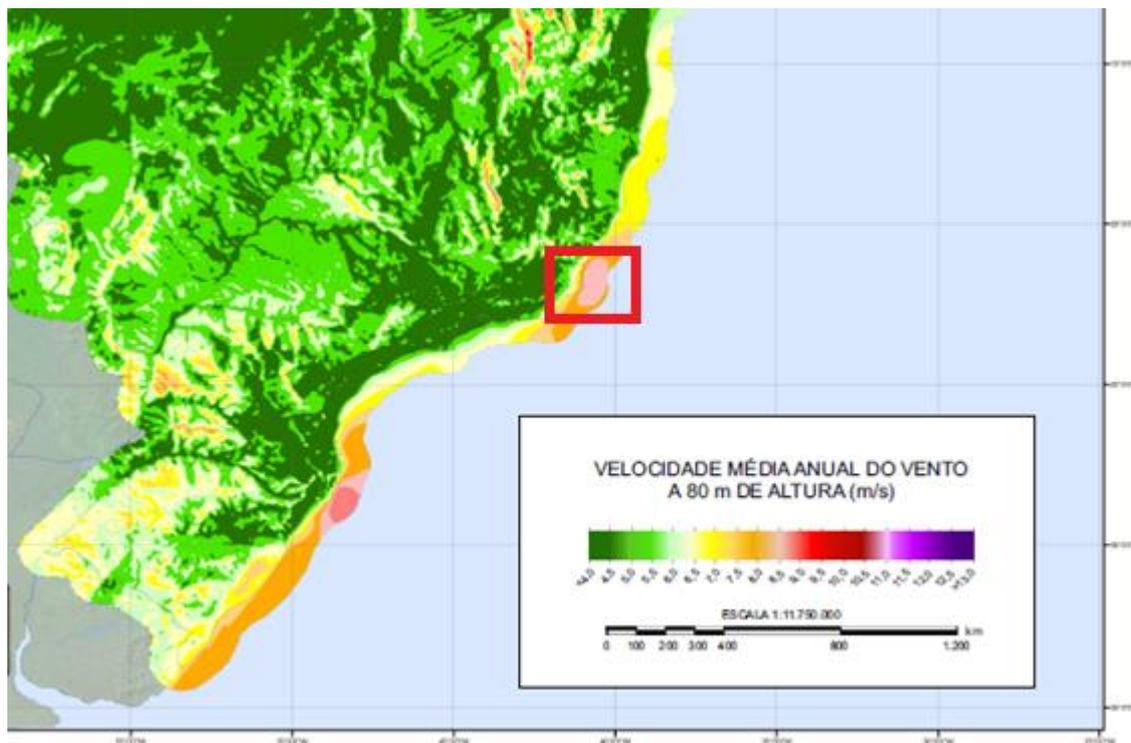


Fonte: Cepel (2013)

É possível identificar diversas regiões da costa com bom potencial eólico, com destaque para as regiões nordeste, próximo ao Maranhão, Sudeste, próximo ao Rio de Janeiro e Sul, próximo a Santa Catarina, embora este último apresente regimes favoráveis em toda a costa. Desta maneira, optar-se-á pela região Sudeste, dada a demanda do seu subsistema.

A figura 4 destaca o local de maior potencial, podendo ser identificada a região próxima à cidade de Campos dos Goytacazes, RJ, destacada pelo quadrado vermelho:

Figura 4 – Mapa Temático com Velocidade Média Anual do Vento



Fonte: Adaptado de CEPEL (2013)

Para melhor visualização, utilizou-se dados de formato .KMZ<sup>1</sup>, disponibilizados pelo CEPEL (2013), no programa *Google Earth*, aproximando a região de interesse, conforme figura 5.

---

<sup>1</sup> Arquivo compatível com o programa *Google Earth* e que personaliza os mapas com dados de interesse.

Figura 5 - Imagem retirada do Google Earth após inserção do arquivo .KMZ



Fonte: Google (2021)

Muito embora o programa *Google Earth* não ilustre a velocidade do vento na região marinha, ele permite a identificação do local em terra.

### 4.3 Impacto ambiental no local de instalação

Sabe-se que a instalação de um parque eólico pode ocasionar efeitos ambientais danosos. Por se tratar de região *offshore*, o impacto ambiental é minimizado, uma vez que a região escolhida não é área de preservação ambiental, nem há necessidade de desmatamento. Porém, é necessário considerar as rotas migratórias de aves, que podem ser gravemente afetadas caso sejam instaladas turbinas no trajeto. O Relatório de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil (MME; ICMBIO, 2020) fornece dados de densidade de áreas importantes para aves migratórias, tais quais as rotas, regiões de pouso, descanso, alimentação e reprodução. Como se pode observar na figura 6, a região compreendida pela área de estudo não conflitua com regiões importantes para estas aves.

Figura 6 - Áreas importantes para aves na região Sudeste

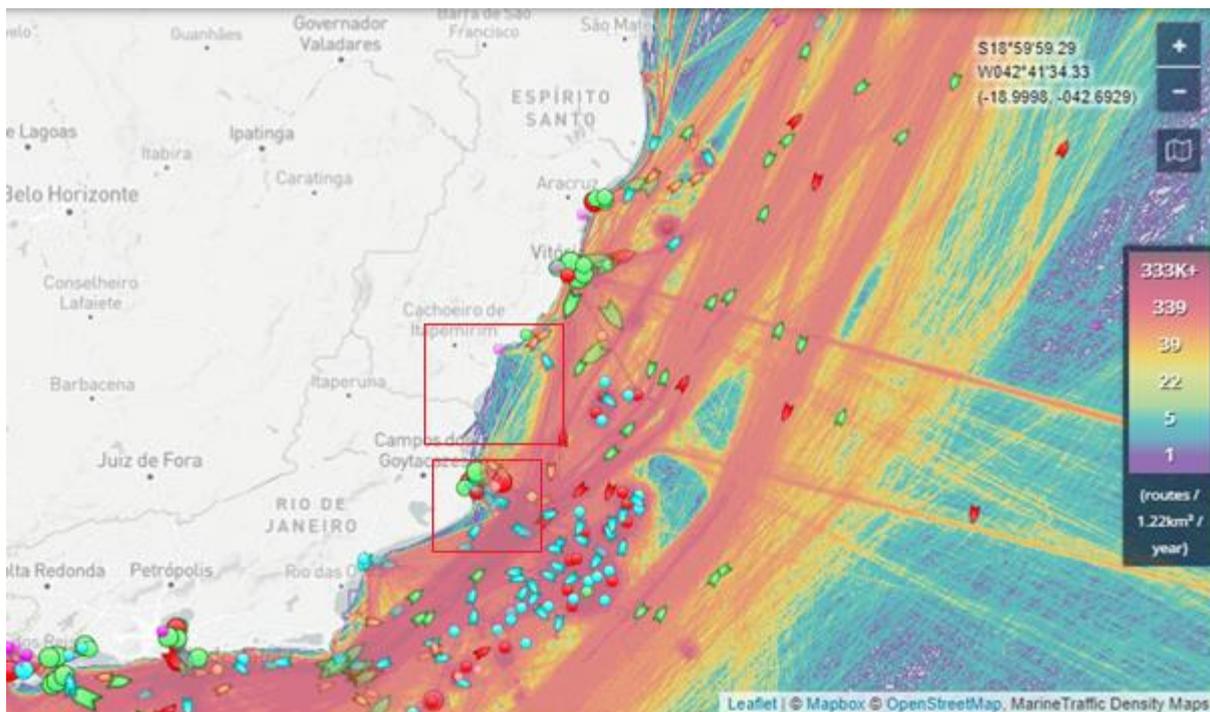


Fonte: (MME; ICMBIO, 2020)

#### 4.4 Densidade de rotas de navios

É importante avaliar o impacto nas rotas de navios na região designada. Desta forma, utilizou-se o portal *MarineTraffic*, que levanta o tráfego de embarcações no mundo. A figura 7 apresenta um recorte da região de interesse, com base nos históricos de 2019 e 2020.

Figura 7 - Mapa de densidade de embarcações na costa brasileira



Fonte: *Marine Traffic* (2021)

Notam-se duas regiões com menor densidade de rotas, ilustradas pela cor roxa e destacadas por quadrados vermelhos na figura 7. Estas áreas podem ser consideradas candidatas à instalação de turbinas.

Desta forma, é possível determinar que a região litorânea próxima à cidade de Campos dos Goytacazes, RJ, é a que melhor cumpre os requisitos pré-determinados para a escolha do local de estudo, com bom regime de ventos, baixo impacto socio-ambiental e proximidade a um subsistema de alta demanda energética.

#### 4.5 Transmissão da energia produzida

A conexão do parque eólico com a rede de energia é um fator determinante na viabilização de um projeto, bem como no cálculo do retorno potencial. Isto porque a necessidade de construção de uma rede de transmissão deve encarecer e pode inviabilizar o projeto. Desta maneira, a proximidade com a rede deve ser considerada, bem como a sua capacidade de transmissão. A rede elétrica brasileira é inteiramente conectada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). A malha de transmissão brasileira permite a transferência de energia entre subsistemas,

possibilitando um aumento na acessibilidade de energia elétrica do país, bem como ganho com sinergia através da diversidade entre regimes climatológicos (ONS, 2021). A figura 10 a seguir ilustra o SIN:

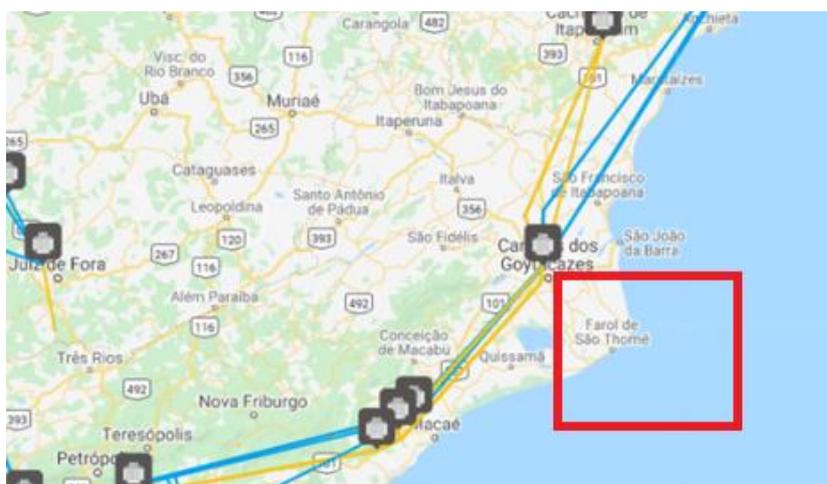
Figura 8 - Malha de transmissão do SIN



Fonte: (ONS, 2021)

Aproximando para a região de interesse, é possível identificar as redes mais próximas na figura 11:

Figura 9 - Imagem aproximada da rede de transmissão no leste carioca



Fonte: ONS (2021)

Observa-se em azul a linha de transmissão LT 345 kV Campos/Viana C 1 RJ/ES, com tensão de 345 kV e que se estende por 199 km. Em amarelo é identificada a linha LT 138 kV Campos/Cachoeiro C 2 RJ/ES, com tensão de 138 kV e extensão de 106 km. As duas linhas percorrem o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, de modo que a linha azul tem maior presença na região Sudeste, enquanto a linha amarela na região Centro-Oeste. Verifica-se também um marcador mais próximo de Campos dos Goytacazes que se refere à subestação de Campos, com capacidade de 1400 MW, e cuja operadora é a subsidiária da Eletrobrás denominada Furnas Centrais Elétricas.

## 5 CUSTOS E PRODUÇÃO DE ENERGIA

### 5.1 Distribuição de *Weibull* para estudos eólicos

A distribuição de Weibull é uma distribuição probabilística contínua, definida a partir de dois fatores: de forma e de escala. Segundo Hennessey (1977) e Silva (2003) esta distribuição é considerada adequada para interpretar o comportamento do vento para a maioria das ocorrências. Silva (2003) apresentou a equação (5.1) que interpreta a função densidade de probabilidade de Weibull para a distribuição de velocidade dos ventos:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (5.1)$$

Onde

$$k > 0, c > 0 \text{ e } v > 0$$

$v$ : velocidade do vento ( $\frac{m}{s}$ )

$f(v)$ : função densidade de Weibull

$c$ : parâmetro de escala de Weibull ( $\frac{m}{s}$ )

$k$ : parâmetro de forma (adimensional)

A partir dos fatores  $k$  e  $c$ , fornecidos pela CEPEL (2013) para cada estação de medição, é possível calcular a probabilidade de ocorrência de cada velocidade do vento ( $v$ ). A determinação da energia gerada (EG) é dada pelas relações (5.2) e (5.3):

$$EG = \overline{P_{el}} \cdot 8760 \left(\frac{h}{ano}\right) (Watt - hora) \quad (5.2)$$

$$\text{Onde } \overline{P_{el}} = \int_0^x P_{el}(v)p(v)dv \quad (5.3)$$

$P_{el}(v)$ : potência elétrica tirada da curva de potência da turbina ( $W$ )

$p(v)$ : Função densidade de probabilidade

O Fator de Capacidade (FC) para uma turbina eólica é definido pela equação (5.4):

$$FC = \frac{EG \text{ (ano)}}{P_n \cdot 8760 \text{ horas}} \quad (5.4)$$

Onde  $P_n$  é a potência nominal da turbina em *Watts*.

As equações 5.2, 5.3 e 5.4 foram obtidas de Fadigas (2011).

Valores entre 35% e 60% para o FC são considerados como presentes em locais com bom regime de vento. O FC médio Mundial para energia eólica foi de 34%, abaixo do valor médio brasileiro de 42,7% em 2019 (ABEEÓLICA, 2021).

## 5.2 Dados do Vento

Uma vez determinado o local de avaliação, foram utilizadas as coordenadas latitudinais e longitudinais para restrição dos pontos medidos a serem utilizados. Após a filtragem, os pontos obtidos são mostrados na Tabela 4:

Tabela 4 - Pontos dos locais de velocidade do vento medido

OBJECTID <sup>2</sup>	LATITUDE	LONGITUDE
52252	-21,9409	-40,9896
51857	-21,985	-40,9896
52647	-21,8968	-40,9896
57377	-21,368	-40,9896
57773	-21,3239	-40,9896
59767	-21,1035	-40,8487

---

<sup>2</sup> Os pontos de medição são identificados individualmente pelo seu *ObjectID*

58170	-21,2798	-40,9896
59366	-21,1476	-40,8956
59766	-21,1035	-40,8956

Fonte: CEPEL (2013)

Os valores médios das velocidades a diferentes alturas são apresentados na Tabela 5. O 'fator k' é igual a 2,519 e o 'fator c' 9,213 m/s.

Tabela 5 - Velocidades médias do vento a diferentes alturas

<b>Altura (m)</b>	<b>Velocidade Média do Vento (m/s)</b>
80	8,022
100	8,280
120	8,660
150	8,722
200	8,832

Fonte: CEPEL (2013)

### 5.3 Perdas e Ineficiência

Para considerar a viabilidade de produção de energia eólica no local, devem ser consideradas algumas perdas no sistema como: a influência de turbinas adjacentes, perdas nos componentes de acoplamento da turbina com a rede elétrica, interligação entre turbinas e entre a subestação da concessionária. Ainda que em uma análise de uma só turbina, em um cenário real ela estará posicionada dentro de um parque.

Para as perdas foram utilizados dados de Sthely *et al.* (2019), que estimaram perdas referentes a turbinas em um parque de 100 turbinas dispostas em grade. A tabela 6 apresenta o percentual das perdas dos dois tipos de estrutura:

Tabela 6: Perdas totais dos sistemas

Fundação	Fixa	Flutuante
Perdas totais (%)	16,0%	20,9%

Fonte: Stehly *et al.* (2019)

As perdas maiores para a plataforma flutuante se devem, principalmente, às perdas adicionais devidas à maior extensão de cabeamento necessária.

#### 5.4 Correção da Velocidade do Vento

Uma vez que a velocidade do vento na altura da turbina utilizada não coincide com a altura fornecida pela ONS, deve ser feita a correção da velocidade. Neste caso, será usada a velocidade média a 80m, que é 8,022m/s. Para a correção, será utilizada a “Lei Logarítmica” (DUTRA, 2001). Desta forma, a velocidade ajustada é determinada pela relação 5.5:

$$V_{ajust} = V_0 \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_r}{Z_0}\right)} \quad (5.5)$$

Onde:

$V_{ajust}$ : Velocidade na altura desejada (m/s)

$V_0$ : Velocidade disponível na altura de referência (m/s)

$Z_r$ : Altura de referência (m)

$Z$ : Altura desejada (m)

$Z_0$ : Comprimento de rugosidade do local (m)

O comprimento  $Z_0$  utilizado é o de referência para mar aberto e calmo, igual a 0,2mm (ASSIREU *et al.*, 2013 *apud* ROGERS e MANWELL, 2002).

## 5.5 Estimativa de custo de investimento (CAPEX)

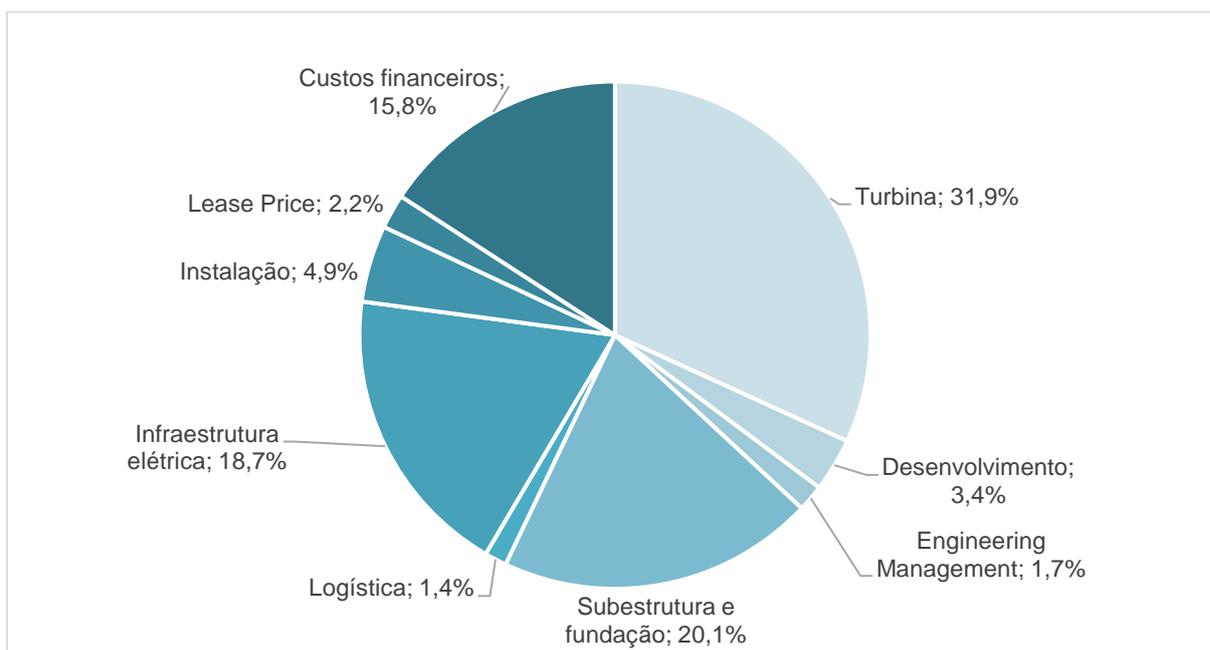
Para determinar o tipo de fundação da turbina na região, foram avaliadas as cotas batimétricas na região. Segundo dados da *GPS Nautical Charts* (BIST LLC, 2021), o local possui lâmina d'água que varia de 34m a 106m. Portanto, serão considerados dois tipos de fundação como referência de custos: do tipo fixa, com estrutura de monocoluna, para profundidades de até 60m, e do tipo flutuante com estrutura semissubmersível, para profundidades maiores do que 60m. A estimativa de custos para cada caso será fundamentada nos valores médios contidos na base de dados da *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, cujo relatório publicado em 2020 apresenta os números praticados no mundo no ano de 2019 (STEHLY; BEITER; DUFFY, 2019).

Os custos são divididos em três grandes categorias: turbina, equilíbrio do sistema e financeiros. Para a turbina são considerados todos os custos relacionados ao seu desenvolvimento e instalação. Ressalta-se que dentro dos custos de infraestrutura elétrica está embutida somente a fabricação e construção da subestação, uma vez que o custo de instalação elétrica é alocado no grupo 'montagem e instalação'. No equilíbrio do sistema são considerados os demais custos não-financeiros associados à turbina, como o comissionamento da planta, seguro e contingência. Por fim, são considerados os custos financeiros do projeto.

### 5.5.1 CAPEX para estrutura fixa

A distribuição de custos de implementação de uma turbina de estrutura fixa por monocoluna, tomando por base uma altura de eixo de 110m, é apresentada no gráfico da figura 8:

Figura 10 – Distribuição de custos de turbina eólica por fundação de monocoluna



Fonte: Adaptado de Stehly, Beiter e Duffy (2019)

Os custos em dólares para cada categoria são apresentados na tabela 7:

Tabela 7 – Custos da turbina (monocoluna)

		(\$/kW)
<b>Custos da Turbina</b>	Custo de desenvolvimento	138
	Engenharia e gerenciamento	70
	Subestrutura e fundação	817
	Logística	58
	Infraestrutura elétrica	761
	Montagem e instalação	198
	Lease Price	88
	<b>Total</b>	<b>1.301</b>
Equilíbrio do Sistema	Seguro	44

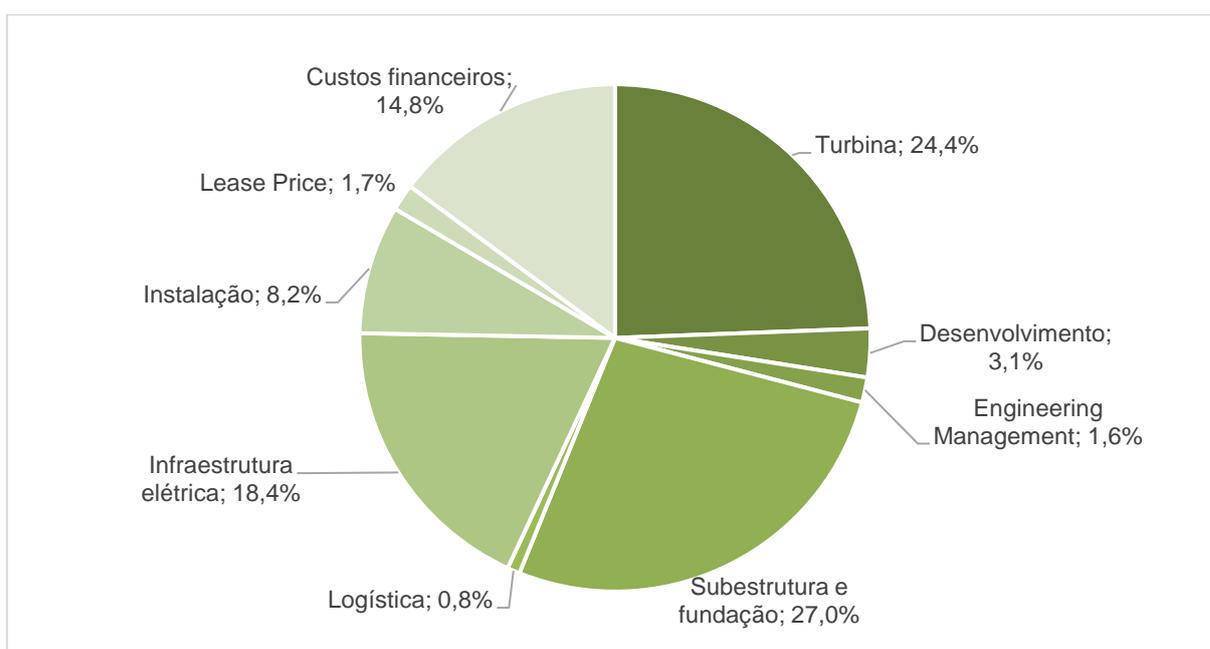
	Descomissionamento	58
	Financiamento	183
	Contingência	316
	Comissionamento da planta	44
	<b>Total</b>	<b>2.131</b>
	<b>Custos Financeiros</b>	<b>645</b>
	<b>Custo Total</b>	<b>4.077</b>

Fonte: Adaptado de Stehly, Beiter e Duffy (2019)

### 5.5.2 CAPEX para estrutura flutuante

A distribuição de custos de implementação de uma turbina por plataforma flutuante, tomando por base uma turbina com altura do eixo de 110m, é apresentada no gráfico da figura 9:

Figura 11 – Distribuição de custos para instalação de uma turbina por plataforma flutuante



Fonte: Adaptado de Stehly, Beiter e Duffy (2019)

A tabela 8 apresenta os valores adotados para os custos:

Tabela 8 – Custos da turbina (semisubmersível)

		<b>(\$/kW)</b>
<b>Custos da Turbina</b>	Custo de desenvolvimento	165
	Engenharia e gerenciamento	85
	Subestrutura e fundação	1.438
	Logística	44
	Infraestrutura elétrica	979
	Instalação	439
	Lease Price	88
	<b>Total</b>	<b>1.301</b>
<b>Equilíbrio do Sistema</b>	Seguro	52
	Descomissionamento	76
	Financiamento	221
	Contingência	389
	Comissionamento da planta	52
	<b>Total</b>	<b>3.237</b>
	<b>Custos Financeiros</b>	<b>790</b>
	<b>Custo Total</b>	<b>5.328</b>

Fonte: Adaptado de Stehly, Beiter e Duffy (2019)

## 5.6 Custos de operação e manutenção (OpEx)

Para os custos de operação e manutenção, foram utilizadas as médias obtidas da base de dados da NREL e um ciclo de vida do projeto de 25 anos (STEHLY; BEITER; DUFFY, 2019). Assim como o CapEx, o OpEx é diferente para cada tipo de fundação, como apresentado na tabela 9:

Tabela 9 – OpEx para turbina eólica *offshore*

	<b>Monocoluna</b>	<b>Semissubmersível</b>
	<b>(\$/kW/ano)</b>	<b>(\$/kW/ano)</b>
Operação	29	28
Manutenção	95	102
<b>OpEx</b>	<b>124</b>	<b>130</b>

Fonte: Adaptado de Stehly, Beiter e Duffy (2019)

## 5.7 Taxa de desconto

O desconto a partir de uma taxa é um instrumento utilizado para determinar a equivalência de um valor futuro no presente. Ela permite estimar o custo de capital de um investimento e, conseqüentemente, sua atratividade.

Para os cálculos deste estudo, foi considerada a taxa proposta pela Nota Técnica SEI nº 19911/2020/ME, que determina uma Taxa Social de Desconto (TSD) para projetos de infraestrutura no Brasil de 8,5% ao ano real, ou seja, acima da inflação (SDI, 2020).

Como referência de inflação, utilizou-se o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) de 2020, fechado em 4,52% (IBGE, 2021). Desta forma, a taxa de

desconto nominal é dada através da soma da TSD e do IPCA 2020. A taxa de inflação também foi utilizada para a correção do OpEx.

## 6 RESULTADOS

Para as três simulações foram utilizados parâmetros similares, como a velocidade do vento a 80m de 8,022m/s e a rugosidade do terreno de 0,2mm referente a mar calmo (ASSIREU *et al.*, 2013 *apud* ROGERS e MANWELL, 2002). A densidade do ar calculada foi de 1,16 kg/m<sup>3</sup>, considerando uma temperatura média de 25°C e 110m de altura, conforme a equação 6.1 (CÂMERA e ALENCAR, 2013):

$$\rho = \frac{352,98 \times \left(1 - \frac{z}{45271}\right)^{5,2624}}{273,15 + T}, \quad (6.1)$$

Onde

T: temperatura (°C)

z: altitude (m)

O desvio padrão calculado através dos dados da ONS é de 3,5 m/s. Desta forma, os fatores de forma (c) e escala (k) obtidos foram, respectivamente, 9,49 m/s e 2,6 [adimensional].

A distribuição de Weibull foi utilizada para o cálculo da energia gerada, através das equações 5.1, 5.2 e 5.3, determinando-se o fator de capacidade através da equação 5.4. Para a determinação do LCOE, elaborou-se uma estrutura de fluxo de caixa, de forma a ser descontado de acordo com a taxa definida. A produção nominal de energia também é descontada de acordo com a taxa. A partir da razão entre o valor presente de todos os custos do projeto e o equivalente ao valor presente da energia descontados, obtém-se o LCOE, conforme equação 3.2.

### 6.1 Estudo para turbina CSR WT5000-D128

As características da turbina são apresentadas na tabela 10:

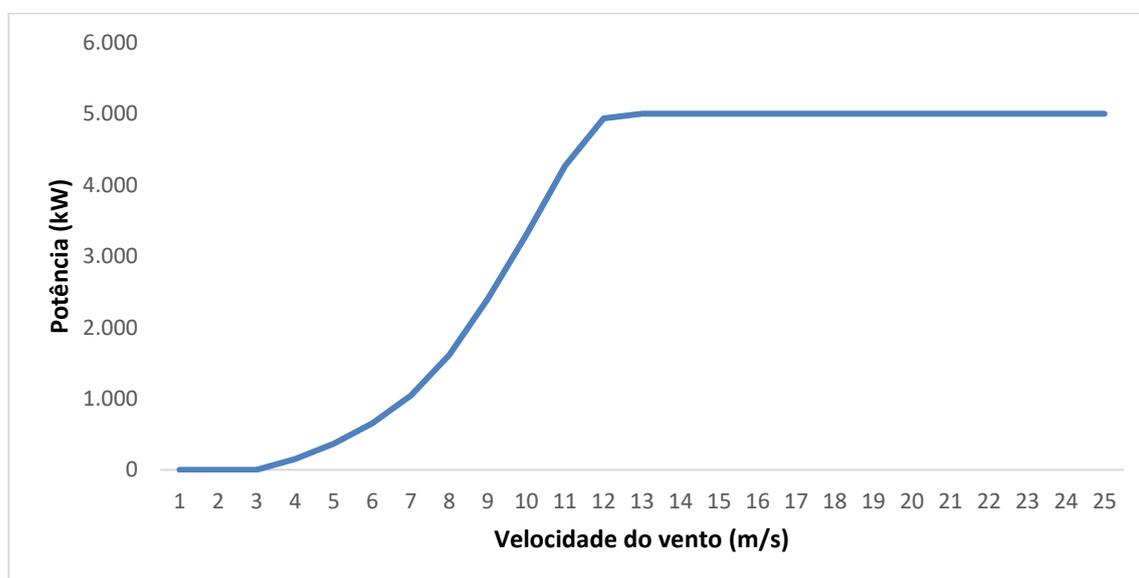
Tabela 10 – Características da turbina CSR WT5000-D128

Fabricante	CSR (China)
Modelo	WT5000-D128
Potência	5MW
Diâmetro do rotor	128m
Número de pás	3
Controle de potência	Pitch
Velocidade de cut-in	3,5 m/s
Velocidade de cut-off	25 m/s

Fonte: The Wind Power (2019)

A curva de potência da turbina é apresentada pela figura 12:

Figura 12 – Curva de potência da turbina WT5000-D128



Fonte: The Wind Power (2019)

Os resultados de produção, fator de capacidade e LCOE para os dois tipos de instalação são apresentados na tabela 11:

Tabela 11 – Resultados obtidos para a turbina WT5000-D128

	Fixa	Flutuante
Energia Gerada (MWh/ano)	16.569	15.603
Fator de Capacidade (%)	37,8%	35,62%
VPL do Total de Custos (\$)	25.851	32.370
VPL da Energia Produzida (kWh)	106.633	100.413
LCOE (US\$/kWh)	0,24	0,32

Fonte: autor

## 6.2 Estudo para turbina Siemens-Gamesa SWT-6.0-154

As características da turbina são apresentadas na tabela 12:

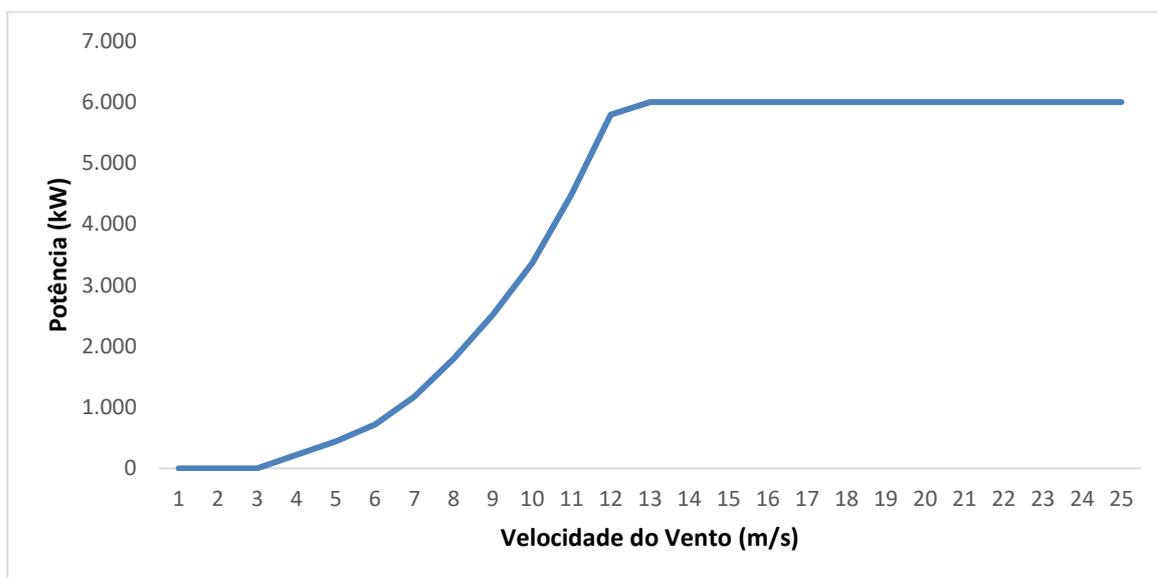
Tabela 12 – Características da turbina SWT-6.0-154

Fabricante	Siemens Gamesa
Modelo	SWT-6.0-154
Potência	6MW
Diâmetro do rotor	154m
Número de pás	3
Controle de potência	Pitch
Velocidade de cut-in	4,0 m/s
Velocidade de cut-off	25 m/s

Fonte: The Wind Power (2018)

A curva de potência da turbina é apresentada pela figura 13:

Figura 13 - Curva de potência da turbina SWT-6.0-154



Fonte: The Wind Power (2018)

Os resultados de produção, fator de capacidade e LCOE para os dois tipos de instalação são apresentados na tabela 13:

Tabela 13 – Resultados obtidos para a turbina SWT-6.0-154

	Fixa	Flutuante
Energia Gerada (MWh/ano)	18.541	17.459
Fator de Capacidade (%)	35,28%	33,22%
VPL do Total de Custos (\$)	31.021	38.844
VPL da Energia Produzida (kWh)	119.319	112.359
LCOE (US\$/kWh)	0,26	0,35

Fonte: autor

### 6.3 Estudo para turbina Siemens-Gamesa SG-8.0-167 DD

A tabela 14 apresenta as características da turbina:

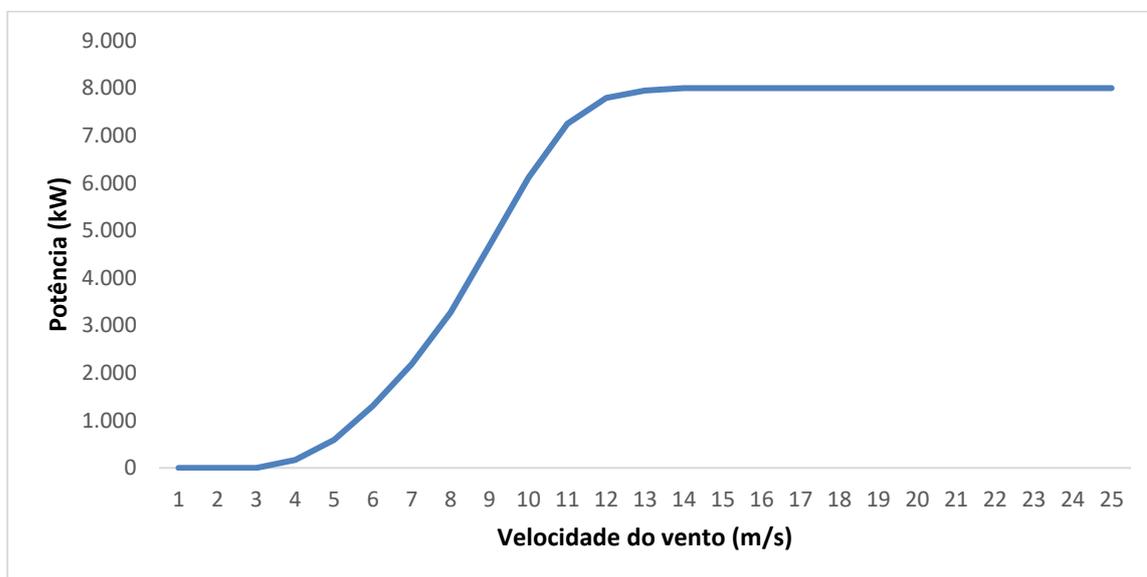
Tabela 14 - Características da turbina SG-8.0-167 DD

Fabricante	Siemens Gamesa
Modelo	SG-8.0-167
Potência	8MW
Diâmetro do rotor	167m
Número de pás	3
Controle de potência	Pitch
Velocidade de cut-in	3,0 m/s
Velocidade de cut-off	25 m/s

Fonte: The Wind Power (2021)

A curva de potência da turbina é apresentada pela figura 14:

Figura 14: Curva de potência da SG-8.0-167 DD



Fonte: The Wind Power (2021)

Os resultados de produção, fator de capacidade e LCOE para os dois tipos de instalação são apresentados na tabela 15:

Tabela 15 – Resultados obtidos para a turbina SG-8.0-167 DD

	Fixa	Flutuante
Energia Gerada (MWh/ano)	29.048	27.354
Fator de Capacidade (%)	41,45%	39,03%
VPL do Total de Custos (\$)	36.191	45.318
VPL da Energia Produzida (kWh)	186.939	176.034
LCOE (US\$/kWh)	0,19	0,26

Fonte: autor

## 6.4 Discussões

A partir dos resultados obtidos, é possível fazer um comparativo entre as turbinas, segregando a partir do tipo de plataforma. A tabela 16 apresenta os parâmetros para uma plataforma fixa e a tabela 17 para a plataforma flutuante:

Tabela 16: Comparativo de resultados para plataforma fixa

	WT5000-D128	SWT-6.0-154	SG-8.0-167
EG (MWh/ano)	16.204	18.122	28.448
FC (%)	37%	34%	41%
LCOE (US\$/kWh)	0,24	0,26	0,19

Fonte: autor

Tabela 17: Comparativo de resultados para plataforma flutuante

	WT5000-D128	SWT-6.0-154	SG-8.0-167
EG (MWh/ano)	15.258	17.065	26.788
FC (%)	34,8%	32,5%	38,2%
LCOE (US\$/kWh)	0,32	0,35	0,26

Fonte: autor

Nota-se que há maior retorno produtivo e econômico para a turbina Gamesa SG-8.0-167, uma vez que sua produção e fator de capacidade superam as demais, com menor LCOE. Em contrapartida, os dados indicam menor viabilidade econômica

para a turbina Gamesa SWT-6.0-154, que apresenta fator de capacidade abaixo do valor mínimo indicado pela ABEEólica, de 35%. A turbina chinesa WT5000-D128 apresentou resultados intermediários e viáveis. É válido destacar que o LCOE não constitui um critério exclusivo na tomada de decisão, mas um parâmetro compositor.

## 7 CONCLUSÃO

A partir do desenvolvimento deste trabalho, foi possível efetuar uma análise qualitativa do potencial eólico brasileiro. A partir dos dados de velocidade de vento é possível identificar diversas regiões com potencial eólico offshore, como o litoral dos estados do Rio de Janeiro, Santa Catarina e Maranhão, porém o trabalho foi focado na região de Campos dos Goytacazes no Rio de Janeiro. Além disso, uma análise quantitativa permitiu estimar a produção anual de energia para três turbinas de diferentes potências no local, bem como seu fator de capacidade. A análise foi feita de forma individual.

Por fim, foi possível analisar o LCOE para as turbinas, determinando a viabilidade produtiva e estabelecendo um comparativo entre estas. Os resultados indicam que a turbina mais potente apresenta resultados mais atrativos, com fator de capacidade em linha com a média nacional (42%) e LCOE competitivo com o mercado. Em contrapartida, a turbina de potência intermediária não apresentou viabilidade para implementação, apresentando fator de capacidade um pouco abaixo do limite indicado pela ABEEólica e LCOE elevado, em comparação às outras.

### 7.1 Contribuições do Trabalho

A principal contribuição deste trabalho é a confirmação do potencial eólico na região de Campos de Goytacazes, a partir de análise qualitativa e quantitativa da região. O trabalho também contribui com estimativas de custo de instalação de turbinas eólicas *offshore* de diferentes potências.

### 7.2 Trabalhos Futuros

Sugere-se as seguintes abordagens:

Comparação dos resultados obtidos com turbinas de maior potência;

Estudo que avalia a instalação de um parque eólico, detalhando o efeito esteira e as possíveis sinergias de cabeamento e logística de instalação;

Avaliação para diferentes localidades no país.

## REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA, Associação Brasileira de Energia Eólica. **Annual Wind Energy Report 2020**. São Paulo.

BERTSIMAS, Dimitris; SIM, Melvyn. The Price of Robustness. **Operations Research**, [S. l.], v. 52, p. 35–53, 2004. DOI: 10.1287/opre.1030.0065.

BIST LLC. <http://www.gpsnauticalcharts.com>. 2021.

BP. **BP completes entry into offshore wind, with strategic partner Equinor**. 2021.

BP P.L.C. **Statistical Review of World Energy**. London.

BROWNING, Morgan S.; LENOX, Carol S. Contribution of offshore wind to the power grid: U.S. air quality implications. **Applied Energy**, [S. l.], v. 276, p. 115474, 2020. DOI: 10.1016/J.APENERGY.2020.115474. Acesso em: 15 out. 2021.

CÂMERA, P.; ALENCAR, O. **Fórmulas e Mapas Úteis**. Salvador.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. Rio de Janeiro.

CORRÊA DA SILVA, Rodrigo; DE MARCHI NETO, Ismael; SILVA SEIFERT, Stephan. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 59, p. 328–341, 2016. DOI: 10.1016/J.RSER.2016.01.001. Acesso em: 15 out. 2021.

DAKIC, Jovana; CHEAH-MANE, Marc; GOMIS-BELLMUNT, Oriol; PRIETO-ARAUJO, Eduardo. Low frequency AC transmission systems for offshore wind power plants: Design, optimization and comparison to high voltage AC and high voltage DC. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S. l.], v. 133, p. 107273, 2021. DOI: 10.1016/J.IJEPES.2021.107273. Acesso em: 15 out. 2021.

DÍAZ, H.; GUEDES SOARES, C. Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms. **Ocean Engineering**, [S. l.], v. 209, p. 107381, 2020. DOI: 10.1016/J.OCEANENG.2020.107381. Acesso em: 15 out. 2021.

DUTRA, Ricardo. **Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. 2001. Rio de Janeiro, 2001.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. **Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e Caminhos para a Energia Eólica Marítima**. Brasília.

FADIGAS, Eliane A. Faria Amaral. **Energia Eólica**. Barueri: Editora Manole Ltda., 2011.

GONZÁLEZ, Mario Orestes Aguirre; SANTISO, Andressa Medeiros; MELO, David Cassimiro De; VASCONCELOS, Rafael Monteiro De. Regulation for offshore wind power development in Brazil. **Energy Policy**, [S. l.], v. 145, p. 111756, 2020. DOI: 10.1016/J.ENPOL.2020.111756. Acesso em: 15 out. 2021.

GOOGLE. **Google Earth**. 2021.

GWEC, Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2019**. Brussels.

HENNESSEY, Joseph P. Some Aspects of Wind Power Statistics. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, Boston MA, USA, v. 16, n. 2, p. 119–128, 1977. DOI: 10.1175/1520-0450(1977)016<0119:SAOWPS>2.0.CO;2. Disponível em: [https://journals.ametsoc.org/view/journals/apme/16/2/1520-0450\\_1977\\_016\\_0119\\_saowps\\_2\\_0\\_co\\_2.xml](https://journals.ametsoc.org/view/journals/apme/16/2/1520-0450_1977_016_0119_saowps_2_0_co_2.xml).

HERRERA, Milton M.; DYNER, Isaac; COSENZ, Federico. Benefits from energy policy synchronisation of Brazil's North-Northeast interconnection. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 162, p. 427–437, 2020. DOI: 10.1016/J.RENENE.2020.08.056. Acesso em: 15 out. 2021.

HITACHI. **Offshore wind connections**. 2021.

IBGE. **Em dezembro, IPCA sobe 1,35% e fecha 2020 em 4,52%**. [s.l: s.n.].

IBGE, Diretoria de Pesquisas-DPE-Coordenação de População e Indicadores Sociais-COPIS. **Estimativas da População Residente no Brasil e Unidades da Federação com Data de Referência em 1º de Julho de 2021**. [s.l: s.n.].

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World energy outlook. 2010**. [s.l.] : OECD/IEA, 2010.

LIMA, Danielle K. S.; LEÃO, Ruth P. S.; DOS SANTOS, Antônio C. S.; DE MELO, Francisca D. C.; COUTO, Vinícius M.; DE NORONHA, Aurélio W. T.; OLIVEIRA, Demercil S. Estimating the offshore wind resources of the State of Ceará in Brazil. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 83, p. 203–221, 2015. DOI: 10.1016/J.RENENE.2015.04.025. Acesso em: 15 out. 2021.

LIMA, M. A.; MENDES, L. F. R.; MOTHÉ, G. A.; LINHARES, F. G.; DE CASTRO, M. P. P.; DA SILVA, M. G.; STHEL, M. S. **Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil***Environmental Development* Elsevier B.V., , 2020. DOI: 10.1016/j.envdev.2020.100504.

LIU, Qian; SUN, Yan; WU, Mengcheng. Decision-making methodologies in offshore wind power investments: A review. **Journal of Cleaner Production**, [S. l.], v. 295, p. 126459, 2021. DOI: 10.1016/J.JCLEPRO.2021.126459. Acesso em: 15 out. 2021.

MANI, Swaminathan; DHINGRA, Tarun. Policies to accelerate the growth of offshore wind energy sector in India. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 24, p. 473–482, 2013. DOI: 10.1016/J.RSER.2013.03.065. Acesso em: 15 out. 2021.

MENDES, Luiz Fernando Rosa; STHEL, Marcelo Silva. Thermoelectric Power Plant for Compensation of Hydrological Cycle Change: Environmental Impacts in Brazil. **Case Studies in the Environment**, [S. l.], v. 1, n. 1, p. 1–7, 2017. DOI: 10.1525/cse.2017.000471. Disponível em: <https://doi.org/10.1525/cse.2017.000471>.

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. [s.l: s.n.].

MME, Ministério do Meio Ambiente; ICMBIO, Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. **Relatório de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil**. Cabedelo.

O'KELLY, B. C.; ARSHAD, M. Offshore wind turbine foundations – analysis and design. **Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation**, [S. l.], p. 589–610, 2016. DOI: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00020-9. Acesso em: 29 dez. 2021.

ONS. **Balço de Energia**. 2022.

ONS, Operador Nacional do Sistema Eléctrico. **Mapa do Sistema de Transmissao - Horizonte 2024**. 2021.

PEREIRA, Marcio Giannini; CAMACHO, Cristiane Farias; FREITAS, Marcos Aurélio Vasconcelos; SILVA, Neilton Fidelis Da. The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 16, n. 6, p. 3786–3802, 2012. DOI: 10.1016/J.RSER.2012.03.024. Acesso em: 15 out. 2021.

PFEIFFER, Birte; MULDER, Peter. Explaining the diffusion of renewable energy technology in developing countries. **Energy Economics**, [S. l.], v. 40, p. 285–296, 2013. DOI: 10.1016/J.ENERCO.2013.07.005. Acesso em: 15 out. 2021.

POTRČ, Sanja; ČUČEK, Lidija; MARTIN, Mariano; KRAVANJA, Zdravko. Sustainable renewable energy supply networks optimization – The gradual transition to a renewable energy system within the European Union by 2050. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 146, 2021. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111186.

ROGERS, Anthony; MANWELL, James. Wind Turbine Noise Issues. [S. l.], 2002.

ROVERE, Emilio Lèbre La. O Brasil e a COP-21. **Cadernos Adenauer xvii (2016), nº2 Mudanças climáticas: o desafio do século**, Rio de Janeiro, 2016.

SDI. **Taxa social de desconto para avaliação de investimentos em infraestrutura: atualização pós consulta pública**. [s.l: s.n.].

SILVA, Gustavo Rodrigues. **Características de Vento da Região Nordeste: Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas**. 2003. Recife, 2003.

SMIL, Vaclav. **Energy Transitions: Global and National Perspectives**. Second ed. Santa Barbara: Praeger, 2017.

STEHLY, Tyler; BEITER, Philipp; DUFFY, Patrick. **2019 Cost of Wind Energy Review**. [s.l: s.n.]. Disponível em: [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications).

STOCKER, Thomas F. et al. **IPCC, 2013: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge and New York.

THE WIND POWER. **The Wind Power: Wind Energy Market Intelligence**. 2018.

THE WIND POWER. **The Wind Power: Wind Energy Market Intelligence**. 2019.

THE WIND POWER. **The Wind Power: Wind Energy Market Intelligence**. 2021.

TOLLEFSON, Jeff. **Brazil ratification pushes Paris climate deal one step closer***Nature* Nature Research, , 2016. DOI: 10.1038/nature.2016.20588.

ZHANG, Qin; ZHANG, Haoran; YAN, Yamin; YAN, Jie; HE, Jijiang; LI, Zhengbing; SHANG, Wenlong; LIANG, Yongtu. Sustainable and clean oilfield development: How access to wind power can make offshore platforms more sustainable with production stability. **Journal of Cleaner Production**, [S. l.], v. 294, p. 126225, 2021. DOI: 10.1016/J.JCLEPRO.2021.126225. Acesso em: 15 out. 2021.



# Energias Renováveis no Brasil e o Potencial para Implementação de Energia Eólica *Offshore*

Renan Afonso Vannucci de Miranda Neves

Orientador: Prof. Elsa Vásquez Alvarez

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Conclusão de Curso II

Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Template versão 2021v01.

## Resumo

O mundo tem passado por graves mudanças climáticas, agravadas pelo desmatamento e consumo de combustíveis fósseis. Em 2021 ocorreu a 26ª edição da Conferência das Partes (COP26), tendo o investimento em energia limpa e a diminuição do carbono como compromissos tomados pelos participantes, no esforço de mitigação do aquecimento global. Embora o Brasil esteja avançado em relação ao uso de energia limpa, a demanda crescente e as frequentes crises hídricas pressionam para expansão da matriz energética nacional. Neste sentido, surgem pesquisas indicando a oportunidade de implementação de turbinas eólicas *offshore* na costa brasileira, aproveitando o *know-how* adquirido com a construção de estruturas para produção de hidrocarbonetos. A implementação desta tecnologia em oceanos é de grande interesse, sobretudo pela maior disponibilidade de espaço, quando comparado com regiões terrestres. Este trabalho visa determinar e comparar o potencial produtivo e o custo nivelado de energia de turbinas de diferentes potências com os custos presentes na literatura. O estudo considera o litoral de Campos dos Goytacazes (Rio de Janeiro) como o local de instalação da turbina. A escolha do local foi feita após análise de regime de ventos, impacto ambiental e proximidade com o sistema de transmissão. Dentre os resultados, foram obtidos fatores de capacidade entre 32,5% e 41%, com uma faixa de custo que variou de 0,24\$/kW a 0,35\$/kW.

## Abstract

The world has undergone serious climate changes, exacerbated by deforestation and fossil fuel consumption. In 2021, the 26th Conference of the Parties (COP26) was held, where participants pledged to invest in clean energy and reduce carbon emissions to curb global warming. Although Brazil is well advanced in the use of clean energy, growing demand and frequent water crises put pressure on the expansion of the national energy matrix. In this sense, research has shown the possibility of building offshore wind turbines on the Brazilian coast, taking advantage of the know-how acquired in the construction of hydrocarbon extraction plants. The implementation of this technology in the oceans is of great interest, especially due to the greater availability of space compared to terrestrial regions. The objective of this work is to determine the productive potential and energy costs of turbines of different power and compare them with those reported in the literature. The paper considers the coast of Campos dos Goytacazes (Rio de Janeiro) as the location for the turbine installation. The site was chosen after an analysis of wind conditions, environmental impact, and proximity to the transmission grid. The results yielded capacity factors ranging from 32.5% to 41%, with costs ranging from \$0.24/kW to \$0.35/kW.

## 1. Introdução

A busca por energias renováveis, com potencial de grande escala e de redução de custos, tem sido tema de esforço global no século XXI. As fontes não-renováveis representam hoje cerca de 70% de toda a matriz energética mundial (Smil, 2017), sendo metade desta com base de hidrocarbonetos. Além de possuir um ótimo poder calorífico, o petróleo se encontra em abundância na natureza, e pode ser produzido por um baixo custo, porém a sua produção, transporte e refino trazem danos ao meio ambiente. De acordo com o relatório publicado pela empresa British Petroleum, o consumo de energia a partir de fontes não-renováveis em 2020 esteve acima de 80% da matriz total, mantendo a média dos últimos anos (BP p.l.c., 2021). Portanto, há um grande desafio em encontrar uma fonte de energia limpa, abundante o suficiente, para que seja viável a transição progressiva para esta.

Empresas ligadas à indústria do petróleo vêm sinalizando há alguns anos a intenção de expandir sua atuação em termos de produção de energia, buscando matrizes alternativas. A energia eólica *offshore* (EEO) tem sido bem recebida por estas empresas, uma vez que possuem expertise na construção de estruturas em oceanos. Um comunicado recente emitido pela empresa britânica BP anuncia sua parceria com a norueguesa Equinor para desenvolvimento de turbinas eólicas *offshore* no litoral dos Estados Unidos. Os britânicos almejam atingir 50GW de energia produzida por matriz limpa até 2030 (BP, 2021).

A EEO é baseada na transformação de energia cinética, obtida através de ventos, em energia elétrica. Para isso, utilizam-se turbinas eólicas, instalados no oceano, que captam o movimento e fazem mover o gerador. Esta energia é então transferida por cabos, geralmente depositados no fundo do oceano, até algum local de armazenamento ou distribuição em terra. A grande vantagem do mar é a grande disponibilidade de espaço e forte movimentação de massas de ar.

O Brasil possui uma costa litorânea extensa e é um dos maiores produtores de petróleo *offshore* do globo. Muito embora a principal matriz energética do país seja, atualmente, de fontes renováveis, a demanda por energia é crescente e a EEO pode ser uma opção viável para suprir este crescimento.

Um elemento importante no desenvolvimento do projeto é a escolha da turbina, que implicará na quantidade de energia produzida e no custo envolvido.

Este trabalho visa determinar o potencial eólico da região de Campos dos Goytacazes, RJ. Qualitativamente, foi considerado o regime de ventos do local, bem como o impacto socioeconômico. De maneira quantitativa, deve-se calcular a produção anual de energia, o fator de capacidade e o custo nivelado de energia de três turbinas eólicas *offshore* distintas. Como resultado, deve-se obter um comparativo e uma análise de viabilidade.

## 2. Metodologia

O primeiro passo do trabalho foi estudar e comparar, de maneira qualitativa, o potencial de geração de energia eólica em toda a costa brasileira. Para isto, foram consideradas as velocidades médias anuais de vento e o impacto socioambiental na região. Definidos os locais com potencial instalação, o segundo critério adotado para escolha foi a proximidade com um subsistema de alto consumo e com alto volume de importação de energia para atendimento da demanda.

Uma vez definida a região de instalação, foram escolhidas três turbinas para cálculo de energia produzida. Os critérios utilizados foram a disponibilidade de dados, como a curva de potência, e a estimativa de custos comparáveis às encontradas na literatura. A partir destes dados, pôde-se calcular a energia anual produzida pela turbina, com base na distribuição de Weibull, bem como seu fator de capacidade.

Para determinação dos custos pelo ciclo de vida do projeto, foi utilizado o conceito de custo nivelado de

energia (*levelized cost of energy*, LCOE). O LCOE pode ser definido como o custo que, quando atribuído à cada unidade de energia produzida pelo sistema, iguala-se ao custo total do ciclo de vida descontado ao ano base. Para isto, utiliza-se uma taxa de desconto, representando o custo médio ponderado de capital.

O cálculo do custo nivelado de energia é apresentado pelas equações 2.1 e 2.2:

$$LCOE = \frac{VPL \text{ do custo total no ciclo}}{VPL \text{ da energia produzida no ciclo}} \quad (2.1),$$

$$LCOE = \frac{\sum_0^t \frac{CI + CM_t}{(1+r)^t}}{\sum_0^t \frac{EP_t}{(1+r)^t}} \quad (2.2)$$

onde:

$CI$ : custo inicial,

$CM_t$ : custo de operação e manutenção no período  $t$ ,

$EP$ : energia produzida no período  $t$ ,

$r$ : taxa de desconto.

O LCOE é determinado a partir de uma unidade monetária, no caso o dólar (\$), por kWh.

A taxa de desconto foi obtida da literatura e a inflação de 2020 foi mantida constante como projeção futura. Os custos com combustível foram embutidos nos custos inicial e de operação.

Para as perdas relacionadas à adjacência de turbinas, componentes de acoplamento da turbina com a rede elétrica, interligação entre turbinas e entre a subestação da concessionária, foram adotados valores obtidos na literatura. Para a estrutura fixa utilizou-se uma perda de 16%, enquanto para a estrutura flutuante uma perda de 20,9%, ambas aplicadas ao valor final de produção energética anual.

### 3. Análise da escolha do local

Para a escolha do local, foi feita uma análise qualitativa do potencial da costa brasileira e impacto socioambiental. O primeiro critério foi verificar a demanda energética dos quatro subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para isto, foram obtidos dados de importação líquida de energia a partir da ONS (2022), que informaram que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste lidera com vantagem a taxa de importação líquida, seguido do Nordeste. Em seguida, obtiveram-se dados da Cepel (2013) para as médias de ventos anuais na costa brasileira, destacando os litorais carioca, maranhense e dos estados do sul. Desta maneira, a região de maior potencial para estes critérios foi a costa próxima à cidade de Campos dos Goytacazes, no Rio de Janeiro.

Para confirmação de viabilidade do local, foi feita análise de áreas importantes para aves migratórias, a partir de relatório do ICMBio (2020), e densidade de rotas de navios na região, a partir de mapa extraído do portal *Marine Traffic* (2021), confirmando a viabilidade socioambiental do local.

## 4. Cálculo da Energia Produzida

Para o cálculo de produção ao longo do ciclo de vida, foi utilizada a função densidade de probabilidade de Weibull que determina a probabilidade de ocorrência de cada velocidade do vento, da forma apresentada na equação 4.1:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4.1)$$

Onde:

$k > 0, c > 0$  e  $v > 0$

$v$ : velocidade do vento ( $\frac{m}{s}$ )

$f(v)$ : função densidade de Weibull

$c$ : parâmetro de escala de Weibull ( $\frac{m}{s}$ )

$k$ : parâmetro de forma (adimensional)

Para a correção da velocidade do vento a diferentes alturas, aplicou-se a Lei Logarítmica (Dutra, 2001), baseada na equação 4.2:

$$V_{ajust} = V_0 \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_r}{Z_0}\right)} \quad (4.2)$$

Onde:

$V_{ajust}$ : Velocidade na altura desejada (m/s)

$V_0$ : Velocidade disponível na altura de referência (m/s)

$Z_r$ : Altura de referência (m)

$Z$ : Altura desejada (m)

$Z_0$ : Comprimento de rugosidade do local (m)

O comprimento  $Z_0$  utilizado é o de referência para mar aberto e calmo, igual a 0,2mm (ASSIREU *et al.*, 2013 *apud* Rogers & Manwell, 2002).

## 5. Estimativa de Custos

Para a estimativa de custos foram consideradas duas estruturas de instalação: fixa de monocoluna, para lâmina d'água de até 40m, e flutuante semissubmersível, para lâmina d'água acima de 60m. Os custos foram retirados da literatura, propostos por (Stehly *et al.*, 2019), publicado em relatório pelo órgão americano *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). A tabela x consolida Capex e Opex para uma turbina em função de sua estrutura:

Tabela 1 – Custos de instalação e operação para uma turbina eólica offshore

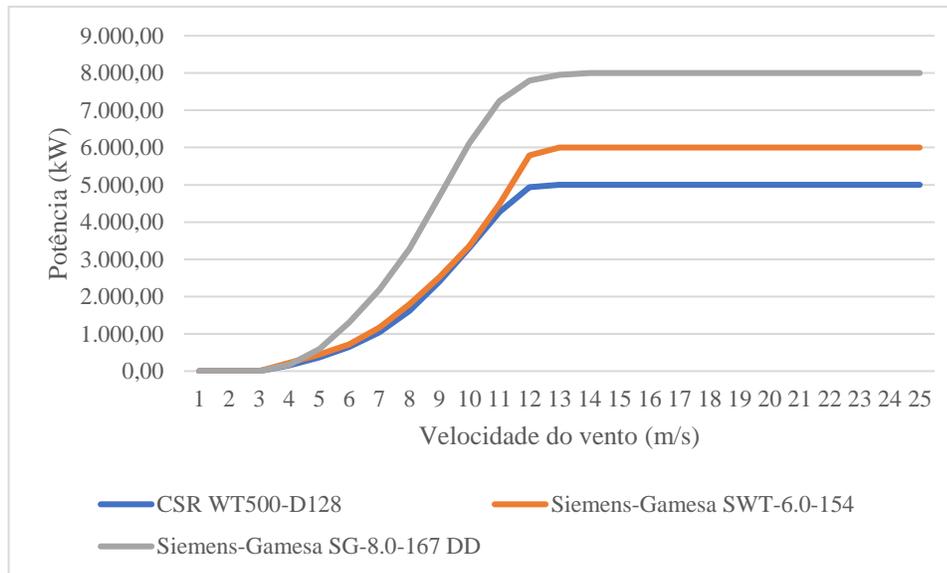
	Fixa	Flutuante
Capex (\$/kW)	4.077	5.328
Opex (\$/kW/ano)	124	130

Fonte: (Stehly *et al.*, 2019)

## 6. Turbinas

Foram analisadas três turbinas, com altura de referência de 110m e controle por pitch: A CSR WT500-D128, com velocidade de cut-in de 3,5m/s, cut-out de 25m/s, e rotor de diâmetro de 128m, a Siemens-Gamesa SWT-6.0-154, com velocidade de cut-in de 4,0m/s, cut-out de 25m/s, e rotor de diâmetro de 154m, e a Siemens-Gamesa SG-8.0-167 DD, com velocidade de cut-in de 4,0m/s, cut-out de 25m/s e rotor de diâmetro de 154m. A figura 1 apresenta as curvas de potência das turbinas:

Figura 1 – Curvas de potência das turbinas analisadas



Fonte: Adaptado de The Wind Power (2018, 2019 e 2021)

## 7. Resultados

A partir do desenvolvimento deste trabalho, foi possível observar que há potencial produtivo na região litorânea do Rio de Janeiro para energia eólica offshore, dado o bom regime de ventos dos locais. Além disso, uma análise quantitativa permitiu estimar a produção de três diferentes modelos de turbina no local, considerando as perdas inerentes à instalação em um parque.

A análise do LCOE indica que a turbina mais potente apresenta resultados mais atrativos, com fator de capacidade em linha com a média nacional (42%) e LCOE competitivo com o mercado. Em contrapartida, a turbina de potência intermediária não apresentou viabilidade para implementação, apresentando fator de capacidade um pouco abaixo do limite indicado pela ABEEólica e LCOE elevado, em comparação às outras.

## 8. Conclusões

A partir do desenvolvimento deste trabalho, foi possível efetuar uma análise qualitativa do potencial eólico brasileiro. A partir dos dados de velocidade de vento é possível identificar diversas regiões com potencial eólico offshore, como o litoral dos estados do Rio de Janeiro, Santa Catarina e Maranhão, porém o trabalho foi focado na região de Campos dos Goytacazes no Rio de Janeiro. Além disso, uma

análise quantitativa permitiu estimar a produção anual de energia para três turbinas de diferentes potências no local, bem como seu fator de capacidade. A análise foi feita de forma individual.

Por fim, foi possível analisar o LCOE para as turbinas, determinando a viabilidade produtiva e estabelecendo um comparativo entre estas. Os resultados indicam que a turbina mais potente apresenta resultados mais atrativos, com fator de capacidade em linha com a média nacional (42%) e LCOE competitivo com o mercado. Em contrapartida, a turbina de potência intermediária não apresentou viabilidade para implementação, apresentando fator de capacidade um pouco abaixo do limite indicado pela ABEEólica e LCOE elevado, em comparação às outras.

## Referências

- BP. (2021, January). *BP completes entry into offshore wind, with strategic partner Equinor*.  
<https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-completes-entry-into-offshore-wind-with-strategic-partner-equinor.html>.
- BP p.l.c. (2021). *Statistical Review of World Energy*.
- Dutra, R. (2001). *Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*.
- MME, M. do M. A., & ICMBio, I. C. M. de C. da B. (2020). *Relatório de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil*.
- ONS. (2022). *Balanco de Energia*. <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>.
- Rogers, A., & Manwell, J. (2002). *Wind Turbine Noise Issues*.
- Smil, V. (2017). *Energy Transitions: Global and National Perspectives (Second)*. Praeger.
- Stehly, T., Beiter, P., & Duffy, P. (2019). *2019 Cost of Wind Energy Review*. [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications).
- The Wind Power. (2021, November 16). *The Wind Power: Wind Energy Market Intelligence*.  
[https://www.thewindpower.net/turbine\\_en\\_1558\\_siemens-gamesa\\_sg-8.0-167-dd.php](https://www.thewindpower.net/turbine_en_1558_siemens-gamesa_sg-8.0-167-dd.php).