

**ANÁLISE DE TECNOLOGIAS E CUSTOS PARA INSERÇÃO DA ENERGIA
EÓLICA OFFSHORE NA COSTA BRASILEIRA**

Matheus do Nascimento Müller

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro
Novembro de 2019

**ANÁLISE DE TECNOLOGIAS E CUSTOS PARA INSERÇÃO DA ENERGIA
EÓLICA OFFSHORE NA COSTA BRASILEIRA**

Matheus do Nascimento Müller

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Diego Cunha Malagueta, D.Sc.

Dr. Pablo Esteban Carvajal Sarzosa, D.Sc.

Profa. Bettina Susanne Hoffmann, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
NOVEMBRO DE 2019

Müller, Matheus do Nascimento

Análise de Tecnologias e Custos para Inserção da Energia Eólica Offshore na Costa Brasileira/ Matheus do Nascimento Müller. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

IX, 130 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa Planejamento Energético, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 113-118.

1. Análise de custos e tecnologias. 2. Brasil. 3. Energia eólica *offshore*. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

**ANÁLISE DE TECNOLOGIAS E CUSTOS PARA INSERÇÃO DA ENERGIA
EÓLICA OFFSHORE NA COSTA BRASILEIRA**

Matheus do Nascimento Müller

Novembro/2019

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

Este trabalho realiza uma análise técnica de tecnologias que compõem um parque eólico *offshore*, a partir de uma extensa revisão bibliográfica, e parte dessa análise para realizar uma avaliação do custo nivelado de energia para projetos de energia eólica *offshore* na costa brasileira. Para isso, foram analisados todos os principais componentes de uma planta eólica a ser instalada em alto mar, como por exemplo: turbinas, tipos de subestrutura (incluindo base fixa e flutuante), sistema de ancoramento para turbinas de base flutuante, métodos de instalação, infraestrutura elétrica, operação e manutenção da planta, entre outros. Para avaliar os custos, foi elaborado um projeto de referência de 600 MW, e foi implementada uma metodologia baseada em estudos internacionais de modelagem de custos, que se baseiam em projetos reais implementados na Europa. A metodologia de custos foi aplicada para hotspots de potencial eólico na costa brasileira, selecionados de acordo com estudos anteriores, para os quais foi calculado os custos de capital (Capex) e os custos operacionais (Opex). Para cada local de projeto selecionado, calculou-se a produção de energia anual através de simulações no software RETScreen, obtendo também o fator de capacidade de cada parque eólico projetado. Com os valores de custos e de geração de energia, foi calculado o custo nivelado de energia para cada um dos projetos definidos.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ANALYSIS OF TECHNOLOGIES AND COSTS FOR INSERTING OFFSHORE
WIND POWER IN THE BRAZILIAN COAST

Matheus do Nascimento Müller

November/2019

Advisors: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

This study performs a technical analysis of technologies that make up an offshore wind farm, from an extensive literature review, and goes from that analysis to perform an assessment of the leveled cost of energy for offshore wind energy projects off the Brazilian coast. For this, all the main components of a wind plant to be installed in offshore environment were analyzed, such as: turbines, types of substructure (including fixed and floating base), anchoring system for floating base turbines, installation methods, electrical infrastructure, operation and maintenance of the plant, among others. To assess costs, a 600 MW reference project was developed, and a methodology based on international cost modeling studies, based on actual projects implemented in Europe, was implemented. The cost methodology was applied to wind potential hotspots off the Brazilian coast, selected according to previous studies, for which capital costs (Capex) and operating costs (Opex) were calculated. For each selected project site, annual energy production was calculated through simulations in the RETScreen software, also obtaining the capacity factor of each projected wind farm. With the cost and power generation values, the leveled cost of energy for each of the defined projects was calculated.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	1
2 PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE.....	8
2.1 Energia Eólica Offshore no Mundo.....	8
2.1.1 Mercado Europeu	10
2.1.2 Mercado Asiático.....	11
2.1.3 Mercado Americano	12
2.2 Panorama da Energia Eólica Onshore e Offshore no Brasil.....	13
3 ANÁLISE DE COMPONENTES PARA UM PROJETO DE PARQUE EÓLICO OFFSHORE.....	19
3.1 Turbinas	19
3.2 Desenvolvimento do projeto.....	20
3.3 Preparação no porto	22
3.4 Subestruturas	22
3.4.1 Subestrutura monopilar.....	23
3.4.2 Subestrutura jaqueta	25
3.4.3 Subestrutura <i>spar buoy</i>	27
3.4.4 Subestrutura semissubmersível.....	30
3.5 Instalação	32
3.5.1 Visão geral do método de instalação de um parque eólico offshore	33
3.5.2 Instalação da Turbina.....	34
3.5.3 Instalação do Sistema de Ancoramento.....	39
3.5.4 Instalação da Infraestrutura Elétrica	41
3.6 Operação e Manutenção (O&M)	42
3.7 Infraestrutura elétrica.....	46

3.7.1 Cabos intramatriz.....	46
3.7.2 Subestação offshore.....	48
3.7.3 Cabos de Exportação	50
3.7.4 Subestação onshore	52
4 METODOLOGIA.....	53
4.1 Procedimentos básicos.....	54
4.1.1 Custo Nivelado de Energia (LCOE).....	55
4.1.2 Abordagem para Cálculo de Custos com Variáveis Espaciais	57
4.1.3 Abordagem para Cálculo de Performance da Planta Eólica.....	60
4.1.4 Limitações da análise.....	62
4.2 Modelagem de custos de uma planta eólica offshore	63
4.2.1 Custos Fixos	63
4.2.2 Multiplicadores de custo.....	66
4.2.3 Custos Variáveis.....	69
4.2.4 Conversão de valores para real (BRL) de 2018.....	93
5 RESULTADOS	95
5.1 Custo nivelado nas regiões selecionadas	97
5.2 Análise de Sensibilidade.....	102
6 CONCLUSÃO.....	111
7 REFERÊNCIAS	113
ANEXO A - MODELO DE MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA ANÁLISE DE LCOE EM MATHCAD	119

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Velocidade média anual de ventos a uma altura de 100m em território brasileiro. Fonte: CEPEL, 2017	3
Figura 2: Fator de distribuição Weibull para uma altura de 100m em território brasileiro. Fonte: CEPEL, 2017	4
Figura 3: Faixas de batimetria na costa brasileira. Fonte: Adaptado de Vinhoza, 2018	5
Figura 4: Capacidade instalada de eólica offshore no mundo em 2018. Fonte: Adaptado de (NREL, 2019).....	9
Figura 5: Capacidade instalada acumulada de eólica offshore até o fim de 2018. Fonte: Adaptado de (NREL, 2019).....	10
Figura 6: – Capacidade de geração eólica por Estado. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2017)	15
Figura 7: Campo de vento médio e densidade média de potência no Atlântico Sudoeste. Fonte: Ortiz (2011)	16
Figura 8: Subestrutura monopilar. Fonte: Adaptado de (DNV GL, 2010)	23
Figura 9: Diferentes conceitos de subestrutura jaqueta. Fonte: Adaptado de (Renewable Green Energy Power, 2012)	26
Figura 10: Subestrutura Spar Buoy. Fonte: Adaptado de (Statoil, 2012)	28
Figura 11: Subestrutura semissubmersível. Fonte: Adaptado de (Principle Power, 2011) .	31
Figura 12: Estratégias de manutenção para plantas offshore. Fonte: adaptado de GL Garrad Hassan (2013)	45
Figura 13: Esquema do sistema de conexões elétricas da planta eólica. Fonte: desenvolvido pelo autor	84
Figura 14: Taxas de conversão de dólar, euro e libra para real marcadas ao final dos últimos dez anos. Fonte: Historical Exchange Rates, OFX	94
Figura 15: Mapa de áreas preferenciais de potencial eólico. Fonte: Vinhoza, 2018	96
Figura 16: Capex para projetos de base fixa, por componente	98
Figura 17: Capex para projetos de base flutuante, por componente	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Capacidade instalada por fonte em 1997 e 2017 no Brasil	13
Tabela 2: Propriedades da turbina genérica de 6 MW da NREL	20
Tabela 3: Custo por MW de uma turbina eólica offshore	64
Tabela 4: Custos de desenvolvimento do projeto	65
Tabela 5: Fatores multiplicadores do Capex	66
Tabela 6: Custos de componentes de subestruturas por tonelada.....	70
Tabela 7: Dados de entrada para cada local de projeto pré-definido	100
Tabela 8: Resultados para as dez áreas selecionadas	101
Tabela 9: Análise de sensibilidade para a região 1 (LCOE de referência: 404,66 R\$/MWh)	
.....	103
Tabela 10: Análise de sensibilidade para a região 2 (LCOE de referência: 436,99 R\$/MWh)	
.....	103
Tabela 11: Análise de sensibilidade para a região 3 (LCOE de referência: 429,85 R\$/MWh)	
.....	104
Tabela 12: Análise de sensibilidade para a região 4 (LCOE de referência: 457,77 R\$/MWh)	
.....	105
Tabela 13: Análise de sensibilidade para a região 5 (LCOE de referência: 451,69 R\$/MWh)	
.....	105
Tabela 14: Análise de sensibilidade para a região 6 (LCOE de referência: 534,35 R\$/MWh)	
.....	106
Tabela 15: Análise de sensibilidade para a região 7 (LCOE de referência: 474,67 R\$/MWh)	
.....	106
Tabela 16: Análise de sensibilidade para a região 8 (LCOE de referência: 561,31 R\$/MWh)	
.....	107
Tabela 17: Análise de sensibilidade para a região 9 (LCOE de referência: 581,48 R\$/MWh)	
.....	108
Tabela 18: Análise de sensibilidade para a região 10 (LCOE de referência: 596,30 R\$/MWh)	
.....	108

1 INTRODUÇÃO

A energia eólica *offshore* é aquela que pode ser convertida em energia elétrica a partir da energia cinética do vento, através de aerogeradores instalados em ambiente aquático, como em alto mar ou em lagoas, produzindo eletricidade pela rotação das pás da turbina, que movimentam um sistema de eixos e engrenagens, que por sua vez aciona um gerador de eletricidade.

A energia eólica *offshore* possui algumas vantagens sobre a *onshore*, uma delas sendo em relação à rugosidade da superfície (Miguel, 2012). Relevo do terreno, vegetação, edifícios, entre outros elementos, geram maior turbulência nas correntes eólicas em regiões continentais. Já em águas marítimas, existem menos entraves ao fluxo dos ventos, levando a maior aproveitamento de energia. Além disso, a velocidade dos ventos também é afetada pela rugosidade da superfície, levando a maior potencial de geração elétrica em ambiente marítimo. Como exemplo, em uma área de vegetação rasteira, a rugosidade é considerada 0,1m, enquanto no mar é considerada 0,00001m (Carvalho, 2003). Estudos constataram que o fator de capacidade de parques eólicos *offshore* é aproximadamente 40% maior ao de parques em terra firme (Miguel, 2016). Outra vantagem é que as instalações eólicas em ambiente offshore não são responsáveis por conflitos fundiários, que normalmente afetam os parques onshore (Hofstaetter, 2016).

Porém, não necessariamente a produção de energia eólica *offshore* é considerada mais vantajosa que a geração *onshore* em todos os aspectos. De acordo com (Miguel, 2016), ao comparar os custos de usinas eólicas *onshore* e *offshore*, nota-se que existem dois componentes de custos que são muito superiores no caso das usinas eólicas *offshore*: as fundações e a conexão com a rede elétrica de transmissão. O primeiro, devido aos esforços que devem ser suportados pelas estruturas de fundação e, por consequência, exigindo estruturas mais complexas. Essas podem ser de dois tipos: fixas no leito marinho (exemplos: monopilar, jaqueta, plataforma de gravidade) ou flutuantes (exemplos: *spar buoy*, semissubmersível, plataforma de pernas atirantadas), quando instaladas em profundidades maiores (NREL, 2015). O segundo custo se dá devido às maiores distâncias percorridas pelos cabos e à um ambiente altamente corrosivo, além da necessidade, em alguns casos, de subestações offshore. Entretanto, estudos mostram que os custos de instalação para turbinas

eólicas offshore possuem tendência de diminuir entre 9% e 18% ao se duplicar a capacidade instalada no mundo, ao longo do processo de amadurecimento da tecnologia (Miguel, 2016). Também é estimado que os custos de instalação podem diminuir em até 40% dentro de 35 anos (AIE, 2013).

Neste presente trabalho, será feita uma revisão bibliográfica acerca do panorama no Brasil e no mundo da energia eólica *offshore*, uma análise técnica detalhada dos componentes presentes num parque eólico *offshore* e terá por objetivo principal realizar uma análise de custos da inserção da energia eólica offshore na costa brasileira, através do cálculo do custo nivelado de energia.

Analisar o recurso eólico é vital para projetos de energia eólica offshore, pois determina a quantidade de energia que pode ser produzida em um local. Devido a isso, ele tem papel central para analisar a viabilidade econômica de um projeto. Para a realização deste estudo, os dados de ventos foram obtidos através do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2017), que utiliza medições realizadas em 2013. As velocidades médias do vento podem ser vistas na figura 1, que mostra a variação da média anual de velocidade do vento em meio às regiões da costa brasileira a uma altura de 100 m acima do mar:

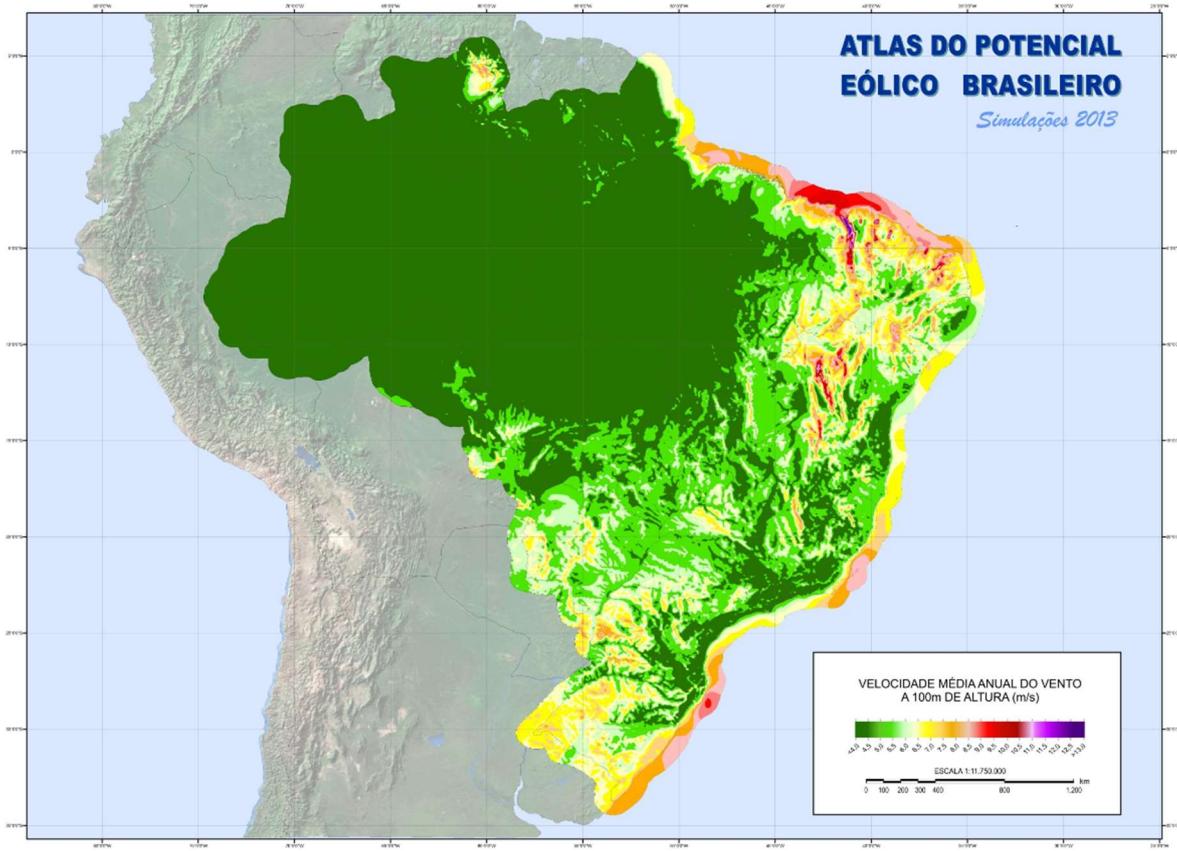


Figura 1: Velocidade média anual de ventos a uma altura de 100m em território brasileiro.
Fonte: CEPEL, 2017

No caso brasileiro, percebe-se que as maiores velocidades de vento ocorrem principalmente na região Nordeste (em especial na área entre o Pará e o Ceará), e possuem maior magnitude em distâncias próximas à costa, o que favorece a utilização de turbinas de base fixa.

A direção do vento é um fator importante a se considerar pois tem implicações na produção de energia e na otimização do *layout* da planta em cada região, porém os dados disponíveis de recurso eólico referente à direção dos ventos não são tão precisos para ambiente *offshore*, portanto considera-se neste trabalho que os estudos de viabilidade são capazes de avaliar cada caso e projetar o *layout* de cada planta eólica de forma a aproveitar a direção com maior incidência de ventos.

Outro aspecto importante é o fator de distribuição Weibull, utilizado como distribuição de probabilidade de frequência de ventos em torno de uma velocidade média de

vento anual. Esse fator também foi obtido do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, e pode ser visto na figura 2:

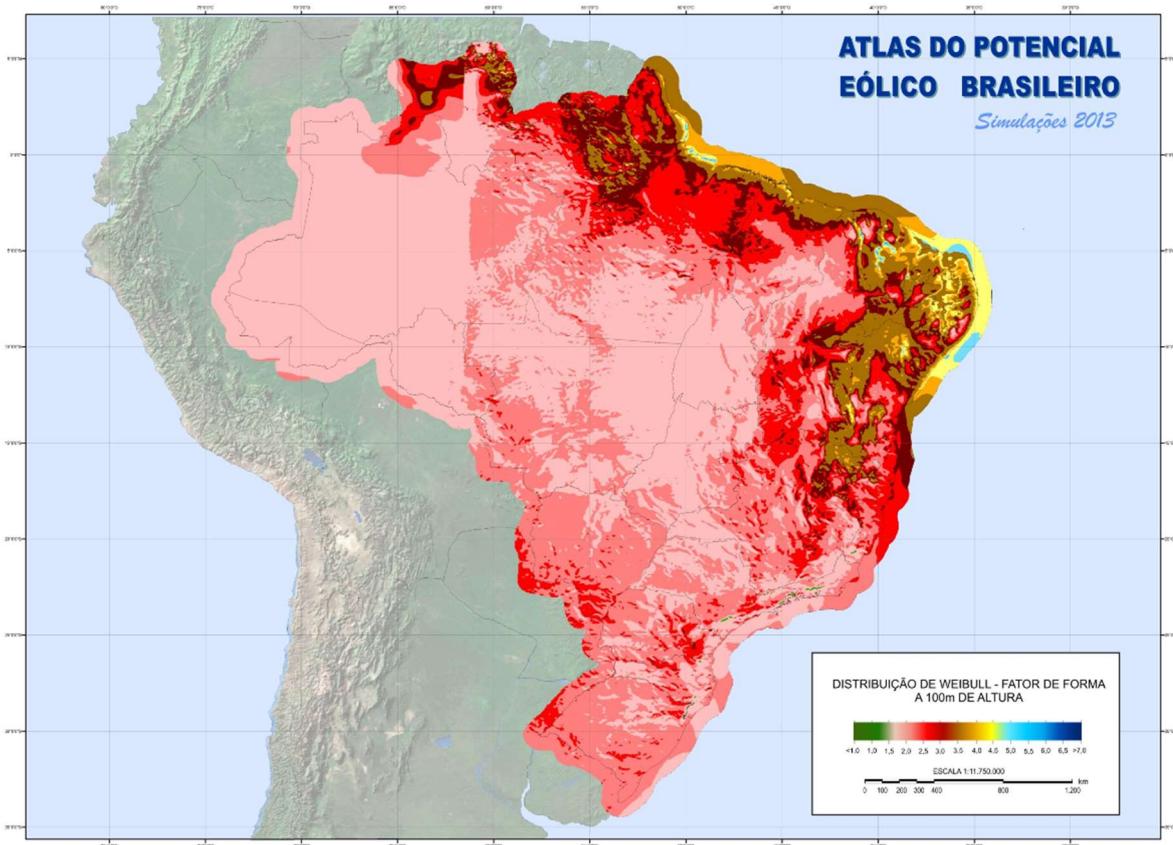


Figura 2: Fator de distribuição Weibull para uma altura de 100m em território brasileiro.

Fonte: CEPEL, 2017

É possível observar no mapa acima que os maiores fatores Weibull ocorrem também na região Nordeste, porém destacam-se mais na costa leste. Um fator Weibull mais alto significa uma curva de distribuição mais estreita em torno da velocidade média.

Além da velocidade do vento, é essencial analisar a batimetria, que é o parâmetro primário que influencia na seleção da tecnologia de subestrutura para cada local de projeto de energia eólica *offshore*. São consideradas profundidades de água de até 1.000 m nesta análise, de forma consistente com a área de recurso técnico definida no trabalho de (Vinhoza, 2018), utilizado para definir as regiões sobre as quais serão aplicados o método presente neste trabalho. Porém, assume-se que profundidades maiores que 60 m não seriam

economicamente viáveis com tecnologia de base fixa, visto que seus custos se tornam muito altos e então passa a ser mais vantajoso utilizar tecnologia flutuante. Os dados de profundidade são provenientes do Projeto Batimetria, do Serviço Geológico do Brasil (CPRM, 2018) e podem ser vistos na figura 3.

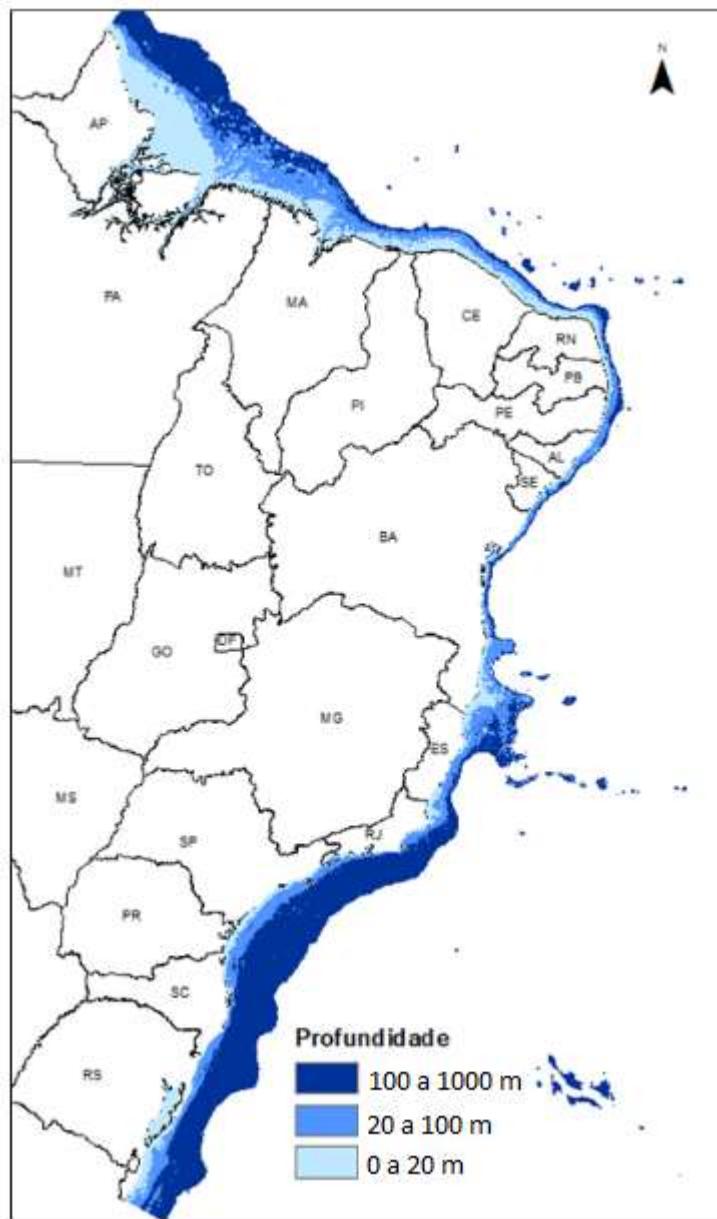


Figura 3: Faixas de batimetria na costa brasileira. Fonte: Adaptado de Vinhoza, 2018

A Figura 3 mostra que há uma grande variação de batimetria ao longo das regiões da costa brasileira, e alguns locais apresentam uma transição para grandes profundidades em uma faixa muito estreita, como nas regiões Sudeste e Sul. Isso dificulta a determinação da profundidade exata em cada local de projeto, entretanto nenhum local selecionado está muito além de 100 m de profundidade. Para estimar a profundidade em cada local, foi utilizada uma relação linear entre cada faixa de profundidade e considerada uma profundidade média para cada projeto a partir de seu ponto central.

É de grande relevância também analisar as distâncias logísticas de um projeto de parque eólico *offshore*. Para estimar a variação dos custos de instalação e O&M em relação à distância, é preciso obter a localização dos portos. Eles fornecem instalações para o recebimento, armazenamento, montagem e carregamento de componentes durante a instalação. Os portos também podem servir como uma base de O&M, a partir dos quais os operadores podem coordenar a manutenção e operações de reparo. Na prática, a utilização dos portos vai depender de várias considerações, incluindo infraestrutura existente, aprimoramentos necessários, limites de autorização, e uso competitivo do porto (James et Ros, 2015).

Áreas portuárias são necessárias para dar suporte à montagem e instalação de unidades eólicas *offshore*. Muitos desses portos provavelmente precisariam de investimentos em infraestrutura para atender ao desenvolvimento da eólica offshore em grande escala. O custo desse investimento não é considerado nesta análise porque faltam dados suficientes sobre a infraestrutura existente nos portos, e estimar esses custos estaria além do escopo deste trabalho. Portanto, todos os portos brasileiros estão sendo considerados viáveis para as operações necessárias. Além disso, este trabalho considera também a utilização do porto de Luís Correias, no Piauí, que está em construção atualmente.

Conforme mostrado nos mapas anteriores e, em maior detalhes mais à frente, existe grande potencial de exploração da energia eólica *offshore* no Brasil. Além disso, a energia eólica *offshore*, de maneira geral, tem sido um assunto bastante abordado ultimamente em meios acadêmicos, porém nota-se que, atualmente, ainda existem poucos estudos que realizam uma análise de custos para a inserção da energia eólica *offshore* no Brasil e, os que existem, normalmente abordam um projeto em uma área específica. Por isso, faltam estudos

nacionais que proponham uma abordagem de análise para calcular custos ao longo de diversos pontos da costa brasileira.

Sendo assim, a principal contribuição deste trabalho é realizar um cálculo aproximado de valores de LCOE (levelized cost of energy ou custo nivelado de energia) para hotspots de potencial eólico da costa brasileira, com base em estudos internacionais da Europa e dos Estados Unidos. Avaliar o caso dos EUA é particularmente importante, pois esse país também está em fase inicial de desenvolvimento da indústria eólica *offshore*, assim como o Brasil, apesar de já possuir um parque eólico *offshore* em funcionamento desde 2017. Mesmo com possíveis diferenças de custos dos casos internacionais para o caso brasileiro, essa análise ajuda a ter uma boa perspectiva do custo da produção dessa fonte energética no país, e revela principalmente aspectos da qualidade dos recursos eólicos brasileiros e características geográficas, servindo para ter uma boa base de referência no que tange a áreas com maior capacidade de geração, ao mesmo tempo em que avalia variações no custo em cada local a partir de suas características de batimetria, distâncias da costa e distâncias de portos. Além disso, a partir desse estudo, obtém-se uma ótima referência para comparar com o caso dos EUA e também com o caso internacional de maneira geral, e estabelece uma base para futuros estudos de viabilidade econômica. Ainda, ao final será feita uma comparação com os valores de LCOE atuais para a produção de energia eólica *onshore* no Brasil.

Para a realização deste trabalho, será feita uma revisão do panorama da energia eólica *offshore* no mundo e no Brasil no capítulo 2; uma análise técnica dos componentes de uma planta eólica *offshore* no capítulo 3; um detalhamento da metodologia e a modelagem de todos os custos para cálculo do LCOE no capítulo 4; a apresentação de resultados e análise de sensibilidade no capítulo 5; e, por fim, a conclusão e discussão de resultados no capítulo 6.

2 PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE

2.1 Energia Eólica Offshore no Mundo

Ultimamente, a energia eólica *offshore* vem encontrando rápido crescimento, mas ainda pode ser considerada uma tecnologia razoavelmente recente. Os primeiros projetos de turbina foram realizados por países europeus, nos anos 90. A partir daí a evolução das instalações no continente tem sido acelerada, e com mais força na última década.

Após a inserção, em 2017, de mais de 3.500 MW de capacidade instalada, em 2018 foi atingida uma marca recorde de 5.652 MW de novos projetos de energia eólica offshore comissionados ao redor do mundo. Esse aumento em relação ao ano anterior se deve, sobretudo, ao desenvolvimento excepcional do mercado Chinês, responsável sozinho por 2.652 MW de capacidade instalada nesse ano, ficando à frente do Reino Unido, com 1312 MW, seguidos pela Alemanha com 969 MW, Bélgica com 309 MW, Dinamarca com 61 MW, e cerca de 20 MW divididos entre o resto da Europa e o Vietnam. No total acumulado, ao final de 2018, a capacidade instalada de eólicas offshore somava 22.592 MW, em 176 parques operantes. Baseado em projetos em fase de construção, é esperada uma quantidade ainda maior de capacidade global instalada em 2019. (NREL, 2019)

O mercado global *offshore* ainda está bastante concentrado na Europa, com aproximadamente 17.980 MW de capacidade instalada, sendo a Ásia o segundo maior mercado, com 4.640 MW. Em seguida está a América do Norte com apenas 30 MW de capacidade instalada até então. Entretanto, a tendência é que o crescimento futuro ganhe maior força nos mercados asiático e norte-americano. Esse grande destaque no mercado europeu se deve, principalmente, a maior transparência nos cronogramas nacionais de aquisição de energia eólica *offshore*, maturidade em sua cadeia de suprimentos, fabricantes de equipamentos e companhias de instalação em base regional, além de fortes redes de pesquisa e desenvolvimento para dar suporte ao desenvolvimento dessa indústria. A Europa já possui 28 anos de experiência em energia eólica *offshore*. Apesar disso, o mercado asiático pode ultrapassar o mercado europeu em questão de adições anuais de capacidade instalada, devido principalmente à demanda da China por energias renováveis e à motivação do país em avançar suas capacidades de fabricação doméstica. Esse crescimento fica muito notável

com as adições de capacidade em 2018. Na figura 4, isso fica evidente ao perceber os três grandes contribuidores para a capacidade instalada de energia eólica offshore em 2018. (NREL, 2019)

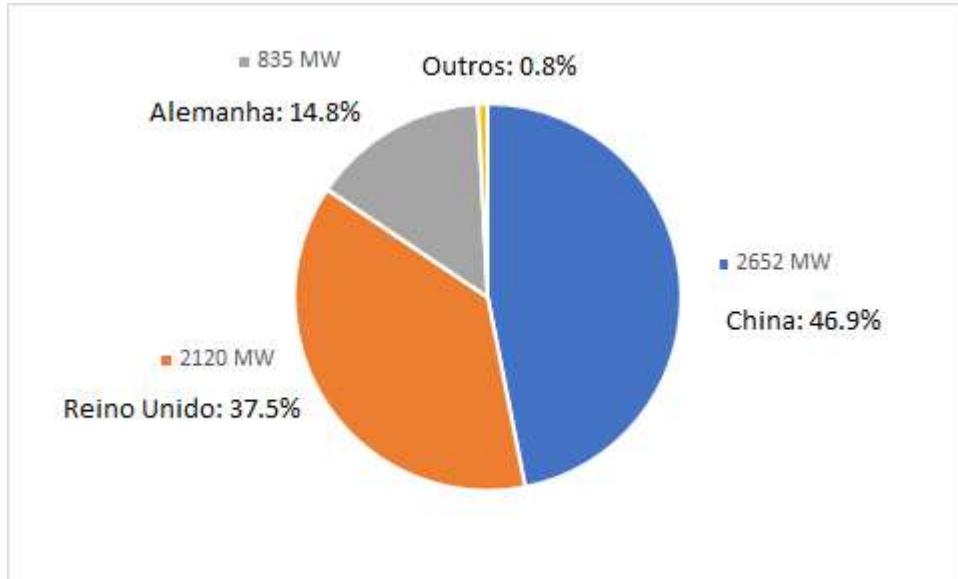


Figura 4: Capacidade instalada de eólica offshore no mundo em 2018. Fonte: Adaptado de (NREL, 2019)

No total acumulado, de 22.592 MW de capacidade instalada até o fim de 2018, tem-se uma distribuição entre países de acordo com a figura 5 abaixo. O Reino Unido mantém a liderança com 35,2%, seguido pela Alemanha com 27,4%, China com 19,5%, Dinamarca com 6,4%, Holanda com 5% e Bélgica com 3,9%.

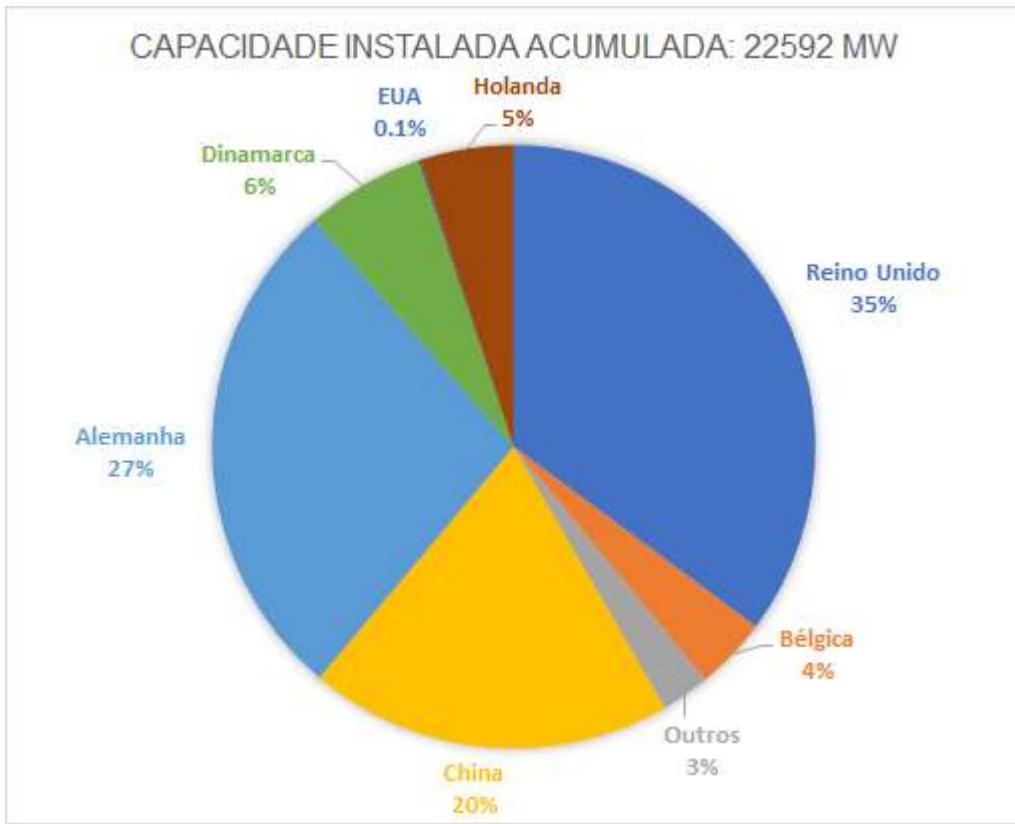


Figura 5: Capacidade instalada acumulada de eólica offshore até o fim de 2018. Fonte:
Adaptado de (NREL, 2019)

A Dinamarca foi o primeiro país a inserir turbinas eólicas em ambiente *offshore*, entretanto, tendo menores dimensões, sua demanda a longo prazo cresce em ritmo menos acelerado, e a partir de 2010 o Reino Unido passou a ser líder nessa indústria. A Alemanha começou a sua transição para esse mercado em 2010 e, desde então, tem crescido rapidamente. Também é notável o rápido crescimento da China após 2014, especialmente no último ano (2018), e possui uma tendência de se manter nesse ritmo. (NREL, 2019)

2.1.1 Mercado Europeu

No ano de 2018, a Europa alcançou a marca de 2.650 MW de capacidade adicional instalada de energia eólica offshore, o qual se deu através de 409 novos aerogeradores em 18 parques eólicos, sendo 15.8% menor que em 2017, ano recorde. No momento presente, o

continente possui uma capacidade instalada total de 18.500 MW, dadas por 4.543 turbinas conectadas à rede elétrica ao longo de 11 países, sendo de longe o líder quando se trata desse tipo de geração de energia. Sendo assim, verifica-se que ocorreu um crescimento exponencial de capacidade instalada offshore, considerando que era menos que 1GW até 2011 (Wind Europe, 2019).

Entretanto, a presença de turbinas eólicas offshore permanecem concentradas em apenas alguns países da Europa. Do total instalado em 2018, 85% foi apenas no Reino Unido e Alemanha. Ainda, mais de 97% do total se encontram em 5 países. Desses cinco, dois se destacam, que concentram praticamente 80% da capacidade offshore: o Reino Unido possui 44% das instalações, com uma capacidade total de 8.140 MW, e a Alemanha é responsável por 34% da capacidade *offshore* europeia, com 6.290 MW. Logo em seguida, vem a Dinamarca, a Bélgica e a Holanda, que possuem, respectivamente, 7%, 6.4% e 6% das instalações, tendo outros 6 países menos de 3% das instalações eólicas *offshore* (Wind Europe, 2019).

No ano de 2018, os países que apresentaram maior crescimento de capacidade instalada foram a Dinamarca, com 61 MW, a Bélgica, com 309 MW, a Alemanha, com 969 MW, e o Reino Unido, com 1.312 MW. Além disso, nesse mesmo ano, novos projetos para geração de energia eólica *offshore* foram realizados, que foram equivalentes a investimentos de aproximadamente 10,3 bilhões de euros. Os custos de projeto em 2018 foram mais baixos que nos três anos anteriores, permitindo que uma capacidade adicional de 4,2 GW fosse financiada, maior valor desde 2016, ano recorde em que foram financiados 4,9 GW de capacidade no valor de 18,2 bilhões de euros (Wind Europe, 2019).

2.1.2 Mercado Asiático

Além dos países da Europa, há na Ásia países que também estão investindo em energia eólica *offshore*, sendo os principais a China, Japão, Coreia do Sul e Taiwan. Sendo a China o maior produtor do continente, alcançou a marca de 1.630 MW em 2016, o que levou a um aumento de 58% em relação ao ano anterior, levando o país à terceira posição em capacidade instalada no mundo. Esse enorme crescimento foi influenciado pelo pequeno

potencial eólico em terra firme no Oeste e no Norte da China, o que impulsionou o desenvolvimento *offshore*. Sendo assim, existe uma tendência de contínuo crescimento dessa fonte de energia, alcançando 4,4 GW de capacidade instalada acumulada em 2018. (GWEC, 2019)

Outro país asiático que vem ganhando certo destaque é o Japão. Nos últimos anos, o país tem desenvolvido a geração de energia por fonte eólica *offshore* e, em 2016, alcançou uma capacidade instalada de 59,8 MW. Além disso, existem projetos japoneses para alcançar 4 GW de energia eólica *offshore* instalada até 2028, e considerando os pequenos limites de extensão territorial presentes no Japão, o uso da fonte eólica *offshore* pode se tornar uma evolução bastante promissora para o país. (Hill, 2019)

Além destes, a Coreia do Sul está colocada na nona posição dentre os países com maiores capacidades eólicas *offshore* instaladas. O governo do país tem intenção de adicionar aproximadamente 12 GW de capacidade eólica *offshore* até 2030, a partir do projeto Tamra (GWEC, 2019).

No Taiwan, o governo colocou uma meta de instalar 5,5 GW de eólica *offshore* até 2025 (Jacobsen, 2018), tendo garantido em 2018 os direitos de conectar ao grid os primeiros projetos, que somam 3,5 GW, além de ter obtido no início de 2019 o fechamento financeiro para 4 projetos, totalizando 1,75 GW (4C Offshore, 2019).

2.1.3 Mercado Americano

No continente americano, desenvolveu-se muito pouco no aproveitamento da fonte eólica *offshore*. No caso da América Latina, segundo Quinones (2014), apesar de existir uma capacidade gigante para explorar o recurso eólico em alto mar, ainda não há uma estratégia bem definida para o progresso dessa fonte de energia na região. Além disso, em certos países, o mar pode alcançar maiores profundidades em distâncias pequenas da costa, e por isso existe a necessidade de usar fundações flutuantes, o que acarretaria em uma elevação expressiva do custo final das instalações *offshore*. Os Estados Unidos são o país pioneiro no desenvolvimento da energia eólica *offshore* na América. O primeiro parque eólico *offshore* do país foi instalado em Block Island e iniciou sua operação em maio de 2017. O parque

fica localizado a uma distância de 5 km da costa aproximadamente, e é constituído de cinco turbinas eólicas, que apresentam um total de 30 MW de capacidade instalada. Esse parque é capaz de abastecer cerca de 17.300 domicílios em Rhode Island, correspondendo assim à aproximadamente 90% da demanda de energia na ilha. Antes disso, a demanda energética da região era fornecida pelo uso de geradores elétricos a diesel. Com a sua substituição pela energia eólica *offshore*, foi dado um importante passo para a diminuição de gases de efeito estufa nos Estados Unidos (BLOCKISLANDTIMES, 2017).

Apesar da indústria eólica *offshore* ainda estar em fase inicial de desenvolvimento nos Estados Unidos, em junho de 2019 já estava estabelecida uma meta de instalar 11,4 GW de eólicas offshore até 2030 e 19,9 GW até 2035. Até o fim de 2018, já existia mais de 25 GW em fase de planejamento nos EUA (GWEC, 2019).

2.2 Panorama da Energia Eólica Onshore e Offshore no Brasil

A partir da criação do PEN (Política Energética Nacional), que tem como objetivos diversificar a matriz energética e a ampliar a participação de fontes renováveis presentes na oferta de energia do país, o parque de produção de energia brasileira passou por grandes mudanças. Ao analisar dados sobre a capacidade instalada de geração energética no país por fonte de energia, retirados do Balanço Energético Nacional da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entre os anos de 1997 e 2017, podemos realizar a comparação entre as mudanças ocorridas:

Tabela 1: Capacidade instalada por fonte em 1997 e 2017 no Brasil

Fonte	1997 (GW)³⁰	2017 (GW)³¹	1997 (%)	2017(%)
Hidráulica	54,9	98,0	87,2%	64,7%
Térmicas não nucleares	7,4	41,1	11,8%	27,1%
Eólica	0,001	10,4	0,002%	6,9%
Solar	-	0,023	-	0,02%
Nuclear	0,7	2,0	1,0%	1,3%
Total	62,973	151,6	100,0%	100,0%

Fonte: Adaptado de EPE, 2017

É possível notar que, no ano da criação do PEN, existia grande concentração da capacidade de produção energética por fonte hidráulica, a qual sofreu diminuição em valores percentuais de mais de 20% durante os 20 anos seguintes. Apesar de haver se mantido a construção de novas usinas hidrelétricas, as outras fontes aumentaram sua participação no conjunto da capacidade instalada total. Entre elas, percebe-se um notável destaque da fonte eólica, a qual possuía participação praticamente zero em 1997 e conquistou cerca de 6,9% da capacidade instalada até o ano de 2017.

Em 2016, houve a inserção de 9,53 GW de capacidade instalada ao sistema energético brasileiro, sendo que, desse total, a fonte eólica teve participação de 27%, o que foi equivalente a um aumento de capacidade de geração eólica maior que 20% em comparação com o ano de 2015 (EPE, 2017). Comparando-se a quantidade de parques de geração elétrica, o total de fazendas eólicas corresponderam a 9% da quantidade total de usinas geradoras em janeiro de 2017, valor que continuou aumentando ao longo de 2018. A partir de dados mais recentes, o Brasil já alcançou a marca de 15,1 GW de energia eólica instalada em seu território, representando 9,2% da matriz energética brasileira (ABEEólica, 2019).

Ao se comparar regiões, temos na região Nordeste uma significativa relevância para o setor eólico brasileiro. De acordo com o gráfico abaixo (figura 6), salvo os Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, os Estados com maior presença e constância de ocorrência de ventos encontram-se na região Nordeste, possuindo notório destaque no total de fazendas instaladas. Como se pode observar, aproximadamente 79,0% da potência eólica instalada no Brasil é proveniente de parques de aerogeradores dessa região, sendo todos até então instalados em terra firme (*onshore*) (ANEEL, 2017).

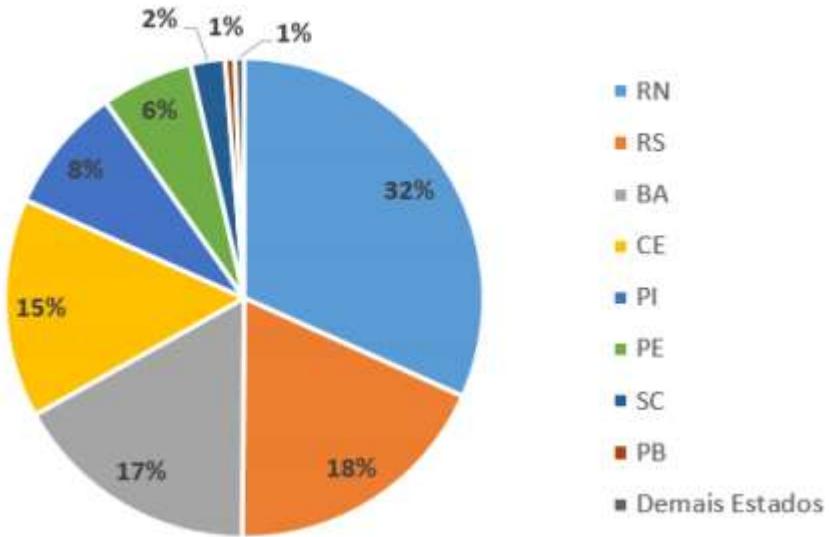


Figura 6: – Capacidade de geração eólica por Estado. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2017)

Ortiz (2011) formulou um estudo onde foi mostrado o potencial de energia eólica *offshore* no Brasil e estruturou um mapa com a velocidade média dos ventos e a densidade média de potência para propiciar uma análise da distribuição da intensidade dos ventos no mar territorial e na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) do Brasil, de acordo com a figura 7. Segundo o autor, as magnitudes mais elevadas de ventos em ambiente offshore se localizam em três regiões: (i) na costa dos estados de Sergipe e Alagoas, (ii) Rio Grande do Norte e Ceará e (iii) Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Dessa forma, é possível concluir que nos mesmos Estados em que já existe elevado aproveitamento de energia eólica em terra firme, existe também condições promissoras para aproveitamento marítimo.

Além disso, Ortiz (2011) chegou a conclusões positivas ao identificar o potencial de produção de energia eólica em variadas distâncias a partir da costa dos estados brasileiros e em variados intervalos batimétricos (profundidade do leito marinho em relação à superfície d’água) na margem do país. Segundo seus dados, o potencial eólico offshore em faixas batimétricas de 20, 50 e 100 metros de profundidade seriam, respectivamente, 176 GW, 399 GW e 606 GW. Ainda, o autor fez uma estimativa do potencial eólico baseado na região correspondente à ZEE nacional. Esse potencial é avaliado em 1.780 GW, o qual, em termos comparativos, seria correspondente a mais de dez vezes toda a indústria geradora atualmente no Brasil.

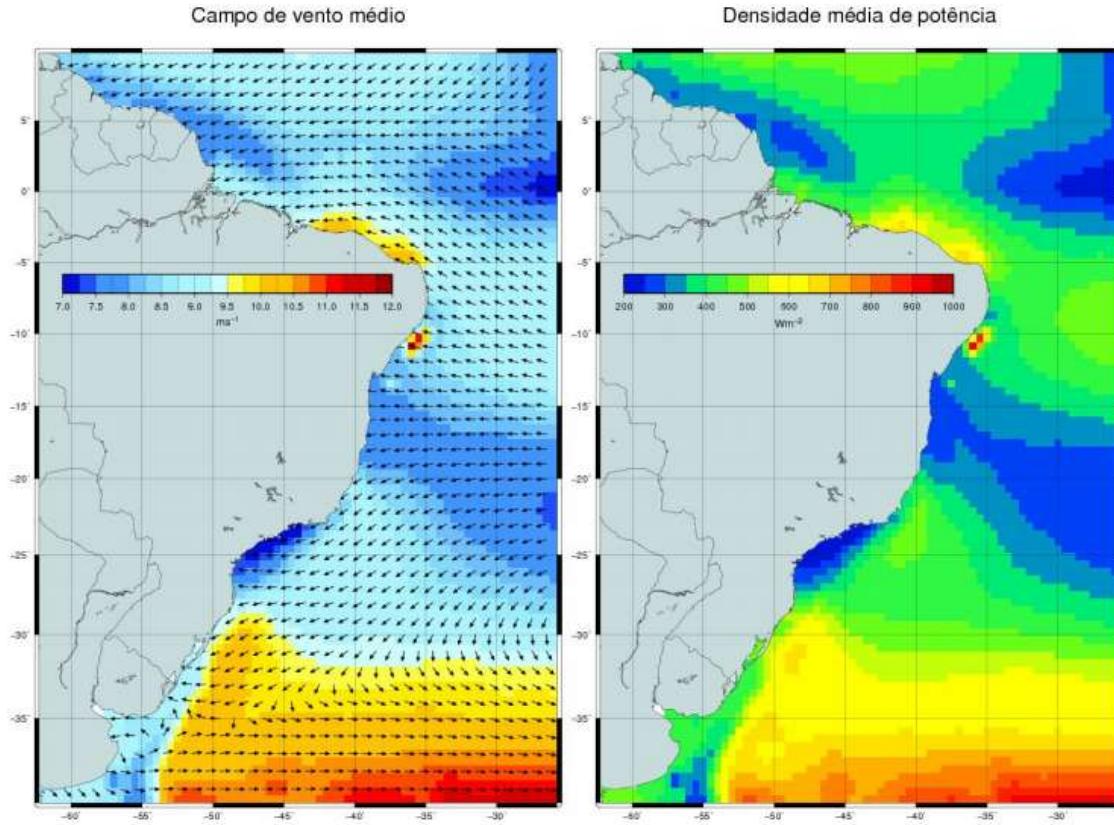


Figura 7: Campo de vento médio e densidade média de potência no Atlântico Sudoeste.
Fonte: Ortiz (2011)

Além da análise técnica, pode-se salientar ainda algumas circunstâncias econômicas mais amplas. Ao se converter o potencial energético apresentado acima, de 399 GW, para Gigawatt-hora (GWh) ao longo de um ano, é obtido uma geração energética máxima de 3.495.240 GWh. Porém, a geração elétrica está sujeita ao fator de capacidade. De maneira conservadora, um fator de capacidade médio para aerogeradores seria de 28% (GWEC, 2014), porém no Brasil temos um fator de capacidade bastante acima da média mundial, e considerando que para turbinas em ambiente offshore esse fator seria maior, pode-se estimar um mínimo de 40% ainda sendo conservador. Considerando que o custo de produção dessa energia é avaliado entre R\$ 213,00/MWh a R\$ 770,70/MWh (Medeiros, 2014), o fluxo financeiro potencial pela venda dessa energia, com um fator de capacidade de 40%, é de R\$ 740 bilhões a R\$ 2,7 trilhões anualmente.

Entretanto, não seria plausível considerar que todo o potencial de geração possa ser aproveitado, ainda mais pelo fato de não haver demanda tão grande. Ainda assim, pode-se considerar plausível um objetivo de implantar futuramente 40 GW de capacidade eólica offshore (cerca de 10% do potencial de geração em batimetria de até 50 metros). A inserção de 40 GW de energia eólica offshore movimentaria em torno de R\$ 74-270 bilhões anuais, quantia bastante relevante, considerando que é imprescindível que o país se recupere do decrescimento da atividade produtiva industrial dos últimos anos.

De acordo com o (Banco Mundial, 2010), um dos principais fatores para o sucesso da inserção da atividade eólica *offshore* na Dinamarca foi devido à pré-existência de uma indústria eólica *onshore*. Temos no Brasil a existência de uma indústria eólica já estabelecida, isto é, possuímos especialistas no ramo com boa qualificação e treinamento, aliado às instalações para a fabricação de peças e turbinas eólicas para ambiente *onshore*, temos também recursos físicos e humanos de grande relevância para a proporcionar o desenvolvimento tecnológico nacional de ativos da indústria eólica em ambiente marítimo. Ao se analisar o caso brasileiro, a implantação de infraestruturas de geração de eletricidade a partir de energia eólica em ambiente *offshore* pode se firmar como um forte motivador para o progresso da indústria eólica como um todo em território nacional (Miguel, 2016). Mesmo estando distante de saturar o seu mercado de energia eólica *onshore*, o Brasil deve considerar a inserção da indústria eólica *offshore* em seu território devido ao seu maior potencial de geração e, mesmo possuindo custos mais elevados até o momento, o país pode se aproveitar não só da sua experiência com a energia eólica em terra firme, mas também do seu desenvolvimento na indústria de óleo e gás em ambiente marítimo, além de poder traçar uma estratégia de aprendizado próprio dentro da indústria de energia eólica *offshore*.

Segundo (Goldemberg e Moreira, 2005), o uso de fontes de energia juntamente com o alto grau de evolução do conhecimento e agregação de capital provenientes das tecnologias contemporâneas elevou o bem-estar geral dos seres humanos. A transformação de energia cinética oriunda do fluxo de massas de ar em energia elétrica demandou o uso de rebuscados instrumentos de engenharia, da física e de outras diversas ciências para que pudesse ser efetivada. Ter a oportunidade de aproveitar os recursos naturais presentes na costa brasileira e na ZEE através de turbinas eólicas é exemplo significativo de uma associação favorável

entre os três componentes da reserva de capital brasileiro (recursos naturais, físicos e humanos) em favor do progresso da economia. Apesar de haver necessidade de estudos de impacto ambiental, a inserção da fonte eólica *offshore* na matriz energética brasileira representaria um grande passo frente à responsabilidade assumida na Conferência do Clima de Paris (2015), com a finalidade de diminuir as emissões de gases poluentes e intensificadores do efeito estufa.

Atualmente, o Brasil ainda não possui nenhuma planta eólica *offshore* em operação, nem em fase de construção, porém há três projetos com solicitação de licença ambiental no IBAMA, revelando que já existe uma intenção de promover a inserção dessa fonte energética. Apesar disso, ainda não existe um marco regulatório para a exploração da energia eólica *offshore*, o que torna incertas as formas de implementação e os modelos de concessão para o seu desenvolvimento. Os três projetos em fase de planejamento são (EPE, 2018):

- Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I: projeto de 400 MW no litoral do município de Amontada, Ceará. Localizado a uma distância de 3 a 8 km da costa, com profundidades que variam de 7 a 12 metros.
- Complexo Eólico Caucaia: projeto de 416 MW no litoral de Caucaia, Ceará. Localizado a uma distância de 2 a 9 km da costa, com profundidades que variam de 0 a 15 metros.
- EOL Planta Piloto de Geração Eólica Offshore (> 5MW): projeto de pesquisa e desenvolvimento da Petrobras, em parceria com a Equinor, com investimento de R\$ 63 milhões, no litoral de Guamaré, Rio Grande do Norte. Localizado a uma distância de 20km da costa, com profundidades que variam de 12 a 16 m.

3 ANÁLISE DE COMPONENTES PARA UM PROJETO DE PARQUE EÓLICO OFFSHORE

3.1 Turbinas

Na última década, diferentes designs de turbinas eólicas *offshore* foram surgindo. Essas turbinas são maiores que as usadas em terra firme. Elas também evoluíram em questão de confiabilidade e durabilidade para se adequar às condições marítimas severas. Em 2018, as maiores fabricantes de turbinas no mundo foram a Siemens Gamesa e MHI Vestas, que juntas somaram mais de 95% do total de turbinas instaladas nesse ano (Wind Europe, 2019). O custo total de uma turbina eólica inclui três partes principais: rotor, nacelle e torre.

Rotor: Consiste na parte frontal da turbina, que inclui as pás, o hub (peça que conecta as pás ao eixo central), sistemas auxiliares e rolamentos das pás. As pás geralmente são fabricadas em fibra de vidro em moldes específicos. Até então, todas as turbinas eólicas *offshore* fabricadas foram turbinas de três pás em configuração “upwind” (vento frontal) (IRENA, 2016). A maior turbina produzida em 2018 foi o modelo V164-8.8 MW pela MHI Vestas, com um rotor de 164m de diâmetro, instalada no Reino Unido (Wind Europe, 2019).

Nacelle: Consiste na caixa central atrás do rotor. Esta inclui a caixa de transmissão, a tomada de força, sistemas auxiliares, gerador e sistemas de controle e monitoramento. Existem três diferentes modelos de caixas de transmissão em turbinas *offshore* comerciais: caixa de três estágios com gerador de alta velocidade; caixa com baixa razão de transmissão e gerador de média velocidade; e gerador de baixa velocidade sem caixa de transmissão. Porém, não se sabe ao certo qual desses modelos oferece o menor custo de energia de acordo com custos operacionais e confiabilidade (IRENA, 2016).

Torre: Normalmente são tubos de aço feitos em duas ou três partes, que são unidas posteriormente. Incluem escadas internas, elevador e, em alguns casos, eletrônica de potência e transformadores de corrente alternada. Torres *offshore* são similares às utilizadas em turbinas *onshore* em questão de design e fabricação (IRENA, 2016).

Neste trabalho, a turbina escolhida para todas as simulações foi um modelo genérico de 6 MW da NREL, visto que seria um modelo coerente com a média anual instalada em

2018 globalmente, e é a mesma turbina utilizada por (Beiter et al, 2016) para simulações com fechamento financeiro em 2020 e início de operação em 2022.

As características da turbina podem ser verificadas na tabela abaixo:

Tabela 2: Propriedades da turbina genérica de 6 MW da NREL

Propriedades da turbina	
Capacidade	6 MW
Altura da torre	100 m
Diâmetro do rotor	155 m
Velocidade cut-in	4 m/s
Velocidade cut-out	25 m/s

Fonte: Adaptado de Musial et al (2016) – California

3.2 Desenvolvimento do projeto

As atividades para desenvolvimento do projeto são referentes às tarefas anteriores à construção e aquisição dos componentes presentes numa planta eólica. Estas incluem os processos do início do projeto até a decisão final de investimento. O desenvolvimento de um projeto pode levar muitos anos até o comissionamento da planta eólica. Normalmente começa de 7 a 10 anos antes da instalação da primeira turbina (IRENA, 2016).

Durante esses anos, muitas atividades são conduzidas para avaliar a viabilidade do projeto. O custo de desenvolvimento não é tão alto quanto outros componentes em uma fazenda eólica, mas um maior investimento nesse componente é benéfico e permite reduzir custos mais tarde ao longo do projeto. (FOWIND, 2016). Os custos de desenvolvimento podem ser divididos em quatro categorias principais: engenharia, autorização, caracterização do local, e análise de descomissionamento.

Engenharia: são tarefas exigidas para desenvolver o projeto de uma planta eólica. Normalmente, os desenvolvedores realizam essas atividades em escritório, dado que são únicas para cada tipo de turbina e projeto. As atividades realizadas nesta etapa são muitas, como por exemplo estudos de design de engenharia pré-front-end, para desenvolver o

conceito da planta eólica antes de contratar e avaliar áreas de incerteza técnica. Um estudo completo dessa natureza é tipicamente conduzido para avaliar a consecução, e estudos de conexões ao *grid* podem ser usados para determinar condições de interconexão (como subestações em terra e aprimoramentos nas linhas de transmissão). (FOWIND, 2016)

Autorização: essas atividades englobam os esforços exigidos para negociar com concessionárias e obter permissões ambientais, incluindo pesquisas ambientais, estudos de impacto ambiental, e consultas ao público, que são bastante importantes para obter consentimento em relação ao projeto. Entretanto, esse processo pode ser bastante diferente em cada país, e depende de onde a planta eólica está sendo planejada (FOWIND, 2016).

Caracterização do local: essas tarefas incluem a coleta e análise de dados geofísicos e geotécnicos, dados de recursos eólicos e dados do oceano. A pesquisa de dados locais é necessária para compreender as condições tanto dos locais em terra firme, quanto dos locais em alto mar próximos ao local do projeto. Assim, os contratantes precisam de experiência operacional em ambas as áreas, ou seja, mão-de-obra especializada como engenheiros, hidrógrafos e geofísicos. Além disso, equipamentos como embarcações são fundamentais para as operações de hidrografia. (FOWIND, 2016).

Análise de descomissionamento: geralmente inclui uma análise detalhada para estimar todos os custos associados com o retorno do local do projeto ao seu estado original anterior, no começo das operações da planta eólica. O grupo responsável pelo descomissionamento é especificado na concessão original do local, e assume-se que a responsabilidade será transferida caso ocorra uma mudança de proprietário. Algumas condições específicas para o descomissionamento são definidas pelo proprietário da área marítima, mas normalmente seguem as regras acima. (Beiter et al, 2016)

Embora esses custos geralmente sejam relativamente baixos em percentual do Capex, elas ocorrem no início do ciclo de vida (antes do fechamento financeiro) e podem ter um grande impacto na viabilidade do projeto. Além disso, projetos de plantas eólicas em grande escala geralmente exigem uma quantidade enorme de trabalho jurídico e comercial, considerando que a decisão final envolve grandes quantidades de investimentos e muitas partes envolvidas (FOWIND, 2016).

Os custos de desenvolvimento do projeto são significativamente afetados pelo tamanho da fazenda eólica. O escopo e o tempo gastos em diferentes pesquisas vão depender de diversas variáveis, como a quantidade de turbinas e a localização da planta. É comum ocorrerem gargalos no fornecimento de alguns serviços importantes nessa etapa conforme o projeto aumenta de escala, levando os desenvolvedores a buscar uma aceleração das atividades (Renewables Advisory Board, 2010).

3.3 Preparação no porto

As atividades de preparação no porto incluem as tarefas e equipamentos necessários na área portuária local para receber e armazenar componentes dos fornecedores. Normalmente, esses custos para projetos de energia eólica *offshore* incluem o custo do aluguel do espaço para armazenamento de equipamentos, o uso de guindastes e equipamentos do porto e as taxas portuárias para as embarcações de instalação (como entrada/saída, direito de doca, carregamento/descarregamento). Em essência, essa categoria representa as atividades de montagem que ocorrem em terra ou no cais.

Informações da indústria sugerem que praticamente qualquer porto iria precisar de melhorias na ordem de dezenas a centenas de milhares de dólares para sustentar de forma eficiente o desenvolvimento da energia eólica *offshore* em escala industrial. Identificar precisamente o custo dessas melhorias exigiria uma análise detalhada de cada porto individualmente, o que está além do escopo deste trabalho. A responsabilidade desses investimentos de capital também é desconhecida e pode variar de um projeto para outro (agências governamentais federais, estaduais ou municipais são opções prováveis para financiar melhorias no porto, para gerar desenvolvimento econômico) (Beiter et al, 2016).

3.4 Subestruturas

Esta seção tem por objetivo explicar os diferentes tipos de subestruturas utilizadas em parques eólicos *offshore*. Neste trabalho, serão abordadas as fundações fixas do tipo monopilar e jaqueta e as fundações flutuantes do tipo semissubmersível e *spar buoy*, por

serem as mais utilizadas no mundo atualmente e as que possuem mais informações disponíveis em bibliografias diversas.

3.4.1 Subestrutura monopilar

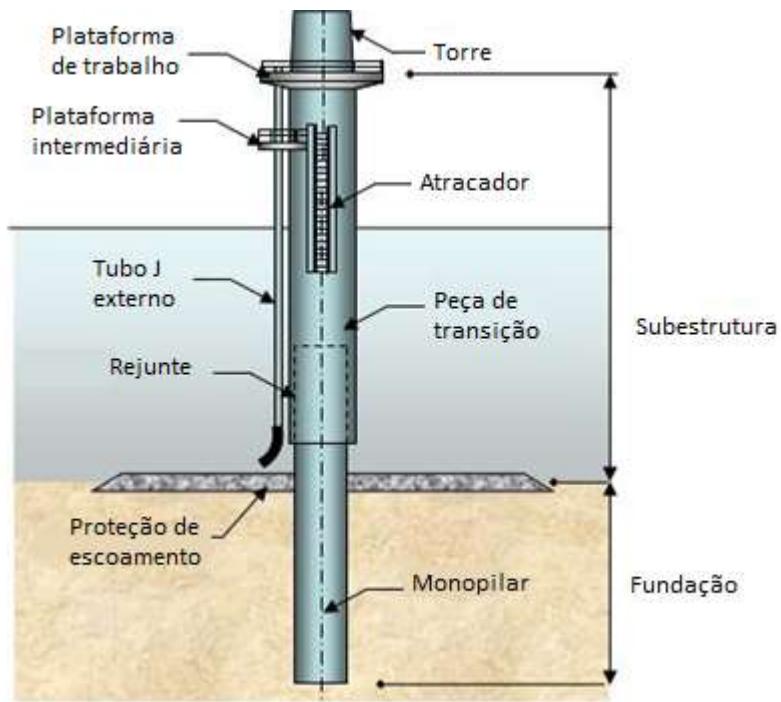


Figura 8: Subestrutura monopilar. Fonte: Adaptado de (DNV GL, 2010)

Esse tipo de fundação é a mais comum usada atualmente e é considerada uma tecnologia bem estabelecida pela indústria eólica. O monopilar consiste de um tubo cilíndrico de aço que se estende até o interior do leito marinho. Para evitar danos ao flange de conexão com a turbina e às partes secundárias durante a montagem, uma peça de transição separada também é necessária. Ela também é útil para corrigir qualquer desvio de verticalidade do pilar instalado, para garantir uma plataforma nivelada para instalação da turbina. A peça de transição é um tubo com diâmetro um pouco maior que é colocada acima do monopilar. Partes secundárias como sistemas de acesso para pessoal, tubos-j para cabos e atracador de embarcação também são conectadas à peça de transição. Outros arranjos podem ser usados, como enterrar um soquete no leito marinho e realizar a fixação do conjunto monopilar/peça de transição no local com rejunte. A conexão entre o monopilar e a peça de transição

normalmente é feita usando um rejunte especial. Uma variação foi utilizada em Scroby Sands (Norfolk, Inglaterra) na qual a fixação entre as duas partes era feita por um flange parafusado com um sistema de nivelamento hidráulico de 3 pontos para garantir a verticalidade da torre. Na fazenda eólica London Array, uma junção cônica inovadora é utilizada no topo do monopilar para prevenir a derrapagem da peça de transição, que ocorreu com algumas das conexões por rejunte em outros projetos (BVG Associates, 2012).

O monopilar é relativamente simples de fabricar e já existe um grau razoável de automação no mercado. Atualmente, a produção tem sido praticamente limitada a duas companhias: a joint venture entre Sif Group e Smulders Project e a parceria entre EEW Group e Bladt Industries. Os monopilares no parque Greater Gabbard (North Sea, Reino Unido) foram produzidos pela fabricante chinesa Shanghai Zhenhua Heavy Industry (ZPMC). Outros fabricantes estão também entrando no mercado, como a TAG Energy Solutions no Reino Unido e a Dillinger Hütte na Alemanha. Como o processo de fabricação é altamente automatizado, o custo dessa subestrutura é significativamente determinado pela quantidade de aço necessária. Para minimizar a quantidade de aço utilizada, os monopilares hoje são feitos em processo individual designado para condições específicas de cada local. Apesar de isso oferecer uma redução de custo de aquisição, também leva a um aumento no custo de instalação devido ao aumento da complexidade para manusear unidades com diferentes tamanhos (BVG Associates, 2012).

O comprimento, o diâmetro e a variação de espessura do aço ao longo do comprimento são determinados pela profundidade máxima da água no local, condições do leito marinho, condições do oceano, e as características de carregamento da turbina eólica. Estas são determinadas pelo tamanho do rotor, capacidade da turbina, e massa da torre superior. Outro fator determinante é a exigência de que a primeira frequência natural da estrutura de suporte da turbina esteja em torno de 0.3 Hz para evitar as frequências críticas do rotor e da carga das ondas. Conforme aumentam as dimensões das turbinas, o custo para permanecer dentro da faixa admissível também aumenta (BVG Associates, 2012).

Essa subestrutura chegou a ser instalada em profundidades de até 37 m, em Belwind 1 (Bligh Bank, Bélgica) e 32 m em Great Gabbard (Suffolk, Inglaterra), com as turbinas

Siemens SWT-3.6-107. O maior monopilar em Belwind tem um comprimento de quase 68m, um diâmetro de 6.3m e uma massa de quase 680 toneladas (BVG Associates, 2012).

3.4.2 Subestrutura jaqueta

A jaqueta consiste em uma estrutura de malha espacial, que tem sido comumente usada na indústria de óleo e gás por mais de 80 anos, com uma grande variedade de designs. Estruturas de aço fixas na base já foram utilizadas para profundidades que ultrapassam 150m. Assim como a jaqueta convencional de quatro pernas, outros *designs* incluem a jaqueta de três pernas, tripods e tripilares (BVG Associates, 2012).

O tripod é uma estrutura padrão de três pernas que possui um eixo central de aço que é conectado à torre da turbina. De forma similar ao monopilar, cada perna é inserida dentro do leito marinho, mas juntas elas estabelecem uma estrutura mais resistente, adequada para batimetrias de 20 a 50 metros. As jaquetas possuem um conceito parecido com o tripod, mas diferem no fato de que possuem uma área de seção transversal mais larga para a maior parte da estrutura, permitindo que as hastes de aço sejam posicionadas longe do eixo central. Esse design resulta em uma considerável redução de consumo de material. Similar ao tripod, cada perna é inserida no leito marinho usando pilares. O tripilar consiste de uma fundação de três pernas, que são conectadas à torre da turbina por uma peça de transição localizada acima do nível da água (Renewable Green Energy Power, 2012). Os três conceitos podem ser vistos na imagem abaixo:

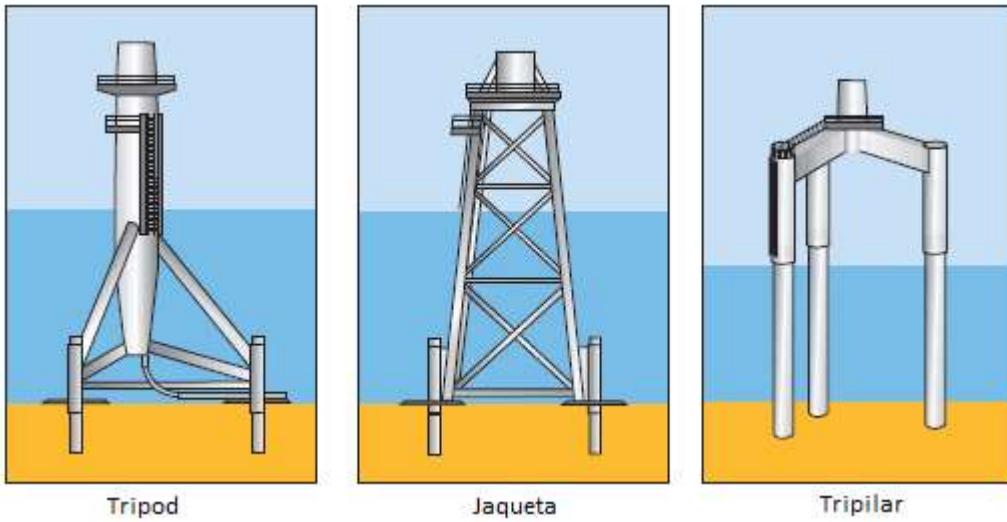


Figura 9: Diferentes conceitos de subestrutura jaqueta. Fonte: Adaptado de (Renewable Green Energy Power, 2012)

Na indústria eólica *offshore*, a estrutura jaqueta tem sido usada em alguns projetos, porém em quantidade bem menor que os monopilares. Em 2007, o projeto de demonstração Beatrice foi instalado na costa leste da Escócia com duas turbinas REpower de 5 MW, e em 2010 foram instaladas 6 jaquetas similares como parte do projeto alemão *Alpha Ventus*. A primeira aplicação comercial foi a planta eólica de Ormonde (oeste de Barrow-in-Furness, Irlanda), onde trinta turbinas REpower 5 MW foram instaladas em 2011. Outros projetos, incluindo Thornton Bank II (Bélgica) e Nordsee Ost (Alemanha), foram construídos posteriormente usando essa subestrutura (BVG Associates, 2012).

Segundo especialistas do setor, a jaqueta de quatro pernas provavelmente será a escolha mais comum de subestrutura para projetos em locais com profundidade média da água, de 35m ou mais. Isso se deve ao fato de que o *design* só precisa de mudanças relativamente pequenas de geometria para se adequar a maiores profundidades e a turbinas maiores, não é sensível a correntezas e ondas de areia, e pode ser usada em locais com uma grande variedade de condições de leito marinho, com pilares e fundações *suction bucket* fornecendo a fixação ao leito (BVG Associates, 2012).

Existe uma certa variedade de *designs* “malha espacial” que já foram desenvolvidos. Esses *designs* normalmente buscam reduzir a quantidade de aço ou de solda necessária ou

reduzir o tempo de instalação. Dada a extensa atividade de modelagem realizada pela indústria de óleo e gás no passado, é improvável que seja desenvolvido um conceito de jaqueta totalmente inovador, mas provavelmente alguns desses conceitos devem se tornar mais estabelecidos no mercado. Ainda é preciso progresso para adaptar os designs existentes para se adequar a particularidades da indústria *offshore*, como a necessidade de produção em massa e a habilidade de resistir a carregamentos dinâmicos (BVG Associates, 2012).

Duas versões alternativas para turbinas eólicas em grandes profundidades foram o tripilar da BARD e o tripod da WeserWind. Tripods, que foram escolhidos também para os projetos alemãos Borkum West II e Global Tech I, mas analistas da indústria eólica *offshore* indicam algumas desvantagens dessa subestrutura em relação a jaqueta. Apesar de utilizar menos soldagem de forma geral, existem vários cordões de solda tridimensionais que só podem ser feitos manualmente e o processo geral de fabricação é mais complexo. Também são necessárias placas de aço mais espessas e a estrutura geral é mais pesada, comparada à jaqueta. O tripilar da BARD consiste em uma peça de transição com três pinos que se encaixam em três pilares pré-instalados. Apesar do design ser feito para facilitar o processo de manuseio e instalação, a subestrutura é pesada e de grande complexidade para fabricar e instalar (BVG Associates, 2012).

3.4.3 Subestrutura *spar buoy*

Trata-se de uma estrutura formada por uma grande boia cilíndrica de aço ou concreto, que estabiliza a turbina eólica usando um lastro (material para aumentar o peso e garantir estabilidade) com água ou material sólido. O centro de gravidade fica dentro da água e bem abaixo do centro de flutuabilidade. Enquanto as partes inferiores da estrutura são pesadas, as partes superiores são normalmente elementos vazios próximos à superfície, elevando o centro de flutuabilidade (Taboada, 2015).

O conceito *spar* do projeto Hywind, que teve seu protótipo lançado em 2009 pela StatoilHydro (hoje Equinor) na Noruega e começou a operar comercialmente em 2016 na Escócia, é o mais estabelecido no mercado para essa subestrutura (Statoil ASA, 2012).

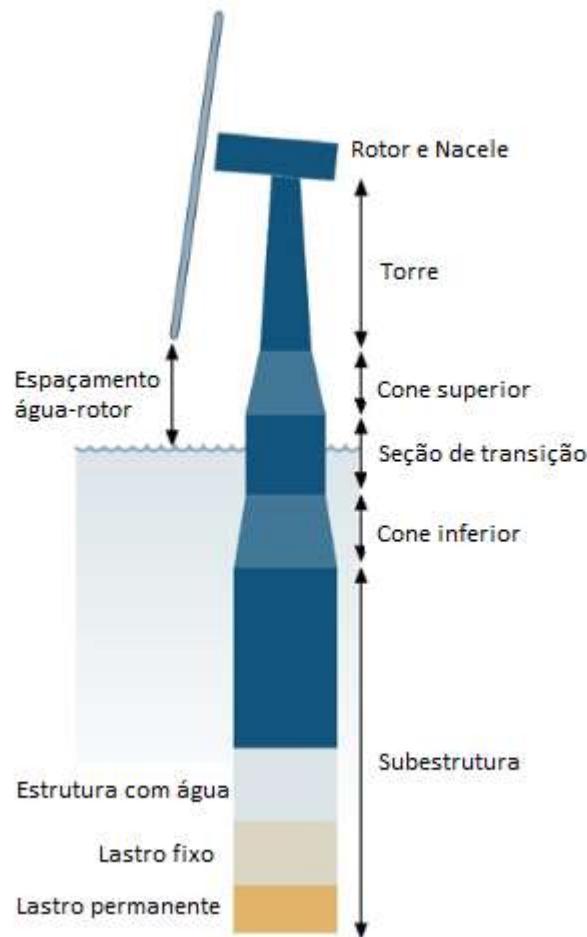


Figura 10: Subestrutura Spar Buoy. Fonte: Adaptado de (Statoil, 2012)

Suas especificações técnicas são descritas abaixo (Taboada, 2015):

- Pequena área de linha de água (linha que separa a parte imersa da parte emersa): centro de flutuabilidade abaixo da superfície da água, deixando a estabilidade dependente da distribuição de peso
- Pequeno volume próximo à superfície da água: menores forças de onda
- Ancoragem normalmente catenária: baixo custo e fácil de instalar
- Geometria do casco simples
- Instalação exige águas profundas e procedimentos especiais
- Inadequada para águas rasas

Para esse conceito de subestrutura, a estabilidade é obtida através dos lastros localizados abaixo de um tanque central de flutuabilidade, abaixando o centro de gravidade. A parte superior da estrutura é muito mais leve que a parte inferior, elevando o centro de flutuabilidade. Essa tecnologia exige uma subestrutura larga, que pode aumentar de acordo com o peso da torre e da turbina. Por ser uma grande subestrutura, é preciso um grande calado, o que torna o desenvolvimento desse tipo de fundação difícil de se implantar em águas rasas, já que a batimetria seria próxima à profundidade do calado (EWEA, 2013).

A constituição do *spar* é geralmente um cilindro de aço ou concreto, onde o lastro pode ser água e/ou material sólido. A grande dimensão do calado resulta em baixos movimentos de elevação e alta resistência à movimentos de inclinação. A estrutura é relativamente flexível a movimentos de giro em seu eixo longitudinal, mas é rígida a movimentos no plano horizontal. Para manter a estrutura em posição, as linhas de amarração são conectadas ao leito marinho por âncoras. Essas linhas de ancoramento podem ser de forma catenária ou retilínea (pré-tensionada), e podem ser de diferentes tipos, como cabos de aço, cordas de fibra, correntes-âncoras ou uma combinação dessas (DNV Kema, 2012).

Devido à grande dimensão do calado, o *spar* precisa ser rebocado até o local de águas profundas em posição horizontal, onde é colocado na vertical e depois a turbina é montada, utilizando uma embarcação do tipo navio-grua. No caso de portos com águas profundas, a montagem completa pode ser feita próximo à costa, seguida de transporte por rebocador. A substituição de componentes é feita normalmente *offshore*. Soluções inovadoras estão sendo pesquisadas para encontrar uma maneira de implementar a montagem *onshore* quando a profundidade dos portos para construção for insuficiente. Uma dessas soluções é o protótipo Windflip, desenvolvido na Noruega em 2012, que permite o transporte da turbina eólica totalmente montada em posição horizontal, realizando o preenchimento do lastro no local do projeto para levar a turbina a uma posição vertical (Windflip, 2012).

A subestrutura do tipo *spar* é relativamente simples e, portanto, pode ser facilmente fabricada. Entretanto, devido ao seu grande tamanho, o custo dessa fundação ainda é bastante elevado (Nilsson et Westin, 2014).

As maiores vantagens da *spar buoy* são a estrutura de alta estabilidade inerente, uma relativa facilidade de fabricação (com quantidades mínimas de soldas e possibilidade de

utilizar concreto no lugar do aço), uma relativa facilidade para realizar o descomissionamento (embarcações específicas podem ser usadas para transportar as peças até a costa), poucos sistemas ativos e poucos componentes complexos. Suas desvantagens são um maior carregamento de fadiga, quando comparada a outras fundações (como plataformas de pernas atirantadas), o grande calado que limita a possibilidade de montagem na costa (adicionando várias operações *offshore*) e que limita a possibilidade de rebocar de volta à costa em casos em que são necessárias maiores operações de manutenção. (DNV Kema, 2012)

3.4.4 Subestrutura semissubmersível

Essa subestrutura consiste de uma quantidade de largas colunas ligadas entre si por braços de conexão. As colunas fornecem lastro e estabilidade de flutuação, ou seja, é uma fundação que se estabiliza por colunas. Normalmente possui baixo calado. As estruturas semissubmersíveis são mantidas em posição pelas linhas de amarração, que são normalmente de forma catenária ou linear. A quantidade e a configuração das linhas variam de um conceito para outro, e costumam variar entre 3 a 6 linhas de amarração. As semissubmersíveis são apropriadas para muitos mercados, já que o calado é baixo e existem poucas restrições às condições do leito marinho (Taboada, 2015).

O conceito de estrutura semissubmersível mais estabelecido no mercado é o projeto WindFloat, desenvolvido pela Marine Innovation & Technology e comercializada pela Principle Power, que teve seu projeto de demonstração lançado em 2011. Consiste de uma plataforma de três colunas, com um calado menor que outros concorrentes, projetada para sustentar uma turbina de 3 a 10 MW. A torre da turbina fica conectada e é suportada por uma das colunas de flutuação (Bjerkseter et Agotnes, 2013).

O baixo calado permite que seja instalada em locais de profundidade baixas, a partir de 40 m. Cada uma das três colunas contém água que serve como lastro, que melhora a estabilidade estática e dinâmica através de um sistema de compensação ativo através de placas de estabilização, amortecendo movimentos no eixo vertical, garantindo estabilidade através de distribuição mútua de água de lastro de acordo com a direção do vento e a

magnitude. Para obter alta estabilidade, é necessária a utilização de grandes quantidades de aço, levando a um elevado custo de material (Principle Power, 2011).

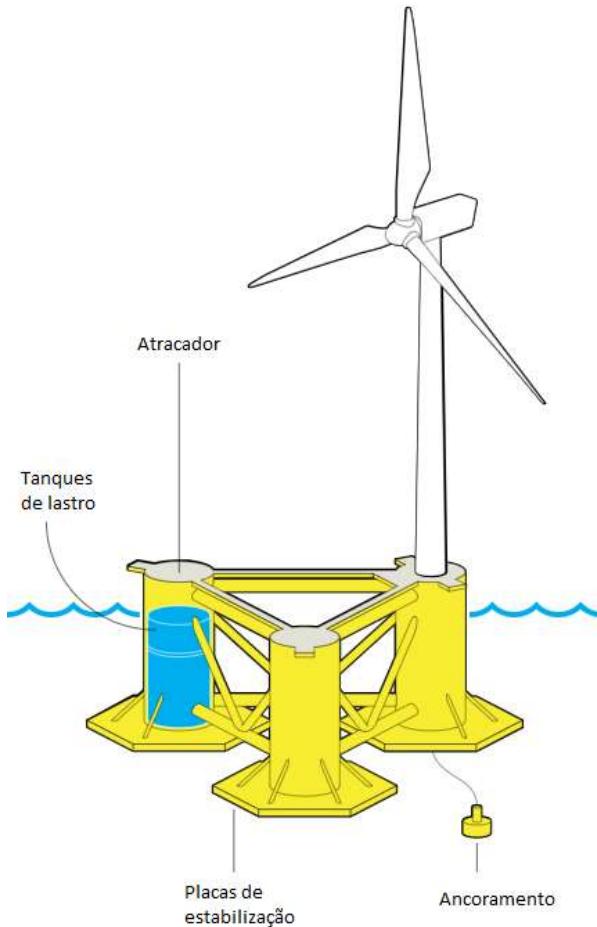


Figura 11: Subestrutura semissubmersível. Fonte: Adaptado de (Principle Power, 2011)

Suas principais especificações são (Taboada, 2015):

- Área de linha de água muito pequena (maior parte da flutuabilidade muito abaixo da superfície da água)
- Geometria pode ser ajustada para reduzir a força das ondas (menores movimentações e maiores forças internas)
- Linhas de amarração normalmente catenárias (baixo custo e fáceis de instalar)
- Geometria do casco possui vários componentes de alto custo

- Montagem e instalação pode ser feita em águas rasas
- Flutuador mais adequado para águas rasas

Uma consequência negativa de ter uma grande parte da estrutura próxima à superfície da água é que pode ser mais afetada por corrosão. Esse tipo de subestrutura também sofre mais com elevadas movimentações por condições de ondas extremas (Butterfield et al, 2007)

A montagem pode ser feita *onshore* ou em uma doca seca. O transporte até o local do projeto é feito por rebocadores convencionais. Uma plataforma totalmente equipada pode flutuar com calados menores que 10 m durante o transporte. O reboque até o local do projeto pode ser feito com ondas relativamente altas (Bjerkseter et Agotnes, 2013).

Operações de manutenção maiores podem ser feitas rebocando a estrutura para a costa. A maior parte dos conceitos permite realizar manutenções no local do projeto em todas as colunas. Em alguns casos, pode ser projetado um heliponto na subestrutura. São necessárias inspeções regulares das conexões soldadas, tanto acima quanto abaixo da superfície da água, para identificar e mitigar falhas por fadiga, corrosão etc (DNV Kema, 2012).

As maiores vantagens das semissubmersíveis são o *design* mais flexível em relação a profundidade da água com um calado mais baixo; possibilidade de montagem da estrutura *onshore* ou em doca seca; fácil processo de descomissionamento (basta rebocar até a costa); boa estabilidade e baixo calado, permitindo um fácil rebocamento até a costa para grandes reparos. Suas desvantagens são as maiores movimentações, devido às ondas, podendo afetar o rotor, a torre e as pás; uma estrutura mais complexa de fabricar com maiores quantidades de soldas e conexões entre os elementos estruturais do que em outros tipos de subestrutura; maior risco de corrosão devido à estrutura ficar próxima à superfície da água (DNV Kema, 2012).

3.5 Instalação

Nesta seção, o objetivo é detalhar as operações de instalação realizadas na construção de um parque eólico *offshore*. Essas operações incluem o transporte até o local do projeto e

a instalação das subestruturas, turbinas, cabos internos à matriz, cabos de exportação, subestações e sistema de ancoramento (para turbinas flutuantes).

3.5.1 Visão geral do método de instalação de um parque eólico offshore

Para as operações de montagem dos componentes de uma fazenda eólica offshore, são consideradas três diferentes opções de local: em terra firme, próximo à costa a depender das condições do mar, no local de projeto ou uma combinação desses três. De maneira geral, o processo de instalação desses componentes pode ser dividido em alguns processos (Bjerkseter et Agotnes, 2013):

- No porto, é feito o carregamento de componentes para a embarcação de transporte;
- Transporte do porto até o local de projeto;
- Instalação do componente no local de projeto;
- Deslocamento até o próximo ponto de instalação;
- Repetição da última etapa até terminar a instalação do último componente presente no carregamento atual;
- Viagem de volta ao porto, para repetir o processo até a instalação de todos os componentes do parque eólico.

Esses processos necessitam que embarcações especializadas sejam utilizadas, e pode-se considerar dois tipos de estratégias no uso dessas embarcações para realizar a instalação das turbinas. A primeira envolve embarcações menores levando os componentes das turbinas ou turbinas inteiras do porto até um ponto onde uma embarcação especializada em instalação é carregada com os componentes, que são levados até os pontos de instalação; ou o próprio navio de instalação faz as viagens de ida e volta do porto para o local de projeto. Na segunda estratégia, faz-se necessário o uso de outros tipos de embarcações especializadas além do navio de instalação, que também fazem o trânsito do porto até o local do projeto. Porém, além de ser mais demorada que a primeira, também utiliza menos da capacidade total das embarcações especializadas. Entretanto, o que se observa em projetos reais é que normalmente a segunda estratégia é mais utilizada que a primeira para a instalação de parques eólicos de grande escala. (Bard et Thalemann, 2011)

Neste trabalho, será considerada a segunda estratégia para a instalação de turbinas flutuantes, pois já está mais estabelecida no mercado, e oferece um menor risco que a primeira, devido às transferências em ambiente offshore que a primeira exige. Além disso, a segunda estratégia pode ser mais vantajosa em casos onde a distância do local de projeto até a costa não é tão grande, como a maioria dos pontos ótimos de potencial eólico *offshore* brasileiros.

Para as turbinas de base fixa, são consideradas diferentes estratégias, dado que podem ser usados navios-grua ou embarcações auto elevatórias. Entretanto, as taxas diárias de utilização de embarcações auto elevatórias costumam ser menos custosas que as de navios-grua (Midtsund et Sixtensson, 2013). Além disso, as embarcações auto elevatórias geralmente possuem maior espaço no convés para carregamento de turbinas e subestruturas. O modelo Mayflower Resolution (posteriormente MPI Resolution), primeira embarcação desse tipo com propósito de instalar plantas eólicas offshore, construída pela chinesa Shanhaguan Shipyard para a Mayflower Energy Ltd em 2003, é capaz de carregar até dez turbinas ou fundações por viagem (MPI Offshore, 2011). Devido ao design especializado e à grande capacidade de carregamento, para turbinas de base fixa, foi escolhida também a segunda estratégia de transporte, reduzindo também os riscos de transferência em alto mar.

3.5.2 Instalação da Turbina

Primeiramente, a montagem da turbina pode ser feita de várias maneiras, que vão desde o transporte de seus componentes individualmente (geralmente nacelle, hub, três pás e duas seções da torre), sendo montados e instalados no próprio local do projeto, até a realização de uma pré-montagem completa da turbina em terra firme ou próxima ao porto, para então ser transportada e levantada para montagem em sua subestrutura.

Cada operação de instalação é escolhida de acordo com os custos totais envolvidos, que são afetados por diversas variáveis como quantidade de içamentos, capacidade do guindaste em terra e no mar, espaço disponível no convés, entre outros fatores. Normalmente as estratégias de instalação consideram uma quantidade de içamentos variando de um até seis (ou seja, turbina completa até cada componente separado, com o nacelle e o hub sendo pré-

montados). Ao aumentar o número de içamentos, o tempo total de instalação offshore aumenta, mas a capacidade do guindaste pode ser menor e a necessidade de infraestrutura próxima à costa é reduzida. De acordo com dados de projetos na Europa, a estratégia mais utilizada é aquela com quatro içamentos, incluindo as 2 partes da torre, a nacelle e o rotor completo (Kaiser et Snyder, 2010).

Entretanto, deve-se salientar que a escolha da estratégia de instalação deve avaliar condições específicas de cada local, como condições de ventos e ondas. O içamento e instalação do conjunto rotor-nacelle é mais complexo que a instalação da nacelle sozinha, devido à razão entre peso e área afetada pelo vento, restringindo a velocidade máxima do vento durante as operações de içamento e levando à menores janelas operacionais. Sendo assim, a estratégia escolhida depende não apenas do local, mas também das condições de tempo no momento da instalação. (Midtsund et Sixtensson, 2013).

3.5.2.1 Instalação para o caso de base fixa

Nos casos de turbinas de base fixa, as fundações e peças de transição geralmente são instaladas antes de conectar a turbina à subestrutura. Essas operações são feitas por navios-grua tradicionais, mas também podem ser feitas com navios especializados em instalação de turbinas eólicas, baseados em tecnologia de auto elevação (DNV Kema, 2012).

De acordo com dados de plantas eólicas no Norte da Europa, o tempo médio de instalação de uma fundação monopilar é de 2,6 dias. Esse tempo inclui o transporte, instalação e atrasos devido ao clima. Contando ainda o tempo de carregamento no porto, e levando em consideração as curvas de aprendizado, é esperado um tempo total de três dias por subestrutura (Kaiser et Snyder, 2010). Já para subestruturas do tipo jaqueta, considerando seu uso mais recente na indústria e a falta de dados suficientes, é assumido um tempo de instalação de 1 dia extra em relação ao monopilar (Lindø Offshore Renewables Center, 2013). Instalações de jaqueta exigem que seus pilares sejam enterrados no leito marinho, e apesar de serem menores, são mais numerosos que no caso do monopilar, levando a um tempo de fixação que pode ultrapassar este em 2,5 vezes (Degraer et al, 2013).

É considerada uma capacidade do convés suficiente para dez componentes de subestruturas ou dez turbinas, e cada operação de içamento no porto levando 3 horas. Uma estrutura monopilar é constituída de um pilar e de uma peça de transição, então são necessários 2 içamentos no porto para cada subestrutura. Como um monopilar possui 2 partes, considera-se que cada viagem na embarcação carrega cinco subestruturas, realizadas a uma velocidade de 11 nós em um navio auto elevatório (MPI Offshore, 2011). No caso da jaqueta, sua dimensão física e a presença de pilares menores levam a assumir uma mesma quantificação em relação a operações de içamento e capacidade do convés. As janelas operacionais são aproximadamente 75% para içamentos no porto e transporte e 50% para operações de instalação offshore (Myhr, 2013).

De acordo com dados de projetos de base fixa de grande escala, o tempo médio de instalação, sem contar carregamento, transporte e atrasos devido ao clima, é de 1,2 dias, baseado em informações da indústria que levam em consideração as curvas de aprendizado (Vestas, 2012). Para os custos de instalação por turbina, é considerado que uma turbina pode ser montada em quatro horas. As janelas de operação são aproximadamente 80% para içamento no porto e transporte e 50% para operações de instalação *offshore* (Myhr, 2013).

Além da equipe técnica das embarcações, uma quantidade adicional de trabalhadores é necessária para realizar algumas operações mecânicas e elétricas. Assume-se que operações de instalação necessitam de 15 trabalhadores trabalhando em turnos de 12 horas, levando a 30 trabalhadores por dia (DEME, 2013).

Para turbinas eólicas com subestruturas jaqueta, é esperado um custo 28% maior do que para aquelas com subestrutura monopilar, e além disso os monopilares tendem a ser preferidos de um ponto de vista econômico, se as características do local de projeto permitirem. Quando a profundidade ultrapassa 30m, existe uma tendência maior a subestruturas jaqueta ganharem vantagens econômicas (Borgen, 2010).

Os custos de instalação serão trabalhados na seção 4.2, referente ao modelo de custos para uma planta eólica offshore.

3.5.2.2 Instalação para o caso de base flutuante

Dependendo do tipo de subestrutura flutuante, as turbinas podem ser instaladas de diversas maneiras já utilizadas. Os métodos de instalação incluem variáveis como opções de transporte de componentes (como torres e flutuadores), grau de prioridade na montagem anterior ao transporte até o local de instalação, e decisão sobre carregar a turbina ou seus componentes em um convés de embarcação de transporte ou rebocá-los (Butterfield et al, 2007).

De acordo com especialistas do setor, fabricantes de turbina contraíndicam a montagem prévia da torre e da nacelle para realizar transporte horizontal das turbinas. Essas recomendações vêm do fato de que as paredes das torres podem ser danificadas pelo peso da nacelle (Melberg, 2013). Neste trabalho, não serão consideradas estratégias de instalação baseadas no transporte horizontal do conjunto torre-nacelle pré-montado.

As duas principais estratégias para turbinas flutuantes serão descritas neste trabalho, sendo uma delas baseada na montagem completa da turbina, para então ser rebocada até o local do projeto, e a segunda é baseada em rebocar a subestrutura, com ou sem a torre conectada previamente, até o local do projeto, para então instalar os componentes da turbina. As duas estratégias podem ter variações dependendo de como são feitos os içamentos dos componentes, ou seja, pode variar a quantidade de içamentos realizados para a completa montagem da turbina.

a) Estratégia de reboque da turbina completa em posição vertical

Primeiramente, é feita a montagem completa da turbina eólica flutuante em águas calmas próximo à costa ou em terra firme (porto seco) antes de ser levada por um navio rebocador até o local do projeto. Essa tem sido a estratégia mais utilizada para turbinas piloto (NREL, 2019). Como exemplo, a turbina piloto do projeto Hywind foi levantada e instalada de acordo com as seguintes etapas (Statoil ASA, 2010):

- O flutuador foi construído pela Technip em Pori (costa sudoeste da Finlândia), para então ser rebocada em posição horizontal até o local de projeto próximo a Stavanger, na Noruega;

- O flutuador foi temporariamente lastreado com água do mar para poder ser erguido, e depois ser atado a um navio-grua;
- No navio-grua, o flutuador foi lastreado com olivina de forma permanente, trazida em um navio de suprimentos;
- Um segundo navio-grua conectou a porção inferior da torre ao flutuador;
- A parte superior da torre e a nacele, pré-montadas em terra firme, foram coletadas e transportadas pelo segundo navio-grua antes de serem conectadas ao flutuador;
- O rotor, pré-montado em terra firme, foi conectado à nacele usando o segundo navio-grua;
- A turbina eólica completa foi rebocada até o local de projeto usando um navio especializado AHTS (Anchor Handling Tug Supply ou embarcação rebocadora para manuseio de âncoras), auxiliado por dois rebocadores convencionais;
- Três âncoras foram instaladas pelo AHTS antes de serem amarradas à turbina eólica.

Esse método elimina a necessidade de utilizar içamentos pesados e arriscados em alto mar, e ganha a vantagem de operar em condições mais amenas em águas protegidas, levando a maiores janelas operacionais. Esse método exige guindastes no porto ou próximo à costa para montagem, e AHTS e navios rebocadores para transporte e amarração das âncoras.

Instalações no cais adaptadas para montagem de turbinas em flutuadores na costa podem reduzir os custos de instalação por não necessitar de navios-grua, apenas guindastes em terra firme (PrinciplePower, 2011).

b) Estratégia de transporte do flutuador ou conjunto torre-flutuador

A segunda estratégia envolve rebocar o flutuador ou uma configuração pré-montada do flutuador e torre em posição horizontal até o local de projeto usando um AHTS auxiliado por navios rebocadores. No local especificado, um navio-grua instala os componentes restantes da turbina, que são transportados até lá usando um navio PSV (platform supply vessel ou navio de apoio a plataforma) (NREL, 2019).

3.5.3 Instalação do Sistema de Ancoramento

Existem basicamente duas estratégias de instalação do sistema de ancoramento, sendo uma delas a instalação prévia desse sistema e a outra sendo uma instalação concomitante com o restante dos componentes. Na primeira, as âncoras e linhas de amarração são pré-fixadas no local de projeto e então, no momento da instalação da subestrutura, são apenas conectadas aos flutuadores por navios de suprimentos. Isso permite uma maior janela operacional devido ao clima, menos restrições operacionais em relação à instalação conjunta das outras partes, porém prolonga a quantidade de tempo, do momento da fixação do sistema de ancoramento até a conexão com as turbinas eólicas. Na segunda, as âncoras e linhas de amarração são dispostas e instaladas ao mesmo tempo que a subestrutura. Sendo assim, ao realizar todas as atividades de maneira simultânea, ocorre uma redução no tempo total de transporte e de transferência de componentes, mas por outro lado exige uma maior quantidade de embarcações operando no local do projeto durante a instalação (Eriksson et Kullander, 2013).

O processo de instalação de um sistema de ancoramento para uma planta eólica de grande escala exige muitas operações devido ao número de âncoras a serem instaladas. Por isso, uma instalação de diversas âncoras e linhas de amarração em uma área limitada requere uma devida preparação logística anteriormente à instalação para garantir um processo adequado. Porém, operações de planejamento logístico estão além do escopo deste trabalho e não serão discutidas. Sendo assim, visando simplificar as operações logísticas durante a instalação das turbinas eólicas, será considerado que os sistemas de ancoramento vão ser instalados segundo uma estratégia de pré-montagem.

As linhas de amarração podem ser instaladas segundo um sistema de linhas catenárias ou linhas esticadas. Os sistemas catenários podem ser instalados por um único navio de manuseio de âncoras (AHTS). O formato da âncora e o baixo centro de massa garantem um pouso vertical no leito marinho e estabilidade durante a penetração. As forças de sucção e fricção dificultam a elevação da âncora, mas sua longa haste gera os momentos necessários para girar e poder retirar as âncoras, quando necessário (Vryhof Anchors BV, 2010).

A âncora utilizada nesse caso é uma DEA (drag embedment anchor ou âncora convencional). Seu formato é propício para gerar tensões de arrasto como forma de fixação.

O sistema de linhas esticadas também pode ser instalado utilizando um navio de manuseio de âncora. Para verificar a posição de pouso da âncora e de afundamento da âncora, são analisadas as marcas de comprimento na linha de amarração e o ângulo entre a linha e o leito marinho através de um ROV (remotely operated underwater vehicle ou veículo submarino operado remotamente). Para remover a âncora, as partes dianteiras das linhas são desconectadas e a âncora é puxada na direção oposta à instalação, usando uma fração da tensão de fixação (Vryhof Anchors BV, 2010).

A âncora utilizada nesse caso é uma Stevmanta VLA (vertical load anchor ou âncora de carga vertical). Ela consiste de uma espécie de âncora dentada com um ajustador de ângulo para mudar o ajuste do modo de instalação para o modo de carregamento escolhido. O modo de carregamento resulta em um aumento imediato de capacidade de retenção, que se eleva em até 3,5 vezes em relação ao modo de instalação (Vryhof Anchors BV, 2010).

Existe ainda um terceiro sistema de ancoramento, que utiliza uma âncora tubo de sucção. Nesse modelo, uma bomba conectada no topo do tubo cria uma diferença de pressão que força a âncora de sucção para baixo do leito marinho. Depois da instalação, a bomba é removida e a âncora torna-se permanentemente fixa abaixo do solo. Se ocorrer fluência do solo, resultando em movimentação vertical da âncora, o tubo de sucção pode ser recolocado em sua posição de fixação, realizando uma nova operação com a bomba. Para retirar a âncora, a mesma bomba é utilizada para neutralizar a diferença de pressão inicial, forçando a âncora de sucção para fora do leito marinho, ou seja, o processo de retirada se dá de forma oposta ao processo de instalação (Jelsoft, 2008).

Em qualquer um dos três casos acima, é comum a utilização de uma grande embarcação do tipo AHTS para realizar as tarefas de instalação do sistema de ancoramento. A escolha da embarcação é baseada em requisitos de tração de amarração para reboque e para instalação, e tensionamento da âncora e linhas de ancoramento (Beiter et al, 2016). Este trabalho considera que existe disponibilidade de uso de um AHTS com capacidade suficiente para instalar de forma segura esses sistemas de ancoramento.

No caso específico dos sistemas de linhas esticadas, com uma capacidade de retenção de cerca de 2000 toneladas, as cargas necessárias para instalação podem ser alcançadas

através do modo de instalação da âncora, reduzindo as cargas para aproximadamente um quarto da capacidade de retenção. (Myhr, 2013).

Para estimar os custos de instalação do sistema de ancoramento, diversas considerações foram feitas. Essas considerações foram baseadas em (Bjerkseter et Agotnes, 2013). É importante salientar que estes valores foram assumidos para o projeto de referência e que, de acordo com mudanças nas propriedades dos parques eólicos, mudanças precisariam ser feitas nos valores considerados. Neste trabalho, para simplificar o cálculo de custos, o sistema utilizado é o de linhas catenárias, com âncoras convencionais. Os custos de instalação do sistema de ancoramento estão incluídos nos custos de instalação das subestruturas, conforme modelo de custos na seção 4.2.3.2.

3.5.4 Instalação da Infraestrutura Elétrica

Esta seção apresenta informações gerais sobre o processo de instalação da infraestrutura elétrica de um parque eólico *offshore*.

3.5.4.1 Instalação dos cabos elétricos

O método de instalação envolve a colocação dos cabos abaixo do leito marinho, ou seja, são enterrados e embutidos no solo, que é essencial para evitar danos aos cabos devido à ancoragem de navios e impactos ocasionados por redes de arrasto utilizadas em atividade de pesca. Para isso, são utilizados navios de escavação (Bjerkseter et Agotnes, 2013)

Os custos de instalação de cabos submarinos podem variar bastante e isso se deve à diversas variáveis, como por exemplo taxas diárias de embarcações, que por sua vez variam bastante de acordo com a oferta e a demanda, custos de combustível, quantidade e combinações diferentes de embarcações utilizadas. Além disso, o local escolhido para instalação impacta na distância percorrida pelos navios e as condições do leito marinho afetam a definição do método escolhido para enterrar os cabos. Estes podem ser enterrados por meio de escavação, arado ou jateamento (onde cabos são enterrados usando um jato d'água). Sendo assim, diversos fatores como tipo e quantidade de cabos, profundidade do

mar e condições climáticas influenciam o método utilizado e os custos envolvidos no processo de instalação de cabos submarinos (National Grid, 2011).

A instalação dos cabos internos à matriz eólica costuma apresentar custos bem menores que os cabos de exportação, devido às propriedades físicas dos cabos, sendo aproximadamente um terço da instalação dos cabos de exportação (Douglas-Westwood, 2010).

Segundo Notman (2012), a instalação de cabos submarinos pode ser realizada de forma razoavelmente rápida. Estima-se uma média de instalação 10 km por dia, entretanto a colocação dos cabos sob o leito marinho pode ser mais lenta.

3.5.4.2 Instalação da subestação offshore

Para realizar a instalação da subestação *offshore*, os componentes da subestação são transportados por barcaças até o local apropriado, e então são instalados por um navio grua, sendo montados em cima de uma subestrutura, que normalmente é uma jaqueta, para águas rasas. O tempo de instalação é de aproximadamente uma semana (ScottishPower Renewables, 2016).

3.6 Operação e Manutenção (O&M)

Ao longo do ciclo de vida de uma planta eólica, ocorrem diversos gastos relacionados à operação e manutenção das turbinas. Os gastos dessa atividade costumam ser aproximadamente um quarto do custo total do parque eólico durante todo seu tempo de funcionamento. A atividades de gerenciamento da planta também estão incluídas nesta categoria, como por exemplo monitoramento remoto das turbinas e tarefas de *back office*, como administração, vendas e *marketing*. Porém, essas atividades são apenas uma pequena parte do total gasto com O&M. A maior parcela dos custos vem das atividades de manutenção, que incluem as tarefas de conservação e reparo da fazenda eólica. Essas atividades podem ser divididas em manutenção preventiva e manutenção corretiva. A manutenção preventiva é aquela que ocorre previamente às falhas, através do reparo e

substituição de diversos componentes das turbinas eólicas, baseadas em inspeções de rotina ou como resposta aos sistemas de monitoramento. Já a manutenção corretiva é aquela que ocorre como reação às falhas ou danos aos componentes do parque eólico (GL Garrad Hassan, 2013).

As atividades preventivas podem ter seus custos determinados com poucas incertezas, já que se tratam de tarefas pré-planejadas. Entretanto, os custos associados às atividades corretivas são muito difíceis de prever e, portanto, apresentam incertezas bem maiores. Levando isso em consideração, e com o objetivo de ter o menor tempo possível de paradas e menores custos envolvidos ao longo do ciclo de vida do parque eólico, é recomendável que, toda vez que for necessária uma grande operação de manutenção corretiva, também sejam realizadas operações de manutenção preventiva em outros componentes da planta (Bjerkseter et Agotnes, 2013).

Para realização dessas atividades, os proprietários da fazenda eólica podem escolher entre três tipos de contratos diferentes, que são o gerenciamento sem intervenção, com pouca intervenção e com total controle. Na abordagem sem intervenção, o proprietário da planta assina um contrato com o fabricante das turbinas, que cobre todo o balanço do sistema, operações de gerenciamento diárias, além das manutenções planejadas e não planejadas. Na abordagem com pouca intervenção, é assinado um contrato no qual o fabricante tem a responsabilidade apenas pela manutenção e serviço das turbinas eólicas, mas outros serviços são realizados por outros provedores, como balanço elétrico do parque, manutenção das fundações, operações em base *onshore* e suporte ao transporte. A abordagem com controle total é aquela na qual o proprietário recruta uma equipe técnica especializada nas atividades de manutenção e operação. Nesse caso, a equipe trabalha em parceria com subcontratados especializados, como operadores e fabricantes de embarcações. Dessa maneira, o proprietário da planta assume um risco maior, mas, ao mesmo tempo, consegue reduzir parte dos custos (IRENA, 2016).

O transporte dos técnicos de manutenção do porto até o local das turbinas pode ser feito de acordo com diferentes estratégias. Cada projeto eólico possui um local com diferentes características e, então, a estratégia mais adequada pode variar de um projeto para

outro. Os principais fatores que afetam a solução ótima de logística são (GL Garrad Hassan, 2013):

- Distância até o local do projeto
- Modelo de subestação instalada
- Quantidade, tamanho e confiabilidade das turbinas
- Condições dos mares

A distância do porto ao parque eólico é o fator mais importante para determinar a abordagem de melhor custo-benefício para as atividades de operação e manutenção. Conforme novos projetos localizados cada vez mais distantes da costa são desenvolvidos, novas estratégias tornam-se mais apropriadas para essas operações. As estratégias podem utilizar lanchas de trabalho convencionais, lanchas com helicópteros de suporte ou navio-mãe em base offshore, conforme a figura 12. Na maioria dos parques eólicos *offshore* operando atualmente, a solução logística mais comum é a utilização de lanchas de trabalho convencionais, enquanto operações com helicóptero são muito pouco utilizadas. Lanchas de trabalho são mais baratas e podem carregar muitos técnicos do porto até a turbina. Entretanto, a acessibilidade e o tempo de resposta desses serviços são limitados por condições dos mares e pela maior demora no transporte. Por outro lado, os helicópteros tem um custo bem maior e não conseguem carregar tantos passageiros, mas podem responder rapidamente e não dependem das condições dos mares (GL Garrad Hassan, 2013).



Figura 12: Estratégias de manutenção para plantas offshore. Fonte: adaptado de GL Garrad Hassan (2013)

Considerando o caso das turbinas flutuantes, é normal que elas fiquem localizadas a uma distância maior da costa em relação às turbinas de base fixa. Se essa distância for muito grande, começa a ser mais vantajoso ter as operações partindo de uma base offshore. Essa base pode ser tanto em módulos fixos de acomodação para a equipe técnica, ou em embarcações como navios-mãe, embarcações de suporte *offshore* ou plataformas auto elevatórias. Essas embarcações podem ser estratégias viáveis a partir de 30 km de distância da costa (GL Garrad Hassan, 2013).

Para operações de grande porte, apesar da distância maior, as turbinas com subestrutura flutuante possuem uma vantagem: a maioria das fundações flutuantes podem ser rebocadas até a costa para reparos no porto usando apenas rebocadores e barcaças de baixo custo. Comparado às turbinas de base fixa, isso é um grande benefício, pois as manutenções para o caso das subestruturas fixas exigem grandes embarcações de içamento de alto custo. Entretanto, esse benefício pode ser diferente para cada tipo de modelo de base flutuante, devido às condições dos mares e limitações existentes. Fundações do tipo *spar buoy* apresentam uma grande estrutura e, por isso, ainda necessitam de navios grua pesados. Fundações semissubmersíveis podem ser rebocadas até a costa e normalmente possuem maior tolerância a condições severas do mar. Já fundações do tipo plataforma de pernas

tensionadas (TLP) são mais sensíveis e necessitam de barcaças sob medida mais custosas (James et Ros, 2015).

3.7 Infraestrutura elétrica

Esta seção descreve as tecnologias utilizadas na infraestrutura elétrica para parques eólicos *offshore*, que conectam as turbinas até a rede elétrica em terra firme. A rede de interconexão elétrica offshore consiste em cabos intramatriz, cabos de exportação, subestação offshore e subestação onshore.

3.7.1 Cabos intramatriz

Os cabos intramatriz de uma planta eólica *offshore* coletam a energia produzida pelas turbinas e se conectam em um ponto de coleta, geralmente uma subestação *offshore*. Esses cabos normalmente são constituídos de condutores de energia de três fases, que costumam ser de cobre ou alumínio, um isolante e algum tipo de proteção mecânica ou química. Sua fabricação é feita para suportar ambientes adversos no fundo do mar e, por isso, precisam ser capazes de suportar cargas tensionais e se adequar às exigências necessárias de temperatura (IRENA, 2016).

Normalmente, o gerador da turbina possui uma tensão de 690 V e, por isso, um transformador interno aumenta a voltagem para ser equivalente aos cabos intramatriz da planta eólica *offshore*. Atualmente, esses cabos em plantas operantes no mundo costumam possuir uma tensão entre 33 e 36 kV, sendo mais comuns os de 33 kV. Entretanto, estudos mostram uma tendência de projetos de grande escala, com turbinas de maior capacidade, passarem a utilizar cabos de 66 kV, devido a menores perdas e capacidade de conectar mais turbinas com um único cabo, reduzindo custos do sistema elétrico (FOWIND, 2016).

O design de cabos submarinos já é bem estabelecido na indústria, tendo o primeiro modelo de cabo em corrente alternada sido instalado na Alemanha em 1811 e o primeiro sistema em corrente contínua instalado na Suécia em 1954. O material isolante normalmente utilizado é o XLPE (cross-linked polyethylene ou polietileno reticulado), que foi introduzido em 1973. Trata-se de um derivado termoendurecido do polietileno, que possui boa

resistência, flexibilidade e durabilidade. O cabo apresenta diversas camadas e componentes. A sua fabricação não se alterou muito ao longo dos últimos 20 anos, porém houve um aumento significativo de produção automatizada em grandes volumes. Esse processo inclui diversas etapas, como por exemplo: extrusão dos núcleos (condutores); junções quando necessário para formar comprimentos contínuos mais longos; extrusão de XLPE a partir de pellets de resina; formação dos arranjos dos condutores junto ao material de preenchimento e cabos de fibra ótica para construir o design de três núcleos; e então é feita a blindagem, enrolando fio de aço galvanizado (ou similar) ao redor dos núcleos para adicionar proteção mecânica. Essa montagem é então coberta opcionalmente por uma camada final de polietileno. Em cabos de 33kV, um núcleo de XLPE retardante é usado para impedir a entrada de água nos condutores, diferentemente de cabos de maior tensão (acima de 66kV), onde uma bainha de chumbo é introduzida para fornecer uma barreira externa impermeável à água (BVG Associates, 2012).

O comprimento dos cabos intramatriz dependem do tamanho da turbina e do espaçamento entre elas, mas geralmente são cabos curtos, considerando que um espaçamento típico entre turbinas fica em torno de 1 km. O projeto que modela a composição da matriz de turbinas é muito específico de cada local onde se deseja instalar uma planta eólica, e por isso, são utilizados softwares com o objetivo de otimizar o layout da planta, buscando um balanço entre maior espaçamento entre turbinas, para reduzir perdas de geração de energia por efeito esteira, e menor espaçamento para reduzir custos com infraestrutura elétrica e custos de operação e manutenção. Sendo assim, é preciso analisar o quanto compensa aumentar o Capex e Opex do parque eólico, para aumentar sua produtividade, gerando maiores receitas com venda de energia (The Crown Estate, 2010).

Normalmente, recomenda-se uma distância horizontal entre turbinas de no mínimo quatro a dez diâmetros de rotor (direção paralela ao vento), e no mínimo 3 a 6 diâmetros de rotor na direção perpendicular ao vento, para minimizar perdas por efeito esteira (Kaiser and Snyder, 2010). Neste trabalho, o layout do parque eólico é simplificado em uma matriz quadrada com espaçamento entre turbinas de 7 vezes seu diâmetro (1085 m), de maneira que se considera que as turbinas sejam posicionadas em uma diagonal paralela à direção com maior predominância de vento.

Além disso, com o objetivo de simplificar a instalação dos cabos e evitar danos por tensionamento, o comprimento dos cabos entre cada turbina foi considerado como 1485 m, um acréscimo de 400m em relação a distância entre turbinas, mais a profundidade de cada local de projeto, levando em consideração a curvatura do cabo para que fique enterrado no leito marinho (Bjerkseter et Agotnes, 2013).

Definir o layout da planta eólica pode ser uma tarefa complexa, visto que diversas variáveis estão envolvidas, como comprimento de cabos elétricos, espaçamento entre turbinas, custos de Capex e Opex, perdas por efeito esteira, perdas elétricas. Posicionar a subestação fora da matriz pode ser preferível à coloca-la no centro da mesma. Mesmo que sejam necessários mais cabos para posicionar fora da matriz, essa configuração permite menor risco no acesso via embarcações até a estrutura e facilita a realização de operações de manutenção ao longo do ciclo de vida do parque eólico. Alguns exemplos de plantas eólicas offshore que utilizam essa configuração são Horns Rev 1 e Horns Rev 2, instalados na Dinamarca (Beiter et al, 2016). Entretanto, com o objetivo de minimizar o custo de cabos e as perdas elétricas, será considerado que a subestação offshore será posicionada de forma centralizada na matriz de turbinas, de forma que cada fileira de cinco turbinas seja diretamente conectada a ela, conforme mostrado na seção 4.2.3.5.

Em projetos reais, é comum ter cabos intramatriz de diferentes espessuras, para conectar diferentes porções da planta eólica, porém este projeto utiliza como padrão cabos com seção transversal de 300 mm², de acordo com o indicado por Bjerkseter et Agotnes (2013). As perdas elétricas para um projeto de 500 MW com 100 turbinas ficam em torno de 1,8% (Myhr, 2013) e o mesmo valor será considerado neste trabalho.

3.7.2 Subestação offshore

Em projetos de grande porte, é necessário a instalação de uma subestação *offshore*, que é utilizada para reduzir perdas elétricas, através da elevação da voltagem, antes da energia ser transportada até a costa pelos cabos de exportação. Para transferir certa quantidade de energia, é desejável aumentar a tensão para reduzir a corrente, dado que a potência é o produto da tensão pela corrente; e essa redução na corrente diminui as perdas

elétricas, visto que a perda de potência é dada pelo produto da resistência pela corrente ao quadrado. Por isso, para grandes parques eólicos ou parques distantes da costa, é recomendável o uso de uma subestação offshore. Essas subestações podem ter um custo bastante elevado, mas considerando que cabos de média voltagem não são capazes de transferir potências acima de 40 MW, o alto custo de uma subestação acaba compensando devido a menores perdas elétricas e menor necessidade de ter diversos cabos transportando energia até a costa (EWEA, 2011).

Além de aumentar a voltagem, as subestações podem converter corrente alternada em corrente direta. Por isso, normalmente são constituídas de equipamentos elétricos necessários para converter e transformar voltagens, como *switchgears*, transformadores, conversores, cabeamento, como no caso de plantas *onshore*, mas devem conter proteção extra devido ao ambiente mais severo *offshore*. As subestações *offshore* também podem incluir local de atracação para embarcações, estrutura de armazenamento e manutenção, convés de helicóptero, equipamento de segurança e de incêncio, entre outros (Lazaridis, 2005).

A voltagem dos cabos de exportação costuma ser de 132 a 220 kV em cabos de corrente alternada e de 150 a 600 kV em cabos de corrente contínua. Dependendo do tamanho do parque eólico, é possível que sejam instaladas mais de uma subestação *offshore*, no caso da utilização de cabos de exportação em corrente alternada, de maneira a reduzir o impacto caso ocorra falha em um dos pontos. Também é possível utilizar uma única subestação com dois ou mais transformadores (James et Ros, 2015).

No caso da utilização de cabos de exportação em corrente contínua, existem duas tecnologias principais de transmissão HVDC: Conversor de Fonte de Corrente (CSC – Current Source Converter) e Conversor de Fonte de Tensão (VSC – Voltage Source Converter). A tecnologia CSC já está estabelecida no mercado desde a década de 1970 e depende de uma voltagem em corrente alternada externa para converter corrente. A tecnologia VSC não necessita de uma fonte de energia independente para converter corrente, e por isso apresenta um conversor com tamanho de aproximadamente metade de um CSC. Por isso, um VSC é mais apropriado para ser colocado em plataformas *offshore*. Atualmente, a tecnologia VSC ainda está se desenvolvendo e possui capacidade limitada de transmissão

em relação ao CSC, mas já existe um foco da indústria para aprimorar essa tecnologia (National Grid, 2011).

No que se refere a transmissão de energia, a multinacional suíça ABB foi pioneira no uso de tecnologia HVDC, com experiência de quase 60 anos, e foi responsável pelo sistema elétrico da planta Bard Offshore 1 em 2009, que foi o primeiro parque eólico *offshore* a utilizar conexão HVDC, através de uma subestação instalada em estrutura jaqueta, a BorWin Alpha, na costa do Mar do Norte na Alemanha. A subestação, com capacidade de 400 MW, coleta a energia dos cabos da matriz em 36 kV em corrente alternada, transforma para 155 kV em corrente alternada, para então converter para +/- 150 kV em corrente contínua. Após, a energia é transmitida para a costa através de dois cabos submarinos de exportação de 125 km, e dois cabos *onshore* de 75 km (Jones, 2009).

Neste trabalho, os custos de subestação *offshore* foram calculadas através de gráfico referente ao custo do sistema de exportação, obtidos em (Beiter et al, 2016 – figuras 25 e 26), de acordo com a seção 4.2.3.5. As perdas na subestação são definidas como 1% (National Grid, 2011), levando a perdas elétricas totais de cerca de 1,8%.

Em projetos de menor porte, normalmente não são utilizadas subestações *offshore*, pois o aumento de custo não compensaria. Por isso, a escolha de não utilizar subestações *offshore* ocorre para fazendas eólicas com menos de 100 MW de capacidade instalada, ou para projetos distanciados a menos de 15 km da costa, quando a voltagem no ponto de coleta é a mesma que a voltagem da rede em terra firme, eliminando a necessidade de uma subestação *offshore* (Douglas-Westwood, 2010).

3.7.3 Cabos de Exportação

Os cabos de exportação conectam o ponto de coleta do parque eólico até o ponto de conexão à rede elétrica em terra firme. Os cabos utilizados podem ser tanto de corrente alternada, quanto corrente contínua, dependendo do nível e tipo de voltagem. Essa escolha é altamente determinada pela distância entre o local do projeto e a costa. Cabos de exportação consistem em condutores, normalmente de cobre ou alumínio, um isolante e algum tipo de proteção mecânica ou química. Quando são de corrente alternada, consistem em condutores

trifásicos e possuem voltagens de até 525 kV. Cabos de exportação em corrente direta consistem em dois condutores de núcleo único e são classificados até 600 kV (The Crown Estate, 2010).

Normalmente, o uso de cabos em corrente alternada fica limitado a um comprimento de 150 km, pois sofrem de perdas significativas ao longo de grandes distâncias devido ao fluxo de potência reativa. Por isso, a maioria das plantas eólicas hoje, sendo próximas à costa, utilizam cabos de exportação em corrente alternada. Da mesma forma, é preferível o uso de cabos em corrente direta para transmissões de longa distância, que apesar de ter um custo maior, compensa por ter menores perdas. Além disso, se forem usados cabos em corrente direta, a subestação *offshore* terá um custo mais elevado, pela necessidade de ter um transformador, que apresenta um custo substancial em uma subestação, então um cabo HVDC só passa a ser considerado a partir de 80km (The Crown Estate, 2010). Entretanto, a partir do desenvolvimento de novas tecnologias de conversão eletrônica, o uso de cabos HVDC pode se tornar mais atrativo para distâncias não tão extremas, em fazendas eólicas de grande porte. Além disso, essas tecnologias, como o conversor VSC, tendem a reduzir seus custos ao longo das próximas décadas, devido ao aprendizado tecnológico e a economias de escala (EWEA, 2011).

Os cabos de exportação em corrente alternada costumam ser de 132 kV ou 220 kV, mas em alguns casos são usados também cabos de 245 kV. Apesar de serem usados em distâncias menores, no parque eólico da Ilha de Man (Reino Unido), é utilizado um cabo de 90 kV para transferir 40 MW de potência por 104 km. Os cabos em corrente contínua são divididos em cabos extrudados e cabos de massa impregnada. Cabos extrudados são mais baratos e normalmente possuem tensão entre 150 kV e 320 kV, sendo capazes de transmitir até 800 MW de potência. Cabos de massa impregnada chegam a até 600 kV, e são mais utilizados com potências de transmissão mais elevadas (Bahrman, 2011).

A decisão sobre que tipo de cabo utilizar é muito específica de cada projeto, e encontrar um balanço ótimo entre os gastos de capital para os cabos e os custos por perdas ôhmicas depende das distâncias da planta eólica até a costa e de condições específicas de cada local, que impactam na geração de energia (IRENA, 2016).

3.7.4 Subestação onshore

Para conectar a energia gerada pelas turbinas eólicas à rede elétrica de transmissão em terra, é necessária a utilização de uma subestação *onshore*. Ela é responsável por aumentar a tensão que chega pelos cabos de exportação para uma voltagem utilizada na rede de transmissão. No caso de cabos de exportação em corrente contínua, a subestação faz a conversão para corrente alternada em três fases. As subestações em terra são quase idênticas às aquelas utilizadas para outros tipos de geração de energia elétrica, e seus custos são estimados em aproximadamente metade dos custos para uma subestação *offshore* de base fixa (The Crown Estate, 2010).

Este trabalho não considera a utilização de subestações em terra já existentes, por falta de dados sobre capacidade disponível em cada uma, e devido à maiores distâncias logísticas para instalação de cabos de exportação, dependendo do local do projeto. Portanto, é considerado que será realizada a construção de uma nova subestação *onshore* para cada projeto em local próximo à costa, com objetivo de minimizar os custos do sistema de exportação. Além disso, a conexão dessa nova subestação *onshore* com o restante da rede elétrica de transmissão não está sendo considerada.

4 METODOLOGIA

Esta seção explica as etapas realizadas para a cumprir a metodologia utilizada neste trabalho. O objetivo geral desta análise é permitir que estudiosos do setor possam quantificar o impacto de parâmetros geográficos, sendo relevante para o estudo da viabilidade econômica de projetos de energia eólica *offshore* no Brasil, dentro da área de potencial técnico nacional. Essa análise inclui as seguintes atividades:

- a) Coletar e processar diversos dados geográficos, para criar uma base de dados sólida que descreva os principais aspectos da área de potencial técnico *offshore* brasileira;
- b) Desenvolver um modelo de referência de planta eólica, com suposições tecnológicas, servindo de base para calcular a geração de energia;
- c) Aplicar esse modelo em locais definidos como hotspots de potencial eólico na costa brasileira para estimar a performance da planta dentro de cada uma dessas áreas;
- d) Utilizar os modelos econômicos para turbinas eólicas de base fixa e flutuante para analisar as relações entre as principais categorias de custos e parâmetros geográficos.

O escopo deste trabalho engloba as principais áreas estabelecidas na classificação de melhores locais para o desenvolvimento dessa fonte energética, conforme estudadas por Vinhoza (2018), incluindo as costas do Norte, Nordeste, Sudeste e Sul. Essa análise econômico-geográfica se estende até 370 km da costa brasileira, correspondente à zona econômica exclusiva nacional, mas é limitada a regiões com batimetrias que variam de 0 m a 1000 m e velocidades de vento maiores que 7 m/s (em alturas de hub de 100 m). Para isso, uma planta eólica *offshore* conceitual foi desenvolvida, que consiste em 100 turbinas de 6-MW genéricas, segundo modelo genérico da NREL, com rotores de 155m. As turbinas ficam distribuídas em uma matriz quadrada de 10 por 10 e espaçadas entre si a uma distância de 7 vezes o diâmetro do rotor. Essa matriz conceitual foi aplicada tanto para o modelo de custos, calculado através de parâmetros geográficos, quanto para o modelo de performance, para calcular o total de energia produzida e perdas por efeito esteira. O modelo de custos econômico-geográfico foi aplicado para todas as áreas selecionadas, conforme citadas anteriormente. Uma descrição completa do modelo de custos é fornecida na seção 4.2.

A produção de energia e perdas por efeito esteira foram calculadas para cada um dos locais de projeto analisados usando o software RETScreen Clean Energy Management desenvolvido pelo governo do Canadá (Natural Resources Canada). Sendo assim, a matriz conceitual de 600-MW foi modelada 10 vezes no software, para localizá-la em cada uma das diferentes regiões selecionadas de forma a determinar a variabilidade da geração energética. Uma descrição do modelo da planta e do processo de cálculo da Energia Total Produzida é fornecida no capítulo 4.1.3.

4.1 Procedimentos básicos

Como ainda não há uma data prevista para o primeiro projeto de eólica *offshore* entrar em atividade no Brasil, e o projeto recente da Petrobras e Equinor ainda está em fase inicial de estudos, o desenvolvimento da indústria eólica *offshore* no Brasil poderá aproveitar a tecnologia e a experiência da indústria europeia, porém se diferencia através de distintas características geoespaciais, regulatórias e econômicas. Sendo assim, o caso brasileiro se aproxima bastante do caso norte-americano de poucos anos atrás, dado que seu primeiro projeto eólico *offshore* entrou em atividade em 2017 e, portanto, pode-se considerar também uma indústria em seus estágios iniciais. Ainda assim, algumas diferenças importantes entre esses mercados são as taxas de câmbio, infraestrutura existente, maturidade da cadeia de suprimentos, disponibilidade de embarcações, prontidão da mão de obra, condições de financiamento, e características físicas do ambiente de projeto. O custo também poderia ser influenciado pelo ambiente político brasileiro, incluindo estruturas regulatórias, modelos fiscais e programas de incentivo. Mesmo assim, modelos de custos existentes e análises de redução de custos focados na experiência internacional poderiam servir para estabelecer uma base para a tendência de custos no Brasil. Essa análise se baseia nos modelos de custo de (Beiter et tal, 2016); (Bjerkseter et Agotnes, 2013); (Maness et al, 2016); (Myhr, 2013); (The Crown Estate, 2010); (Howard, 2012); (KIC InnoEnergy, 2016); (Department of Energy & Climate Change, 2015); entre outros estudos, que se apoiam em dados de custos de projetos na Europa.

Esta seção descreve a abordagem geral para a estimativa de custos para 10 regiões costeiras no Brasil, incluindo a métrica de LCOE aplicada nessa análise (seção 4.1.1); o método de custos baseado em variáveis espaciais (seção 4.1.2); a modelagem de performance da planta eólica (seção 4.1.3); e as limitações da análise (seção 4.1.4).

4.1.1 Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O custo nivelado de energia foi usado como métrica central para a avaliação econômica de locais de plantas eólicas offshore. O mesmo pode ser considerado como o VPL (valor presente líquido) de todos os gastos do projeto dividido pelo VPL da produção de energia. Nesta análise, entretanto, o fluxo de caixa considerado é aproximado pelo uso de valores anualizados, que são representativos de médias no ciclo de vida do projeto.

A métrica LCOE não inclui incentivos políticos (como, por exemplo, créditos de energias renováveis) e qualquer fonte de receita que possa estar disponível para algum projeto de energia eólica *offshore* em um estado ou região específica.

Considera-se quatro principais dados de entrada na equação de cálculo do LCOE. Três parâmetros – Capex, Opex e AEP – permitem à equação representar os impactos no valor final a partir das mudanças no design do projeto. Os custos totais de financiamento são representados pelo quarto elemento: fator de recuperação de capital (CRF, ou *capital recovery factor*).

Existe uma variedade de diferentes metodologias que foram desenvolvidas para calcular o LCOE. Este trabalho usa uma metodologia adaptada de Short et al. (1995), que fornece a seguinte equação (1):

$$LCOE = \frac{(CRF \cdot Capex) + Opex}{AEP_{net}} \quad (1)$$

Onde:

- $LCOE$ = custo nivelado de energia (R\$/MWh)
- CRF = fator de recuperação de capital

- Capex = despesas de capital, do inglês, Capital Expenditures (R\$/kW)
- Opex = despesas operacionais, do inglês, Operational Expenditures (R\$/kW/ano)
- AEP_{net} = produção total de energia líquida, do inglês, Net Annual Energy Production (kWh/ano)

O cálculo do fator de recuperação de capital é dado pela equação (2) (Short et al, 1995):

$$CRF = \frac{r \cdot (1 + r)^t}{(1 + r)^t - 1} \quad (2)$$

Onde:

- CRF = fator de recuperação de capital
- r = taxa de desconto
- t = tempo de vida do projeto (anos)

A taxa de desconto definida para este trabalho foi de 10%, de acordo com o indicado por relatório do (IRENA, 2017), para países sem ser a China ou que não fazem parte da OCDE.

Para simplificar o cálculo de custos, os elementos do LCOE são divididos em três categorias: custos fixos, custos variáveis e multiplicadores de custo, de acordo com a metodologia de (Beiter et al, 2016).

Custos fixos se referem a categorias de custos que não tem uma relação de dependência com os parâmetros espaciais incluídos, de acordo com o conhecimento e contexto de mercado atuais. Por exemplo, custos de aquisição de turbinas eólicas *offshore* são, em tese, independentes do local de instalação. Na prática, entretanto, fabricantes de equipamentos para turbinas eólicas possuem obrigações associadas com provisões de garantia e podem ajustar a estrutura de preços para um dado local para considerar a percepção de nível de risco associada com a exposição às condições ambientais. De maneira geral, esse trabalho assume que esses custos são constantes de um projeto para outro.

Custos variáveis referem-se a categorias de gastos que possuem relação direta com parâmetros espaciais. Por exemplo, os custos de instalação irão variar com distâncias logísticas (como distância do porto ao local de instalação), batimetria, além de condições meteorológicas do oceano.

Multiplicadores de custo estão indiretamente relacionados com condições de cada projeto. Eles não estão explicitamente ligados a fatores espaciais individuais, mas tendem a variar com o custo total do projeto para refletir a complexidade de seus componentes. Por exemplo, custos de engenharia e gerenciamento incorridos após o fechamento financeiro através de operações comerciais são aplicados como um percentual do CapEx.

Para cálculo do custo nivelado de energia, o valor total do Capex é dividido em três partes: 20% no início do ano 1, 40% ao final do ano 1 e 40% ao final do ano 2. Esses custos são então levados a valor presente ao início do ano 3 (primeiro ano de operação da planta eólica).

O capítulo 4.2 fornece detalhes sobre o método bottom-up usado para calcular o Capex e Opex através de parâmetros espaciais.

4.1.2 Abordagem para Cálculo de Custos com Variáveis Espaciais

Cada local de projeto eólico *offshore* possui um conjunto único de variáveis geoespaciais relacionadas ao custo da entrega de energia elétrica. Para um dado momento, uma grande variação de LCOE pode existir entre os locais da costa brasileira. Essas variáveis geoespaciais podem incluir a qualidade do recurso de vento, acessibilidade à turbina devido às condições marítimas distintas, distância da costa, batimetria, adequação do solo e subestrutura, e disponibilidade de infraestrutura. Por exemplo, locais mais próximos da costa podem se beneficiar de custos mais baixos para transmissão elétrica, construção, operação e manutenção; locais mais distantes da costa podem se beneficiar de custos mais baixos como resultado de maior produção de energia.

O aspecto espacial da modelagem de custo é estruturado em torno de dados de entrada, a partir de dados geoespaciais, modelagem de performance, e relações entre

variáveis espaciais e custos que foram utilizadas neste trabalho. A estrutura da modelagem de custos combina esses diferentes dados de entrada e calcula o LCOE, como descrito na seção 4.1.1 para os 10 locais selecionados. Os dados de saída incluem classificação de locais de acordo com LCOE em cada projeto e análises de sensibilidade.

A análise de componentes com custo variável visa correlacionar as condições geográficas em cada local de potencial projeto eólico *offshore* com os custos correspondentes. Em particular, essa análise de parâmetros variáveis inclui os seguintes componentes:

- **Subestruturas.** Custos variam dependendo do tipo de subestrutura e batimetria. Condições de solo não são consideradas nesse estudo devido à falta de dados.
- **Instalação e preparação no porto.** Parâmetros espaciais de instalação que influenciam os custos incluem a distância dos portos ao local de projeto e profundidade da água em cada local. Para cada tecnologia flutuante é considerada um conjunto único de procedimentos de instalação que afeta o custo.
- **Infraestrutura elétrica.** Custos de infraestrutura elétrica são influenciados pelo tipo de cabos intramatriz, cabos de exportação e subestações. O modelo de custos determina a tecnologia de menor custo, incluindo corrente alternada de média e alta tensão (MVAC e HVAC) e corrente contínua de alta tensão (HVDC), se os locais de projeto forem distantes da costa. Não são consideradas medidas para estimar uma redução de custos de transmissão através de múltiplos projetos interligados.
- **Operação e manutenção.** O parâmetro O&M utiliza suposições sobre as condições marítimas na costa brasileira como um todo para estabelecer a acessibilidade à turbina e calcular a disponibilidade da planta eólica. Também leva em consideração a distância à costa em cada local. Suposições tecnológicas influenciam o custo de O&M, especialmente na escolha entre bases fixas e flutuantes para um dado local.

A variação de custos é causada pela combinação desses fatores espaciais. Um panorama do conjunto de modelos, suposições e dados que foram analisados para chegar às essas relações é descrito no capítulo 4.2, que fornece uma explicação mais detalhada dos parâmetros espaciais em estudo. Conforme novas tecnologias são desenvolvidas com o

tempo, essas relações são modificadas para tomar vantagem de avanços. A quantidade de locais de projeto foi baseada na classificação de melhores locais feitas por Vinhoza (2018), conforme apresentados no capítulo 5, que considera exclusões de acordo com critérios ambientais, técnicos, sociais e econômicos.

4.1.2.1 Suposições tecnológicas para definição do projeto

Considerando um acordo financeiro em 2019 e início de operação em 2021, foi escolhida uma turbina de 6 MW, devido a acordos de fornecimento de turbinas anunciados recentemente, indicando que em 2019/2020, uma média entre 6 MW e 8 MW seria alcançada na Europa. Algumas informações da indústria indicam o uso de turbinas de 8 MW a 9 MW nesse período (NREL, 2015). Sendo assim, foi escolhido o limite inferior de 6 MW para as turbinas de base fixa, dada a fase inicial de desenvolvido da indústria eólica *offshore* no Brasil, que ainda precisa de maior experiência antes de utilizar turbinas maiores, assim como embarcações suficientes propícias para isso. Para as turbinas de base flutuante, também foi escolhido o modelo de 6 MW, para permitir uma comparação mais direta com as de base fixa, apesar de se considerar que a tecnologia flutuante tem menor dependência de embarcações de instalação. A escolha pelo tipo de subestrutura (fundações jaqueta e monopilar para tecnologia de base fixa; fundações spar buoy e semissubmersível para tecnologia flutuante) foi feita baseada na otimização de custos, dependendo das características espaciais em cada local de projeto, e da maior disponibilidade de dados presentes em estudos para essas subestruturas.

4.1.2.2 Modelo de Custos para Energia Eólica Offshore

O modelo de custos para energia eólica *offshore* realizado neste trabalho é uma estrutura de processamento de dados que combina os dados de custos obtidos pela análise geoespacial descrita na seção 4.2. Uma estrutura de processamento de dados em MathCad foi desenvolvida para automatizar o cálculo de custos para locais específicos para os 10 projetos de 600 MW selecionados. O modelo toma como dados de entrada as distâncias

logísticas descritas no capítulo 1 e um conjunto de considerações de cada cenário. A informação é usada para computar os dados de saída de cada cenário em três etapas:

- a) O resultado do modelo de performance fornece estimativas da AEP (energia produzida anualmente) em cada planta, e pequenas correções são aplicadas para contabilizar as perdas e a disponibilidade;
- b) Os custos de componentes são estimados, de acordo com valores utilizados em estudos europeus e norte-americanos, e através de equações parametrizadas;
- c) Os custos dos componentes são somados para estimar os custos totais de cada projeto e calcular LCOE nos 10 locais selecionados.

Para obter uma otimização de custo em relação a subestrutura, esse processo é avaliado para cada tipo de subestrutura, considerando as profundidades adequadas para cada uma. O tipo de subestrutura com menor valor de LCOE é selecionado como o valor em cada local de projeto.

4.1.3 Abordagem para Cálculo de Performance da Planta Eólica

Para caracterizar a performance, foram escolhidos 10 locais dentro da área de recurso técnico offshore brasileira, baseados no trabalho de Vinhoza (2018), conforme apresentados no capítulo 5, os quais serão analisados para um projeto de 600 MW cada. A análise foi feita com o auxílio do software RETScreen, um programa que permite modelar diversas fontes energéticas para obter uma avaliação técnica e econômica. Nesse software, é possível processar automaticamente dados de recursos eólicos para cada um dos locais selecionados. Os resultados, incluindo uma estimativa de AEP, são levadas para a estrutura de processamento de dados, permitindo calcular o LCOE em cada local de projeto.

Esta seção fornece um panorama geral da metodologia da modelagem de performance de uma planta de energia eólica *offshore*.

4.1.3.1 Matriz Modelo Conceitual de 600 MW

Algumas suposições para um projeto de energia eólica *offshore* conceitual foram definidas para avaliar o potencial de produção de energia em cada local de projeto. Esse projeto conceitual consiste de 100 turbinas de 6 MW genéricas, segundo modelo da NREL, com um rotor de 155 m de diâmetro. As turbinas são dispostas em uma matriz de 10-por-10 e espaçadas por uma distância de 7 vezes o diâmetro do rotor, ou 1.085 m, correspondendo a uma planta de 10.850 m de comprimento em cada lado, e portanto 117 km². Em situações reais, o desenvolvimento de um *layout* mais específico é feito com o objetivo de otimizar a redução de perdas por efeito esteira, porém esse *layout* do projeto conceitual foi escolhido para simplificar a análise, mas este estudo reconhece que as perdas com esse design seriam provavelmente maiores que num caso real.

A densidade de potência dessa planta conceitual é de 5.1 MW/km², o que é aproximadamente 70% maior que a densidade de potência assumida pelo trabalho de Vinhoza (2018) apud Musial et al. (2016). Porém, esse valor é comparável e até menor que a densidade média de 6.1 MW/km² em 19 projetos de energia eólica offshore na Europa com capacidades maiores que 200 MW

4.1.3.2 Simulações em RETScreen

As simulações para cálculo da produção de energia anual (AEP) foram feitas no software RETScreen, a partir dos dados de entrada espaciais e do recurso eólico considerado em cada local de projeto. A curva de potência da turbina utilizada foi inserida diretamente no software, a partir de dados da NREL que relacionam um nível de potência para cada velocidade de vento, assim como velocidades *cut-in* e *cut-out*.

O próprio software estima as perdas por efeito esteira de acordo com o layout da matriz e as condições de vento em cada local. Além disso, foram incluídas perdas elétricas (1,8%), perdas aerodinâmicas (7%), outras perdas (3%), estimadas de acordo com o estudo de (Bjerkseter and Agotnes, 2013), e a disponibilidade da planta eólica, estimada de acordo com os estudos de (Beiter et al, 2016), conforme apresentado na seção 4.2.3.6.

Então, em cada local foi obtido um valor de geração de energia anual, que foi aplicado diretamente nos cálculos de LCOE para cada um dos dez projetos, permitindo assim inferir a qualidade do recurso eólico na costa brasileira.

4.1.4 Limitações da análise

Para realizar este trabalho, uma série de limitações e suposições foram aplicadas para permitir o cálculo dos custos nivelados de energia em cada local de projeto:

- Os dados de recurso eólico utilizados estão baseados em médias anuais, de acordo com medições realizadas em 2013, e utiliza-se, portanto, uma distribuição Weibull para cálculo da geração de energia, e por isso esses dados podem não ser tão precisos.
- Não foi possível obter dados de condições marítimas, e por isso supõe-se uma condição moderada para cálculos de custo de operação e manutenção e para cálculo de disponibilidade de cada planta eólica.
- Os dados de profundidade obtidos estão em faixas que vão de zero a 20 m, 20 a 100 m, e 100 a 1000 m. Portanto, a definição da batimetria em cada local de projeto é feita a partir de uma relação linear entre cada faixa de profundidade, e por isso não se tem uma grande precisão desses valores. Em compensação, nenhum local de projeto definido está em região muito além da faixa de 100 m, sendo a maioria em regiões de 0 a 20 m.
- Considera-se que todos os portos possuem uma estrutura suficiente para realização dos procedimentos necessários para a construção e manutenção dos parques eólicos. Além disso, considera-se que também estão disponíveis todas os tipos de embarcações necessárias para realizar as operações descritas neste trabalho.
- Todos os custos foram calculados de acordo com literatura estrangeira baseada em projetos na Europa, com conversão de valores para a moeda brasileira e para o ano atual e, portanto, podem não representar com grande exatidão os custos que seriam mais apropriados para projetos no Brasil. Além disso, alguns estudos no qual este trabalho se baseiam estão datados de mais de 5 anos e, dessa forma, podem apresentar custos levemente desatualizados. Porém, ainda assim, servem como uma excelente

base para o cálculo do custo nivelado de energia na costa brasileira, já que representam a qualidade do recurso eólico e das características geográficas em território nacional.

- Como este trabalho se baseia na classificação de hotspots de potencial eólico *offshore* pré-definidos em literatura anterior, não é levada em consideração a possibilidade de encontrar outros locais para análise, nem de redefinir cada uma dessas regiões.

4.2 Modelagem de custos de uma planta eólica offshore

Esta seção fornece detalhes sobre a estimativa de custos e suposições relacionadas aos componentes do custo, tanto através de valores médios obtidos em estudos do setor, quanto através de resultados de funções de custo com relação com variáveis espaciais. Como já explicado, a análise de custo é baseada em um parque eólico de 600 MW, com 100 turbinas. Todos os custos estão representados em reais (BRL) de 2018, exceto quando especificado de outra forma. Esses custos serão apresentados a seguir de acordo com as categorias de custo fixo, variável e multiplicadores de custo, segundo modelo proposto por (Beiter et al, 2016).

4.2.1 Custos Fixos

Esta categoria de custos engloba aqueles que não tem relação direta com parâmetros geoespaciais. Esses custos são baseados em valores médios após verificação de diversos estudos sobre energia eólica *offshore*.

4.2.1.1 Turbina

Essa análise assume que os valores para o fornecimento de turbinas eólicas são independentes das características físicas em um dado local de projeto. Na prática, entretanto, fabricantes de turbinas eólicas possuem obrigações associadas com provisões de garantia e podem ajustar a estrutura de preços para um dado local, para levar em consideração o nível de risco percebido associado com a exposição às condições ambientais ou outras tecnologias usadas no projeto (Beiter et al, 2016).

O custo de transporte da turbina está incluído no custo total da turbina. Esta análise não considera as diferenças entre custos de transporte para turbinas eólicas que possam ser instaladas em diferentes locais. Além disso, é esperado que, de acordo com a evolução da indústria, fabricantes de equipamentos de turbinas construam novas instalações da fabricação para servir a esses locais com componentes que são de difícil transporte (como pás e torres), dado que exista implementação suficiente para dar suporte a essa cadeia de suprimento. Sendo assim, pode-se afirmar que custos de transporte podem ser reduzidos conforme uma maior quantidade de componentes seja fabricada em território nacional com o tempo. Atualmente, porém, é difícil prever onde as instalações de fabricação serão construídas. Portanto, é excluída a possibilidade de estimar a variação dos custos de transporte dos componentes das turbinas.

A avaliação do custo da turbina se baseou em uma média de 6 estudos. Alguns destes apresentam valores para turbinas maiores, de até 8 MW, enquanto outras se baseiam em turbinas menores, de 5 MW. A partir do custo médio por Megawatt, chegou-se ao valor final para uma turbina genérica de 6 MW. Os valores podem ser vistos na tabela abaixo:

Tabela 3: Custo por MW de uma turbina eólica offshore

Fonte	Capacidade da turbina (MW)	Custo (reais/MW)
The Crown Estate, 2010	5	6.127.987,82
Hurley & Nordstrom, 2014	6	5.780.735,18
Beiter et al, 2016	6	5.704.135,33
Howard, 2012	8	5.229.216,28
Department of Energy & Climate Change, 2015	8	6.163.734,42
KIC InnoEnergy, 2016	8	5.709.241,99
Média		5.785.841,84

Todos os custos foram convertidos para reais ao ano 2018.

4.2.1.2 Desenvolvimento do projeto

Para estimar esses custos, foram utilizados dados de estudos internacionais, sendo a maioria deles para simulações em plantas de 500 MW e 600 MW. Esses estudos são baseados em projetos de turbinas de base fixa localizados relativamente perto da costa. Um aspecto importante que pesa a favor das turbinas flutuantes são os custos relacionados às pesquisas de análise do leito marinho, considerando que os dados das condições do solo para plantas eólicas flutuantes são utilizados apenas para o ancoramento das turbinas e colocação de cabos. Esse menor impacto do leito marinho no projeto, em adição ao menor impacto à vida das aves, provavelmente reduziria os custos relacionados às pesquisas ambientais. Entretanto, os custos associados com engenharia pré-*front-end* seriam maiores, ao menos por enquanto, considerando que ainda vai ocorrer um amadurecimento e uma padronização da indústria eólica *offshore*. Além disso, custos de estudos meteorológicos podem aumentar, dado que águas mais profundas necessitam de estações de monitoramento flutuantes (Bjerkseter et Agotnes, 2013). Considerando que existem poucos dados sobre desenvolvimento de projeto para plantas eólicas flutuantes, este trabalho assume que os custos da tabela abaixo são iguais para fazendas eólicas de base flutuante e de base fixa, de forma a ter uma estimativa conservadora.

A tabela a seguir mostra os dados de custo de desenvolvimento nos diferentes estudos citados, e a partir destes, o valor considerado para este projeto será a média entre eles:

Tabela 4: Custos de desenvolvimento do projeto

Fonte	Custo (Reais/MW)
The Crown Estate, 2010	612.798,8
Hurley & Nordstrom, 2014	577.052,19
Beiter et al, 2016	740.465,20
Howard, 2012	965.158,08
Department of Energy & Climate Change, 2015	1.021.331,30
KIC InnoEnergy, 2016	410.370,91
Média	721.196,07

Todos os custos foram convertidos para reais ao ano 2018.

4.2.2 Multiplicadores de custo

Estas categorias de custo são estimadas como um percentual de outros fatores de custo. Esses custos podem sofrer variações dependendo do projeto e eles não estão explicitamente ligados a fatores espaciais individuais, mas eles tendem a variar de forma a refletir a complexidade de outros componentes. São representados neste trabalho como uma porcentagem do Capex, resumidos na tabela 5 abaixo e são em sua maioria baseados em informações fornecidas pela indústria, de acordo com modelo de custos da NREL (Beiter et al, 2016).

Tabela 5: Fatores multiplicadores do Capex

Categoria	Fator	Aplicado a:
Engenharia e Gerenciamento	3.5%	Capex total
Seguro durante construção	1%	Capex total
Comissionamento	1%	Capex total
Contingência de Instalação	30%	Capex de instalação
Contingência de Aquisição	5%	Capex sem instalação
Descomissionamento	15%	Capex de instalação

Fonte: Adaptado de (Beiter et al, 2016)

4.2.2.1 Engenharia e Gerenciamento

São atividades que ocorrem do fechamento financeiro até a data do término da construção. Incluem mais pesquisas de hidrografia, estudos *front-end*, monitoramento ambiental durante a construção, gerenciamento do projeto, entre outros serviços administrativos como contabilidade, assessoria jurídica, tratamento de ofertas e consultas, e gerenciamento do contrato de construção. O gerenciamento do projeto é uma parte essencial dessa etapa, dada a quantidade de planejamento necessária para se ter uma na construção e operação bem-sucedidas em uma planta eólica, e a quantidade de participantes externos em todos esses processos (BVG Associates, 2012).

4.2.2.2 Seguro durante a construção

Esses custos são aqueles provenientes do risco de construção, atrasos nas atividades, responsabilidade civil e taxas e corretagem.

O risco de construção é aquele associado aos riscos de perdas físicas ou danos aos componentes incluídos no Capex do projeto, como equipamentos. Incluem riscos de atrasos nas atividades e riscos de responsabilidade civil. Os riscos de atrasos nas atividades são aqueles associados à perda de receita causada por quaisquer danos que levem a atrasos na entrega das atividades durante esta etapa. O risco de responsabilidade civil é aquele relacionado a perdas físicas e danos causados a pessoas ou propriedades de terceiros. Comparado a indústria eólica *onshore*, que já está mais estabelecida, existem mais restrições na cobertura do seguro, principalmente no que tange a defeitos e a consequências de defeitos e falhas em série, levando a um processo de construção mais complexo, o que envolve um risco maior e maiores custos de seguro (Bjerkseter et Agotnes, 2013).

Devido ao alto custo envolvido e a muitas partes envolvidas no processo, uma avaliação cuidadosa dos riscos de construção é importante para um projeto. O seguro é essencial, principalmente considerando a pouca experiência na indústria eólica *offshore* e da complexidade de um projeto deste porte. Dessa forma, o seguro durante a construção fornece proteção financeira contra danos físicos e atrasos durante as etapas de montagem, transporte e construção, desempenhando um importante papel no suporte ao investimento de projetos de energia eólica *offshore*. O mercado de seguro para energia eólica *offshore* ainda é muito imaturo, e existe poucos dados sobre os riscos de construção (PricewaterhouseCoopers, 2012).

4.2.2.3 Comissionamento

Os custos de comissionamento são aqueles associados ao processo para assegurar que a integração do projeto ocorra de forma adequada. Ou seja, consiste em procedimentos de engenharia para verificar e inspecionar os componentes de um projeto, visando garantir que sejam testados, operados e instalados de acordo com as necessidades exigidas (The Crown Estate, 2010).

4.2.2.4 Contingência

Diversos eventos negativos não cobertos pelo seguro podem ocorrer durante o ciclo de vida de uma planta eólica, e por isso uma contingência é necessária para assegurar potenciais problemas relacionados aos custos de aquisição e instalação. A contingência é definida como um percentual do Capex.

O custo de contingência pode afetar negativamente a decisão final do projeto, mas ao mesmo tempo tem grande importância em um mercado imaturo como a indústria da energia eólica *offshore*, reduzindo o impacto de uma eventualidade negativa, por mais improvável que possa ser, e tornando viável a operação de uma fazenda eólica ao longo de todo seu ciclo de vida. Sendo assim, adicionar um custo de contingência ao Capex ao desenvolver os custos de um projeto e tomar uma decisão de investimento pode ser crucial para permanecer dentro do orçamento esperado (Multiconsult, 2012).

4.2.2.5 Descomissionamento

Quando as turbinas eólicas chegam ao fim do seu ciclo de vida, é necessário remover e descomissionar seus componentes. Isso inclui as próprias turbinas, as fundações e peças de transição, cabos submarinos e a subestação. A prática de descomissionamento pode variar bastante em cada país, mas na maioria dos casos, o planejamento dessa fase deve ser aprovado antes de a instalação ter início. O descomissionamento é definido como o processo reverso da instalação do parque eólico, o que leva em média um ano para uma planta genérica deste porte. (The Crown Estate, 2012).

No processo de descomissionamento, os cabos devem ser cortados em uma profundidade abaixo do leito marinho, e a maior parte dos cabos não é recolhida. Toda a infraestrutura restante é removida e transportada de volta à costa, separada para reciclagem e entregue como sucata. Essas peças possuem valor residual, pois podem ser vendidas e reutilizadas, ou pode-se até mesmo reaproveitar as subestruturas para substituição de turbinas. Em alguns casos, a venda da sucata poderia até exceder os custos de desmontagem e remoção, gerando receitas ao fim do projeto. Obviamente, isso dependeria também da

distância da costa, complexidade do descomissionamento e valor da sucata (Bjerkseter et Agotnes, 2013). Entretanto, neste trabalho esse valor residual não será considerado.

Existe uma grande incerteza acerca dos custos de descomissionamento de fazendas eólicas *offshore*, e até mesmo para fazendas *onshore*, devido ao fato de que poucas chegaram ao fim da vida útil. Entretanto, para turbinas em terra firme, esse custo é mínimo, devido ao valor de retorno das peças e sucatas. Para turbinas *offshore*, esses custos são maiores devido ao processo de montagem reversa em mar aberto e aos custos relacionados ao transporte da infraestrutura remanescente de volta à costa. (Multiconsult, 2012).

Ainda, os custos de descomissionamento para turbinas de base flutuante tendem a ser menores que turbinas de base fixa, dado que estas exigem embarcações e equipamentos especializados. Em turbinas flutuantes, toda a estrutura pode ser rebocada de volta à costa, assim que as correntes são cortadas das âncoras (James et Ros, 2015).

4.2.3 Custos Variáveis

Esta seção apresenta os componentes de custos variáveis, os quais são calculados em função de parâmetros espaciais. As relações entre os custos e os parâmetros foram baseadas nos estudos realizados por (Beiter et al, 2016), (Maness et al, 2016), (Bjerkseter et Agotnes, 2013), entre outros. Aqui será feita uma descrição detalhada da metodologia e suposições aplicadas.

4.2.3.1 Subestruturas

Os custos de subestruturas são baseados no cálculo das massas de seus componentes, segundo modelo de (Maness et al, 2016). Esse cálculo é feito a partir de equações que relacionam a massa, em toneladas, de cada peça das subestruturas com a profundidade do local de projeto (W_{dep}), capacidade da turbina ($CapTurb$), altura do hub ($AltHub$) e massa do conjunto rotor-nacelle (CRN_m). E então, para cada componente, é aplicado um custo específico em reais/tonelada. O cálculo de custos para o sistema de ancoramento, no caso das subestruturas flutuantes, será tratado na seção 4.2.3.2.

Massa do conjunto rotor-nacelle – equação 3:

$$CRN_m = 2.082 \cdot CapTurb^2 + 44.59 \cdot CapTurb + 22.48 \quad (3)$$

Onde:

- CRN_m = Massa do conjunto rotor-nacelle (t)
- $CapTurb$ = Capacidade da turbina (MW)

Tabela 6: Custos de componentes de subestruturas por tonelada

Componente	Custo (dólar/t)	Subestrutura
Pilar	2.250	Monopilar
Peça de transição do monopilar	3.230	Monopilar
Estrutura principal da jaqueta	4.680	Jaqueta
Peça de transição do monopilar	4.500	Jaqueta
Coluna de flutuação	3.120	Spar Buoy / Semissubmersível
Coluna de conexão	4.220	Spar Buoy
Lastro	150	Spar Buoy
Braços da armação	6.250	Semissubmersível
Placa de estabilização	5.250	Semissubmersível

Fonte: Adaptado de (Maness et al, 2016)

Esses custos estão em dólar (USD) de 2015, e foram posteriormente convertidos para real (BRL) de 2018.

a) Monopilar

A subestrutura monopilar é formada por um pilar e por uma peça de transição.

Massa do pilar - equação 4:

$$Pilar_m = \frac{(CapTurb \cdot 1000)^{1.5} + \frac{AltHub^{3.7}}{10} + 2100 \cdot Wdep^{2.25} + (CRN_m \cdot 1000)^{1.13}}{10000} \quad (4)$$

Onde:

- $Pilar_m$ = Massa do pilar (t)
- $CapTurb$ = Capacidade da Turbina (MW)
- $AltHub$ = Altura do Hub (m)
- $Wdep$ = Profundidade da água (m)
- CRN_m = Massa do conjunto rotor-nacelle (t)

Massa da peça de transição do monopilar – equação 5:

$$PTmp_m = e^{2.77 + 1.04 \cdot CapTurb^{0.5} + 0.00127 \cdot Wdep^{1.5}} \quad (5)$$

Onde:

- $PTmp_m$ = Massa da peça de transição do monopilar (t)
- $CapTurb$ = Capacidade da Turbina (MW)
- $Wdep$ = Profundidade da água (m)

Custo total do monopilar – equação 6:

$$Custo_{mp} = Pilar_m \cdot 2250 + PTmp_m \cdot 3230 \quad (6)$$

Onde:

- $Custo_{mp}$ = custo total do monopilar (U\$)
- $Pilar_m$ = massa do pilar (t)
- $PTmp_m$ = massa da peça de transição do monopilar (t)

b) Jaqueta

A subestrutura jaqueta é formada por uma estrutura principal e uma peça de transição.

Massa da estrutura principal da jaqueta – equação 7:

$$EPJ_m = e^{3.71 + 0.00176 \cdot CapTurb^{2.5} + 0.645 \cdot \ln(Wdep^{1.5})} \quad (7)$$

Onde:

- EPJ_m = massa da estrutura principal da jaqueta (t)
- $CapTurb$ = capacidade da turbina (MW)
- $Wdep$ = Profundidade da água (m)

Massa da peça de transição da jaqueta – equação 8:

$$PTj_m = \frac{1}{\left(\frac{-0.0131 + 0.0381}{\ln(CapTurb)} \right) - 0.0000000227 \cdot Wdep^3} \quad (8)$$

Onde:

- PTj_m = massa da peça de transição da jaqueta (t)
- $CapTurb$ = capacidade da turbina (MW)
- $Wdep$ = Profundidade da água (m)

Custo total da jaqueta – equação 9:

$$Custo_j = EPJ_m \cdot 4680 + PTj_m \cdot 4500 \quad (9)$$

Onde:

- $Custo_j$ = custo total da jaqueta (U\$)
- EPJ_m = massa da estrutura principal da jaqueta (t)
- PTj_m = massa da peça de transição da jaqueta (t)

c) Spar Buoy

A subestrutura *spar buoy* é formada por uma coluna de flutuação, uma coluna de conexão e um lastro.

Massa da coluna de flutuação da *spar buoy* – equação 10:

$$CFsb_m = 535.93 + 17.664 \cdot CapTurb^2 + 0.02328 \cdot Wdep \cdot \ln(Wdep) \quad (10)$$

Onde:

- $CFsb_m$ = massa da coluna de flutuação da *spar buoy* (t)
- $CapTurb$ = capacidade da turbina (MW)
- $Wdep$ = profundidade da água (m)

Massa da coluna de conexão – equação 11:

$$CCsb_m = 125.81 \cdot \ln(CapTurb) + 58.712 \quad (11)$$

Onde:

- $CCsb_m$ = massa da coluna de conexão da *spar buoy* (t)
- $CapTurb$ = capacidade da turbina (MW)

Massa do lastro – equação 12:

$$Lastro_m = -16.536 \cdot CapTurb^2 + 1261.8 \cdot CapTurb - 1554.6 \quad (12)$$

Onde:

- $Lastro_m$ = massa do lastro (t)
- $CapTurb$ = capacidade da turbina (MW)

Custo total da *Spar Buoy* – equação 13:

$$Custo_{sb} = CFsb_m \cdot 3120 + CCsb_m \cdot 4220 + Lastro_m \cdot 150 \quad (13)$$

Onde:

- $Custo_{sb}$ = custo total da *spar buoy* (U\$)
- $CFsb_m$ = massa da coluna de flutuação da *spar buoy* (t)

- $CCsb_m$ = massa da coluna de conexão da *spar buoy* (t)
- $Lastro_m$ = massa do lastro (t)

d) Semissubmersível

A subestrutura semissubmersível é formada por colunas de flutuação, braços de armação e uma placa de estabilização.

Massa das colunas de flutuação da semissubmersível – equação 14:

$$CFss_m = -0.9571 \cdot CapTurb^2 + 40.89 \cdot CapTurb + 802.09 \quad (14)$$

Onde:

- $CFss_m$ = massa das colunas de flutuação da semissubmersível (t)
- $CapTurb$ = capacidade da turbina (MW)

Massa dos braços da armação – equação 15:

$$BA_m = 2.7894 \cdot CapTurb^2 + 15.591 \cdot CapTurb + 266.03 \quad (15)$$

Onde:

- BA_m = massa dos braços da armação (t)
- $CapTurb$ = capacidade da turbina (MW)

Massa da placa de estabilização – equação 16:

$$PE_m = -0.4397 \cdot CapTurb^2 + 21.545 \cdot CapTurb + 177.42 \quad (16)$$

Onde:

- PE_m = massa da placa de estabilização (t)
- $CapTurb$ = capacidade da turbina (MW)

Custo total da semissubmersível – equação 17:

$$Custo_{ss} = CFss_m \cdot 3120 + BA_m \cdot 6250 + PE_m \cdot 5250 \quad (17)$$

Onde:

- $Custo_{ss}$ = custo total da semissubmersível (U\$)
- $CFss_m$ = massa das colunas de flutuação da semissubmersível (t)
- BA_m = massa dos braços da armação (t)
- PE_m = massa da placa de estabilização (t)

4.2.3.2 Sistema de Ancoramento

Para analisar os custos do sistema de ancoramento, foi considerado um sistema de linhas catenárias com âncoras do tipo DEA (drag embedment anchor ou âncora convencional). Primeiramente, deve-se verificar a quantidade de linhas de ancoramento utilizada em cada tipo de subestrutura e então calcular o comprimento de cada linha. Em seguida, os custos foram calculados a partir de valores determinados em (Bjerkseter et Agotnes, 2013) para o tipo de corrente escolhida, de acordo com o comprimento total das correntes do sistema, e para o tipo de âncora escolhida, de acordo com a quantidade total de âncoras.

Para as subestruturas do tipo *spar buoy* (modelo Hywind), são utilizadas 3 linhas de ancoramento, enquanto para as subestruturas do tipo semissubmersível (modelo WindFloat) são utilizadas 4 linhas de ancoramento.

De acordo com (Bjerkseter et Agotnes, 2013), o comprimento de corrente para uma subestrutura do tipo *spar buoy* é de aproximadamente 500 m para uma profundidade de 100 m, e para cada 100 m adicionais de profundidade, é acrescentado 150 m de comprimento de corrente. Sendo assim, para incluir profundidades abaixo de 100 m, foi utilizada a equação 18, por simplificação, para calcular o comprimento da corrente para subestruturas *spar buoy* (em metros):

$$CompC_{sb} = 500 + 1.5 \cdot (Wdep - 100) \quad (18)$$

Onde:

- $CompC_{sb}$ = comprimento de uma corrente de *spar buoy* (m)
- $Wdep$ = profundidade da água (m)

Devido às diferenças entre as subestruturas, cada linha de ancoramento para fundações do tipo semissubmersível serão consideradas com 60 m a mais que nas *spar buoy*. Isso se deve à dificuldade em obter o formato de linha catenária, principalmente em profundidades mais rasas, e pode ser necessário o uso de pesos conectados à corrente. Porém, esses pesos adicionais não estão sendo considerados neste trabalho. Desses 60 m adicionais, é considerado que 50 m são necessários para criar fricção suficiente próximo ao ponto de penetração no solo e para suportar contato em longo prazo com o leito marinho (Myhr, 2013). Sendo assim, o comprimento da corrente para subestruturas do tipo semissubmersível pode ser calculado pela equação 19 (em metros):

$$CompC_{ss} = CompC_{sb} + 60 \quad (19)$$

Onde:

- $CompC_{ss}$ = comprimento de uma corrente da semissubmersível (m)
- $CompC_{sb}$ = comprimento de uma corrente da *spar buoy* (m)

A corrente selecionada foi uma corrente de elos genérica do tipo R5, com 76 mm de espessura. Seu custo estimado é de 949 reais/m, em valor convertido para reais (BRL) de 2018, a partir de (Fossen Shipping, 2013).

A âncora escolhida para esta análise foi do tipo DEA (drag embedment anchor ou âncora convencional), modelo Stevshark Mk5, fabricada pela Vryhof Anchors BK, por ser um modelo que atende às necessidades requeridas e por já ser bem estabelecida na indústria. Seu valor, de acordo com (Vryhof Anchors BV, 2013), é avaliado em 432.734 reais por unidade. Para atender ao parque eólico definido neste trabalho, seriam necessárias 300 âncoras para projetos com base *spar buoy* e 400 âncoras para projetos com base semissubmersível.

Logo, os custos do sistema de ancoramento para um parque com subestrutura *spar buoy* são calculados pela equação 20:

$$CustoSA_{sb} = 300 \cdot CompC_{sb} \cdot 949 + 300 \cdot 432734 \quad (20)$$

Onde:

- $CustoSA_{sb}$ = custo do sistema de ancoramento da *spar buoy* (R\$)
- $CompC_{sb}$ = comprimento de uma corrente da *spar buoy* (m)

Da mesma forma, os custos do sistema de ancoramento para um parque com subestrutura semissubmersível são calculados pela equação 21:

$$CustoSA_{ss} = 400 \cdot CompC_{ss} \cdot 949 + 400 \cdot 432734 \quad (21)$$

Onde:

- $CustoSA_{ss}$ = custo do sistema de ancoramento da semissubmersível (R\$)
- $CompC_{ss}$ = comprimento de uma corrente da semissubmersível (m)

4.2.3.3 Instalação da turbina e da subestrutura

A estratégia selecionada para a instalação de cada tipo de subestrutura está de acordo com o método utilizado por (Beiter et al, 2016), que se baseia em três estratégias de instalação diferentes.

Para as subestruturas fixas, monopilar e jaqueta, é utilizada a mesma estratégia. As subestruturas são colocadas em uma embarcação de instalação no porto e transportadas até o local de projeto, onde as subestruturas são instaladas. Para a instalação da turbina, seus componentes são colocados desmontados em uma embarcação de instalação no porto, transportados até o local do projeto para então serem montados e conectados à subestrutura pré-instalada. Os requisitos mínimos para embarcações diferem de subestruturas monopilar para jaqueta devido à diferença de tamanho e peso entre as duas subestruturas. Por isso, são considerados o uso de tamanhos diferentes de embarcações auto elevatórias, que possuem

diferentes capacidades de carregamento, de içamento e de profundidade de água, além de um navio grua de alta capacidade.

A estratégia utilizada para a subestrutura *spar buoy* é baseada no método de reboque em posição vertical. A instalação da turbina é feita em uma área de montagem na costa, devido ao grande calado da subestrutura, que precisa ser levantada para instalar a turbina. Os componentes da turbina são transportados até a área de montagem através de barcaça e rebocador, e montados na subestrutura *spar* já levantada. Depois de montada, a turbina é rebocada em posição vertical por uma embarcação AHTS, auxiliada por navios de suporte, até o local de projeto, onde o conjunto subestrutura-turbina é conectado ao sistema de ancoramento pré-instalado.

A instalação da subestrutura semissubmersível utiliza uma abordagem relativamente simples. A subestrutura é rebocada do local de fabricação até o porto, para ser posicionada no cais em local onde a turbina possa ser instalada e pré-comissionada. Ou seja, a montagem é realizada nas instalações do porto, e por isso não é necessária a mobilização de equipamentos para grandes içamentos até um local de montagem ou até o local do projeto. Após a montagem, o conjunto subestrutura-turbina é rebocado por uma embarcação AHTS, com auxílio de navios de suporte, até o local do projeto, para então ser conectado ao sistema de ancoramento pré-instalado.

Também são considerados o uso de diferentes tamanhos de embarcações AHTS para a instalação dos conceitos flututantes, que variam de acordo com os requisitos mínimos de tração para reboque e de tensionamento para conexão com o sistema de ancoramento.

Os custos foram avaliados a partir de equações parametrizadas, determinadas em estudo por (Beiter et al, 2016), a partir de ajuste de curvas para estimar a variação de custos em relação a distâncias logísticas. As equações de custos são divididas por tipo de subestrutura e por tamanho de turbina, sendo utilizadas neste trabalho as equações para turbinas de 6 MW. Os valores são calculados em dólares (USD) de 2015 e posteriormente foram convertidos para reais (BRL) de 2018. Esses custos são calculados em função das seguintes variáveis:

- Wd : profundidade no local do projeto

- Dp : distância do local do projeto até o porto
- Da : distância do porto até o local de montagem na costa
- Das : distância do local de montagem até o local do projeto

a) Subestrutura monopilar

Custo de instalação da subestrutura – equação 22:

$$\begin{aligned}
 Cs_{mp} = & 88705573 - 2965980 \cdot Wd - 7813 \cdot Dp + 104665 \cdot Wd^2 + 1.49e^{-6} \cdot Dp^2 \\
 & + 661 \cdot Wd \cdot Dp - 707 \cdot Wd^3 - 1.71e^{-9} \cdot Dp^3 - 2.75e^{-11} \cdot Wd \cdot Dp^2 \\
 & + 19.44 \cdot Wd^2 \\
 & \cdot Dp
 \end{aligned} \tag{22}$$

Onde:

- Cs_{mp} = custo de instalação da subestrutura monopilar (U\$)
- Wd = profundidade da água (m)
- Dp = distância do local de projeto até o porto (km)

Custo de instalação da turbina – equação 23:

$$\begin{aligned}
 Ct_{mp} = & 15687102 + 2685414 \cdot Wd - 149549 \cdot Wd^2 + 3474 \cdot Wd^3 - 34.1 \cdot Wd^4 \\
 & + 0.12 \cdot Wd^5 + 3133853 \\
 & \cdot \ln(Dp)
 \end{aligned} \tag{23}$$

Onde:

- Ct_{mp} = custo de instalação da turbina no monopilar (U\$)
- Wd = profundidade da água (m)
- Dp = distância do local de projeto até o porto (km)

b) Subestrutura jaqueta

Custo de instalação da subestrutura – equação 24:

$$\begin{aligned} Cs_{jq} = & -4.58e^8 + 5.17e^8 \cdot \ln(Wd) + 809803 \cdot Dp - 1.59e^8 \cdot \ln^2(Wd) + 1.89e^{-7} \cdot Dp^2 \\ & - 483412 \cdot Dp \cdot \ln(Wd) + 16772093 \cdot \ln^3(Wd) - 1.57e^{-1} \cdot Dp^3 \\ & - 0.000000016 \cdot Dp^2 \cdot \ln(Wp) + 75746 \cdot Dp \cdot \ln^2(Wd) \end{aligned} \quad (24)$$

Onde:

- Cs_{jq} = custo de instalação da subestrutura jaqueta (U\$)
- Wd = profundidade da água (m)
- Dp = distância do local de projeto até o porto (km)

Custo de instalação da turbina – equação 25:

$$\begin{aligned} Ct_{jq} = & -17171241 + 18311725 \cdot Wd - 12467174 \cdot Wd \cdot \ln(Wd) + 5716767 \cdot Wd^{1.5} \\ & - 172159 \cdot Wd^2 + 15946 \cdot Dp \end{aligned} \quad (25)$$

Onde:

- Ct_{jq} = custo de instalação da turbina na jaqueta (U\$)
- Wd = profundidade da água (m)
- Dp = distância do local de projeto até o porto (km)

c) Subestrutura *spar buoy*

Custo de instalação da subestrutura – equação 26:

$$Cs_{sb} = 83062187 + 88643 \cdot Da + 65900 \cdot Dp \quad (26)$$

Onde:

- Cs_{sb} = custo de instalação da subestrutura *spar buoy* (U\$)
- Da = distância do porto até o local de montagem na costa (km)
- Dp = distância do porto até o local de projeto (km)

Custo de instalação da turbina – equação 27:

$$Ct_{sb} = 149900000 + 41598 \cdot Da + 245417 \cdot Das \quad (27)$$

Onde:

- Ct_{sb} = custo de instalação da turbina na *spar buoy* (U\$)
- Da = distância do porto até o local de montagem na costa (km)
- Das = distância do local de montagem até o local de projeto (km)

d) Subestrutura semissubmersível

Custo de instalação da subestrutura – equação 28:

$$Cs_{ss} = 18408000 + 7875 \cdot Wd + 24821 \cdot Dp \quad (28)$$

Onde:

- Cs_{ss} = custo de instalação da subestrutura semissubmersível (U\$)
- Wd = profundidade da água (m)
- Dp = distância do local de projeto até o porto (km)

Custo de instalação da turbina – equação 29:

$$Ct_{ss} = 48170500 + 95833 \cdot Dp \quad (29)$$

Onde:

- Ct_{ss} = custo de instalação da turbina na semissubmersível (U\$)
- Dp = distância do local de projeto até o porto (km)

4.2.3.4 Preparação no porto

Os custos de preparação no porto incluem os custos anciliares de instalação, como por exemplo os custos de armazenagem e preparo de componentes, custos de transportes de

equipamentos, custos de uso de guindastes e taxas portuárias. Esses custos serão calculados de acordo com equações parametrizadas, segundo estudos realizados por (Beiter et al, 2016), definidas a partir de modelos de ajuste de curva para diferentes tamanhos de turbina, mas esta análise utiliza apenas as equações para turbinas de 6 MW. Para cada tipo de subestrutura abordada neste trabalho, é calculado o custo de preparação no porto (Cps) a partir de uma equação específica. Essas equações são calculadas em função das mesmas variáveis da seção 4.2.3.3.

a) Subestrutura monopilar – equação 30:

$$Cps_{mp} = 7136675 - 21122 \cdot Wd + 1336 \cdot Dp + 449 \cdot Wd^2 + 0.009 \cdot Dp^2 + 58.2 \cdot Wd \cdot Dp \quad (30)$$

Onde:

- Cps_{mp} = custo de preparação no porto para projeto com monopilar
- Wd = profundidade da água
- Dp = distância do local de projeto até o porto

b) Subestrutura jaqueta – equação 31:

$$Cps_{jq} = 12285015 + 77253 \cdot Wd + 11414 \cdot Dp - 740 \cdot Wd^2 - 0.26 \cdot Dp^2 - 220 \cdot Wd \cdot Dp + 2.78 \cdot Wd^3 + 0.0003 \cdot Dp^3 - 5.6e^{-10} \cdot Wd \cdot Dp^2 + 2.524 \cdot Wd^2 \cdot Dp \quad (31)$$

Onde:

- Cps_{jq} = custo de preparação no porto para projeto com jaqueta
- Wd = profundidade da água
- Dp = distância do local de projeto até o porto

c) Subestrutura *spar buoy* – equação 32:

$$Cps_{sb} = 26525267 + 25367 \cdot Da + 21667 \cdot Das \quad (32)$$

Onde:

- Cps_{sb} = custo de preparação no porto para projeto com *spar buoy*
- Da = distância do porto até o local de montagem na costa
- Das = distância do local de montagem até o local de projeto

d) Subestrutura semissubmersível – equação 33:

$$Cps_{ss} = 12627913 + 2375 \cdot Wd + 22565 \cdot Dp \quad (33)$$

Onde:

- Cps_{ss} = custo de preparação no porto para projeto com semissubmersível
- Wd = profundidade da água
- Dp = distância do local de projeto até o porto

4.2.3.5 Infraestrutura elétrica

Para analisar os custos de infraestrutura elétrica, deve-se investigar a relação entre os elementos dos sistemas elétricos e os parâmetros espaciais. Este trabalho considera uma matriz eólica quadrada de 100 turbinas de 6 MW, espaçadas em sete vezes o diâmetro do rotor. Para analisar os custos, o sistema elétrico é dividido em duas partes: o sistema intramatriz e o sistema de exportação.

a) Sistema Intramatriz

O sistema intramatriz coleta a energia dos transformadores de cada turbina eólica e entrega a uma subestação offshore, através de um grid de cabos submarinos de 33 kV.

Como explicado anteriormente, os cabos intramatriz utilizados neste projeto serão cabos de 33 kV, de 300 mm² de diâmetro, com comprimento de 1485 m (sendo equivalente a distância de 1085 m entre as turbinas mais 400 m, conforme especificado na seção 3.7) mais a profundidade local entre cada turbina. Os cabos irão conectar 20 fileiras de 5 turbinas

e então cada fileira será conectada à subestação offshore, segundo esquema na figura 13 abaixo:

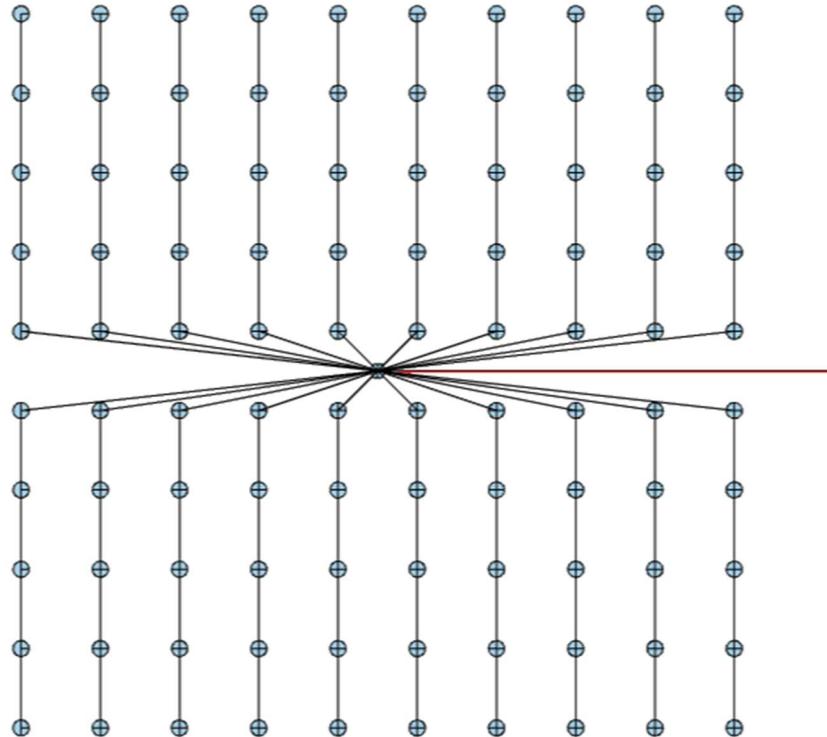


Figura 13: Esquema do sistema de conexões elétricas da planta eólica. Fonte: desenvolvido pelo autor

Os cabos centrais que conectam cada fileira à subestação offshore, para esta configuração de matriz, possuem em média 2800 m, e então é somado mais 400 m e a profundidade local.

O comprimento total dos cabos (em metros) do sistema intramatriz pode ser calculado a partir da equação 34:

$$CompSI = 80 \cdot (1485 + Wdep) + 20 \cdot (3200 + Wdep) \quad (34)$$

Onde:

- $CompSI$ = comprimento total dos cabos elétricos do sistema intramatriz (m)
- $Wdep$ = profundidade da água (m)

Seu custo, de acordo com (Kristensen, 2013) é cerca de 1.234.000 reais/km. Além disso, os custos de instalação do sistema intramatriz, de acordo com (Douglas-Westwood, 2010), é de aproximadamente 717.400 reais/km. Sendo assim, os custos totais do sistema intramatriz podem ser calculados a partir da equação 35:

$$CustoSI = \frac{CompSI}{1000} \cdot (1234000 + 717400) \quad (35)$$

Onde:

- $CustoSI$ = custo total do sistema elétrico intramatriz (R\$)
- $CompSI$ = comprimento total dos cabos elétricos do sistema intramatriz (m)

b) Sistema de exportação

O sistema de exportação eleva a voltagem do sistema para a tensão de exportação e transmite a energia através de cabos submarinos até a subestação *onshore*. A análise de custos do sistema de exportação inclui os seguintes componentes: cabos submarinos de alta voltagem (incluindo instalação do cabo); subestação *offshore* de alta tensão em corrente alternada (HVAC) e, se aplicável, um terminal de conversão para corrente contínua (HVDC); subestação *onshore* e, se aplicável, um terminal de conversão HVAC; além da instalação do sistema.

A distância entre o projeto e a subestação afeta o design da planta eólica, dadas as variações entre custos de infraestrutura (subestações e estações de conversão), cabos de energia e restrições sobre a transferência real de energia. O custo de transmissão em corrente alternada ou contínua depende de muitos fatores, incluindo a distância de transmissão, capacidade da planta e profundidade da água. Transmissão em corrente contínua é considerada mais econômica para transmissões mais longas, maiores que 100 km, devido à falta de limitações de capacidade de transmissão de energia (já que não necessita de compensação reativa no envio e recebimento de energia), a menores custos de cabos e menores perdas ativas (Beiter et al, 2016).

Existe uma grande variedade de opções para o sistema de exportação. Neste trabalho, o sistema de exportação é baseado nos custos elaborados por (Beiter et al, 2016). Então, quatro configurações estão sendo consideradas:

- Corrente alternada de média voltagem (MVAC 33 kV) com a energia sendo transmitida diretamente para a costa sem subestação
- Corrente alternada de alta voltagem (HVAC 132 kV)
- Corrente alternada de alta voltagem (HVAC 220 kV)
- Corrente contínua de alta voltagem (HVDC 320 kV) com topologia bipolar

Esta análise caracteriza a variação do custo total do sistema de exportação de acordo com a variação de distância entre o local do projeto e o ponto de conexão na subestação *onshore*. Os resultados para cada uma dessas quatro configurações podem ser verificados em gráficos presentes em (Beiter el al, 2016 – figuras 25 e 26), e analisados para identificar pontos de transição entre as configurações de menor custo para o sistema de exportação.

Analizando os gráficos mencionados para avaliação dos custos do sistema de exportação, percebe-se que a configuração com cabos MVAC de 33 kV sem subestação é válida apenas para plantas muito próximas a costa, com no máximo 8 km de distância. A configuração com cabos de HVAC 220 kV torna-se a opção de melhor custo em distâncias que variam de 9 km até 109 km. Cabos HVDC 320 kV são preferíveis para distâncias maiores que 110 km. Neste trabalho, como nenhum local de projeto fica localizado tão distante da costa, a opção de melhor custo, em todos os locais de projeto selecionados, é utilizar cabos de alta voltagem em corrente alternada de 220 kV. Em nenhum dos casos é considerada a opção de cabos HVAC 132 KV como melhor opção, visto que necessita da utilização de duas subestações, e por isso seus custos acabam sendo sempre maiores que outras opções. Entretanto, em casos específicos, dependendo das configurações locais de rede, pode acabar se tornando uma opção viável (Beiter et al, 2016). Todos os custos para o sistema de exportação foram obtidos a partir dos gráficos em questão e convertidos posteriormente para reais (BRL) de 2018.

4.2.3.6 Operação e Manutenção (O&M) e Disponibilidade

Conforme já explicado anteriormente, os custos de operação e manutenção podem variar bastante de acordo com o projeto e o local. Os dois maiores impactos nos custos de O&M vêm da distância entre a base de manutenção (no porto ou em base *offshore*) e o local do projeto, e as condições dos mares. Uma base de O&M no porto serve como local de onde o operador coordena as operações de manutenção e reparo. Essa base não exige a mesma infraestrutura que um porto para preparação da instalação das turbinas e subestruturas (Maples et al, 2013). Devido à falta de dados em relação à estrutura dos portos, este trabalho considera, por simplificação, que todos os portos oferecem a infraestrutura adequada para dar suporte aos parques eólicos com turbinas de base fixa e base flutuante.

A análise de O&M foi feita de acordo com os estudos de Beiter et al (2016), para uma planta eólica de 600 MW, na qual são consideradas diferentes estratégias para tecnologias de base fixa e flutuante. A abordagem para base fixa considera que substituições maiores de componentes de turbinas são realizadas no local do projeto através da utilização de um navio guindaste auto elevatório. A abordagem para base flutuante considera que os componentes maiores das turbinas são substituídos através do reboque da turbina em posição vertical até uma área de montagem na costa ou no próprio porto, utilizando um navio AHTS, tendo suporte de dois rebocadores auxiliares. Como resultado, os componentes podem ser substituídos em um ambiente protegido, e então são rebocados de volta à sua posição no local do projeto e reconectados às suas linhas de ancoramento e cabos de energia.

Esta análise tende a otimizar a utilização de equipamentos que são utilizados para um dado projeto, de acordo com suas características principais, que são a distância até a base de O&M e as condições dos mares. Essa otimização tem por objetivo minimizar os custos com Opex e ao mesmo tempo maximizar as receitas que o projeto pode gerar pela produção de energia, ao aumentar a disponibilidade da planta eólica.

Para realizar essa otimização, são considerados quatro diferentes abordagens, que consideram diferentes utilização de embarcações e equipamentos nas tarefas de O&M, dentro das estratégias de manutenção no próprio local para turbinas de base fixa e reboque até a costa para turbinas de base flutuantes. As quatro abordagens são as seguintes (Beiter et al, 2016):

- i) Perto da costa: base de O&M no porto, utilizando um navio simples CTV (crew transfer vessel ou navio de serviços), operando com um limite de altura de onda de 1.5 m e a uma velocidade de transporte de 20 kn.
- ii) Perto da costa plus: base de O&M no porto, utilizando um navio CTV avançado, operando com um limite de altura de onda de 2.3 m e a uma velocidade de transporte de 20 kn.
- iii) Média distância: base de O&M no porto, utilizando um navio SES (*surface effect ship*), operando com um limite de altura de onda de 2.5m e a uma velocidade de transporte de 35 kn.
- iv) Longe da costa: base em um navio-mãe, com sistema de compensação de movimentos de ondas, localizado próximo ao local do projeto, operando com um limite de altura de onda de 2.5m.

Por simplificação, considera-se que todos esses tipos de embarcações estariam disponíveis no momento de uma possível realização do projeto, que aqui é considerada com início de operação em 2021.

Além disso, são considerados três cenários para diferentes condições dos mares, sendo eles: condição branda, condição moderada e condição severa. Devido à falta de dados sobre condições dos mares na costa brasileira, este trabalho considera, para todos os locais de projeto, o cenário de condição moderada.

Como este trabalho considera apenas condições do mar moderadas, a abordagem “perto da costa” acaba não sendo considerada para nenhum local, pois ela só poderia ser considerada para o cenário de condição branda.

a) O&M e Disponibilidade para Turbinas de Base Fixa

Para turbinas de base fixa, é considerada uma mesma análise para as subestruturas monopilar e jaqueta, dado que as diferenças entre elas não impactam de forma significativa as estimativas de custo de O&M. De maneira geral, os cenários para tecnologias de subestrutura fixa consideram o uso de um navio guindaste auto elevatório para realizar substituições maiores de componentes no local do projeto, com todas as outras inspeções e

reparos executados por técnicos especializados, transportados até o local em um navio CTV, com assistência de um navio de suprimentos, quando necessário. A manutenção é geralmente realizada por equipe técnica, e um navio *cable layer* é utilizado para fazer reparos nos cabos submarinos, quando necessário. Os custos totais de O&M para turbinas de base fixa podem ser avaliados a partir de gráfico gerado por (Beiter et al, 2016 – figura 29). De acordo com o gráfico em questão, a abordagem “perto da costa plus” é a melhor até 25 km de distância da costa, enquanto a abordagem “média distância” deve ser escolhida entre 25 km e 150 km, visto que essa é a distância máxima imposta por um limite de transporte de aproximadamente 2 horas e, a partir daí, a única abordagem viável é a “longe da costa”.

Esses resultados foram desagregados para gerar uma curva com valores de disponibilidade da planta eólica e custo total Opex, de acordo com a distância até a costa.

A disponibilidade de uma planta de 600 MW, em subestrutura fixa (monopilar ou jaqueta), para condições moderadas do mar, é dada de acordo com a equação 36 (Beiter et al, 2016):

$$Disp_{fixa} = 2 \cdot 10^{-9x^2} + 2 \cdot 10^{-5x} + 0.8635 \quad (36)$$

Onde:

- $Disp_{fixa}$ = disponibilidade de uma planta eólica de base fixa
- x = distância do local do projeto até o porto (km)

Esse cálculo de disponibilidade é bastante conservador, ficando sempre abaixo de 94%, porém observa-se em projetos reais que é comum alcançar valores de disponibilidade na faixa de 97% a 98% (referência), por isso neste trabalho será ainda somado 3% ao valor calculado.

O valor total dos custos operacionais (Opex), em subestrutura fixa (monopilar ou jaqueta), já incluídos os custos de O&M, seguro durante operação e custos de transmissão, para condições moderadas do mar, é dado de acordo com a equação 37 (Beiter et al, 2016):

$$Opex_{fixa} = 4.662 \ln(x) + 79.99 \quad (37)$$

Onde:

- $Opex$ = custo operacional total de uma planta de base fixa (10^6 U\$/ano)
- x = valor da distância do local do projeto até o porto (km)

Esse valor posteriormente foi convertido para reais (2018).

b) O&M e Disponibilidade para Turbinas de Base Flutuante

Esta seção está apenas considerando as subestruturas do tipo *spar buoy* e semissubmersível, e cada uma delas envolve uma estratégia para atividades de manutenção corretiva de grande porte que envolve um processo reverso da instalação, no qual as turbinas são rebocadas de volta ao porto ou até uma área adequada de montagem na costa. Esse processo é feito por um navio AHTS com suporte de dois rebocadores convencionais, para substituição de maiores componentes. Todas as outras inspeções e reparos necessários consideram o uso de uma equipe técnica transportada até o local do projeto por navio CTV, com assistência de um navio de suprimentos, quando necessário. As subestruturas flutuantes consideram o mesmo equipamento de manutenção usado para as subestruturas fixas (navios CTV e cable layer). Entretanto, no caso de manutenções corretivas de grande porte na torre, é considerada a utilização de diferentes equipamentos, pois a turbina de base flutuante pode ser rebocada até o porto ou a uma área adequada na costa. Além disso, também são consideradas as atividades de reparo nas linhas de ancoramento.

Em ambos casos de subestrutura flutuante, a turbina é rebocada até a costa para grandes operações, porém o reboque em posição vertical da fundação *spar* exige águas mais profundas, então ela deve ser levada até uma área de montagem próxima a costa, enquanto no caso da fundação semissubmersível ou no caso do reboque em posição horizontal do *spar* existem menos restrições de profundidade, então podem ser levadas até a base de O&M no porto. Como o reboque do *spar* em posição horizontal não está sendo considerado neste trabalho, assume-se que as operações de reparo em grandes componentes da fundação *spar* são conduzidas por um guindaste de esteiras localizado em uma barcaça *offshore*, de modo semelhante à instalação. Se a turbina estiver em base semissubmersível, ela pode ser reparada por um guindaste de esteiras convencional no porto. Devido aos equipamentos de reparo

necessários para o reboque vertical do *spar*, os resultados de Opex são maiores para esse caso.

I) Fundação Spar Buoy (Reboque em posição vertical)

Os custos totais de O&M para turbinas com subestrutura do tipo *spar buoy*, considerando condições do mar moderadas podem ser avaliados a partir de gráfico gerado por (Beiter et al, 2016 – figura 32). De acordo com o gráfico em questão, semelhante ao caso de subestrutura fixa, a abordagem “perto da costa plus” é a melhor até 25 km de distância da costa, enquanto a abordagem “média distância” deve ser escolhida entre 25 km e 150 km, visto que essa é a distância máxima imposta por um limite de transporte de aproximadamente 2 horas e, a partir daí, a única abordagem viável é a “longe da costa”.

Da mesma forma como antes, esses resultados foram desagregados para gerar as curvas de disponibilidade da planta eólica e custo total Opex, de acordo com a distância até a costa.

A disponibilidade de uma planta de 600 MW, em subestrutura *spar buoy*, para condições moderadas do mar, é dada de acordo com a equação 38 (Beiter et al, 2016):

$$Disp_{spar} = 7 \cdot 10^{-8x^2} + 2 \cdot 10^{-5x} + 0.9201 \quad (38)$$

Onde:

- $Disp_{spar}$ = disponibilidade de uma planta eólica com base *spar buoy*
- x = distância do local do projeto até o porto (km)

Esse caso também considera ainda uma soma de 3% ao valor calculado de disponibilidade segundo a equação anterior.

O valor total dos custos operacionais (Opex), em subestrutura *spar buoy*, já incluídos os custos de O&M, seguro durante operação e custos de transmissão, para condições moderadas do mar, é dado de acordo com a equação 39 (Beiter et al, 2016):

$$Opex_{spar} = 4.6556 \ln(x) + 68.513 \quad (39)$$

Onde:

- $Opex_{spar}$ = custo operacional total de uma planta com base *spar buoy* (10^6 U\$/ano)
- x = valor da distância do local do projeto até o porto (km)

Esse valor posteriormente foi convertido para reais (2018).

II) Fundação Semissubmersível

Os custos totais de O&M para turbinas com subestrutura do tipo semissubmersível considerando condições do mar moderadas podem ser avaliados de acordo com gráfico gerado por (Beiter et al, 2016 – figura 35). Assim como nos casos anteriores, a abordagem “perto da costa plus” é a melhor até 25 km de distância da costa, enquanto a abordagem “média distância” deve ser escolhida entre 25 km e 150 km, visto que essa é a distância máxima imposta por um limite de transporte de aproximadamente 2 horas e, a partir daí, a única abordagem viável é a “longe da costa”.

Novamente, esses resultados foram desagregados para gerar as curvas de disponibilidade da planta eólica e custo total Opex, de acordo com a distância até a costa.

A disponibilidade de uma planta de 600 MW, em subestrutura semissubmersível, para condições moderadas do mar, é dada de acordo com a equação 40 (Beiter et al, 2016):

$$Disp_{semi} = 7 \cdot 10^{-8x^2} + 2 \cdot 10^{-5x} + 0.9205 \quad (40)$$

Onde:

- $Disp_{semi}$ = disponibilidade de uma planta eólica com base semissubmersível
- x = distância do local do projeto até o porto (km)

Esse caso também considera ainda uma soma de 3% ao valor calculado de disponibilidade segundo a equação anterior.

O valor total dos custos operacionais (Opex), em subestrutura spar buoy, já incluídos os custos de O&M, seguro durante operação e custos de transmissão, para condições moderadas do mar, é dado de acordo com a equação 41 (Beiter et al, 2016):

$$Opex_{semi} = 4.5907 \ln(x) + 48.827 \quad (41)$$

Onde:

- $Opex_{semi}$ = custo operacional total de uma planta eólica com base semissubmersível (10^6 U\$/ano)
- x = valor da distância do local do projeto até o porto (km)

Esse valor posteriormente foi convertido para reais (2018).

4.2.4 Conversão de valores para real (BRL) de 2018

Todos os custos considerados nesta análise vêm de literatura estrangeira, e por isso estão em dólares, euros ou libras. Além disso, todos estão datados entre 2013 e 2016, por isso os valores precisaram ser corrigidos segundo a inflação. Sendo assim, todos os valores de custos foram convertidos da moeda original para o real (BRL), de acordo com o ano da moeda original e, em seguida, foram corrigidos para se adequar aos valores do último ano (2018).

A conversão entre diferentes moedas foi obtida a partir de tabelas encontradas na página da Open Financial Exchange (OFX), através de taxas de câmbio históricas registradas ao final de cada ano. A figura 14 abaixo mostra os valores de conversão utilizados:

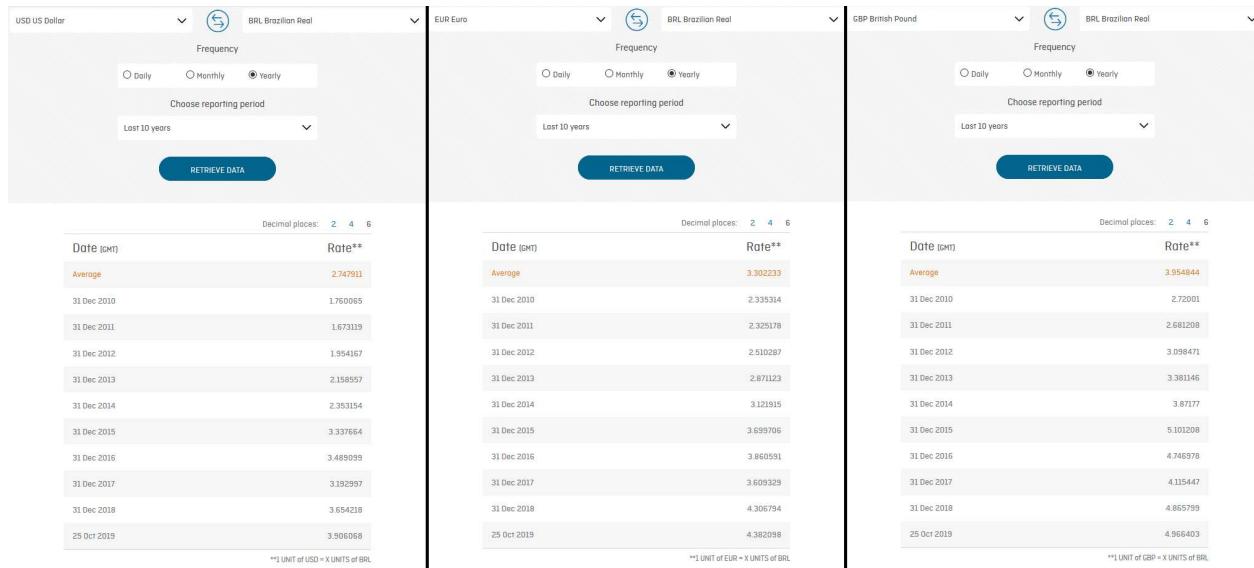


Figura 14: Taxas de conversão de dólar, euro e libra para real marcadas ao final dos últimos dez anos. Fonte: Historical Exchange Rates, OFX

Para realizar a correção dos valores em reais de acordo com a inflação, foi utilizada a calculadora de conversão de índice de preços do Banco Central, utilizando o índice geral de preços – mercado (IGP-M).

Todas as taxas e índices de conversão são apresentadas no modelo de memória de cálculo realizado em MathCad, presente no anexo A.

5 RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados obtidos pela análise descrita no capítulo anterior. Para ilustrar as regiões em cada local de projeto, será utilizado o mapa elaborado por (Vinhoza, 2018), que classificou as dez melhores regiões de potencial eólico, aplicando restrições técnicas, ambientais e sociais. É importante destacar que o trabalho citado considerou uma distância mínima de 8 km em relação à costa para definir as áreas preferenciais. Para cada local em questão, foi então estimada a energia anual produzida a partir do software RETScreen, os custos totais de Capex e Opex, para então realizar o cálculo do custo nivelado de energia. Todos os cálculos referentes a custos foram realizados segundo memória de cálculo elaborada em MathCad. Em cada uma das regiões definidas como locais preferenciais, selecionou-se um ponto central para servir de parâmetro para os cálculos de custo nivelado de energia. Em regiões de maior extensão, ou até em regiões com partes separadas, foi dado preferência a locais com melhor recurso eólico, de acordo com o mapa do (CEPEL, 2017) e menores distâncias em relação aos portos, de acordo com a localização de portos obtida na página do Ministério dos Transportes. Os resultados serão apresentados com base no mapa abaixo:

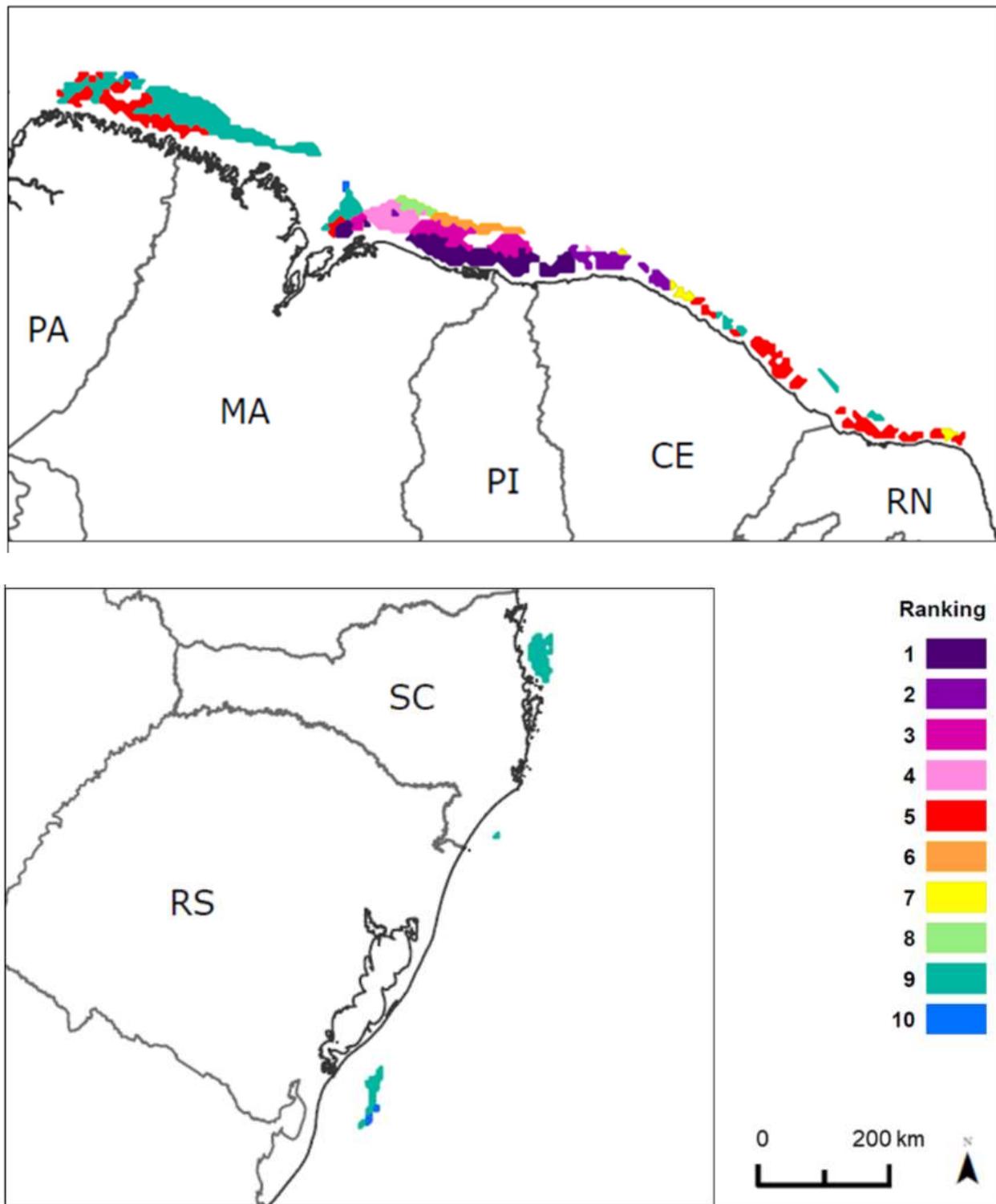


Figura 15: Mapa de áreas preferenciais de potencial eólico. Fonte: Vinhoza, 2018

A classificação segundo a figura 15 está de acordo com os critérios selecionados por (Vinhoza, 2018), porém não representa a classificação segundo a análise feita neste trabalho, mas a numeração servirá para julgamento de cada local em questão.

5.1 Custo nivelado nas regiões selecionadas

Após a realização de todos os cálculos para definição do LCOE das regiões pré-definidas, foi possível constatar que a porcentagem de custos associada a cada componente do Capex é bastante similar em todas as áreas que utilizaram subestruturas fixas, assim como em todas as áreas que utilizaram subestruturas flutuantes. Por isso, foi elaborada uma apresentação das porcentagens de custos envolvidos no Capex de acordo com as médias de valores para as regiões com subestruturas fixas e outra apresentação de acordo com as médias de valores para as regiões com subestruturas flutuantes. Os dados de entrada e os resultados, discriminados especificamente para cada uma das regiões, assim como o tipo de subestrutura utilizada em cada uma, serão apresentados mais à frente.

Sendo assim, a divisão do Capex para os locais com subestruturas fixas, em uma média das regiões analisadas, pode visto na figura 16:

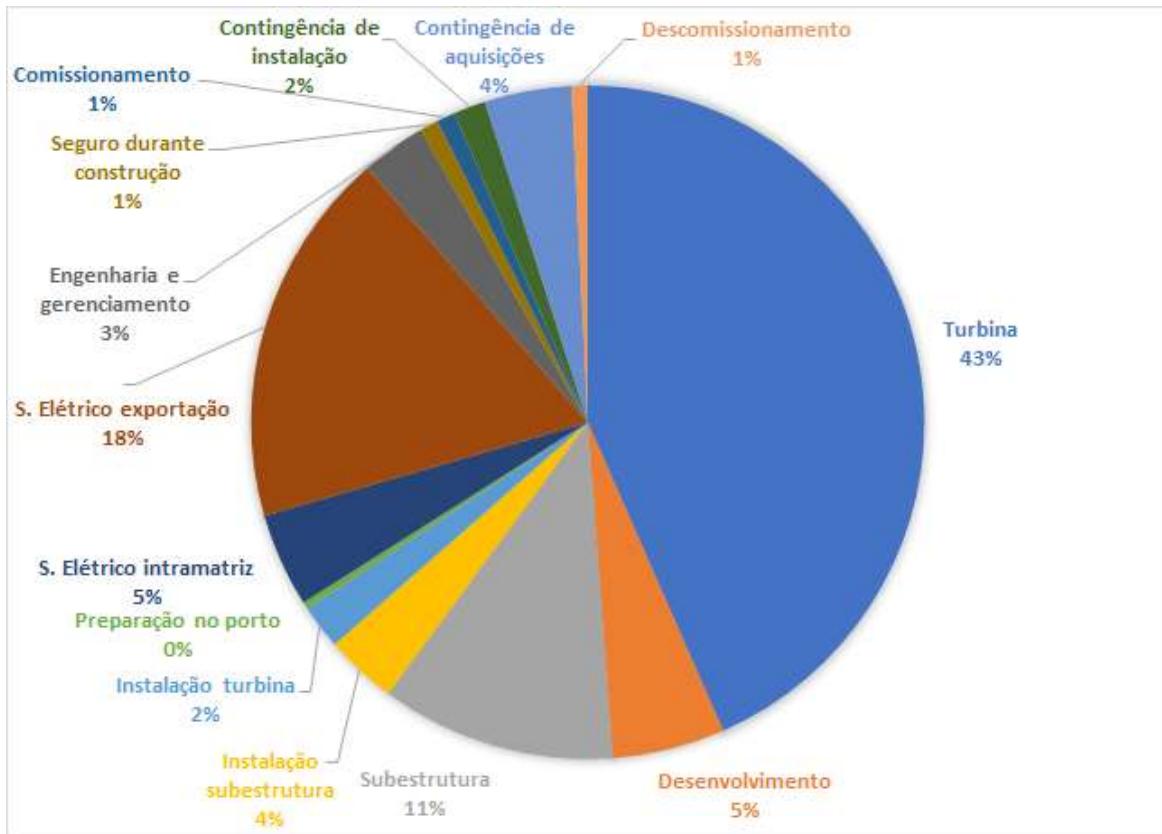


Figura 16: Capex para projetos de base fixa, por componente

De acordo com a figura 16, é possível notar que os custos da turbina, que consideram também o seu transporte até a região de utilização, são muito superiores a todos os outros custos, no caso de projetos de base fixa, sendo equivalente a 43%. Isso se deve principalmente ao fato de que a maioria dos locais analisados apresentam pequenas profundidades e pequenas distâncias em relação à costa, o que reduziu bastante os gastos com subestruturas e com infraestrutura elétrica, que ainda assim são bastante expressivos (11% e 23%, respectivamente). Os gastos com instalação, desenvolvimento do projeto e contingência apresentam relevância razoável (6%, 5% e 6%, respectivamente), enquanto os outros componentes são menos expressivos, naturalmente. É válido reiterar que os custos de instalação da infraestrutura elétrica já estão inclusos nos próprios custos do sistema elétrico neste gráfico. Ainda, é necessário destacar que a única região de base fixa com porcentagem de custos um pouco diferentes da figura 16 foi a região 10, que apresentou um custo de 35% para a turbina, 15% para a subestrutura e 24% para o sistema elétrico de exportação (incluindo instalação). Isso se deve ao fato de estar mais longe da costa, aumentando os custos

do sistema elétrico de exportação, e em maior profundidade, aumentando consideravelmente os custos para a subestrutura.

Da mesma maneira como nos projetos de base fixa, a divisão de Capex para os locais com subestruturas flutuantes, em uma média das regiões analisadas, pode ser visto na figura 17:

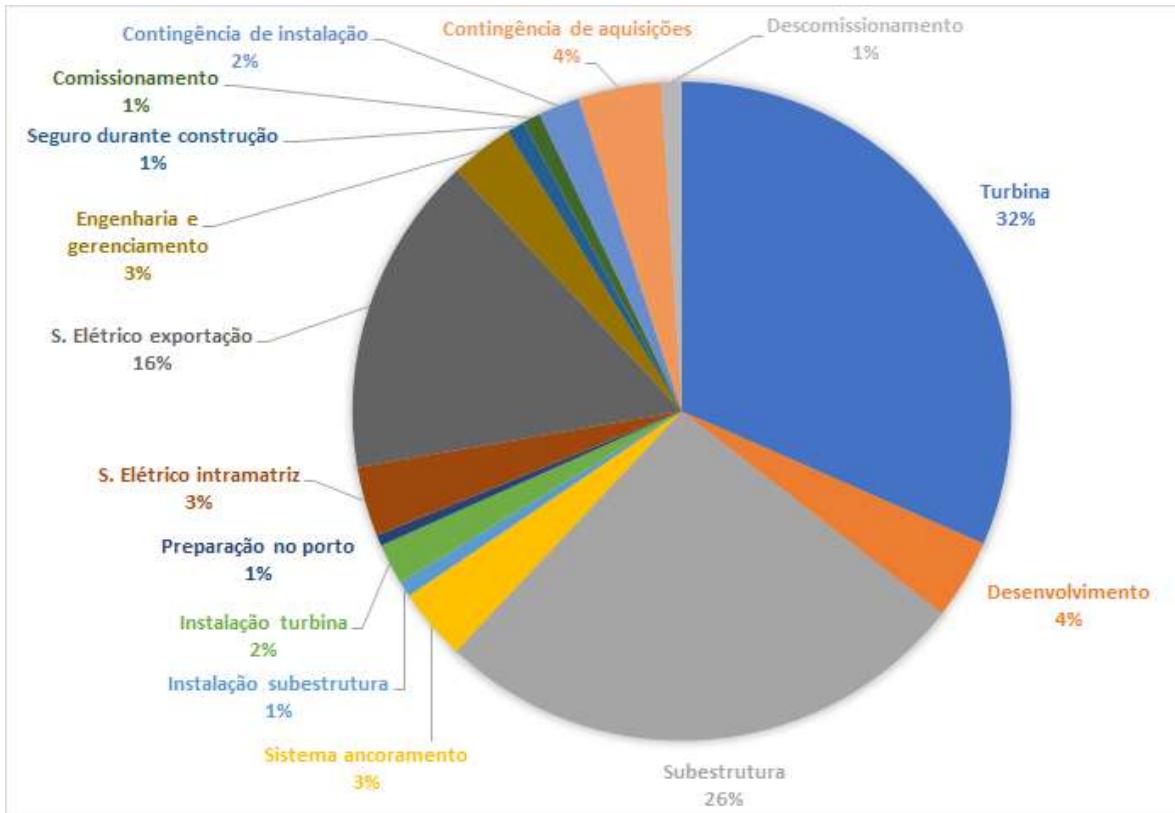


Figura 17: Capex para projetos de base flutuante, por componente

De acordo com a figura 17, nota-se que a porcentagem de custo das turbinas é bem menor no caso de projetos de base flutuante do que em projetos de base fixa, diminuindo de 43% para 32%. Isso se deve principalmente aos custos muito mais elevados para as subestruturas, que sobem de 11% para 26%, além da entrada dos custos do sistema de ancoramento (3%), que são diretamente relacionados ao tipo de subestrutura no caso de base flutuante. Os outros custos permanecem relativamente similares, em porcentagem, ao caso de base fixa, porém deve-se salientar que o Capex total para projetos de base flutuante é maior em todos as áreas analisadas, e por isso existe uma pequena redução percentual em alguns componentes. Novamente, os custos de instalação da infraestrutura elétrica estão

inclusos nos custos totais do sistema elétrico. É notável também que os custos de instalação das subestruturas são menores para o caso de base flutuante (passando de 3% para 1%). Ainda, é válido ressaltar que, mesmo com esse aumento expressivo nos valores das subestruturas, pode-se considerar que as áreas de projeto analisadas estão localizadas relativamente próximas à costa e aos portos, e em regiões de profundidade relativamente baixa. Por isso, os custos das subestruturas e do sistema de ancoramento poderiam ser ainda mais expressivos, assim como os custos de instalação e de infraestrutura elétrica.

De acordo com a metodologia aplicada neste trabalho, a tabela 7 apresenta os dados de entrada utilizados para cada uma das dez regiões selecionadas, sendo eles: distância da costa, distância do porto, velocidade média do vento, profundidade média e tipo de subestrutura utilizada.

Tabela 7: Dados de entrada para cada local de projeto pré-definido

Região	Distância da Costa (km)	Distância do Porto (km)	Velocidade média do vento (m/s)	Profundidade média (m)	Tipo de subestrutura
1	23	23	10	12	Monopilar
2	23	112	9.5	12	Monopilar
3	44	44	10	20	Monopilar
4	37	100	9.5	22	Monopilar
5	17	17	9	12	Monopilar
6	77	77	10	100	Semissubmersível
7	25	60	9	18	Monopilar
8	60	142	9.5	120	Semissubmersível
9	28	74	9	90	Semissubmersível
10	100	111	9	40	Monopilar

Após aplicar a memória de cálculo para cada uma das regiões da tabela 7, os resultados são mostrados na tabela 8 a seguir, apresentando, para cada uma, seus valores de Capex (Custos de capital), Opex (Custos operacionais), EAP (energia anualmente produzida), FC (fator de capacidade) e LCOE (Custo nivelado de energia).

Tabela 8: Resultados para as dez áreas selecionadas

Região	Capex (milhões R\$)	Opex (milhões R\$)	EAP (MWh)	FC (%)	LCOE (R\$/MWh)
1	7.499,38	339,99	3.051.286,27	58,1	404,66
2	7.564,35	340,80	2.843.222,02	54,1	436,99
3	8.022,38	352,43	3.044.579,84	57,9	429,85
4	7.964,33	349,32	2.836.973,31	54,0	457,77
5	7.358,73	335,38	2.684.426,75	51,1	451,69
6	11.399,2	264,49	3.037.873,92	57,8	534,35
7	7.664,37	342,29	2.645.804,54	50,3	474,67
8	11.162,63	260,09	2.833.849,09	53,9	561,31
9	10.396,67	246,63	2.475.771,13	48,6	581,48
10	9.901,47	367,15	2.657.997,05	49,4	596,30

Todos os valores estão em reais (BRL) de 2018.

Os resultados acima mostram que os custos nivelados de energia para cada um desses locais seguiu razoavelmente a classificação do estudo de (Vinhoza, 2018), apenas mudando de ordem em alguns casos, devido à maiores distâncias logísticas (como em casos onde o local do projeto não ficou tão próximo a nenhum porto – locais 2, 4, 8, 9 e 10), ou devido à velocidades médias de vento um pouco menores (locais 5, 7, 9 e 10), que levaram a fatores de capacidade reduzidos. A maioria dos locais de projeto obteve seu menor custo com subestruturas do tipo monopilar, já que grande parte das áreas selecionadas fica localizada próximo à costa e em pequenas profundidades, e o uso do monopilar se mostrou ser mais barato que a subestrutura jaqueta, para todos os locais analisados que utilizaram subestrutura fixa.

Com exceção do local 10, os locais 6, 8 e 9, apresentam um custo relativamente mais elevado que os demais devido à utilização de subestruturas flutuantes (o tipo semissubmersível se mostrou ser mais barato que spar buoy para esses 3 locais, pois apesar de ter um custo um pouco maior, seu menor Opex acabou levando a um menor LCOE), o que mostra que a utilização de turbinas flutuantes ainda não apresentam grande potencial para o Brasil, dado que além de maiores custos, os ventos na área *offshore* brasileira possuem maior intensidade próximos à costa, prejudicando também a produção de energia nos locais de projeto com base flutuante, que normalmente ficam mais distantes da costa (exceto no local 6, que obteve bom desempenho de geração de energia, mas ainda assim apresentou um LCOE elevado). Os três locais onde foi utilizada subestrutura flutuante, apesar de apresentarem um Capex bem mais elevado que os demais locais, apresentou um Opex bem menor, o que contribuiu para os seus valores de custo nivelado não serem extremamente superiores em relação aos locais com subestrutura fixa, e apresentando LCOE menor que o local 10.

Este último, como era de se esperar, obteve o pior resultado, pois mesmo utilizando plataforma de base fixa, suas distâncias logísticas eram elevadas, a profundidade era relativamente grande para um uso de subestrutura fixa (40 m) e a velocidade do vento também era equivalente às regiões de menor intensidade. Porém, mesmo a uma profundidade de 40 m, o local 10 ainda apresentou um custo menor para base monopilar do que para base jaqueta.

Sendo assim, a classificação de LCOE segundo modelo apresentado neste trabalho ficaria: 1, 3, 2, 5, 4, 7, 6, 8, 9, 10.

A seção 5.2 apresenta uma análise de sensibilidade, realizada para cada local de projeto. Maiores discussões sobre os resultados serão apresentadas no capítulo 6.

5.2 Análise de Sensibilidade

Para cada um dos locais apresentados na seção anterior, foi realizada uma análise de sensibilidade, que inclui variações nos seguintes parâmetros:

- Custos de capital (Capex): variando de - 50% a + 30%
- Custos operacionais (Opex): variando de - 20% a + 20%

- Fator de capacidade (FC): variando de - 3% a + 3%
- Tempo de vida da planta eólica: variando de - 5 anos a + 5 anos
- Taxa de desconto: variando de - 2% a + 2%

Para cada local, os resultados da análise de sensibilidade são apresentados conforme as tabelas 9 a 18 abaixo. Ao final das dez tabelas, uma breve discussão é apresentada acerca dos parâmetros considerados na análise de sensibilidade.

Tabela 9: Análise de sensibilidade para a região 1 (LCOE de referência: 404,66 R\$/MWh)

Parâmetro	Valor de referência	Efeito positivo	LCOE com efeito positivo (R\$/MWh)	Efeito negativo	LCOE com efeito negativo (R\$/MWh)
Capex (milhões R\$)	7.499,38	-50%	257,91	+30%	492,29
Opex (milhões R\$/ano)	339,99	-20%	382,11	+20%	426,68
FC (%)	58,1	+3%	384,54	-3%	426,17
Tempo de vida (anos)	25	+5 anos	393,52	-5 anos	423,79
Taxa de desconto (%)	10	-2%	356,69	+2%	455,78

Tabela 10: Análise de sensibilidade para a região 2 (LCOE de referência: 436,99 R\$/MWh)

Parâmetro	Valor de referência	Efeito positivo	LCOE com efeito positivo (R\$/MWh)	Efeito negativo	LCOE com efeito negativo (R\$/MWh)

Capex (milhões R\$)	7.564,35	-50%	278,43	+30%	532,13
Opex (milhões R\$/ano)	340,80	-20%	413,02	+20%	460,97
FC (%)	54,1	+3%	414,03	-3%	462,65
Tempo de vida (anos)	25	+5 anos	425,22	-5 anos	457,98
Taxa de desconto (%)	10	-2%	385,36	+2%	492,61

Tabela 11: Análise de sensibilidade para a região 3 (LCOE de referência: 429,85 R\$/MWh)

Parâmetro	Valor de referência	Efeito positivo	LCOE com efeito positivo (R\$/MWh)	Efeito negativo	LCOE com efeito negativo (R\$/MWh)
Capex (milhões R\$)	8.022,38	-50%	272,80	+30%	524,07
Opex (milhões R\$/ano)	352,43	-20%	407,69	+20%	453,00
FC (%)	57,9	+3%	408,67	-3%	453,33
Tempo de vida (anos)	25	+5 anos	418,19	-5 anos	450,63
Taxa de desconto (%)	10	-2%	378,71	+2%	484,93

Tabela 12: Análise de sensibilidade para a região 4 (LCOE de referência: 457,77 R\$/MWh)

Parâmetro	Valor de referência	Efeito positivo	LCOE com efeito positivo (R\$/MWh)	Efeito negativo	LCOE com efeito negativo (R\$/MWh)
Capex (milhões R\$)	7.964,33	-50%	290,45	+30%	558,16
Opex (milhões R\$/ano)	349,32	-20%	433,14	+20%	482,39
FC (%)	54,0	+3%	433,67	-3%	484,69
Tempo de vida (anos)	25	+5 anos	445,35	-5 anos	479,91
Taxa de desconto (%)	10	-2%	403,28	+2%	516,45

Tabela 13: Análise de sensibilidade para a região 5 (LCOE de referência: 451,69 R\$/MWh)

Parâmetro	Valor de referência	Efeito positivo	LCOE com efeito positivo (R\$/MWh)	Efeito negativo	LCOE com efeito negativo (R\$/MWh)
Capex (milhões R\$)	7.358,73	-50%	288,31	+30%	549,72
Opex (milhões R\$/ano)	335,38	-20%	426,71	+20%	476,68
FC (%)	51,1	+3%	426,65	-3%	479,87

Tempo de vida (anos)	25	+5 anos	439,57	-5 anos	473,32
Taxa de desconto (%)	10	-2%	398,49	+2%	509,01

Tabela 14: Análise de sensibilidade para a região 6 (LCOE de referência: 534,35 R\$/MWh)

Parâmetro	Valor de referência	Efeito positivo	LCOE com efeito positivo (R\$/MWh)	Efeito negativo	LCOE com efeito negativo (R\$/MWh)
Capex (milhões R\$)	11.399,24	-50%	310,71	+30%	668,54
Opex (milhões R\$/ano)	264,49	-20%	516,94	+20%	551,76
FC (%)	57,8	+3%	507,98	-3%	563,60
Tempo de vida (anos)	25	+5 anos	517,75	-5 anos	563,95
Taxa de desconto (%)	10	-2%	461,53	+2%	612,79

Tabela 15: Análise de sensibilidade para a região 7 (LCOE de referência: 474,67 R\$/MWh)

Parâmetro	Valor de referência	Efeito positivo	LCOE com efeito positivo (R\$/MWh)	Efeito negativo	LCOE com efeito negativo (R\$/MWh)
-----------	------------------------	--------------------	---	--------------------	---

Capex (milhões R\$)	7.664,37	-50%	302,02	+30%	578,26
Opex (milhões R\$/ano)	342,29	-20%	448,80	+20%	500,54
FC (%)	50,3	+3%	447,95	-3%	504,78
Tempo de vida (anos)	25	+5 anos	461,85	-5 anos	497,52
Taxa de desconto (%)	10	-2%	418,45	+2%	535,23

Tabela 16: Análise de sensibilidade para a região 8 (LCOE de referência: 561,31 R\$/MWh)

Parâmetro	Valor de referência	Efeito positivo	LCOE com efeito positivo (R\$/MWh)	Efeito negativo	LCOE com efeito negativo (R\$/MWh)
Capex (milhões R\$)	11,162,63	-50%	326,54	+30%	702,18
Opex (milhões R\$/ano)	260,09	-20%	542,96	+20%	579,67
FC (%)	53,9	+3%	531,72	-3%	594,40
Tempo de vida (anos)	25	+5 anos	543,89	-5 anos	592,39
Taxa de desconto (%)	10	-2%	484,87	+2%	643,66

Tabela 17: Análise de sensibilidade para a região 9 (LCOE de referência: 581,48 R\$/MWh)

Parâmetro	Valor de referência	Efeito positivo	LCOE com efeito positivo (R\$/MWh)	Efeito negativo	LCOE com efeito negativo (R\$/MWh)
Capex (milhões R\$)	10.396,67	-50%	338,99	+30%	726,97
Opex (milhões R\$/ano)	246,63	-20%	562,18	+20%	600,78
FC (%)	48,6	+3%	547,67	-3%	619,74
Tempo de vida (anos)	25	+5 anos	563,48	-5 anos	613,58
Taxa de desconto (%)	10	-2%	502,52	+2%	665,53

Tabela 18: Análise de sensibilidade para a região 10 (LCOE de referência: 596,30 R\$/MWh)

Parâmetro	Valor de referência	Efeito positivo	LCOE com efeito positivo (R\$/MWh)	Efeito negativo	LCOE com efeito negativo (R\$/MWh)
Capex (milhões R\$)	9.901,47	-50%	368,89	+30%	732,75
Opex (milhões R\$/ano)	367,15	-20%	568,01	+20%	624,60
FC (%)	49,4	+3%	562,16	-3%	634,85

Tempo de vida (anos)	25	+5 anos	579,42	-5 anos	626,40
Taxa de desconto (%)	10	-2%	522,25	+2%	676,07

Todos os valores estão em reais (BRL) de 2018

Pela análise de sensibilidade, nota-se que os parâmetros com maior impacto no LCOE são o Capex e a taxa de desconto. O aumento do Capex poderia ocorrer ao se considerar maiores valores de contingência, pelo fato de não se ter ainda plantas eólicas *offshore* em operação no Brasil e, portanto, projetos de plantas pioneiras tenderiam a colocar maior aporte de capital em contingência, além da incerteza de custos de outros componentes. A redução do Capex chega a variar o LCOE entre 37% até 42%, em uma visão mais otimista de redução, sendo as maiores porcentagens de redução para projetos de turbina flutuante. Como a indústria eólica *offshore* está em fase de maturação, existe uma grande redução esperada de custos, conforme já explicado anteriormente, devido ao aprendizado da indústria. De acordo com (Zwaan et al, 2011), os maiores potenciais de redução com aprendizado virão com a fabricação das turbinas e subestruturas, processos de instalação em ambiente marítimo e de conexão com a rede em terra firme, respectivamente. Conforme a indústria de energia eólica *offshore* se expandir, a fabricação de componentes e atividades de instalação ganhariam maior flexibilidade através do crescimento das atividades comerciais nesse setor, especialmente com a adoção de políticas ambientais mais rigorosas. Isso levaria a uma grande redução no Capex, principalmente no que se refere aos custos das turbinas e das subestruturas, que são dois dos componentes entre os de maior peso no Capex. Isso é ainda mais relevante no caso dos projetos que utilizam base flutuante, pois essas subestruturas estão em um estágio muito inicial na curva de aprendizado e, portanto, apresentam grande potencial de diminuição de custos. Como as plantas eólicas de base flutuante apresentam, por enquanto, um Capex muito superior às plantas eólicas de base fixa, e grande parte desse valor se deve justamente às subestruturas, pode-se esperar uma grande redução nesse valor futuramente.

Além disso, dependendo do modelo de financiamento para o projeto de uma planta eólica *offshore* no Brasil, o valor considerado para a taxa de desconto pode variar bastante. Como nenhum projeto do tipo foi financiado no Brasil até então, seria difícil definir um valor

preciso para a taxa de desconto. Entretanto, conforme a indústria eólica *offshore* tenha maior penetração em ambiente nacional, a tendência é que os riscos de um projeto como esse diminuam bastante, o que levaria a taxas de desconto menores. Considerando uma melhora nesses dois fatores (Capex e taxa de desconto), é possível obter um valor de LCOE bem abaixo dos valores de referência. Ainda, é válido reiterar que o modelo deste trabalho não considera nenhuma política de incentivo governamental, o que poderia tornar esses projetos mais atrativos.

O cálculo da produção de energia e, portanto, dos fatores de capacidade, estão diretamente relacionados aos dados de recurso eólico obtidos. Como estes estão baseados em uma média de velocidade anual, considerando uma distribuição Weibull, os valores de fator de capacidade poderiam variar bastante ao utilizar dados de ventos com maior precisão. O Opex também pode variar bastante de local pra local, devido aos custos de mão-de-obra na região e de utilização das embarcações e de portos. Como este trabalho se baseia em custos de literatura estrangeira, esse valor pode não ser tão preciso. Porém, os gastos com Opex e o fator de capacidade se mostraram menos impactantes para a variação do LCOE do que o Capex e a taxa de desconto, apesar de serem também muito relevantes.

Por último, percebe-se que aumentar o tempo de vida do projeto de 25 para 30 anos tem um impacto menos expressivo do que os outros parâmetros, porém ainda assim seria um fator significativo para reduzir o custo nivelado das plantas eólicas *offshore*. Entretanto, isso poderia acarretar em um aumento nos valores de Opex, que não foi considerado neste trabalho.

6 CONCLUSÃO

A partir dos resultados mostrados no capítulo anterior, percebe-se que, mesmo nos locais com melhores recursos eólicos, menores batimetrias e menores distâncias logísticas, a energia eólica *offshore* ainda apresenta um elevado custo nivelado de energia (LCOE), variando de aproximadamente 400 a 600 R\$/MWh, nos dez locais selecionados como preferenciais, de acordo com classificação em literatura anterior. Comparando-se com a energia eólica *onshore*, que apresenta um custo nivelado no Brasil variando entre 93 e 174 R\$/MWh (Silva, 2017), o LCOE da energia eólica *offshore* é bastante superior. Entretanto, deve-se salientar que esse custo tende a diminuir bastante na próxima década, considerando o amadurecimento da indústria, das tecnologias utilizadas e da cadeia de suprimentos. Pode-se dizer que a curva de aprendizado da indústria eólica *offshore* ainda está em estágio inicial, principalmente das subestruturas flutuantes, e por isso essa fonte energética apresenta um grande potencial de redução de custo.

Além disso, todos os custos foram baseados em trabalhos internacionais, e não consideram a possibilidade de redução de custos por fabricação de peças em ambiente nacional. Muitos dos custos são baseados em literatura levemente datada, sendo a maioria entre 2012 e 2016, convertidos para real (BRL) de 2018, e por isso esses custos podem estar desatualizados e possivelmente muito deles já seriam menores. Pode-se citar ainda o fato de não se ter dados tão precisos sobre a velocidade dos ventos, já que se utilizou uma velocidade média anual de ventos, a partir de medições de 2013, aplicados a uma distribuição Weibull. Obter dados com maior precisão, em base horária, poderia melhorar os resultados de produção de energia elétrica anual. Ainda, é preciso salientar que este trabalho considerou uma distância mínima de 8 km da costa, o que leva também a maiores profundidades, acarretando em maiores custos para subestruturas, infraestrutura elétrica, instalação, entre outros. Porém alguns projetos ao redor do mundo são realizados a distâncias menores que isso e, portanto, considerar a possibilidade de reduzir o afastamento da costa diminuiria bastante os custos envolvidos.

Um outro ponto importante que também deve ser levado em consideração é que os custos da turbina foram muito expressivos frente aos outros componentes do Capex, tanto para plantas de base fixa quanto para plantas de base flutuante. Como este trabalho utilizou

uma média de valores encontrados na literatura para definir o custo das turbinas, é bastante razoável considerar que esses custos seriam menos elevados em um projeto real, ainda mais considerando um projeto dessa magnitude. Somado a esses fatores, pode-se citar ainda o fato de que não foi levada em consideração a possibilidade de reciclar os componentes após descomissionamento, o que poderia gerar ainda alguma renda e reduzir o LCOE.

Apesar disso, percebe-se que todos os locais analisados apresentaram um fator de capacidade bastante elevado, mostrando que o recurso eólico brasileiro é de excelente qualidade. Ainda, pode-se dizer que a maior parte dos locais com altas velocidades de ventos estão localizados mais próximos à costa, o que é excelente para reduzir os custos de implantação da energia eólica *offshore*, dado que os custos para subestruturas fixas são menores. Por outro lado, o ambiente para inserção de turbinas de base flutuante não é tão promissor, já que além dos custos serem mais altos, o recurso eólico em áreas distantes da costa não é tão bom quanto em locais próximos da costa. Além disso, alguns locais apresentam excelente potencial, devido ao fato de estarem próximos a algum porto e se situarem numa região da costa com ampla faixa de águas rasas, como locais próximos ao Rio Grande do Norte, Ceará, Maranhão e Piauí (considerando a construção do porto de Luís Correia). Entretanto, existe uma larga faixa de regiões no Nordeste com bons ventos que não ficam muito próximas a nenhum porto (por exemplo, entre os portos de Fortaleza, Ceará, e de Itaqui, Maranhão, e entre os portos de Itaqui, Maranhão, e de Belém, Pará), além de locais que apresentam bons ventos e são próximos à costa, porém ficam em profundidade muito elevada, devido à uma curta faixa transição de baixas para elevadas profundidades, como nas regiões Sudeste e Sul.

Por fim, pode-se dizer que, mesmo com um custo nivelado de energia elevado, esses custos são comparáveis aos calculados para o caso dos Estados Unidos, que variam entre 125 e 300 U\$/MWh ao longo de diversas regiões na costa norte-americana (Beiter, 2016). Além disso, os valores de LCOE para projetos de energia eólica *offshore* comissionados em 2018, ficaram na faixa de 90 a 160 U\$/MWh, com uma média de 127 U\$/MWh (IRENA, 2019). Sendo assim, pode-se considerar que o resultado obtido para o Brasil é excelente e, considerando a provável redução de custos na próxima década, pode-se concluir que existe um grande potencial para desenvolver essa fonte energética em ambiente nacional.

7 REFERÊNCIAS

- 4C Offshore. 2019. “Ørsted suspends Taiwan developments.” Janeiro, 2019.
- AIE. 2013. Agência Internacional de Energia. “Technology Roadmap Wind Energy”. 2013.
- AIEA. 2005. Agência Internacional de Energia Atômica. Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies. AIEA: Viena, 2005.
- ANEEL. 2017. Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informação da Geração. Brasília, jan/2017. Disponível em: <<http://www2.ANEEL.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 20 de julho 2019
- Banco Mundial. 2010. China – Meeting the challenges of offshore and large-scale wind power: regulatory review of offshore wind in five European countries. Washington, DC: World Bank. 2010.
- Bahrman, M. (2011). Offshore Wind Connections -HVDC for Offshore Grids.
- Bard, J. & Thalemann, F. 2011. Offshore Infrastructure: Ports and Vessels. Brussels: ORECCA project.
- Beiter, P. et al. 2016. A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030. NREL/TP-6A20-66579. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2016.
- Bjerkseter, C., & Ågotnes, A. 2013. Levelised costs of energy for offshore floating wind turbine concepts. Ås: Norwegian University of Life Sciences.
- BLOCKISLANDTIMES. 2017. – The Block Island Times. Island operating on wind farm power, 2017. Disponível em: <<https://www.blockislandtimes.com/article/island-operating-wind-farm-power/49352>>. Acesso em: 19 de julho 2019.
- Borgen, E. (2010). Floating Wind Power in Deep Water: Competitive with Shallow-water Wind Farms? London: Touch Briefings.

- Butterfield, W. Musial, J. Jonkman, P. Sclavounos and L. Wayman. 2007. "Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines," U.S. Deparmant of Energy, Oak Ridge, 2007.
- BVG Associates. 2012. Offshore wind cost reduction pathways -Technology work stream. Swindon: BVG Associates.
- Carvalho, P. 2003. Geração Eólica. Fortaleza: Imprensa Universitária, 2003.
- CEPEL. 2017. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013. CEPEL/Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, 2017.
- CPRM. 2016. Projeto Batimetria. Disponível em: <<http://www.cprm.gov.br/publique/Geologia/Geologia-Marinha/Projeto-Batimetria-3224.html>>. Acesso em: 03 de setembro de 2019.
- Nilsson, D.; Westin, A. 2014. MSc Thesis: "Floating Wind Power in Norway. Analysis of future opportunities and challenge". Faculty of Engineering, Lund University.
- Degraer, S. J., Norro, A. M. J. & Rumes, B. 2013. Differentiating between Underwater Construction Noise of Monopile and Jacket Foundations for Offshore Windmills.
- DNV KEMA. 2012. "The Crown Estate – UK Market Potential and Technology Assessment for floating offshore wind power: An assessment of the commercialization potential of the floating offshore wind industry".
- DEME. 2013. Personal correspondence between DEME and Anders Ågotnes, regarding offshore lift times and maximum wind speeds.
- Department of Energy & Climate Change. 2015. Simple Levelised Cost of Energy Model
- Douglas-Westwood. 2010. Offshore Wind Asessment For Norway. Aberdeen: Douglas Westwood.
- EPE. 2017. Empresa de pesquisa energética. Balanço Elétrico Nacional. 2017 - Ano base 2016.
- EPE. 2018. Empresa de Pesquisa Energética. Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050.

Eriksson, H.; Kullander, T. 2013. Assessing feasible mooring technologies for a Demonstrator in the Barnholm Basin as restricted to the modes of operation and limitations for the Demonstrator.

EWEA. 2013. Deep water: The next step for offshore wind energy. Brussels: European Wind Energy Association.

EWEA. 2011. Wind in our Sails -The coming of Europe's offshore wind energy industry. Brussels: European Wind Energy Association.

Fossen Shipping. 2013. Personal correspondence between Fossen Shipping and Anders Ågotnes, regarding mooring line costs.

FOWIND. 2016. Supply Chain, Port infrastructure and Logistics Study. FOWIND.

GL Garrad Hassan. (2013). A guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance.Scottish Enterprise and The Crown Estate.

Goldemberg, J.; Moreira, J. R. 2005. Política Energética no Brasil: Estudos Avançados. V.19, n° 55, 2005.

GWEC. 2014. Global Wind Energy Council. Global Wind Energy Outlook. 2014.

GWEC. 2019. Global Wind Report 2018. Technical Report. Abril/2019.

Hill, J. 2019. "Japanese Offshore Wind To Hit 4 Gigawatts In 2028." CleanTechnica. 2019.

Howard, R. (2012, September 1). Offshore Wind Cost Reduction Pathways project - Simple Levelised Cost. London, UK.

Hurley, W. L., & Nordstrom, C. J. (2014). PelaStar Cost of Energy: A cost study of the PelaStar floating foundation system in UK waters.

IRENA. 2016. Floating Foundations: a Game Changer for Offshore Wind Power. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. 2016. Innovation Outlook: Offshore Wind. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. 2019. Renewable Power Generation Costs in 2018. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

- James. R., Ros. M. C. 2015. Floating Offshore Wind: Market and Technology Review.
- Jones, P. 2009. BorWin 1 -The Worlds First 400 MW HVDC Light® connection for wind power. In. London: ABB Group.
- Kaiser, M. J. & Snyder, B. 2010. Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S.
- KIC InnoEnergy. 2016. Future renewable energy costs: offshore wind.
- Lazaridis, L. P. (2005). Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability.
- Lindø Offshore Renewables Center. 2013. List of Offshore Wind Farms. Munkebo: Lindø Offshore Renewables Center.
- Maness, M.; Maples, B.; Smith, A. 2015. NREL Offshore Balance of System Model.
- Maples, B., G. Saur, M. Hand, R. Pietermen, and T. Obdam. 2013. Installation, Operation, and Maintenance Strategies to Reduce the Cost of Offshore Wind Energy.
- Medeiros, J. P. C. 2014. Precificação da energia eólica offshore no Brasil. UFRN, 2014.
- Melberg, K. 2013. Personal correspondance between K.Melberg of Inwind and Anders Ågotnes, regarding installation strategies. Stavanger: Inwind.
- Midtsund, M. A.; Sixtensson, C. 2013. Comparison of Foundation Systems for Offshore.
- Miguel, F. K. 2016."Aplicação da teoria de portfólio de Markowitz para a geração de energia elétrica proveniente de empreendimentos eólicos no Brasil." São Paulo: USP, 2016.
- MPI Offshore. 2011. MPI Resolution. Stokesley: MPI Offshore.
- Multiconsult. 2012. Technological and Cost Development Trends of Renewable Offshore Energy Production.
- Musial W. et al. 2016 Offshore Wind Energy Resource Assessment for the United States. NREL/TP-5000-66599. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2016.

- Musial, W. et al. 2016. Potential Offshore Wind Energy Areas in California : An Assessment of Locations , Technology , and Costs. NREL/TP-5000-67414. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2016.
- Myhr, A. 2013. Personal correspondence between thesis advisor Anders Myhr and the thesis authors.
- National Grid. 2011. Offshore Development Information Statement. Appendix 1-4. London: National Grid.
- NREL. 2015. National Renewable Energy Laboratory. 2014-2015 Offshore Wind Technologies Market Report. Technical Report. Set/2015.
- NREL. 2019. National Renewable Energy Laboratory. 2018 Offshore Wind Technologies Market Report. Technical Report. Mar/2019.
- OFX. 2018. Historical Exchange Rates. Disponível em: <https://www.ofx.com/en-us/forex-news/historical-exchange-rates/>. Acesso em 10 de agosto de 2019.
- Ortiz, G. P.; Kampel, M. 2011. Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. V Simpósio Brasileiro de Oceanografia. Santo/SP: Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo, 2011.
- Pereira, F.; Seicera, D. E. S. C.; Azevedo, R. L. S. 2013. Potencial exportador da indústria eólica brasileira para o Cone Sul e o papel do financiamento. BNDES Setorial, n. 37. mar/2013.
- PricewaterhouseCoopers. 2012. Offshore wind cost reduction pathways study - Finance work stream.
- Principle Power. (2011). WindFloat. Seattle: Principle Power
- Quinones, L. A. P. 2014. Latin America: More than 50,000 kilometers of coastline of offshore wind potential, 2014.
- Renewables Advisory Board. 2010. Value breakdown for the offshore wind sector. London: Renewables Advisory Board.

RGEP. 2012. Offshore Wind Turbines Substructures. Disponível em:
<http://www.renewablegreenenergypower.com/offshore-wind-turbines-substructures/>. Acesso em 05 setembro de 2019.

ScottishPower Renewables. 2016. Disponível em:
<https://renewablesnow.com/news/update-substation-installed-at-iberdrolas-wikinger-offshore-wind-farm-537961/>. Acesso em 07 de setembro de 2019.

Heidari, S. 2017. Economic Modelling of Floating Offshore Wind Power.

Silva, L. R. M. 2017.; Comparação dos Custos de Geração de Energia Elétrica entre Tecnologias Despacháveis e Intermitentes no Brasil. Rio de Janeiro: FGV, 2017.

Statoil ASA. 2010. Hywind assembly and installation.

Taboada, J. V. 2015. Comparative Analysis Review on Floating Offshore Wind Foundations.

The Crown Estate. 2010. A Guide to an Offshore Wind Farm. Estate.

The Crown Estate. 2012. Offshore Wind Cost Reduction -Pathways Study.

Vestas. 2012. “100 Turbines in Less than 100 Days!” Disponível em:
<http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/towards-20-years-in-offshore/offshore-stories/thanet-offshore/100-turbines-in-less-than-100-days!.aspx>. Acesso em 12 de setembro de 2019

Vinhoza, A. J. 2019. Potencial Eólico Offshore no Brasil: Localização de Áreas Nobres Através de Análise Multicritério. Dissertação – UFRJ. Rio de Janeiro, 2019.

Vryhof Anchors BV. 2010. Anchor Manual 2010 -The Guide to Anchoring. Capelle a/d Yssel: Vryh of Anchors BV.

Wind Europe. 2019. Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics in 2018. Technical Report. Feb/2018.

Windflip. 2012. “Concept” Windflip. Disponível em:
<http://www.windflip.com/concept.aspx>. Acesso em 15 de agosto de 2019.

Zwaan, B.; Tinoco, R. R; Lensink, S.; Oosterkamp, P. 2011. Cost reductions for offshore wind power: Exploring the balance between scaling, learning and R&D.

ANEXO A - MODELO DE MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA ANÁLISE DE LCOE EM MATHCAD

Análise de Custos para Eólica Offshore

Custos da Turbina:

The Crown Estate, 2010 (5MW)

T1 := 1200000

Hurley & Nordstrom, 2014 (6MW)

T2 := 1132000

Beiter et al, 2016 (6MW)

T3 := 1117000

Howard, 2012 (8MW)

T4 := 1024000

Department of Energy & Climate Change, 2015 (8MW)

T5 := 1207000

KIC InnoEnergy, 2016 (8MW)

T6 := 1118000

Média

$$Tm := \frac{(T1 + T2 + T3 + T4 + T5 + T6)}{6} = 1.133 \times 10^6$$

Custo da Turbina em libra/MW

$$\text{custo_turb_pormw} := Tm \cdot \text{libra2016} = 5.378 \times 10^6$$

Custo da Turbina em reais/MW

$$\text{custo_turb_total} := \text{custo_turb_pormw} \cdot 600 = 3.227 \times 10^9$$

Custo total das Turbinas/MW

$$\text{custo_turb2018} := \text{custo_turb_total} \cdot r1618 = 3.472 \times 10^9$$

Custo total das Turbinas

Fatores de conversão monetária:

libra2016 := 4.746978

Taxa de conversão libra-reais (2016)

r1618 := 1.07577

Índice de conversão 2016-2018

dolar2015 := 3.337664

Taxa de conversão dólar-real (2015)

r1518 := 1.1523379

Índice de conversão de 2015-2018

euro2013 := 2.871123

Taxa de conversão euro-real(2013)

r1318 := 1.3221

Índice de conversão 2013-2018

Custos de Desenvolvimento:

The Crown Estate, 2010 (5MW)

d1 := 120000

Hurley & Nordstrom, 2014 (6MW)

d2 := 113000

Beiter et al, 2016 (6MW)

d3 := 145000

Howard, 2012 (8MW)

d4 := 189000

Department of Energy & Climate Change, 2015 (8MW)

d5 := 200000

KIC InnoEnergy, 2016 (8MW)

d6 := 80360

Média

$$dm := \frac{(d1 + d2 + d3 + d4 + d5 + d6)}{6} = 1.412 \times 10^5$$

$$custo_desenv := dm \cdot libra2016 = 6.704 \times 10^5$$

$$custo_desenv_total := custo_desenv \cdot 600 = 4.022 \times 10^8$$

$$custo_desenv2018 := custo_desenv_total \cdot r1618 = 4.327 \times 10^8$$

Subestruturas (Bjerkseter & Agotnes, 2013):

Monopile: mnp_bjerk := 2040000

Jacket: jck_bjerk := 2703000

Hywind: hywind_berjk := 3179000

WindFloat: windfloat_bjerk := 6375000

Subestruturas (cálculo por massa)

Pile: pile := 2250

Monopile transition piece: mptp := 3230

Jacket main lattice structure: jkmls := 4680

Jacket transition piece: jktp := 4500

Spar: Semisubmersível:

Stiffened Column stcol := 3120 Stiffened Column

Tapered Column tpcol := 4220 Truss Members trmem := 6250

Ballast ballast := 150 Heave Plate hvplt := 5250

Equações para cálculo de massa e custos de subestruturas:

Turbine Rating Water Depth

trat := 6 wdep := 12

Hub Height Rotor Nacelle Assembly Mass

$$\text{hubh} := 100 \quad \text{rnammass} := 2.082 \cdot \text{trat}^2 + 44.59 \cdot \text{trat} + 22.48 = 364.972$$

Subestrutura monopilar:

Monopile mass

$$\text{mpmass} := \frac{(\text{trat} \cdot 1000)^{1.5} + \frac{(\text{hubh})^{3.7}}{10} + 2100 \cdot \text{wdep}^{2.25} + (\text{rnammass} \cdot 1000)^{1.13}}{10000} = 546.857$$

Monopile cost

$$\text{mpcost} := \text{mpmass} \cdot \text{pile} = 1.23 \times 10^6$$

Monopile Transition Piece Mass

$$\text{mptpmass} := e^{2.77+1.04 \cdot \text{trat}^{0.5} + 0.00127 \cdot \text{wdep}^{1.5}} = 214.919$$

Monopile Transition Piece Cost

$$\text{mptpcost} := \text{mptpmass} \cdot \text{mptp} = 6.942 \times 10^5$$

Custo total Monopile

$$\text{custo_mp} := \text{mpcost} + \text{mptpcost} = 1.925 \times 10^6$$

$$\text{custo_mp_total} := \text{custo_mp} \cdot 100 \cdot \text{dolar2015} = 6.424 \times 10^8$$

$$\text{custo_mp2018} := \text{custo_mp_total} \cdot \text{r1518} = 7.402 \times 10^8$$

Subestrutura jaqueta:

Jacket Main Lattice Mass

$$\text{jkmlmass} := e^{3.71+0.00176 \cdot \text{trat}^{2.5} + 0.645 \cdot \ln(\text{wdep}^{1.5})} = 528.132$$

Jacket ML Cost

$$\text{jkmlcost} := \text{jkmlmass} \cdot \text{jkmls} = 2.472 \times 10^6$$

Jacket TP Mass

$$\text{jktpmass} := \frac{1}{\left(\frac{-0.0131 + 0.0381}{\ln(\text{trat})} \right) - 0.00000000227 \cdot \text{wdep}^3} = 71.691$$

Jacket TP Cost

$$\text{jktpcost} := \text{jktpmass} \cdot \text{jktp} = 3.226 \times 10^5$$

Jacket Pile Mass

$$\text{jkpmass} := 8 \cdot (\text{jkmlmass})^{0.5574} = 263.479$$

Jacket Pile Cost

$$\text{jkpcost} := \text{jkpmass} \cdot \text{pile} = 5.928 \times 10^5$$

Custo Total Jaqueta

$$\begin{aligned}\text{custo_jk} &:= \text{jkmlcost} + \text{jktpcost} + \text{jkpcost} = 3.387 \times 10^6 \\ \text{custo_jk_total} &:= \text{custo_jk} \cdot 100 \cdot \text{dolar2015} = 1.13 \times 10^9 \\ \text{custo_jk2018} &:= \text{custo_jk_total} \cdot \text{r1518} = 1.303 \times 10^9\end{aligned}$$

Subestrutura Spar:

Spar Stiffened Column (SC) Mass

$$\text{spscmass} := 535.93 + 17.664 \cdot \text{trat}^2 + 0.02328 \cdot \text{wdep} \cdot \ln(\text{wdep}) = 1.173 \times 10^3$$

Spar SC Cost

$$\text{spsccost} := \text{spscmass} \cdot \text{stcol} = 3.658 \times 10^6$$

Spar Tapered Column (TC) Mass

$$\text{sptcmass} := 125.81 \cdot \ln(\text{trat}) + 58.712 = 284.133$$

Spar TC Cost

$$\text{sptccost} := \text{sptcmass} \cdot \text{tpcol} = 1.199 \times 10^6$$

Spar Ballast Mass

$$\text{spblmass} := -16.536 \cdot \text{trat}^2 + 1261.8 \cdot \text{trat} - 1554.6 = 5.421 \times 10^3$$

Spar Ballast Cost

$$\text{spblcost} := \text{spblmass} \cdot \text{ballast} = 8.131 \times 10^5$$

Custo total Spar

$$\text{custo_sp} := \text{spsccost} + \text{sptccost} + \text{spblcost} = 5.67 \times 10^6$$

$$\text{custo_sp_total} := \text{custo_sp} \cdot 100 = 1.893 \times 10^9$$

$$\text{custo_sp2018} := \text{custo_sp_total} \cdot \text{r1518} = 2.181 \times 10^9$$

Subestrutura semisubmersível

Semisubmersible (SS) SC Mass

$$\text{sscmass} := -0.9571 \cdot \text{trat}^2 + 40.89 \cdot \text{trat} + 802.09 = 1.013 \times 10^3$$

SS SC Cost

$$\text{ssccost} := \text{sscmass} \cdot \text{stcol} = 3.16 \times 10^6$$

SS Truss Mass

$$\text{sstrmass} := 2.7894 \cdot \text{trat}^2 + 15.591 \cdot \text{trat} + 266.03 = 459.994$$

SS Truss Cost

$$\text{sstrcost} := \text{sstrmass} \cdot \text{trmem} = 2.875 \times 10^6$$

SS Heave Plate Mass

$$\text{sshpmass} := -0.4397 \cdot \text{trat}^2 + 21.545 \cdot \text{trat} + 177.42 = 290.861$$

SS Heave Plate Cost

$$\text{sshpcost} := \text{sshpmass} \cdot \text{hvplt} = 1.527 \times 10^6$$

Custo total Semisubmersível

$$\text{custo_ss} := \text{ssccost} + \text{sstrcost} + \text{sshpcost} = 7.562 \times 10^6$$

$$\text{custo_ss_total} := \text{custo_ss} \cdot \text{dolar2015} \cdot 100 = 2.524 \times 10^9$$

$$\text{custo_ss2018} := \text{custo_ss_total} \cdot r1518 = 2.909 \times 10^9$$

Sistema de ancoramento

Custo âncora (euro 2013)

$$\text{anchor} := 114000$$

Comprimento de corrente Spar

$$\text{sp_lnlgh} := 500 + 1.5 \cdot (\text{wdep} - 100) = 368$$

$$\text{sp_ln_t} := 3 \cdot \text{sp_lnlgh} = 1.104 \times 10^3$$

Custo âncoras Spar

$$\text{sp_anchor} := 3 \cdot \text{anchor} = 3.42 \times 10^5$$

Comprimento de corrente SS

$$\text{ss_lnlgh} := \text{sp_lnlgh} + 60 = 428$$

$$\text{ss_ln_t} := 4 \cdot \text{ss_lnlgh} = 1.712 \times 10^3$$

Custo âncoras SS

$$\text{ss_anchor} := 4 \cdot \text{anchor} = 4.56 \times 10^5$$

Mooring chain R5 76mm

Custo/m r5cost := 250

Custo cabo Spar + âncora

$$\text{mooringspar} := \text{r5cost} \cdot \text{sp} \ln t + \text{sp anchor} = 6.18 \times 10^5$$

$$\text{custo_mrgspar} := \text{mooringspar} \cdot 100 \cdot \text{euro2013} = 1.774 \times 10^8$$

$$\text{custo_mrgspar2018} := \text{custo_mrgspar} \cdot \text{r1318} = 2.346 \times 10^8$$

Custo cabo SS + âncora

$$\text{mooringss} := \text{r5cost} \cdot \text{ss} \ln t + \text{ss anchor} = 8.84 \times 10^5$$

$$\text{custo_mgrss} := \text{mooringss} \cdot 100 \cdot \text{euro2013} = 2.538 \times 10^8$$

$$\text{custo_mgrss2018} := \text{custo_mgrss} \cdot \text{r1318} = 3.356 \times 10^8$$

Instalação

Custo de instalação da turbina (Ct)

$$\text{Dp} := 22$$

Custo de instalação da subestrutura (Cs)

$$\text{Da} := 5$$

Custo de preparação no porto (Cps)

$$\text{Das} := 17$$

Distância do porto ao local do projeto (Dp)

$$\text{Wd} := 12$$

Distância do porto ao local de montagem (Da)

$$\text{Das} := 17$$

Distância do local de montagem ao local do projeto (Das)

$$\text{Wd} := 12$$

Profundidade máxima no local do projeto (Wd)

Monopile

$$\text{Cs1} := 88705573 - 2965980 \cdot \text{Wd} - 7813 \cdot \text{Dp} + 104665 \cdot \text{Wd}^2 + 1.49e^{-6} \cdot \text{Dp}^2 + 661 \cdot \text{Wd} \cdot \text{Dp} - 707 \cdot \text{Wd}^3 - 1.7$$

$$\text{Cs1} = 6.703 \times 10^7$$

$$\text{Ct1} := 15687102 + 2685414 \cdot \text{Wd} - 149549 \cdot \text{Wd}^2 + 3474 \cdot \text{Wd}^3 - 34.1 \cdot \text{Wd}^4 + 0.12 \cdot \text{Wd}^5 + 3133853 \ln(\text{Dp})$$

$$\text{Ct1} = 4.139 \times 10^7$$

$$\text{Cps1} := 7136675 - 21122 \cdot \text{Wd} + 1336 \cdot \text{Dp} + 449 \cdot \text{Wd}^2 + 0.009 \cdot \text{Dp}^2 + 58.2 \cdot \text{Wd} \cdot \text{Dp}$$

$$\text{Cps1} = 6.993 \times 10^6$$

$$\text{custo_inst_mp} := \text{Cs1} + \text{Ct1} + \text{Cps1} = 1.154 \times 10^8$$

$$\text{custo_total_inst_mp} := \text{custo_inst_mp} \cdot \text{dolar2015} = 3.852 \times 10^8$$

$$\text{custo_inst_mp2018} := \text{custo_total_inst_mp} \cdot \text{r1518} = 4.439 \times 10^8$$

Jacket

$$\begin{aligned} \text{Cs2} &:= -4.58e^8 + 5.17e^8 \cdot \ln(Wd) + 809803 \cdot Dp - 1.59e^8 \cdot (\ln(Wd))^2 + 1.89e^{-7} \cdot Dp^2 - 483412 \cdot Dp \cdot \ln(Wd) + \\ &\quad \text{Cs2} = 2.59 \times 10^8 \\ \text{Ct2} &:= -17171241 + 18311725 \cdot Wd - 12467174 \cdot Wd \cdot \ln(Wd) + 5716767 \cdot Wd^{1.5} - 172159 \cdot Wd^2 + 15946 \cdot Dp \\ &\quad \text{Ct2} = 4.401 \times 10^7 \\ \text{Cps2} &:= 12285015 + 77254 \cdot Wd + 11414 \cdot Dp - 740Wd^2 - 0.26 \cdot Dp^2 - 220Wd \cdot Dp + 2.78 \cdot Wd^3 + 0.0003 \cdot Dp^3 \\ &\quad \text{Cps2} = 1.331 \times 10^7 \\ \text{custo_inst_jk} &:= \text{Cs2} + \text{Ct2} + \text{Cps2} = 3.163 \times 10^8 \\ \text{custo_total_inst_jk} &:= \text{custo_inst_jk} \cdot \text{dolar2015} = 1.056 \times 10^9 \\ \text{custo_inst_jk2018} &:= \text{custo_total_inst_jk} \cdot r1518 = 1.217 \times 10^9 \end{aligned}$$

Spar

$$\begin{aligned} \text{Cs3} &:= 83062187 + 88643 \cdot Da + 65900 \cdot Dp \\ &\quad \text{Cs3} = 8.496 \times 10^7 \\ \text{Ct3} &:= 149900000 + 41598 \cdot Da + 245417 \cdot Das \\ &\quad \text{Ct3} = 1.543 \times 10^8 \\ \text{Cps3} &:= 26525267 + 25367 \cdot Da + 21667 \cdot Das \\ &\quad \text{Cps3} = 2.702 \times 10^7 \\ \text{custo_inst_sp} &:= \text{Cs3} + \text{Ct3} + \text{Cps3} = 2.663 \times 10^8 \\ \text{custo_total_inst_sp} &:= \text{custo_inst_sp} \cdot \text{dolar2015} = 8.887 \times 10^8 \\ \text{custo_inst_sp2018} &:= \text{custo_total_inst_sp} \cdot r1518 = 1.024 \times 10^9 \end{aligned}$$

Semisubmersible

$$\begin{aligned} \text{Cs4} &:= 18408000 + 7875 \cdot Wd + 24821 \cdot Dp \\ &\quad \text{Cs4} = 1.905 \times 10^7 \\ \text{Ct4} &:= 48170500 + 95833 \cdot Dp \\ &\quad \text{Ct4} = 5.028 \times 10^7 \\ \text{Cps4} &:= 12627913 + 2375 \cdot Wd + 22565 \cdot Dp \\ &\quad \text{Cps4} = 1.315 \times 10^7 \\ \text{custo_inst_ss} &:= \text{Cs4} + \text{Ct4} + \text{Cps4} = 8.248 \times 10^7 \\ \text{custo_total_inst_ss} &:= \text{custo_inst_ss} \cdot \text{dolar2015} = 2.753 \times 10^8 \\ \text{custo_inst_ss2018} &:= \text{custo_total_inst_ss} \cdot r1518 = 3.172 \times 10^8 \end{aligned}$$

Infraestrutura elétrica

Custo de cabos de interarray

Interarray 33kV (&/km)

$$c33_2 := 325000$$

$c33_2i := 189000$ (instalação)

$$c33_2t := c33_2 + c33_2i = 5.14 \times 10^5$$

Comprimento interarray

Supondo 1km entre turbinas

$comp_ia := 1485 + wdep$ em metros (entre cada turbina)

$$comp_ia_t := \frac{80 \cdot (1485 + wdep) + 20 \cdot (3200 + wdep)}{1000} = 184$$

comprimento total, em metros,
do sistema

$$custo_cabo_ia := comp_ia \cdot c33_2t = 9.458 \times 10^7$$

$$custo_ia_total := custo_cabo_ia \cdot euro2013 = 2.715 \times 10^8$$

$$custo_ia2018 := custo_ia_total \cdot r1318 = 3.59 \times 10^8$$

Sistema de exportação

Gráfico de (Beiter, 2016)

$$custo_exp2018 := 312 \cdot 10^6 \cdot dolar2015 \cdot r1518 = 1.2 \times 10^9$$

Custo total CAPEX

$$capex_t1 := custo_turb2018 + custo_desenv2018 + custo_mp2018 = 4.644 \times 10^9$$

$$capex_t := capex_t1 + custo_inst_mp2018 + custo_ia2018 + custo_exp2018 = 6.647 \times 10^9$$

Custo total OPEX

Subestrutura fixa

$$distcosta := 22$$

$$opexsubfixa := 4.662 \cdot \ln(distcosta) + 73.99 = 88.4$$

$$opexsubfixatotal := opexsubfixa \cdot dolar2015 \cdot 10^6 = 2.951 \times 10^8 \quad \text{custo por ano em reais}$$

$$opex_subfixa2018 := opexsubfixatotal \cdot r1518 = 3.4 \times 10^8$$

Subestrutura spar

$$opexsubspar := 4.6556 \cdot \ln(distcosta) + 68.513 = 82.904$$

$$opexsubspartotal := opexsubspar \cdot dolar2015 \cdot 10^6 = 2.767 \times 10^8$$

$$opex_subspar2018 := opexsubspartotal \cdot r1518 = 3.189 \times 10^8$$

Subestrutura semisubmersível

$$\text{opexsubss} := 4.5907 \cdot \ln(\text{distcosta}) + 48.827 = 63.017$$

$$\text{opexsubstotal} := \text{opexsubss} \cdot \text{dolar2015} \cdot 10^6 = 2.103 \times 10^8$$

$$\text{opex_subss2018} := \text{opexsubstotal} \cdot r1518 = 2.424 \times 10^8$$

Multiplicadores de custo:

Engenharia e Gerenciamento

$$\text{eg} := 0.035 \cdot \text{capex_t} = 2.327 \times 10^8$$

Seguro Durante Construção

$$\text{sdc} := 0.01 \cdot \text{capex_t} = 6.647 \times 10^7$$

Comissionamento

$$\text{com} := 0.01 \cdot \text{capex_t} = 6.647 \times 10^7$$

Contingência de Instalação

$$\text{c_inst} := 0.3 \cdot \text{custo_total_inst_mp} = 1.156 \times 10^8$$

Contingência de Aquisições

$$\text{c_aq} := 0.05 \cdot (\text{capex_t} - \text{custo_total_inst_mp}) = 3.131 \times 10^8$$

Descomissionamento

$$\text{desc} := 0.15 \cdot \text{custo_total_inst_mp} = 5.778 \times 10^7$$

$$\text{mult_soma} := \text{eg} + \text{sdc} + \text{com} + \text{c_inst} + \text{c_aq} + \text{desc} = 8.52 \times 10^8$$

$$\text{mult_total} := \text{mult_soma} = 8.52 \times 10^8$$

Capex Final

$$\text{capex_final} := (\text{capex_t} + \text{mult_total}) = 7.49938 \times 10^9$$

$$\text{capex0} := \text{capex_final} \cdot 0.2 = 1.5 \times 10^9$$

$$\text{capex1} := \text{capex_final} \cdot 0.4 = 3 \times 10^9$$

$$\text{capex2} := \text{capex_final} \cdot 0.4 = 3 \times 10^9$$

$x := 22$ (distância da costa)

$$\text{disp} := -3 \cdot 10^{-8} \cdot x^2 + 4 \cdot 10^{-5}x + 0.9233 + 0.03 = 0.953$$

$\text{aep} := 3051286272$ energia produzida anual em kWh

Assumindo taxa de desconto de 10%

$$r := 0.1$$

$$\text{capex_vpl} := \frac{\text{capex0}}{(1+r)^{-2}} + \frac{\text{capex1}}{(1+r)^{-1}} + \frac{\text{capex2}}{(1+r)^0} = 8.114 \times 10^9$$

$$\text{opex_final} := \text{opex_subfixa2018} = 3.39998 \times 10^8$$

$$\text{aep_final} := \frac{\text{aep}}{1000} = 3.051 \times 10^6$$

$$\text{frc} := \frac{(1+r)^{25} \cdot r}{(1+r)^{25} - 1} = 0.11$$

$$\text{lcoe} := \frac{\text{capex_vpl} \cdot \text{frc} + \text{opex_final}}{\text{aep_final}} = 404.399$$

$$'1e^{-9} \cdot Dp^3 - 2.75e^{-11} \cdot Wd \cdot Dp^2 + 19.44Wd^2 \cdot Dp$$

$$16772093 \cdot (\ln(Wd))^3 - 1.57e^{-10} \cdot Dp^3 - 0.000000016 \cdot Dp^2 \cdot \ln(Wd) + 75746 \cdot Dp \cdot (\ln(Wd))^2$$

$$^3 - 5.6 \cdot e^{-10} \cdot Wd \cdot Dp^2 + 2.524 \cdot Wd^2 \cdot Dp$$