



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA NAVAL
BACHARELADO EM ENGENHARIA NAVAL

AIRTON KELVEN TABOSA DA CRUZ

**Análise de viabilidade financeira comparativa entre projetos de parque
eólicos com plataformas flutuantes e não-flutuantes no Brasil**

RECIFE, 2017

AIRTON KELVEN TABOSA DA CRUZ

**Análise de viabilidade financeira comparativa entre projetos de parques
eólicos com plataformas flutuantes e não-flutuantes no Brasil**

Trabalho de Conclusão de Graduação, apresentado ao Curso de Engenharia Naval do Centro de Tecnologia e Geociências da Universidade Federal de Pernambuco, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenharia Naval.

ORIENTADOR: SILVIO EDUARDO GOMES DE MELO

RECIFE, 2017

FOLHA DE APROVAÇÃO

Análise de viabilidade financeira comparativa entre projetos de parques eólicos com plataformas flutuantes e não-flutuantes no Brasil

Trabalho de Conclusão de Graduação, apresentado ao Curso de Bacharelado em Engenharia Naval da Universidade Federal de Pernambuco pelo aluno Airton Kelven Tabosa Da Cruz, sob a orientação do Professor Silvio Eduardo Gomes de Melo como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Naval.

Data da Aprovação: __/__/__

BANCA EXAMINADORA:

1°. Avaliador(a):

2°. Avaliador(a):

3°. Avaliador(a):

AGRADECIMENTOS

A Deus a dívida dada a todos os seres vivos chamada vida, que através desse trabalho alcanço mais um objetivo pessoal formador do meu ser e caráter.

Aos meus Pais, Aldilene e Airton, pelo apoio incondicional que recebi durante toda a minha vida e pelo ensinamento da palavra amor.

A toda a minha família, todos os quais levo dentro do meu ser.

A minha amiga Laylla Leal, pelo seu carinho e ajuda minuciosa na revisão desse texto.

Aos meus amigos pela presença nos períodos de estresse e alegria.

Aos meus colegas de curso que batalharam diariamente ao meu lado.

A meu orientador e todos os meus professores, pelos conselhos e os incentivos nos momentos necessitados.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Combustível (ANP), à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) pelo apoio financeiro dado por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás (PRH-ANP/MCT), bem como da Petrobras.

A Universidade Federal de Pernambuco, por ter me proporcionado tanto conhecimento profissional e pessoal ao longo desses anos de graduação.

A todos eles agradeço por todas as contribuições.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise comparativa entre dois projetos de exploração de energia eólica *offshore* no Brasil, através da estimativa do custo para geração elétrica, contendo um projeto conceitual de uma plataforma para a colocação de um aerogerador, comercial e especificada no trabalho, considerando as características do local escolhido. O trabalho tem como objetivos determinar uma região da costa brasileira com grande potencial eólico para instalar esse tipo de empreendimento, estimar um potencial de energia a ser extraído do local, explicitando as características importantes do local quanto a instalação e manutenção, e realizar uma breve análise financeira para determinar qual tipo plataforma, flutuante ou fixa, deve ser utilizada. O projeto da plataforma considerou os aspectos das correntes, do estado de mar e das condições ambientais no local, e assim, mostrou de maneira geral a melhor configuração a ser implantada no local, de acordo com aspectos técnicos.

Palavras-chaves: Energia eólica *offshore* no Brasil, potencial energético eólico, LCOE

ABSTRACT

This work shows a comparative analysis between two projects of exploration of wind energy offshore of Brazil, through an estimation of the cost to produce energy, holding a design of a platform for allocation of a turbine, commercial and specified in this work, according to the conditions of the chosen place. This work has as targets to establish a region of the Brazilian coast with a great wind potential to install this type of project, to estimate the potential of energy to be extracted from the place, showing the characteristics that are more relevant to installation and maintenance, and make a brief financial analysis of the project to determine which type of system of platforms, fixed or floating, should be used. The project of the platform considered the conditions of the sea currents, estate of the sea and conditions of the environment, and then, showed under a general view the most suitable configuration of platform to be install in the site, according to technical aspects.

Keywords: Wind Energy in Brazil; Wind Energy Potential; LCOE

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Gráfico Braço vs Ângulo de inclinação	18
Figura 2: Panorama da matriz elétrica do Brasil	20
Figura 3: Matriz Energética no Brasil	21
Figura 4: Uso de energia renováveis ao redor do mundo.....	22
Figura 5: Crescimento da capacidade instalada de energia eólica no mundo	22
Figura 6: Dados do LCOE de plantas <i>Onshore</i> e <i>offshore</i> ao longo dos anos de 2009 até 2013	24
Figura 7: Preço em dólares cobrado pelo megawatt hora vendido em leilões entre os anos de 2009 até 2011	25
Figura 8: Velocidade média dos Ventos anualmente no Brasil	26
Figura 9: Direção média anual dos ventos no Brasil.....	26
Figura 10: Velocidade dos ventos na costa do Brasil durante as 4 estações do ano	27
Figura 11: Batimetria da Costa do Brasil	29
Figura 12: Corrente da Costa Sul do Brasil ao longo do ano	31
Figura 13: Corrente da Costa do Norte do Brasil ao Longo do ano.....	31
Figura 14: Distribuição de Macro locais para a análise de estado de mar	32
Figura 15: Intervalo de frequências envolvendo carregamentos dinâmicos e seus tipos de soluções	35
Figura 16: Tipos de fundação relacionando com profundidade recomendável	36
Figura 17: Tipos de plataforma flutuantes para aerogerador	37
Figura 18: <i>Drag-embedded</i> (Ancora de arrasto)	37
Figura 19: <i>Driven Pile</i>	37
Figura 20: <i>Suction Pile</i>	37
Figura 21: <i>Gravity anchor</i> (Gravidade)	37
Figura 22: Grade de transmissão de energia elétrica no Brasil	40
Figura 23: Mapa das Principais Rotas de aves migratórias no Brasil	42
Figura 24: Diagrama de Análise do Projeto	44
Figura 25: Configuração de arranjo recomendada	49
Figura 26: 8 aerogeradores na configuração 1x8	49
Figura 27: 8 aerogeradores na configuração 2x4	49

Figura 28: Dimensões entre aerogeradores em um parque eólico de geração de energia <i>offshore</i>	50
Figura 29: Gráfico pizza dos custos totais de um parque eólico <i>offshore</i> em águas rasas durante seu ciclo de vida	51
Figura 30: Gráfico de obtenção da estimativa do CAPEX de uma planta eólica <i>offshore</i> de geração de energia utilizando plataformas flutuantes.....	52
Figura 31: Gráfico pizza dos custos totais de um parque eólica <i>offshore</i> em águas profundas durante seu ciclo de vida	53
Figura 32: Velocidade média anual dos ventos na região nordeste do Brasil.....	55
Figura 33: Velocidade média anual dos ventos da região de estudo.....	56
Figura 34: Direção média anual dos ventos na região estudada	56
Figura 35: Batimetria da costa da região norte e nordeste do Brasil	57
Figura 36: Profundidade da região estudada com maior acuidade.....	57
Figura 37: Áreas de importância ou concentração de aves no estado do Maranhão.....	59
Figura 38: Gráfico de comportamento da Potência Corrigida das aerogeradores.....	63
Figura 39: Gráfico da Distribuição de Weibull.....	63
Figura 40: Capacidade instalada de parques eólicos <i>offshore</i> flutuantes planejados até 202069	

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Comparação de fatores nos critérios de Instabilidade Intacta	18
Tabela 2: Comparação de fatores nos critérios de Instabilidade Avariada	19
Tabela 3: Comparação de fatores nos critérios de Alagamento	19
Tabela 4: Dados das amplitudes de ondas na costa do Brasil	32
Tabela 5: Dados dos períodos de ondas na costa do Brasil.....	33
Tabela 6: Coeficientes utilizados para obter o CAPEX por SNYDER &KAISER	51
Tabela 7: Características dos aerogeradores utilizados	62
Tabela 8: Valores Calculados através da metodologia apresentada.....	62
Tabela 9: Produção Anual de Energia.....	63
Tabela 10: Capacidade Nominal dos parques	64
Tabela 11: Custo total em 2017 das hipóteses de parques <i>offshore</i> com Plataformas Fixas ..	64
Tabela 12: Dados do LCOE das hipóteses de parques <i>Offshore</i> para Plataformas Fixas	65
Tabela 13: Custo total em 2017 das hipóteses de parques <i>offshore</i> com Plataformas Flutuantes para os diferentes modelos de aerogeradores	67
Tabela 14: Dados do LCOE das hipóteses de parques <i>offshore</i> para Plataformas Flutuantes	67

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
2.1	MATRIZ ENERGÉTICA DO BRASIL	20
2.1.1.	COMPARAÇÃO ENTRE POTÊNCIA DE ENERGIA EÓLICA <i>OFFSHORE</i> E <i>ONSHORE</i>	23
2.1.2.	ATUAIS PROJETOS DE PLANTAS <i>OFFSHORE</i> NO BRASIL.....	24
2.2	SITUAÇÃO DOS VENTOS NA COSTA DO BRASIL.....	25
2.3	SITUAÇÃO DOS CALADOS NA COSTA DO BRASIL	28
2.4	SITUAÇÃO DAS CORRENTES MARINHAS E ESTADO DE MAR NA COSTA DO BRASIL	29
2.5	SITUAÇÃO DA TECNOLOGIA ATUAL	34
2.5.1.	PLATAFORMAS NÃO FLUTUANTES	34
2.5.2.	PLATAFORMAS FLUTUANTES	36
2.6	OUTROS ASPECTOS IMPORTANTES	38
2.6.1.	MANUTENÇÃO	38
2.6.2.	INSTALAÇÃO	39
2.6.3.	LOGÍSTICA OPERACIONAL	39
2.6.4.	ASPECTOS AMBIENTAIS	41
3	METODOLOGIA	43
3.1	CRITERIOS PARA DETERMINAÇÃO DA REGIÃO	45
3.2	ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA <i>OFFSHORE</i>	46
3.3	ESTIMATIVA FINANCEIRA DE UMA PLATAFORMA EM ÁGUAS RASAS .	50
3.4	ESTIMATIVA FINANCEIRA DE UMA PLATAFORMA EM ÁGUAS PROFUNDAS	52

4	ESTUDO DE CASO.....	54
4.1	DETERMINAÇÃO DO LOCAL DO ESTUDO DE CASO.....	54
4.2	ESTIMATIVA DO POTENCIAL INSTALADO DE UMA PARQUE DE ENERGIA EÓLICA <i>OFFSHORE</i>	61
4.3	CALCULO DO LCOE EM ÁGUAS RASAS.....	64
4.4	CALCULO DO LCOE EM ÁGUAS PROFUNDAS.....	65
5	CONCLUSÃO	70
	REFERÊNCIAS	73
	ANEXO A: CAPEX & OPEX.....	79

1 INTRODUÇÃO

A utilização da energia provinda dos ventos é utilizada desde 5000 A.C., quando nos primórdios da civilização os ventos foram utilizados para navegação no antigo Egito. Por volta de 200 A.C. os primeiros moinhos eólicos da história foram registrados, na Pérsia e na China (Wind Energy Foundation, 2016). A utilização dos dois exemplos acima, assim como todos os outros usos dado a força dos ventos ao longo da história, tem como objetivo explicitar a importância da energia eólica para a humanidade. Entre vários modos de extração de trabalho útil do vento que foram desenvolvidos ao longo dos séculos, a geração de eletricidade utilizando essa força somente se tornou frequente no século 20, desde então, o nível de importância da força dos ventos para geração de eletricidade tem aumentado o seu grau de importância. (Wind Energy Foundation, 2016). Esse crescimento em importância se deu porque no mundo atual encontrar uma forma de geração energia limpa e sustentável tem se tornado essencial nas matrizes energéticas ao redor do mundo. Devido à essa característica, a energia eólica tem recebido um papel fundamental se juntando a um grupo seleto de fontes renováveis adotadas para a produção de energia elétrica, e tendo seu aporte financeiro de investimento aumentado cada vez mais com o perigo de uma escalada no preço dos combustíveis fósseis, devido a diminuição contínua das suas reservas (Da Rosa & Gomes, 2014).

Nesse contexto, a primeira planta de energia eólica foi instalada em *New Hampshire, USA*, consistindo em um parque *onshore* (aerogeradores implantados em terra) com 20 aerogeradores capazes de produzir 600 kW, enquanto o primeiro parque *offshore* (aerogeradores implantados no mar) foi construída em 1991 na Dinamarca, consistindo em 11 aerogeradores com uma capacidade total de 4,95 MW (4C Offshore, 2016). Hoje em dia, a importância da energia eólica pode ser observada em números, como a porcentagem da potência instalada derivada dessa fonte na Europa, estimada em 51,1% da capacidade instalada no ano de 2016, ou a potência total gerada por plantas *offshore* no mundo, que supera 14,3 TW (Terawatts) (Global Wind Energy Council, 2016). No Brasil, a tendência crescente em investimentos em energias renováveis é também facilmente observada, com ênfase na energia eólica. A capacidade instalada de energia eólica no Brasil representava 7% da matriz energética do país no ano de 2016, conferindo ao Brasil o primeiro lugar nesse mercado na América Latina (Aneel, 2017). Sendo esperado que alcance o valor de 19 GW no ano de 2024. Ou seja, estes valores significarão 12% de toda a energia produzida no país (Global Wind Energy Council, 2016). O padrão de vento e a grande área disponível, tanto *onshore* quanto *offshore* do Brasil

são fatores que permitem o crescimento no investimento nesse tipo de fonte renovável, que já vem sendo feito ao longo dos últimos anos.

Pode-se considerar que a tecnologia para exploração *offshore* se comparada a *onshore* ainda está em fase de desenvolvimento. Apesar disso, acredita-se que estudos sobre o assunto devem ser incentivados pela indústria e pela academia. Conseqüentemente, um estudo de comparação financeira entre as tecnologias de exploração *offshore* parece ser necessária para determinar a prioridade de investimentos a serem feitos para o desenvolvimento da exploração de energia eólica na costa brasileira. Assim, motivado pelos números do parágrafo anterior e sabendo que as estruturas de suporte (plataformas) podem ser divididas em dois tipos, as flutuantes e as fixas, surgiu a motivação de se obter uma comparação do preço do megawatt hora produzido entre esses dois tipos de estruturas e qual seria mais adequada para uma possível exploração de energia eólica na costa do Brasil.

Esse trabalho tem como objetivo realizar uma comparação do preço do megawatt hora produzido entre duas plantas hipotéticas de geração de energia eólica na costa do Brasil, diferenciadas pelo tipo de plataforma (flutuante ou fixa). Sendo o estudo realizado através da estimativa do potencial energético latente a ser adquirido e a dos custos totais de uma planta ao longo de sua vida útil. Conseqüentemente, temos como objetivos secundários:

- Selecionar uma região com características viáveis a instalação de um empreendimento como o que será explicitado nesse trabalho;
- Determinar um modelo comercial de aerogerador a ser utilizada no projeto;
- Sugerir um modelo conceitual de plataforma e suas características para a região especificada, de acordo com as condições que a plataforma poderá enfrentar.

Ou seja, serão estabelecidos os critérios da análise de viabilidade, que deverá considerar dois projetos iniciais: uma planta com um sistema de plataformas flutuantes e um segundo projeto com um sistema de plataformas fixas. Seguidamente, serão definidas as regiões das duas plantas, dependendo das características da batimetria, ondas, condições de ventos, e outras características relevantes a escolha do local. Utilizando uma metodologia simples e rápida será possível obter a estimativa da produção de energia do local e estimar o valor do CAPEX (*capital expenditure*), do OPEX (*operanting expenses*) e do LCOE (*levlesed cost of energy*) para os dois tipos de projeto analisados. Utilizando todas essas informações, será possível afirmar se atualmente é viável a exploração de energia eólica na costa do Brasil e se for qual sistema Ancoragem-Estrutura-Aerogerador é mais viável a ser utilizada atualmente. Pode ser observado no Anexo A para mais informações sobre CAPEX e OPEX.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para observar a aplicabilidade de um projeto conceitual de uma instalação de uma unidade de geração eólica *offshore*, há um número considerável de parâmetros que devem ser avaliados previamente relacionados às atividades do projeto de construção, durante a construção e durante a operação e vida útil da unidade. Entretanto, devido ao caráter desse trabalho, não será possível analisar todos esses parâmetros.

Assim, considera-se o projeto inserido numa visão mais global de necessidades a serem consideradas. Os principais aspectos que serão abordados serão os ligados a localização geográfica favorável para a instalação de um projeto *offshore*, inerentes aos tipos de instalações favoráveis as condições ambientais encontradas na costa do Brasil e um breve estudo financeiro de modo comparativo com instalações *offshore* no mundo.

Tendo isso em mente, é possível começar por uma divisão dos requisitos das condições ambientais em dois grupos: padrão de vento e profundidade no local na qual é possível a instalação de um parque de energia eólica *offshore*. Outras características que não são primárias ou relacionadas com essas duas classificações também serão observadas, como a influência de correntes ou ondas, condições especiais de proteção da vida marinha entre outros fatores. Entretanto, devido à dificuldade em encontrar informação precisa sobre alguns temas a análise não poderá ser profunda neles.

Em seu trabalho, DA SILVA (2013) apresenta uma metodologia simplificada para o dimensionamento do rotor de um aerogerador de eixo horizontal na qual o método de cálculo utilizado foi baseado em teorias como Teoria de Elemento Pá e de Momento de Elemento Pá, Modelo de Cilindro de Vórtice e as aproximações de Prandtl. Dessa forma, é passado uma ideia simplificada de como deve ser o projeto da parte da unidade eólica que ficará acoplada a plataforma. Desse modo, o estudo aqui apresentado utilizará algumas das considerações realizadas por DA SILVA (2013) no aspecto aerodinâmico desse relatório.

A configuração de um aerogerador de grande porte mais aceito na indústria é com um rotor de 3 pás com configuração *upwind*, pois resulta em menor fadiga para as pás e menos ruído que um rotor de duas pás (Tangler, The Evolution of rotor and blade design, 2000). Adicionalmente, o ângulo de 120° entre as pás dá um maior equilíbrio dinâmico ao rotor de três pás. Sendo assim, nesse trabalho iremos considerar que esse conceito também será utilizado nesse relatório. O perfil dos aerofólios que são geralmente utilizados pela indústria, para obter características de performance desejáveis, são os NACA especialmente as famílias 44XX e

230XX. Entretanto, devido à alta sensibilidade, rugosidade e do número de Reynolds esse perfil não é eficiente para aerogeradores de grande porte, sendo os perfis NREL desenvolvidos para atender as necessidades desse tipo de aerogerador (Tangler & Somers, Nrel airfoil families for harts, 1995).

Os critérios utilizados para obtenção da estabilidade de uma plataforma flutuante devem ser seguidos. Em linhas gerais os critérios de estabilidade de uma plataforma podem ser descritos (Campos, 2008):

- As unidades devem ser capazes de passar por tempestades severas num período de tempo coerente com as condições locais do clima;
- Deve ser possível passar por esses períodos de tempestade sem que se tenha que realocar consumíveis sólidos ou outras cargas variáveis;
- Deve existir um manual de estabilidade na qual todos os procedimentos devem ser descritos e as condições climáticas das regiões de operação;
- Em tempestades severas pode ser aceitável a movimentação de consumíveis, desde que o Centro Vertical de Gravidade (VCG) máximo não seja excedido em:
 - Um local com condições geográficas e climáticas notoriamente brandas; ou
 - Um local onde a plataforma esteja apta a carregar peso extra no convés por um curto período de tempo no qual as condições climáticas sejam notoriamente brandas e bem conhecidas.

Pode existir um critério alternativo para garantir a segurança da plataforma desde que a plataforma tenha uma boa reserva de estabilidade (Campos, 2008). Sendo esses:

- Condições reais de vento e ondas apropriadas para o serviço da unidade em vários modos de operação;
- A análise de resposta dinâmica da unidade deve incluir resultados de testes em tanques de prova, túnel de vento além de simulação não-linear se for apropriado;
- A susceptibilidade de emborcar deve ser estudada considerando a inclinação estática devido ao vento médio de operação e a resposta dinâmica e a energia de restauração da unidade;
- Deve existir uma margem de segurança adequada para compensar incertezas e dar maior confiabilidade ao projeto;

É possível observar que todos critérios falados necessitam ser analisado para cada caso, ou seja, cada plataforma terá sua condição e ela deve ser analisada e os critérios acima serem garantidos independentemente. Entretanto, os dois critérios abaixo são mais específicos e toda

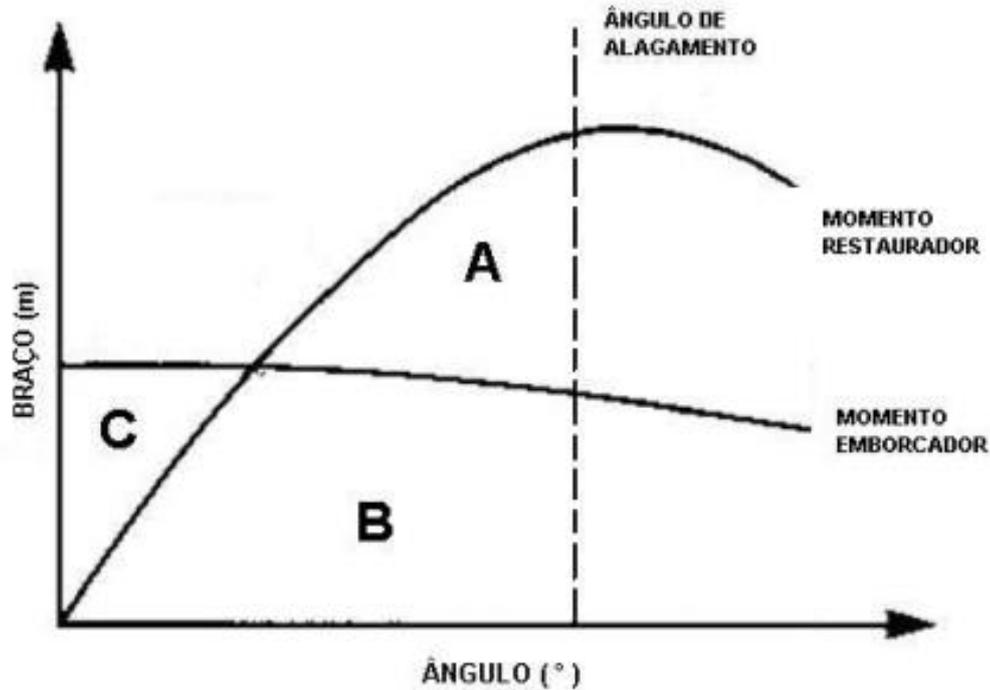
plataforma deve assegurar. Ou seja, eles não dependem da análise das condições locais do clima.

- A área sob a curva de Momento Restaurador no Gráfico Braço vs Ângulo de inclinação deve ser 30% maior do que a área sob a curva de emborcamento, no mesmo ângulo limite;
- A curva de momento restaurado deve ser positiva até a segunda intersecção.

Essas premissas garantem a estabilidade intacta de uma plataforma, entretanto também é preciso garantir a estabilidade em avarias. De maneira geral, uma plataforma deve ser subdividida em compartimentos estanques de forma que exista estabilidade e fluutuabilidade suficiente para aguentar ventos de 50 nós, aplicado em qualquer direção em calado de operação ou de trânsito, considerando que:

- Qualquer abertura abaixo da linha d'água deve ser estanque; qualquer abertura acima da linha d'água e a menos de 4 metros acima da mesma deve ser resistente a chuva;
- Após uma avaria, como descrita acima, deve haver uma extensão de 7° entre a primeira intersecção da curva de momento restaurador e do momento de emborcamento, e a curva de momento restaurado, nesse intervalo, pelo menos duas vezes maior do que a do momento de emborcamento;
- O ângulo de inclinação depois da avaria deve ser de no máximo de 7° ;
- De modo a resistir ao alagamento total ou parcial de um compartimento a unidade deve possuir fluutuabilidade e estabilidade suficiente em qualquer calado de operação ou transito, considerando que:
 - Qualquer abertura abaixo da linha d'água deve ser capaz de se tornar estanque através de algum procedimento;
 - O ângulo de inclinação da plataforma após a inundação de um tanque não pode ser maior do que 25° ;
 - Além do ângulo de inclinação calculado, deve existir uma margem de 7° como reserva de estabilidade.

Figura 1: Gráfico Braço vs Ângulo de inclinação



Fonte: CAMPOS (2008)

É preciso dizer que quanto aos critérios de estabilidade é imperativo que a plataforma esteja de acordo com normas internacionais, nacionais e de classificadoras, entre elas estão as NR571, NR578, NR600 entre outras (Bureau Veritas, 2015). Na prática as premissas diferem de classificadora para classificadora, é possível observar as diferenças na tabela:

Tabela 1: Comparação de fatores nos critérios de Instabilidade Intacta

	Unid.	IMO-MODU	DNV	ABS	NMD
Velocidade do vento	N's	67	67	67	67
Calados	-	Operação / transito	Operação / transito	Operação / transito	Operação / transito
GM_{Min} Normal	Metros	1,00/0,30	1,00/0,30	1,00/0,30	1,00/0,30
GM_{Min} Temporario					
Curva GZ x θ	-	Sempre positivo de 0 até θ_2			
Razão das Áreas	-	1,3	1,3	1,3	1,3
θ_0Máx	Graus	-	-	-	17
θ_1Máx	Graus	-	-	-	30

Fonte: Modificada de Campos (2008)

Tabela 2: Comparação de fatores nos critérios de Instabilidade Avariada

	Unid.	IMO-MODU	DNV	ABS	NMD
Velocidade do vento	Nós	50	50	50	50
Calados	-	Operação / transito	Operação / transito	Operação / transito	Operação / transito
Razão das Áreas	Graus	-	1	-	1
θ_0Máx	Graus	-	15	-	-
θ_1Máx	Graus	17		$\theta_1 >$	17
Faixa de Estabilidade Positiva Mínima	-	7° além de θ_1 até θ_{Lim}	-	7° além de θ_1 até θ_{Lim}	10° além de θ_1 até θ_2
GZ	Metros	-	-	-	Deve atingir 2,5 ou mais no intervalo 7° além de θ_1 até θ_0 a 7° além de θ_1 até θ_{Lim} Parte desse valor, pelo menos 1,0 m deve ser devido ao ganho por imersão de volumes anteriormente emersos da coluna
$\frac{GZ}{WHL}$	-	>2	-	>2	-

Fonte: Modificada de Campos (2008)

Tabela 3: Comparação de fatores nos critérios de Alagamento

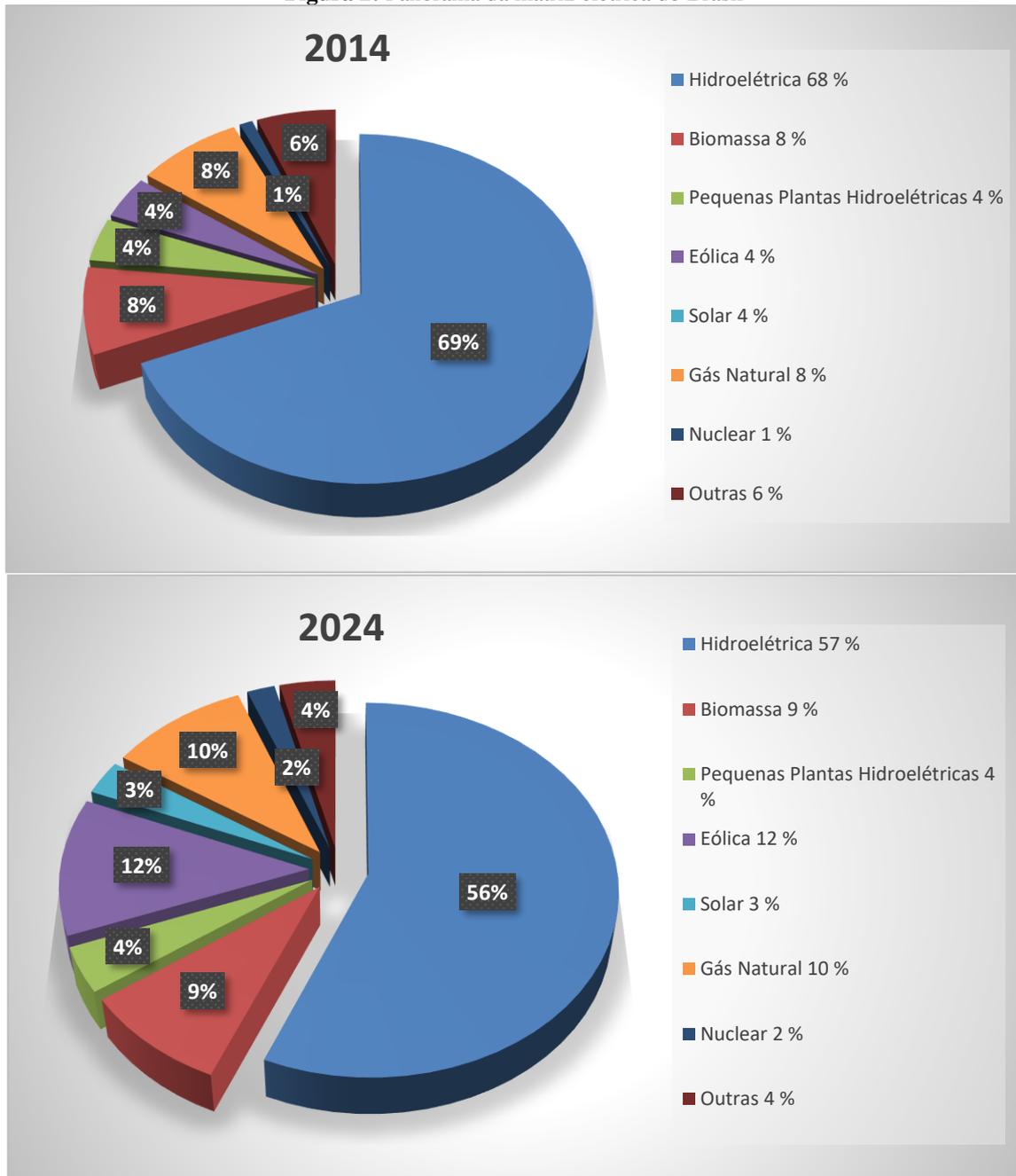
	Unid.	IMO-MODU	DNV	ABS	NMD
Velocidade do vento	Nós	0 (sem vento)	-	-	-
Calados	-	Operação / transito	-	-	-
θ_0Máx	Graus	25	-	-	-
Faixa de Estabilidade Positiva Mínima	Graus	7° além de θ_0	-	-	-

Fonte: Modificada de Campos (2008)

2.1 MATRIZ ENERGÉTICA DO BRASIL

A energia eólica, foi a fonte de energia que mais cresceu de 2015 até 2016 no Brasil (Brazil Windpower , 2017). Observando essas tendências e a Figura 2, é difícil afirmar que a matriz energética do Brasil continuará consolidada em uma única fonte de energia, hidroelétrica, devido ao incremento da capacidade instalada de energia que provavelmente teremos até 2024.

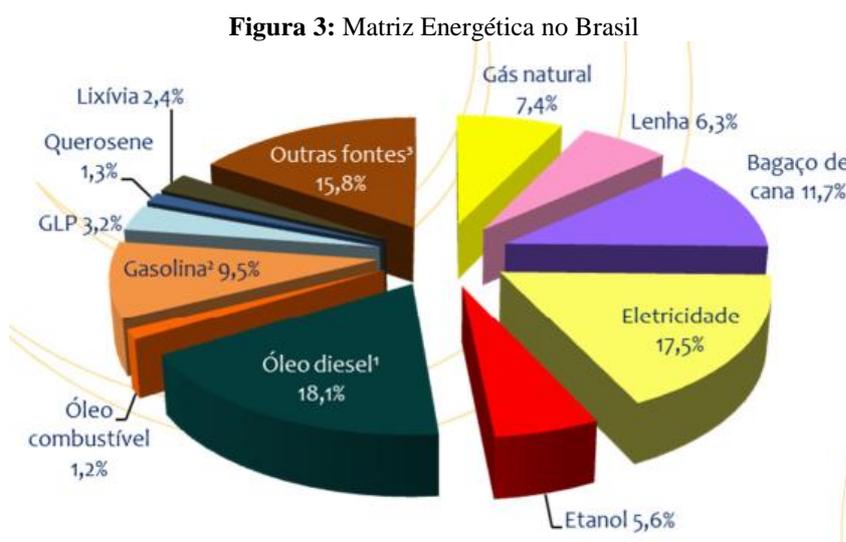
Figura 2: Panorama da matriz elétrica do Brasil



Fonte: Modificado de CPFL - ENERGIA (2016)

A princípio, a diferença de cenário do ano de 2014 e de 2016 para a energia eólica é bem visível, como explicitado na Introdução, no ano de 2016 a capacidade instalada de energia eólica no Brasil era de 8,72 GW (Global Wind Energy Council, 2016). O crescimento relativo do ano de 2014 até 2016 é representado por um total de 64,5%, em outras palavras, pode-se dizer que ocorreu um crescimento anual de 28,3% ao ano considerando que 4% de 133GW, no ano de 2014, é aproximadamente 5,3GW. Ainda observando a Figura 2, é notável que a fonte de energia que é esperado um maior destaque nos próximos anos é a eólica, com um crescimento de 4% para 12% em termos de capacidade instalada de produção da Nação, sendo esses valores coerentes com o plano de 10 anos para expansão do Brasil até o ano de 2024 (Brazil Windpower, 2017).

De modo a comparar as informações acima e a produção de energia do Brasil, a Figura 3 mostra a matriz de consumo de energia do Brasil.

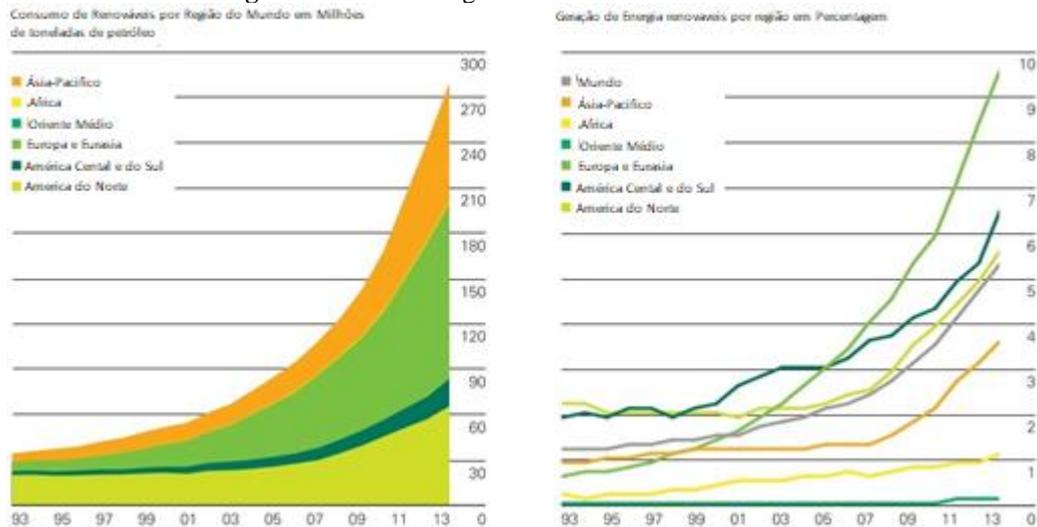


Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (2017)

É possível observar que a participação de algumas fontes de energia na grade de consumo de energia do Brasil tem diferenças notáveis quando comparada com a grade de produção de energia elétrica. Isso pode ser observado e explicado pelo fato de que não é toda energia que é utilizada na forma de energia elétrica, como é o caso para veículos movidos a combustíveis fósseis. Todavia, a energia eólica, juntamente com a energia solar, continua a apresentar a mesma tendência, sendo a fonte de energia que tem maior grau de expectativa do seu crescimento em relação a sua importância para o cenário do Brasil nos próximos anos (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2017).

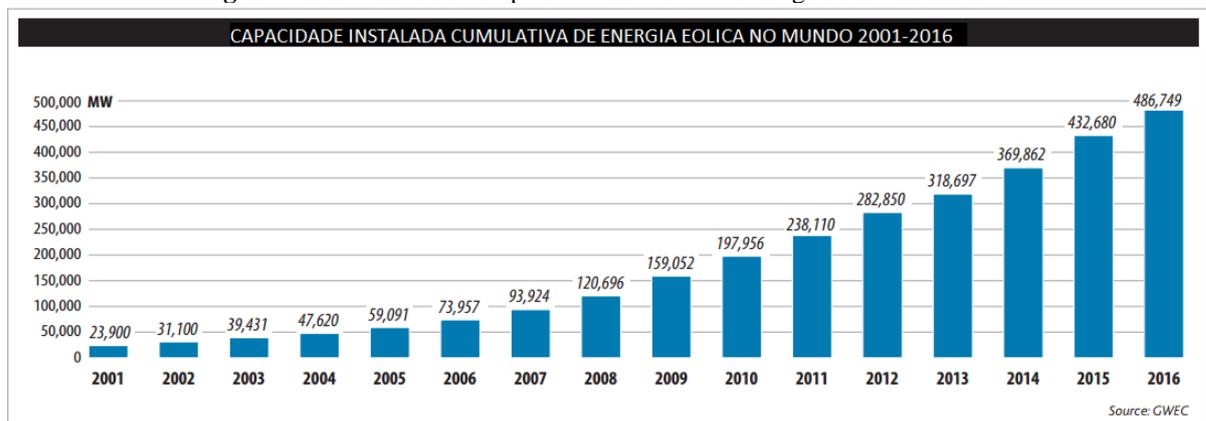
Finalmente, uma observação mais acurada na tendência de adoção de energias renováveis no mundo, onde a energia eólica tem um local de prestígio, pode ser observada na Figura 4 e na Figura 5.

Figura 4: Uso de energia renováveis ao redor do mundo



Fonte: Modificada de BRITISH PETROLEUM (2014)

Figura 5: Crescimento da capacidade instalada de energia eólica no mundo



Fonte: Modificada de GLOBAL WIND ENERGY COUNVIL (2017)

Observando os dados acima, é possível concluir a preocupação global no futuro energético na busca por energias mais viáveis de modo a suprir as demandas vindouras é evidente. No Brasil essa realidade não é diferente, dessa forma a energia eólica ocupa uma posição de importância estratégica para o futuro da nação. Esses fatos são relevantes para motivar esse trabalho, que será desenvolvido de forma mais técnica a seguir.

2.1.1. COMPARAÇÃO ENTRE POTÊNCIA DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* E *ONSHORE*

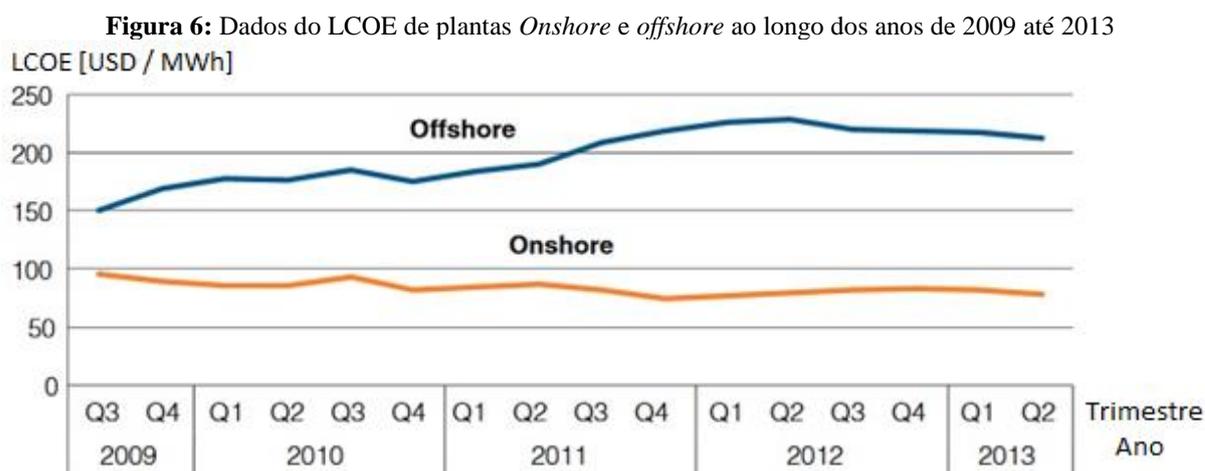
A tecnologia de aerogeradores *offshore* é duas vezes mais dispendiosa do que a *onshore* (Friends of The Earth, 2016). Entretanto, há uma tendência de que os aerogeradores *offshore* sejam mais potentes do que os *onshore*, e esse fator pode ser relevantes na minimização das diferenças de custos entre os dois tipos de aerogeradores, observando há tendência de que os ventos mais robustos da costa são capazes de gerar maior potência gerada e um maior lucro consequentemente. Adicionalmente, há uma tendência de que os custo de instalação de plantas de energia eólica *offshore* irão continuar reduzindo com o desenvolvimento da tecnologia relevante ao assunto (Friends of the Earth, 2014).

Além do aspecto econômico há vários outros fatores que devem ser observados nesse caso, como problemas ambientais, poluição sonora, poluição visual e a segurança envolvendo as atividades sendo elas *offshore* ou *onshore*. Entretanto, economicamente aerogeradores *onshore* parecem apresentar uma vantagem devido ao seu menor gasto de capital investido em relação aos *offshore*. Apesar disso, instalações eólicas *offshore* têm vantagens nos aspectos da poluição visual e sonora, enquanto outros aspectos tendem a variar dependendo da localização de cada instalação (Bilgili, Yasar, & Simsek, 2011).

É necessário falar sobre os aspectos particulares da produção de energia no Brasil. A maior fonte de energia elétrica no país é a energia hidroelétrica (Instituto Acende Brasil, 2015). Entretanto, devido as estiagens e a fatores ambientais a exploração desse recurso tem se tornado cada vez mais complexa. Dessa forma, há um crescente de investimentos na geração de energia renováveis e a energia eólica é um desses que estão sendo observados. É evidente que o país tem uma grande quantidade de recursos energéticos para serem explorados e os ventos costeiros são um desses potenciais de geração de energia elétrica, porem somente instalações de energia eólica *onshore* foram construídas (Ministerio de Minas e Energia, 2015).

Enquanto o Brasil tem aproximadamente 143 GW de energia eólica estimada para ser explorada *onshore* a uma altura de 50 m (Camargo Schubert, Truewind Solutions and CEPTEL, 2001), o potencial a ser explorado *offshore* pode ser estimado em 1.780 GW na ZEE (Zona Ecológica-Econômica) em uma altura de 80 m (Ortiz & Kampel, 2011). Assim, é possível concluir que o potencial de crescimento tanto *onshore* quanto *offshore* no país são capazes de suprir as necessidades futuras de geração de energia no Brasil, observando um potencial *offshore* de 12 vezes maior do que o *onshore* (ANEEL, 2016).

Quanto ao preço do megawatt hora de energia produzida (LCOE) é possível observar que o valor do LCOE para projetos *offshore* foram maiores do que para projetos *onshore*. Essa tendência parece ter continuado durante os anos seguintes e provavelmente permanecerá devido aos menores custo de estruturas *onshore*, essas tendências podendo ser observadas na Figura 6.



Fonte: Modificado de WIND ENERGY CONCIL & BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE (2013)

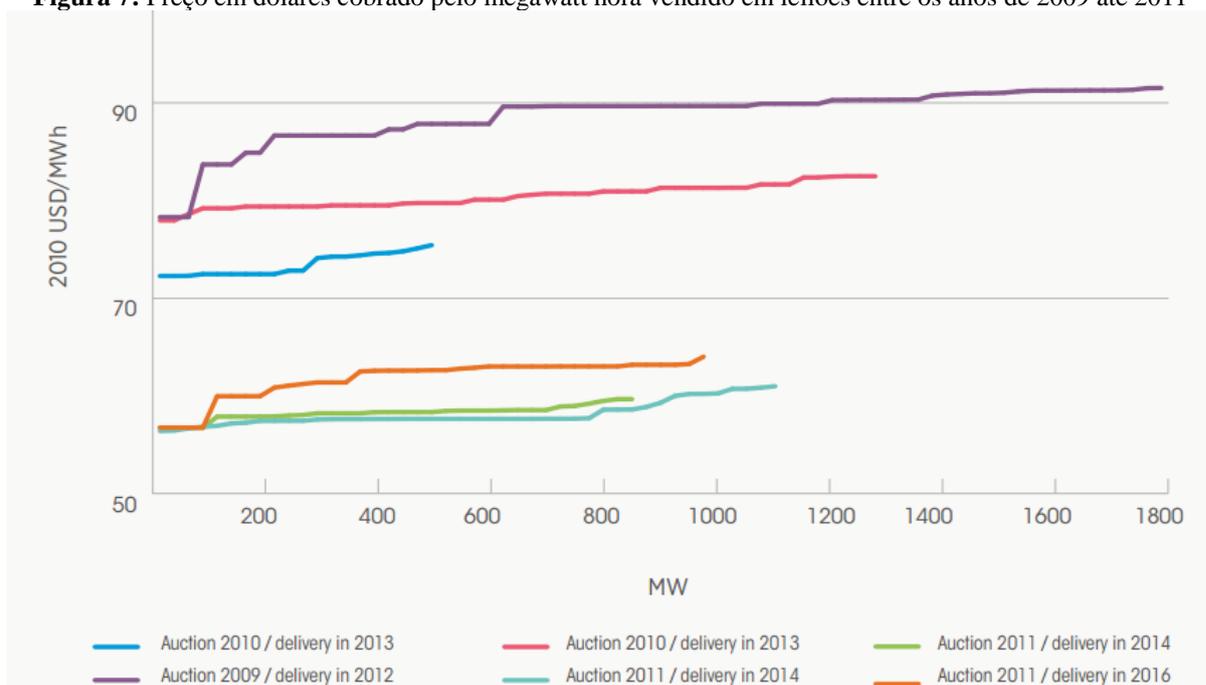
2.1.2. ATUAIS PROJETOS DE PLANTAS *OFFSHORE* NO BRASIL

Apesar da capacidade estimada *offshore* no Brasil ser 10 vezes maior do que a *onshore*, somente há um projeto de exploração de energia eólica *offshore* no Brasil com sua localização na costa do estado do Ceara, em área limitada na qual a profundidade não é maior do que 50 metros (NW Europe, 2017). O projeto da empresa “Asa Branca” tem 45 aerogeradores e uma capacidade nominal de 270 MW (Asa Branca, 2016).

Apesar de o projeto já ter sido planejado, nada foi construído em relação a plantas de energia eólica *offshore* no Brasil. A principal razão parece ser a falta de suporte financeiro de agencias estatais, como do banco BNDS (McGovern, 2014), que tem dado prioridade a instalações *onshore*.

Na Figura 7 é mostrado o valor dos preços a quais o megawatt hora de energia elétrica no brasil foram vendidos em leiloes entre os anos de 2009 e 2011. Sendo esses valores importantes para entendermos a tendência do preço da energia elétrica no Brasil e podermos comparar com os resultados do LCOE que serão obtidos ao final desse trabalho para podermos explicitar se há viabilidade no investimento da exploração de energia eólica *offshore* no Brasil.

Figura 7: Preço em dólares cobrado pelo megawatt hora vendido em leilões entre os anos de 2009 até 2011



Fonte: IRENA (2012)

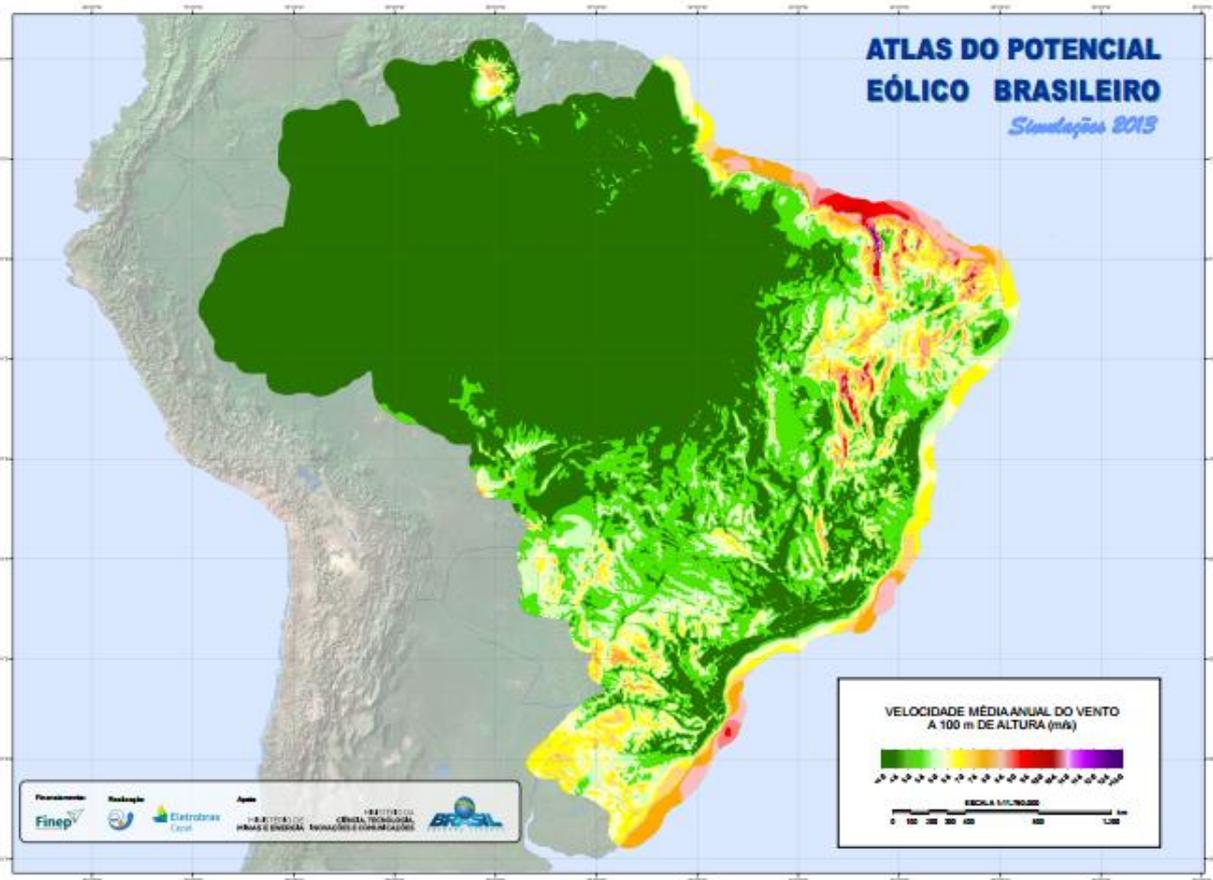
2.2 SITUAÇÃO DOS VENTOS NA COSTA DO BRASIL

Nesta parte será apresentado a situação dos ventos no Brasil. Objetivando explicitar a localização que apresenta melhores padrões de vento ao longo do ano na costa do Brasil, foi utilizado o estudo do governo “Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”, que foi produzido pelo CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL (2017), e o relatório do INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (2011). Os dados do SWERA, *Solar and Wind Energy Resource Assessment*, também foram observados para validação dos dados de forma qualitativa.

Na Figura 8, é mostrado a velocidade dos ventos em uma altura de 100 metros do solo, enquanto a Figura 9 mostra a direção média dos ventos variando durante o ano. Através dessas figuras da extensão do território do Brasil pode-se observar e comparar qualitativamente o potencial de energia de fonte eólica a ser explorado *onshore* e *offshore* do território nacional.

É necessário dizer que todas as imagens dessa parte têm setas ou cores para indicar as características do vento no Brasil. A Figura 8, tem a velocidade do vento em uma crescente sendo verde escuro, 4 metros por segundo, indo até roxo, velocidades acima de 14 metros por segundo. Enquanto a Figura 10 tem a velocidade do vento aumentando do azul escuro, 5 metros por segundo, até vermelho escuro, 10 metros por segundo.

Figura 8: Velocidade média dos Ventos anualmente no Brasil



Fonte: CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (2017)

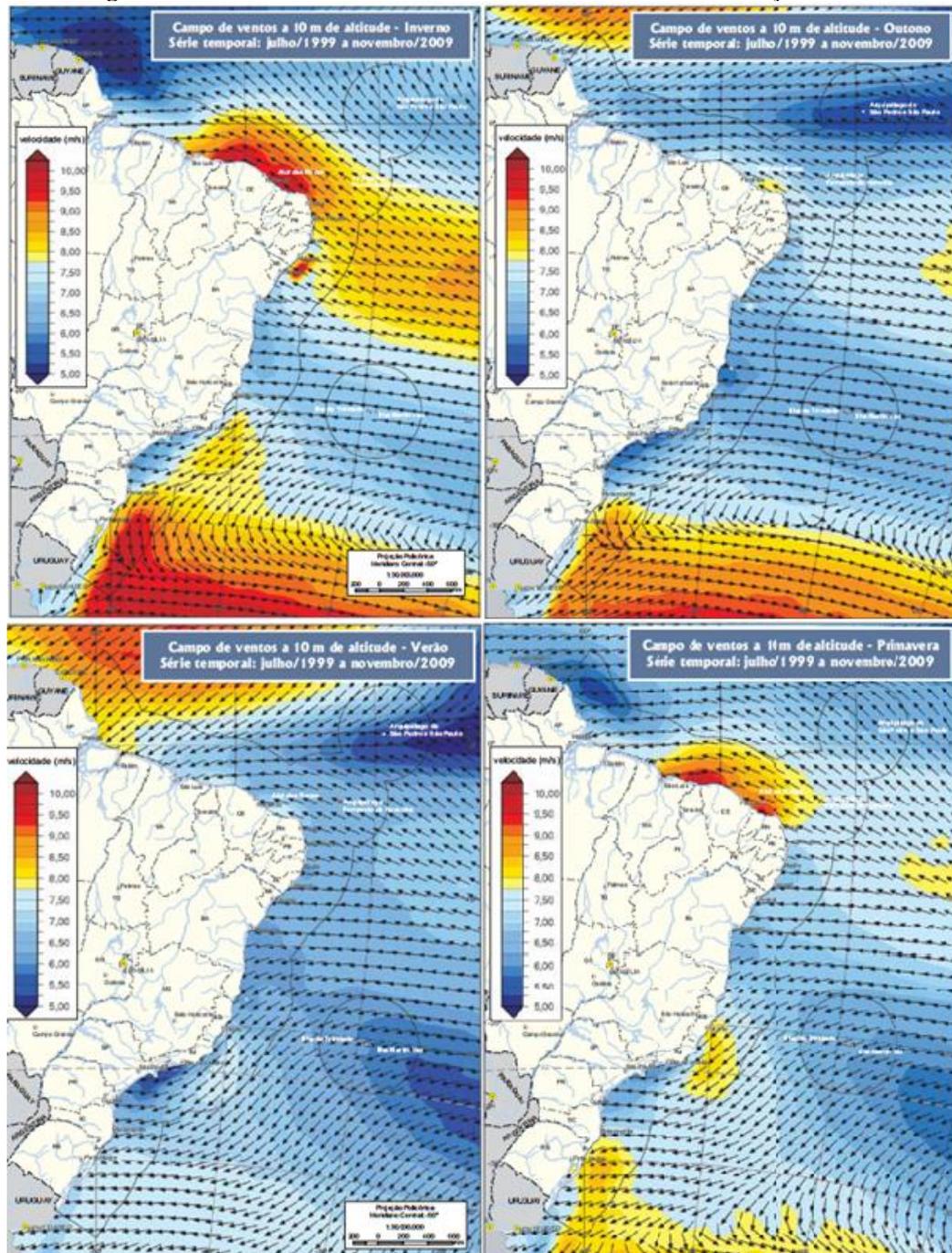
Figura 9: Direção média anual dos ventos no Brasil



Fonte: CAMARGO SCHUBERT, TRUEWIND SOLUTIONS AND CEPEL (2001)

As setas da Figura 9 e Figura 34 indicam a direção predominante dos ventos ao longo do ano e sua magnitude, proporcionalmente à dimensão das mesmas. Enquanto, as setas da Figura 10 somente expressam a direção predominante dos ventos, já que a magnitude é dada pela cor do local a ser observado. A Figura 10 foi obtida do INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE (2011) e mostra a velocidade média dos ventos e a direção dos mesmo na costa de todo o Brasil, numa altura de 10 metros acima do nível do mar, durante as 4 estações do ano.

Figura 10: Velocidade dos ventos na costa do Brasil durante as 4 estações do ano



Fonte: INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE (2011)

É preciso notar que o valor nominal do vento varia com sua altura e de forma não regular, ou seja, a pá recebe diferentes partes de magnitudes de força do vento ao longo seu comprimento. Somando-se a esse fator temos a informação de que a velocidade do vento disponível para a análise do potencial de energia a ser produzida é dada somente na altura de 100 metros de alturas. Entretanto as torres de produção de grande potência, geralmente, têm alturas muito maiores do que 100 metros. Assim, é preciso encontrar que as velocidades do vento em na altura do eixo, altura compatível com a altura de atuação dos aerogeradores. Explica-se que a lei logarítmica é capaz de estimar a velocidade média do vento a diferentes alturas utilizando a velocidade média em uma altura diferente e a rugosidade da superfície do solo (Archer & Jacobson, 2005). É preciso dizer que essa lei pode ser aplicada porque o terreno no mar pode ser considerado estável e simples, sendo essas as duas condições de aplicação da lei (Salvador C., 2012). A relação desenvolvida é mostrada abaixo (Lysen, 1983):

$$\frac{u_2}{u_1} = \frac{\log Z_2/Z_0}{\log Z_1/Z_0} \quad (1)$$

Onde:

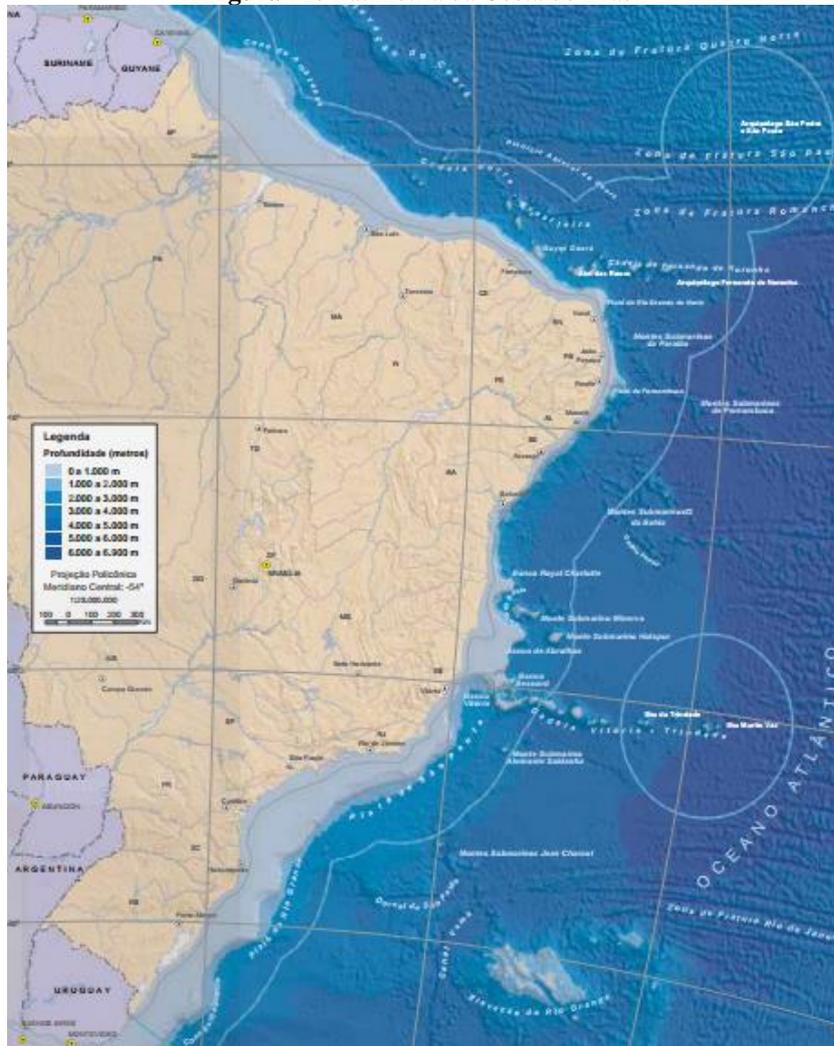
- u_2 - a velocidade média do vento na altura da torre, que será assumida como a altura desde a linha de água até o eixo do aerogerador;
- u_1 - a velocidade média do vento na altura dos dados extraído da bibliografia;
- Z_2 - a altura do eixo do aerogerador;
- Z_1 - a altura na altura dos dados obtidos, 100 metros;
- Z_0 - o valor da rugosidade do mar, que será assumida como 0,0001 (European Wind Energy Association, 2009).

2.3 SITUAÇÃO DOS CALADOS NA COSTA DO BRASIL

Brasil está entre os 20 países com maiores costas do mundo com 7.941 quilômetros de extensão, na qual toda a extensão está no oceano atlântico (Central Intelligence Agency, s.d.). Assim, devido a essa grande extensão há vários tipos de composição de profundidade, solos e correntes. Entretanto, alguns pontos dos dados que podem ser influenciadores na escolha para a localização da área para instalação do projeto devem ser evidenciados.

A Figura 11 mostra a batimetria da costa do Brasil (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, 2011). Na figura os tons de azul identificam as profundidades dos locais, sendo a tonalidade mais clara as águas com menor profundidade.

Figura 11: Batimetria da Costa do Brasil



Fonte: INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE (2011)

2.4 SITUAÇÃO DAS CORRENTES MARINHAS E ESTADO DE MAR NA COSTA DO BRASIL

O propósito desse tópico é apresentar as correntes marítimas que agem na costa do Brasil, dessa forma podendo ser analisado possíveis locais mais apropriados para instalação de um parque de energia eólica *offshore*. Infelizmente, não foi possível obter informação acurada sobre as correntes e estado de mar atuantes na região da costa brasileira (de forma local), sendo assim necessário que haja uma contratação de um estudo sobre as correntes e ondas do local escolhido.

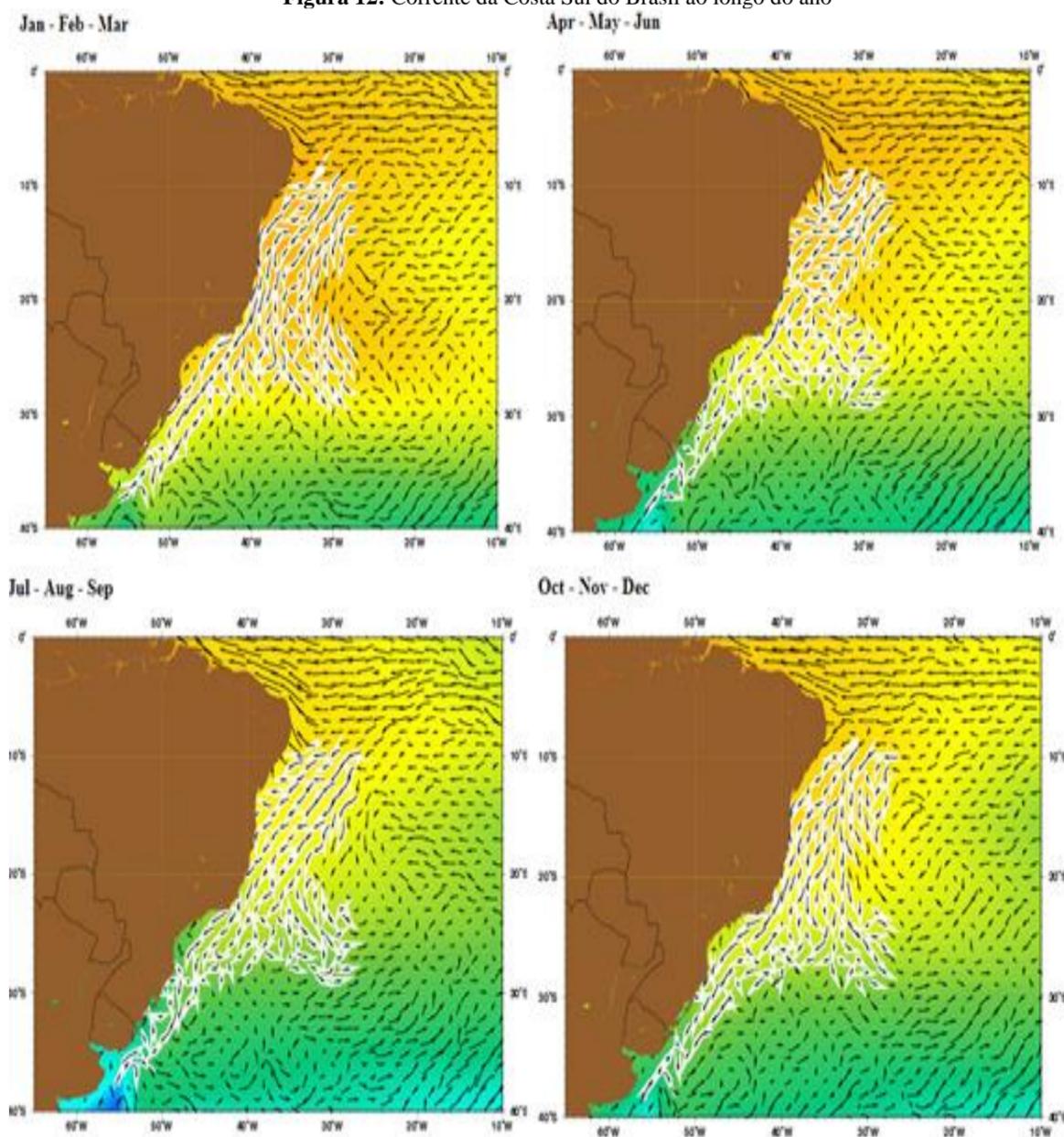
Apesar disso, foi possível obter informação suficiente para demonstrar de maneira geral as correntes atuantes na costa Brasileira, sendo elas divididas entre a costa norte e a costa sul. A costa norte apresenta uma velocidade máxima de corrente com um valor de 110 (cm/s), tendo como valores, geralmente, entre 60 - 100 (cm/s) (Bischof, J. Mariano, & H. Ryan, Surface Currents in the Atlantic Ocean - The North Brazil Current, 2017). Enquanto a costa sul tem velocidades entre 50 - 60 (cm/s) (Bischof, Rowe, J. Mariano, & H. Ryan, 2017). É possível observar as direções da corrente Sul do Brasil e suas magnitudes ao longo do ano na

Figura 12. Enquanto a Figura 13 apresenta as direções e magnitudes da corrente Norte do Brasil.

De maneira similar a força das correntes, o estado de mar não pode ser demonstrado com acuidade. Entretanto, foi possível demonstrar de maneira geral uma análise de 11 anos do padrão do estado de mar da costa brasileira nos pontos indicados na Figura 14 e especificados aqui (Pianca, Mazzini F., & Siegle, 2010). O estudo foi realizado em águas com profundidade de 200 metros e em 6 locais ao longo da costa brasileira sendo eles:

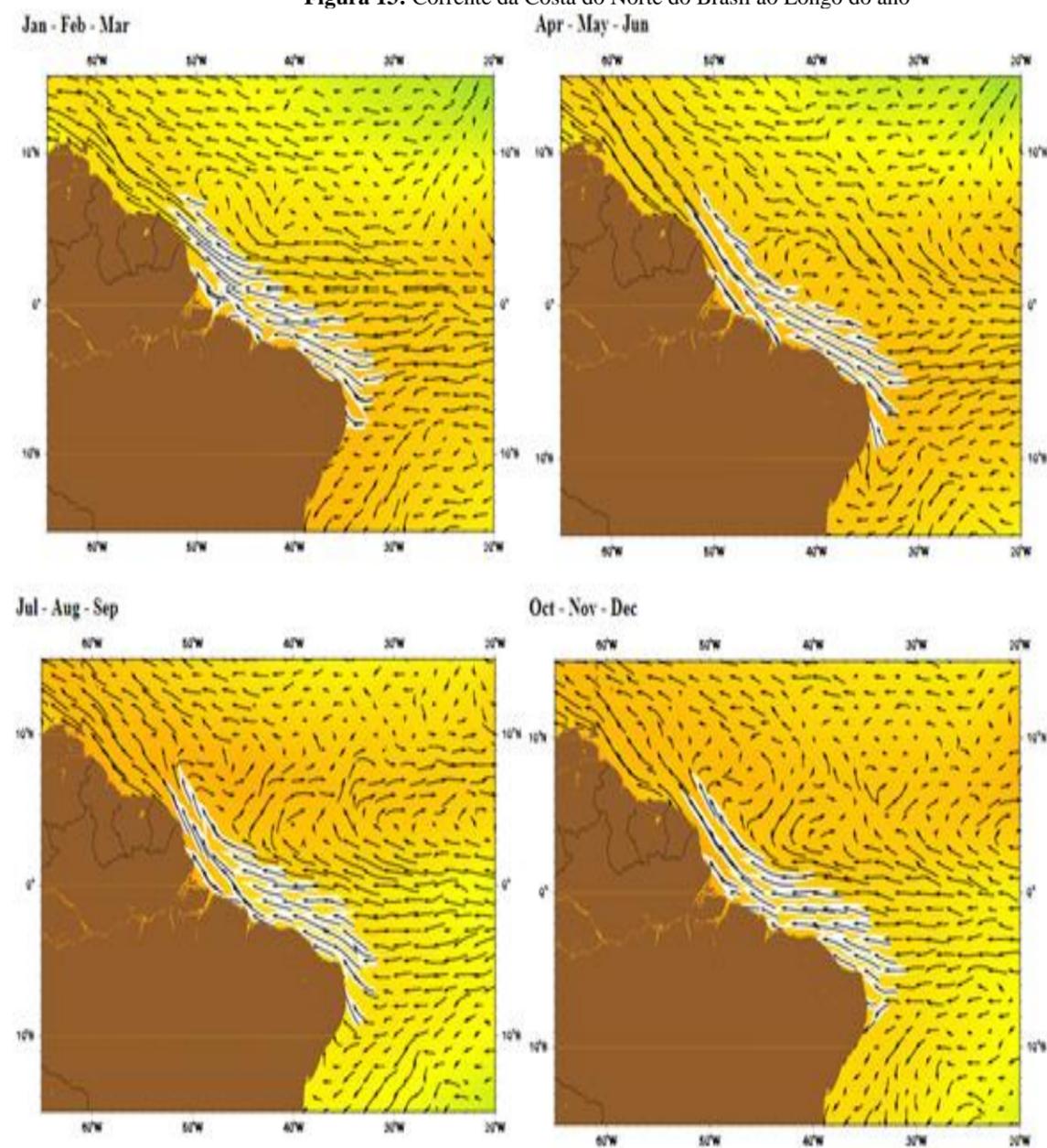
- W1 (32oS, 48.75oW) – Costa da Região Sul
- W2 (26oS, 45oW) – Costa da região Sudeste;
- W3 (19oS, 36.25oW) – Costa Central;
- W4 (9oS, 33.75oW) – Costa Leste da região do Nordeste;
- W5 (3oS, 37.5oW) - Costa Norte da região do Nordeste;
- W6 (2oN, 46.25oW) – Costa da Região Norte.

Figura 12: Corrente da Costa Sul do Brasil ao longo do ano



Fonte: BISCHOF, ROWE, *ET AL* (2017)

Figura 13: Corrente da Costa do Norte do Brasil ao Longo do ano



Fonte: BISCHOF, ROWE, *ET AL* (2017)

Figura 14: Distribuição de Macro locais para a análise de estado de mar

Fonte: PIANCA, MAZZINI F. & SIEGLE (2010)

Assim, é apresentado os resultados para as amplitudes e períodos nessas regiões na Tabela 4 e Fonte: PIANCA, MAZZINI F. & SIEGLE

Tabela 5, respectivamente. Apesar desses dados darem uma visão aproximada da situação do estado de mar da região, é preciso a realização de um estudo mais aprofundado para que um projeto real seja desenvolvido.

Tabela 4: Dados das amplitudes de ondas na costa do Brasil

Localização	Estação do ano	Amplitude mínima	Amplitude máxima	Intervalo	Media	Desvio padrão	Variância
W1-	Outono	0,6	7,4	6,8	2,4	1,1	1
W1-	Inverno	0,7	7	6,3	2,6	1	0,8
W1-	Primavera	0,7	5,9	5,2	2,2	0,8	0,6
W1-	Verão	0,5	5,9	5,4	2	0,8	0,5
W2-	Outono	0,5	6,4	5,8	2	0,9	0,7
W2-	Inverno	0,5	5,8	5,3	2,2	0,8	0,6
W2-	Primavera	0,6	4,5	3,9	1,9	0,6	0,4

Localização	Estação do ano	Amplitude mínima	Amplitude máxima	Intervalo	Media	Desvio padrão	Variância
W2-	Verão	0,7	4	3,4	1,7	0,7	0,3
W3-	Outono	0,7	4,4	3,7	2	0,7	0,4
W3-	Inverno	0,5	5	4,4	2,2	0,6	0,3
W3-	Primavera	0,7	4	3,3	1,7	0,5	0,2
W3-	Verão	0,7	4,3	3,6	1,6	0,6	0,2
W4-	Outono	1,1	4	2,9	2	0,5	0,2
W4-	Inverno	0,9	4,3	3,4	2,2	0,5	0,2
W4-	Primavera	0,9	3,8	2,9	1,8	0,4	0,1
W4-	Verão	1	2,7	1,7	1,7	0,5	0,1
W5-	Outono	0,9	2,8	1,9	1,8	0,4	0,1
W5-	Inverno	0,9	3,4	2,5	2,1	0,4	0,1
W5-	Primavera	0,8	3,2	2,4	2	0,4	0,1
W5-	Verão	0,9	3,2	2,2	1,9	0,6	0,1
W6-	Outono	0,9	3	2,1	1,7	0,4	0,1
W6-	Inverno	0,7	2,6	1,9	1,6	0,3	0,1
W6-	Primavera	0,8	3,4	2,6	1,8	0,4	0,1
W6-	Verão	0,7	3,9	3,2	2,2	0,7	0,2

Fonte: PIANCA, MAZZINI F. & SIEGLE (2010)

Tabela 5: Dados dos períodos de ondas na costa do Brasil

Localização	Estação do ano	Período mínimo	Período Máximo	Intervalo	Media	Desvio padrão	Variância
W1-	Outono	3,2	15,7	12,5	8,3	2,5	4,9
W1-	Inverno	3,1	15,6	12,5	8,2	2,2	4
W1-	Primavera	3,1	14,5	11,4	7,6	1,9	2,9
W1-	Verão	2,9	15,5	12,6	7,6	2,7	3,5
W2-	Outono	2,9	15,7	12,8	8,9	2,7	5,3
W2-	Inverno	3,1	16,2	13,1	8,7	2,3	4,4
W2-	Primavera	3,5	16,2	12,7	7,7	1,9	3
W2-	Verão	3,1	16,5	13,4	7,8	2,8	4
W3-	Outono	3,1	16,1	13	9,6	2,6	5
W3-	Inverno	3	17,6	14,6	9,4	2,3	4,4
W3-	Primavera	4,1	17,7	13,7	8	2,3	4,7
W3-	Verão	3,5	17,5	14	8,2	3,1	5,5
W4-	Outono	4,4	16,3	11,8	8,9	2,6	4,9
W4-	Inverno	4	17,4	13,4	8,7	2,1	3,5
W4-	Primavera	3,5	21,3	17,8	8,3	2,5	5,5
W4-	Verão	4,2	19,4	15,2	8,8	3,3	6,4
W5-	Outono	4,2	16,3	12,2	7,4	1,9	2,4
W5-	Inverno	4,1	14,7	10,7	6,9	1,2	0,8
W5-	Primavera	3,7	21,4	17,7	7,8	2,7	6,4
W5-	Verão	4,2	18,3	14,1	9,3	3,6	7,5
W6-	Outono	4,1	15,9	11,8	7,5	1,6	1,2
W6-	Inverno	4,3	16	11,6	7,5	1,1	0,5

Localização	Estação do ano	Período mínimo	Período Máximo	Intervalo	Media	Desvio padrão	Variância
W6-	Primavera	5,1	18,5	13,5	8,3	2,2	4
W6-	Verão	4,1	16,5	12,3	8,7	2,9	3,6

Fonte: PIANCA, MAZZINI F. & SIEGLE (2010)

2.5 SITUAÇÃO DA TECNOLOGIA ATUAL

Serão explicitados a seguir, de maneira sucinta, os tipos de tecnologias principais aplicadas que são primordiais no desenvolvimento de um projeto inicial de uma planta de geração elétrica *offshore* utilizando as forças dos ventos. De maneira simplista os aerogeradores devem ser sustentados em cima de plataformas podendo elas serem flutuantes ou fixas no fundo do oceano. Iremos analisar de maneira breve os dois tipos:

2.5.1. PLATAFORMAS NÃO FLUTUANTES

As Fundações (plataformas e estruturas de suporte) dos aerogeradores são uns dos principais pontos de um projeto, devido as complexas configuração e arranjos de cargas, o sistema pode variar devido a fatores como (Yu, et al., 2014):

- Carregamentos devido aos Ventos;
- Carregamentos devido aos Ondas;
- Carregamentos interno devido a própria massa e/ou rotor desbalanceado (1P); e
- Carregamentos internos na torre do aerogerador devido a vibração das pás (2P).

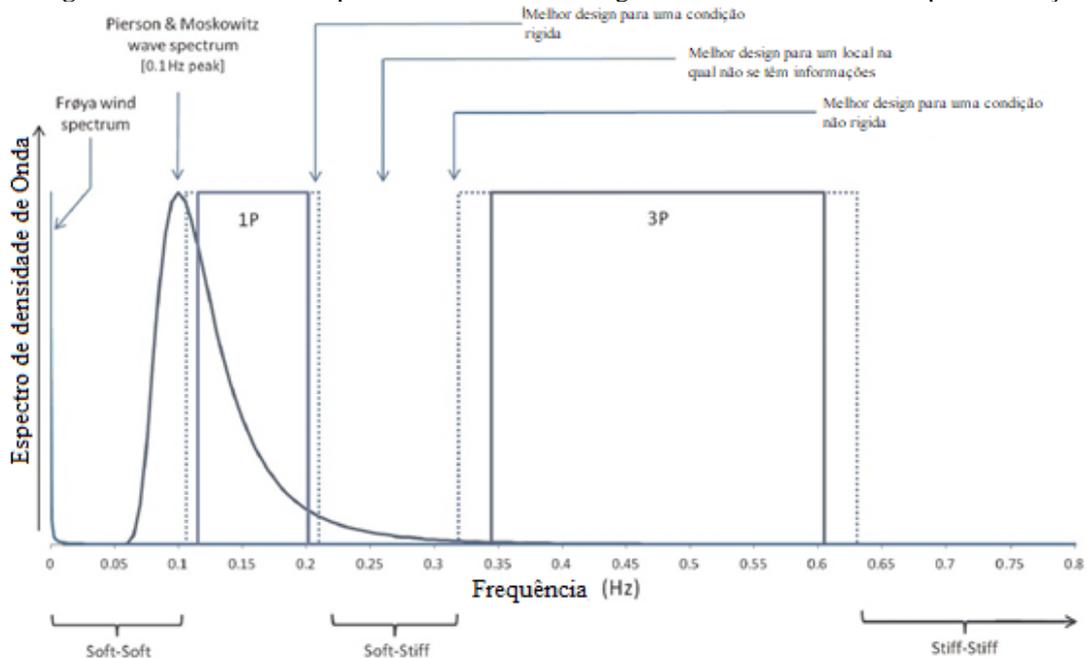
A natureza desses carregamentos pode ser de natureza estática ou dinâmica, na qual os carregamentos de natureza dinâmica apresentam maior dificuldade de análise devido as frequências de excitação desse caso estarem mais próximas da frequência natural da estrutura. (Bhattacharya, 2014). Então, é importante que o sistema de fundação selecionado evite as frequências de ressonância, consequentemente prevenindo a redução da vida útil devido ao dano por fadiga. O intervalo de frequências normais da qual a estrutura deve manter-se afastada é mostrado na Figura 15.

É bem conhecido que para obter um resultado considerado positivo para as indagações acima é preciso que frequência natural esteja projetada para estar o mais longe da frequência das cargas dinâmicas possível, que basicamente pode ser observado na Figura 15 de 3 modos:

- *Soft-soft*: Projetando a frequência natural para ficar abaixo da frequência de banda 1P;

- *Soft-stiff*: Projetando a frequência natural entre as frequências de banda 1P e 2P/3P;
- *Stiff-stiff*: Projetando a frequência natural acima das frequências de banda 2P/3P.

Figura 15: Intervalo de frequências envolvendo carregamentos dinâmicos e seus tipos de soluções

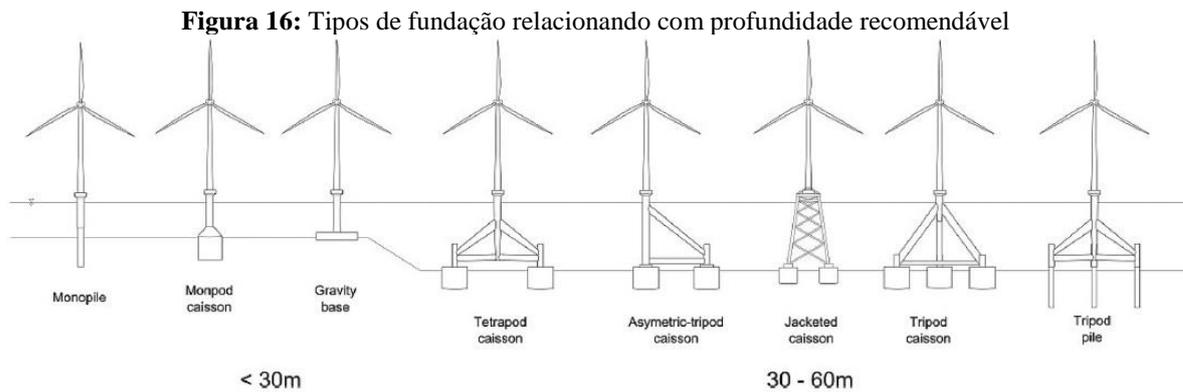


Fonte: BHATTACHARYA (2014)

Algumas observações feitas por são (Bhattacharya, 2014):

1. Algumas vezes, não é simples, ou até mesmo possível, arranjar de maneira que a frequência natural seja posicionada entre 1P e 2P/3P devido ao pequeno valor entre esses dois intervalos;
2. A solução mais confiável é *stiff-stiff*, entretanto o custo necessário para obter esse resultado é geralmente maior do que as outras opções, devido à grande quantidade de material empregado na fundação da estrutura;
3. *Soft-stiff* é o tipo de solução mais utilizado atualmente para o projeto de plataformas fixas para o aerogeradores instalados *offshore*, tendo uma tendência de continua a ser utilizada no futuro;
4. *Soft-stiff* é uma solução que necessita que haja previsões de mudança nos carregamentos externos e de possíveis mudanças da frequência natural com o tempo, como dito anteriormente, o intervalo para utilização dessa solução é curto em alguns casos.

Sabendo de todas essas possibilidades, o próximo passo em um projeto é considerar os cálculos de limite de capacidade de carga, estimar a vida útil devido a fadiga, e determinar a quão adequada é a instalação do sistema selecionado garantindo a segurança do sistema em operação, através de um fator de segurança aplicável. Finalmente, abaixo, na Figura 16, é possível observar os principais e atuais tipos de fundações utilizadas:



Fonte: BHATTACHARYA (2014)

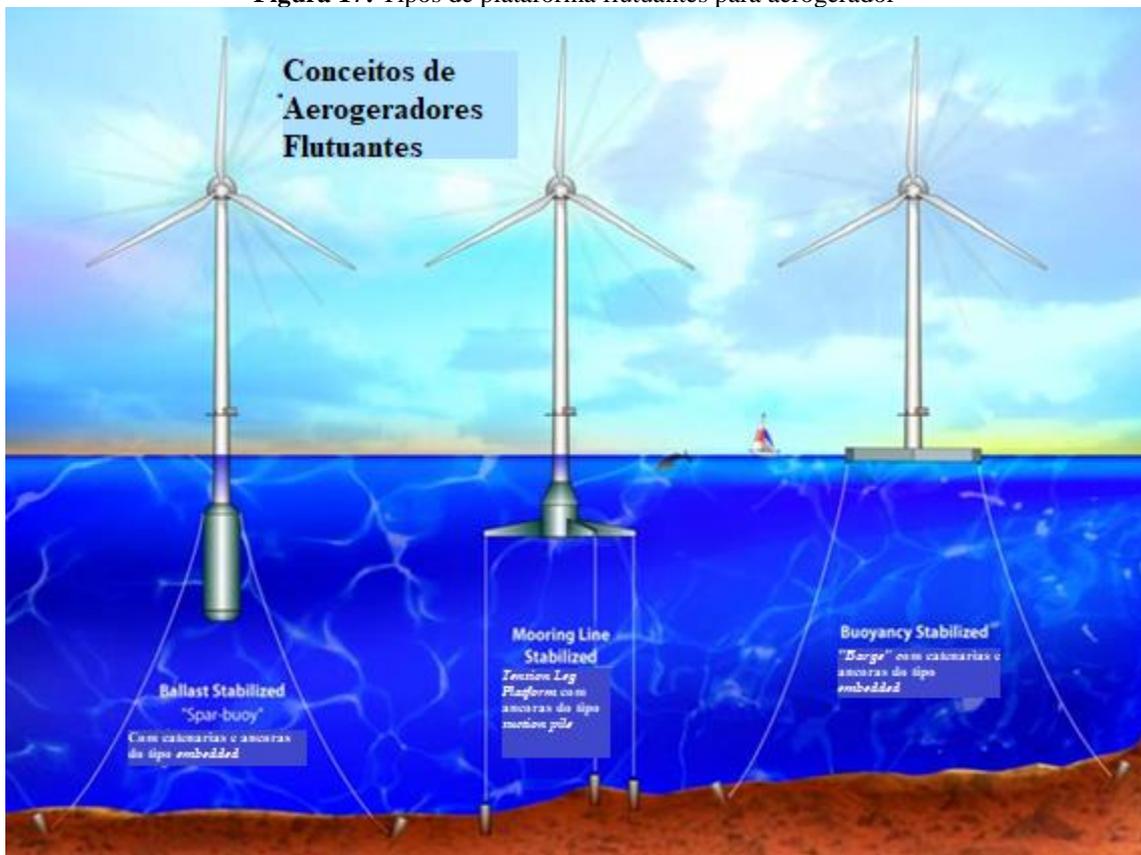
2.5.2. PLATAFORMAS FLUTUANTES

As informações retiradas nessa seção foram observadas em *Engineering Challenges for Offshore Wind Turbines* (Butterfield, Musial, Jonkman, & Sclavounos, 2005). Basicamente, os tipos de plataformas flutuantes que podem ser utilizadas para um projeto ao que é proposto aqui podem ser divididas de acordo com a ordem de grau de uma análise de estabilidade estática. Entretanto, há vários outros fatores que podem determinar as dimensões e as características peculiares de cada sistema integrado aerogerador-plataforma. Essencialmente, é possível separar os principais tipos de plataformas flutuantes:

- **Ballast (Lastro):** Conhecida por *spar-buoys* ou somente *spar*, esse tipo de plataforma utiliza o conceito de colocar o centro de massa abaixo da linha de flutuação. Dessa forma é gerado um momento de restauração e uma grande resistência inercial a movimentos de *pitch* e *roll*;
- **Mooring Lines (Amarração tracionadas):** Conhecida por *Tension Leg Pressure (TLP)*, esse tipo de plataforma utiliza cordas de amarração tracionadas no fundo do oceano gerando um momento de restauração;

- *Buoyancy* (Empuxo flutuante): Essas plataformas são conhecidas como *Barge*. Utilizam a distribuição de empuxo para gerar estabilidade. Essa tecnologia gera momento restaurando e obtém estabilidade utilizando a área seccionada pela água na estrutura.

Figura 17: Tipos de plataforma flutuantes para aerogerador



Fonte: BUTTERFIELD, MUSIAL, ET AL (2005)

Conhecer os tipos de catenárias de sustentação e ancoras que podem ser mais suscetíveis às plataformas flutuantes é necessário para poder determinar os melhores elementos para cada situação do projeto tanto no sentido estrutural como no econômico. Assim, as categorias de ancoras que podem ser verificadas abaixo:

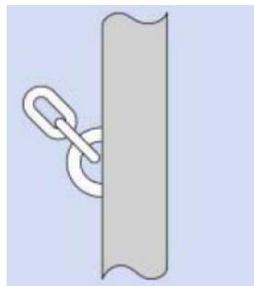
- Ancoras:

Figura 18: *Drag-embedded* (Ancora de arrasto)



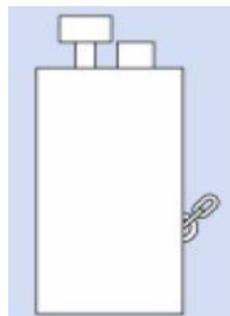
Fonte: (James & Costa, 2015)

Figura 19: *Driven Pile*



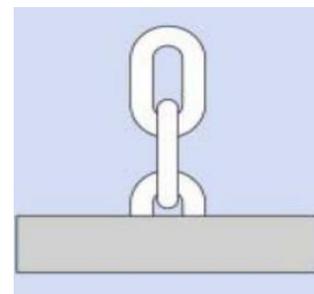
Fonte: (James & Costa, 2015)

Figura 20: *Suction Pile*



Fonte: (James & Costa, 2015)

Figura 21: *Gravity anchor* (Gravidade)



Fonte: (James & Costa, 2015)

Ancoras do tipo *drag-embedded* são geralmente utilizadas em plataformas que utilizam um sistema de amarras de catenárias, pois tem maior capacidade de suportar os carregamentos horizontais. Enquanto as ancoras dos tipos *driven pile*, *suction pile* e gravidade tem maior capacidade de resistir a carregamento verticais. Tendo a ancora de gravidade a possibilidade de ser feita de concreto, o que faz ela ser mais atrativa financeiramente. Entretanto, em alguns casos, dependendo do solo esse tipo de ancora não pode ser utilizada, sendo necessária a instalação das ancoras do tipo *driven pile* ou *suction pile*.

2.6 OUTROS ASPECTOS IMPORTANTES

Aqui serão explicitados alguns outros aspectos que devem ser levados em consideração quando se deve realizar uma análise mais profunda de viabilidade de uma planta de geração de energia eólica *offshore* sendo utilizado plataformas flutuantes ou fixas para a alocação dos aerogeradores.

2.6.1. MANUTENÇÃO

Pode até parecer que a manutenção não seja um aspecto tão relevante para ser discutido no início de um projeto, como alguns outros itens mais essenciais para uma unidade *offshore*. Entretanto, esse item pode chegar a representar 25% da fase operacional, ou seja, pode ser equivalente a um quarto do OPEX em países como a Escócia que tem uma tradição nesse tipo fonte renovável e toda uma rede logística capaz de suportar as demandas vindas da operação (Scottish Enterprise, 2014). Assim, é possível assumir que no Brasil esse fator teria ainda mais relevância no projeto.

Em relação a manutenção de uma planta de energia eólica *offshore* os fatores mais relevantes a serem observados de acordo com *THE CROWN STATE* (2013) e *SCOTTISH ENTERPRISE* (2014) são:

- Manutenção do aerogerador: Consistindo em todo o equipamento responsável pela produção de energia, sendo dividido basicamente nas pás, caixa redutora, gerador, eixo principal, sistema de controle e uma tomada de força.
- Manutenção de cabos de transmissão: consistindo nos gastos para manutenção dos cabos, de modo a que a energia gerada no aerogerador seja entregue de maneira eficiente para as estações de distribuição *onshore*.
- Manutenção da fundação (para plataformas fixas) e Manutenção das catenárias de amarração (para plataformas flutuantes): Consistindo na manutenção dos elementos estruturais responsáveis para estabilizar os aerogeradores numa posição relativamente fixa no mar.

Obviamente, há muitos outros fatores de peculiaridades para a manutenção de uma planta desse tipo que devem ser examinadas com mais atenção em passos futuros de um projeto de construção de um projeto como esse. Entretanto, é possível creditar que o conhecimento sobre a importância desses três fatores é vital para uma discussão sobre como eles podem afetar a análise realizada nesse trabalho.

2.6.2. INSTALAÇÃO

Numa instalação de uma planta *offshore* de energia eólica é necessário que seja observado os procedimentos de instalação: dos sistemas de fundações ou ancoragem; do aerogerador; da subestação; da descida dos cabos de transmissão e dos cabos *Plough* utilizados para conectar e enterrar os cabos de transmissão.

Objetivando essas atividades, é necessário um par de embarcações de suporte de instalação (como navio de instalação das fundações ou ancoras, embarcação de instalação da subestação, instalação de cabos e outros) e um veículo remotamente controlado (ROV's) para ajudar com o manuseio dos cabos. Adicionalmente, deve haver um porto responsável pela construção ou montagem das estruturas da planta eólica (The Crown Estate, 2013).

2.6.3. LOGÍSTICA OPERACIONAL

As operações de uma planta de energia eólica *offshore* estão relacionada com tarefas como monitoramento das condições ambientais, controle de venda de energia, marketing e administração de forma generalista. Entretanto, neste tópico não iremos abordar a operação em si, mas como o design do projeto pode ajudar em estratégias de operações futuras. Em ordem para obter um alto grau de qualidade na operação, os principais aspectos que devem ser observados no projeto devem ser considerados são:

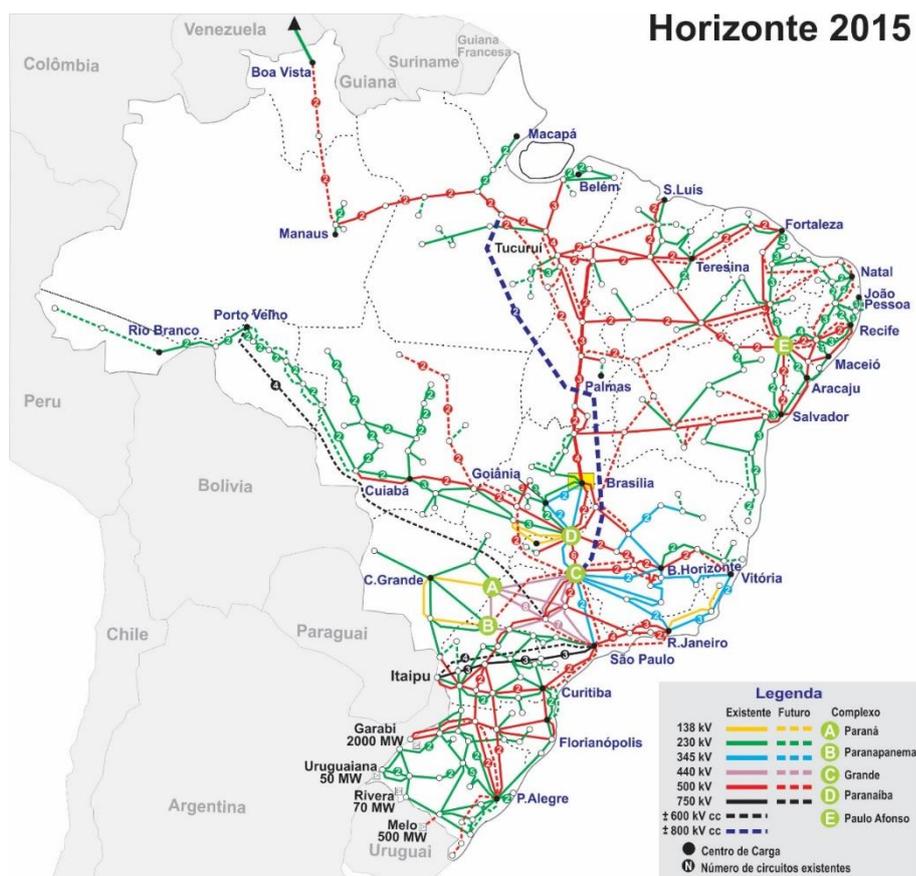
- Distância entre o complexo (conjunto de plataformas) e as facilidades *onshore*;
- Altura média do mar;
- Quantidade, capacidade e confiabilidade dos aerogeradores;
- Características da subestação utilizada no complexo.

Outro fator importante a ser considerado ao longo do projeto é a sazonalidade dos padrões de vento, que irão determinar quando terá condições de produzir energia de forma rentável ao longo do ano.

Um fator que deve ser considerado na logística operacional é a capacidade que a grade de distribuição de eletricidade ser compatível com a energia gerada seja qual for a fonte de produção. O setor de energia no Brasil pode ser considerado bem controlado pelo estado, que apesar de permitir investidores privados entrarem no mercado, através de contratos de concessão, possui algumas agências para regular os leilões e estabelecer o preço da transmissão e distribuição de energia (Tech in Brazil, 2016). A razão pela qual existe a interferência do governo nesse setor é julgada necessária está relacionado com a consequência de eventos do clima como seca em regiões específicas do país, que poderiam provocar uma falha no suprimento de energia.

Na Figura 22, é possível observar a grade de distribuição e transmissão de energia elétrica no ano de 2015 em todo o território do Brasil é uma grade com boa confiabilidade (Tech in Brazil, 2016).

Figura 22: Grade de transmissão de energia elétrica no Brasil



Fonte: *TECH IN BRAZIL* (2016)

A grade é predominantemente planejada para ser abastecida por plantas de energia hidroelétrica, mas que poderia facilmente suportar, através de um aumento razoável em investimentos, a inserção do potencial oferecido pelo setor de energia eólica. Adicionalmente, é dito que a preocupação energética no Brasil não é a distribuição e transmissão em si, mas o colapso energético causado pela produção ineficiente (Tech in Brazil, 2016).

2.6.4. ASPECTOS AMBIENTAIS

De maneira geral, não há produção CO₂ direta pela geração de energia eólica independente da planta ser *onshore* ou *offshore*, indiretamente há emissão de CO₂ nas fases de construção e instalação dos aerogeradores. Entretanto, esse tipo de produção é capaz de gerar poluição sonora ou/e visual em escala local. Além de ser maléfico para fauna local de modo geral. Aerogeradores de grande porte chegam a ter torre de 140 metros ou mais, sendo que uma grande quantidade pode parecer um empecilho visual para quem mora na região ou traga dificuldade em aspectos como turismo, por exemplo. Além disso, aerogeradores produzem ruído aerodinâmico das pás e o ruído mecânico. Entretanto, projetistas vem estudando e melhorando a eficiência da parte mecânica e diminuindo o ruído mecânico. O projeto da pá

pode diminuir o ruído aerodinâmico, mas há não evidências que o mesmo possa ser reduzido a valores aceitáveis para a audição humana e da fauna.

Adicionalmente a escolha do local é um fator de grande importância em grandes projetos de parques de energia eólica, pois pode gerar uma taxa de morte de fauna, mais especificamente aves, não aceitável com os padrões ambientais vigentes. Sendo esse um fator que pode inviabilizar um projeto. Assim, abaixo, na Figura 23 é mostrada todas as principais rotas de aves migratórias no Brasil. Através da análise dos ciclos migratórios, população no local é possível determinar quais são os locais mais suscetíveis a instalação de aerogeradores observando o aspecto ambiental da fauna.

Figura 23: Mapa das Principais Rotas de aves migratórias no Brasil



Fonte: INSTITUTO CHICO MENDES DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE (2016)

3 METODOLOGIA

A metodologia proposta nesse trabalho para realizar a análise do projeto de um parque de energia eólica *offshore* é baseada na espiral de projeto de Evans e no diagrama da Figura 24.

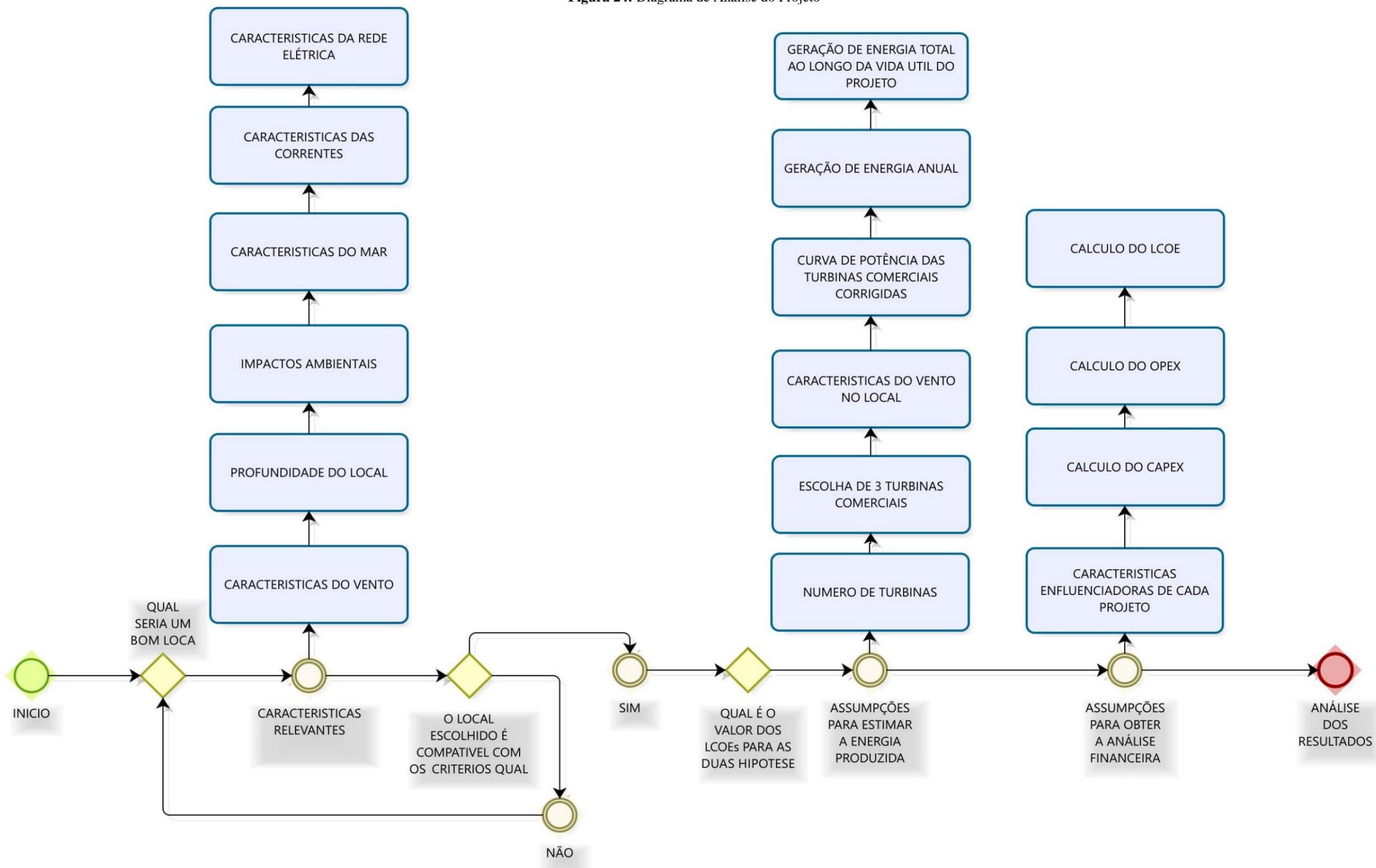
Inicialmente, no diagrama, serão estipuladas as condições ambientais e as características do local através da metodologia de análise qualitativa, apresentada a seguir, do local a ser realizado o estudo de caso. Assim, serão obtidos o número de aerogeradores, distância até a costa e profundidade no local para um projeto com plataforma flutuante e para um projeto com plataforma fixa. Em seguida, são escolhidas 3 aerogeradores comerciais de diferentes modelos e potenciais que são utilizadas para obtenção da capacidade de produção de energia. Utilizando esses valores é possível realizar a análise financeira determinando os valores do CAPEX, OPEX e LCOE nessa ordem respectivamente, sendo a metodologia para obtenção desses valores explicada abaixo. Após determinação desses dados é possível obter os dados técnicos do tipo de equipamento utilizado para cada situação.

Ou seja, esses dados obtidos ao final desse diagrama serão utilizados para a comparação entre o LCOE de um sistema de plataforma flutuante e uma plataforma física, para determinar qual seria o melhor sistema Ancoragem-Plataforma- Aerogerador para uma determinada região e suas características técnicas.

Entretanto, por se tratar de um trabalho conceitual é preciso dizer que algumas considerações e simplificações devem ser explicitadas:

- Não será realizada uma análise financeira completa explicitando em quantos anos o investimento teria retorno;
- A metodologia dos cálculos realizados aqui foi simplificada objetivando uma resposta de resultados rápida;
- Os dados obtidos aqui podem ser considerados similares qualitativamente com o primeiro círculo em uma espiral de projeto de Evans;

Figura 24: Diagrama de Análise do Projeto



Dessa forma, inicialmente, é preciso determinar uma região específica e com condições favoráveis a implementação de um parque de energia eólica *offshore* para em seguida realizar uma estimativa de potencial energético de dois projetos hipotéticos distintos dentro da zona escolhida, sendo um utilizando uma plataforma fixa e outro utilizando uma plataforma de flutuação, de modo a gerar uma relação do LCOE dos dois projetos hipotéticos. Ao final, dessa estimativa (dos LCOEs) será possível uma comparação financeira inicial entre as duas hipóteses gerando informações suficientes para a continuação do projeto em relação aos seus aspectos técnicos e um estudo de viabilidade final, que não será abordado no estudo de caso devido a não compatibilidade do rigor necessário e as expectativas de um relatório de conclusão de curso. Entretanto, será possível apresentar alguns caminhos para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

3.1 CRITERIOS PARA DETERMINAÇÃO DA REGIÃO

Nesse tópico, iremos analisar as informações apresentadas nos anteriormente, e discutir a influência delas no projeto proposto. Uma análise dos dados irá gerar relações de importância que irão determinar o local que melhor suportaria um parque de energia eólica *offshore* na costa do Brasil.

A escolha do local a ser instalado um parque de produção de energia eólica deve levar em consideração vários fatores, mas é importante que o local tenha condições climatológicas de ventos favoráveis. Sendo esse o fator predominante na escolha do local, pois mesmo que outros fatores como profundidade das fundações, estado de mar, distância até a rede de transmissão, velocidade da corrente não sejam favoráveis seus efeitos podem ser mitigados, conseqüentemente, gerando um incremento do CAPEX ou do OPEX de um projeto. Ou seja, mesmo não sendo possível adquirir valores precisos sobre o estado de mar da costa do Brasil se sabe que mesmo que condições não favoráveis podem ser vencidas com um bom projeto para o sistema Ancoragem-Plataforma-Aerogerador. Sendo o tipo de plataforma a ser escolhida adaptada para as condições que possam ser encontradas com o menor custo possível.

Logo, a metodologia inicial empregada para a escolha de um local para a realização de um empreendimento como esse pode ser considerada abstrata sem um estudo preliminar ou uma estimativa do custo final.

Assim, a escolha de uma região a ser estudada para a instalação deve se basear na região da costa brasileira que apresente uma das melhores magnitudes de velocidade do vento e profundidades menores para diminuir o valor final de custo. Além disso, deve ser analisada a

questão ambiental do local, de modo que o projeto não seja inviabilizado devido a uma grande quantidade de aves em situação de perigo no local com a instalação dos aerogeradores, por exemplo. Adicionalmente sabemos que aerogeradores *offshore* tem uma vantagem latente quanto a poluição visual ou sonora em relação outros tipos de projetos em relação um parque *onshore*. Decisões políticas devem ser levadas em conta tanto para a escolha do local, como capacidade de geração esperada e até mesmo a tecnologia que deve ser empregada.

A determinação do sistema de suporte deve ser capaz de resistir aos esforços extremos da região, sendo necessária em uma análise mais aprofundada a realização de testes em CFD (*Computational Fluid Dynamics*) e em laboratórios para garantir a estabilidade da estrutura. Entretanto, a realização desses cálculos não será realizada nesse trabalho, devido as análises serem de um alto grau de complexidade. Sendo assim, somente, será sugerida, a provável, melhor opção de localidade e estrutura para a ser utilizada de acordo com a bibliografia atual disponível.

3.2 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*

É possível utilizar diferentes métodos para estimar o potencial que uma área tem para gerar energia eólica. ORTIZ & KAMPEL (2011) por exemplo, apresentam em seu artigo um estudo baseado somente na velocidade dos ventos na costa do Brasil e a utilização do software AREVA Wind M5000@. É evidente que a utilização da média dos ventos é a metodologia mais viável, nesse estágio do estudo, para estimar o potencial de produção anual de energia. Apesar de não ter sido encontrado dados acurados sobre as condições de estado de mar, foi possível obter o valor da velocidade média dos ventos utilizando a bibliografia apresentada nesse trabalho. Assim, é possível utilizar uma metodologia analítica para obtenção da potência disponível em um aerogerador. Inicialmente, é preciso assumir algumas afirmativas sobre as condições climáticas do Brasil e a realizada dos designs dos aerogeradores.

O cálculo da potência disponível em um aerogerador é dada pela equação (Gary L., 2006):

$$P_{Disp} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2)$$

Onde:

- P_{Disp} – potência disponível num aerogerador;
- ρ – massa específica do ar, sendo dada na equação:

$$\rho = \frac{353,4 * \left(1 - \frac{Altitude\ em\ relação\ ao\ mar}{45271}\right)^{5,2624}}{273,15 + T} \quad (3)$$

- A – área varrida pelas pás do aerogerador;
- v – velocidade do vento;
- C_p – coeficiente de potência.

O coeficiente de potência pode variar de acordo com eficiência aerodinâmica de cada aerogerador. Esse coeficiente de potência pode ser obtido através de um estudo da eficiência das pás do aerogerador. Essa análise pode ser realizada para aerogeradores de larga escala com aerofólios NREL S809, comumente mais utilizados para aerogeradores *offshore*, e com aerofólios NACA 4418, podendo ser utilizada essa metodologia para a estimativa da potência real gerada anualmente por um projeto de parque eólico (Da Silva, 2013). Entretanto, esse método requer uma análise mais apurada e demorada em softwares para cada perfil de hélice utilizado.

Assim iremos utilizar uma metodologia simplificada, similar a utilizada por OLIVEIRA FILHO (2011), com os dados dos ventos na região determinada e as condições iniciais dos dados dos ventos obtidos para estimar os valores que iremos precisar na altura do aerogerador. Os dados da velocidade média e do fator de forma, k , serão obtidos e apresentados da revisão bibliográfica. Entretanto, teremos que utilizar a equação (1) para obter o valor da velocidade média na altura do aerogerador. Objetivando utilizar a distribuição de Weibull devemos calcular o valor da constante c , sendo esse valor de obtido do fator k e da velocidade média do vento, utilizando como ferramenta a função Gama, função matemática proposta por Euler que é capaz de interpolar um número fatorial (Ramírez, 2015). Sendo o valor de Gama obtido utilizando a função Gama no Excel®, deste modo podendo-se estimar o valor de c (Lysen, 1983):

$$c = \frac{V_{medio}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad [\text{m/s}] \quad (4)$$

Após esse processo é possível realizar o cálculo da frequência de Weibull para vários valores de velocidade através da equação (5) (Burton, 2011) que pode ser calculada utilizando

a função DIST.WEIBULL interna do Excel®. Assim, variando o valor da velocidade de 0 a 30 m/s sincretizando em 1 m/s.

$$f(V) = k * \frac{V^{k-1}}{c^k} * e \left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k \right] \quad (5)$$

Assim, é possível multiplicar a curva de potência, corrigida para a massa específica do local e da altitude, de um aerogerador especificado pela distribuição de Weibull e obter o valor de produção de energia (PE) para cada velocidade durante as 8760 horas de um ano padrão, de acordo com a equação (6).

$$PE = P * f(V) * 8760 \quad [\text{MWh}] \quad (6)$$

Assim, é possível obter o valor da produção de produção anual de energia (PAE) ao realizar a soma da variável PE para todas as velocidades durante um ano, de acordo com a equação (7).

$$PAE = \sum PE \quad [\text{MWh}] \quad (7)$$

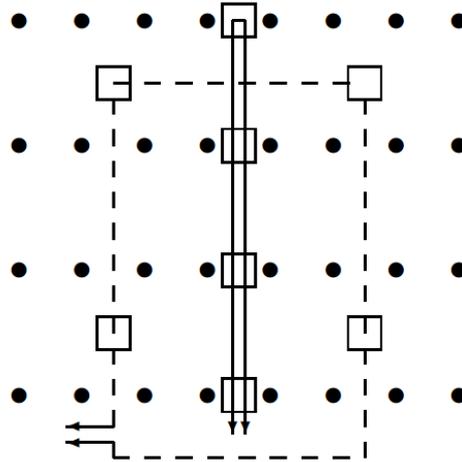
Ao obter o valor da potência disponível em um único aerogerador ao longo do ano, a simples multiplicação desse valor pela quantidade de aerogeradores resultará no valor da potência estimada do parque de energia eólica *offshore* planejada durante o ano.

Assim é necessário estipular a quantidade de aerogeradores utilizados para cada projeto. Essa estipulação terá como ideia principal a lógica de ambos os projetos tenham a mesma quantidade de aerogeradores, para idealização da comparação dos projetos, e em uma mesma área com capacidade para que os cabos de transmissão sejam distribuídos da melhor forma técnica possível.

No livro *Wind Energy Systems*, capítulo 9 *Wind Power Plants*, recomenda-se que seja utilizada uma configuração aerogeradores similar a Figura 25, pois nela é possível realizar o arranjo dos cabos de transmissão e a posição dos transformadores (Gary L., 2006). Dessa forma, ao final do trabalho é acrescentada a informação de quantos transformadores seriam precisos, comprimento dos cabos e, conseqüentemente, os custos da instalação elétrica para um desenvolvimento de um estudo de viabilidade mais completo. Na Figura 25 há duas

configurações a linha pontilhada representando a configuração de 2x4 (Figura 27), e a linha contínua representando a configuração 1x8 (Figura 26).

Figura 25: Configuração de arranjo recomendada



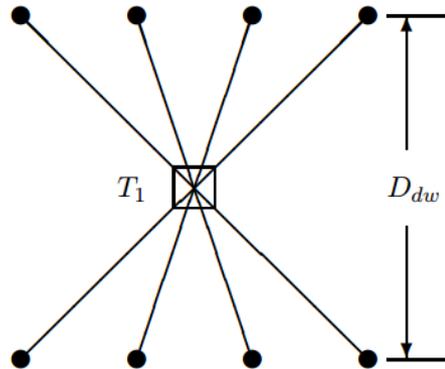
Fonte: GARY L. (2006)

Figura 26: 8 aerogeradores na configuração 1x8



Fonte: GARY L. (2006)

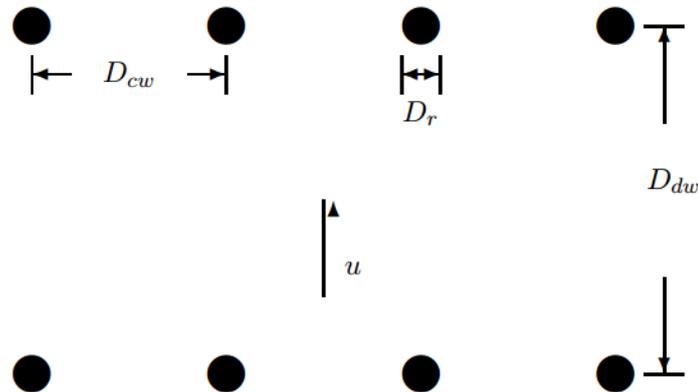
Figura 27: 8 aerogeradores na configuração 2x4



Fonte: GARY L. (2006)

É importante que essas configurações sejam apresentadas, pois abre um leque para o desenvolvimento de trabalhos futuros relacionados a otimização de linhas de transmissão e estudos de custo dessas linhas numa planta eólica de geração de energia *offshore*. Além disso, podemos admitir que o número de aerogeradores deve ser múltiplo de 8, de modo a realizar essa otimização onde um maior número tenderá a diminuir os custos de produção, partindo do princípio de produção em “massa” que é menos custosa do que a produção de um único item. Recomenda-se que o espaçamento entre aerogeradores paralelos (que não geram fluxos de ventos diferentes) seja não menor do que 3 vezes o diâmetro do rotor, e em aerogeradores em série (que recebem o mesmo fluxo de vento) não seja menor do 8 vezes (Gary L., 2006). Ou seja, sendo $D_r \leq 3 * D_{cw}$ e $D_r \leq 8 * D_{cw}$ sendo essa configuração observada na Figura 28.

Figura 28: Dimensões entre aerogeradores em um parque eólico de geração de energia *offshore*



Fonte: GARY L. (2006)

3.3 ESTIMATIVA FINANCEIRA DE UMA PLATAFORMA EM ÁGUAS RASAS

Objetivando realizar uma comparação financeira entre um projeto com sistema de plataformas flutuantes e um projeto com sistema de plataformas fixa será realizado um breve estudo financeiro objetivando uma estimativa numérica do valor do LCOE de um empreendimento utilizando uma plataforma fixa em água rasas. Sendo esse estudo realizado de maneira simples para obtenção de resultados comparativos rapidamente. Entretanto, a realização desse estudo não é uma tarefa trivial, pois não há nenhum parque de energia eólica *offshore* no Brasil para utilização de referências anteriores. Conseqüentemente, esse trabalho utilizará estudos empíricos realizados em países com uma consolidação nesse tipo de tecnologia, como Escócia, Dinamarca, Holanda e outros.

Sendo assim, é possível admitir que os resultados sugerem que os custos do CAPEX seguem a equação abaixo (Snyder & Kaiser, 2009):

$$\begin{aligned}
 & \text{Custo Total do CAPEX (Million US\$ (2008))} \\
 & = \beta_0 + \beta_1 * (\text{ano}) + \beta_2 * (\text{dist. até a costa (km)}) \\
 & + \beta_3 * (\text{dimensão da turbina (MW)}) + \beta_4 \\
 & * (\text{capacidade (MW)}) + \beta_5 * (\text{Profundidade (m)})
 \end{aligned} \tag{8}$$

Onde as constantes são dadas em três modelos de aproximação. No primeiro é considerado que a profundidade não terá relevância no CAPEX final, ou seja, os custos da plataforma são negligenciados. No segundo, é considerado que a profundidade não é relevante e que a construção do projeto seria no ano de 2008, o que não é no nosso caso. Sendo o terceiro

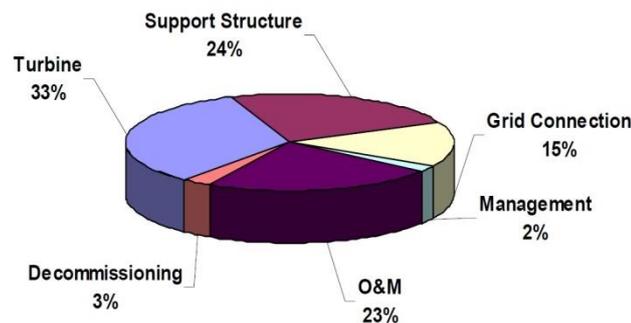
modelo o que será utilizado, pois considerada o fator da profundidade como um fator de importância no CAPEX final. Notando-se que o valor estimado pela equação (8) irá resultar no CAPEX no ano de 2008, sendo necessário a utilização de métodos econômicos para o cálculo desse valor no ano atual, de acordo com as taxas no período.

Tabela 6: Coeficientes utilizados para obter o CAPEX por SNYDER & KAISER

Constantes	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
β_0	-21029	18,02	-19293
β_1	10,53	0	9,66
β_2	9,28	9,97	8,43
β_3	-56,14	-39,06	-57,68
β_4	2,45	2,65	2,53
β_5	0	0	1,05

Fonte: (Snyder & Kaiser, 2009)

Figura 29: Gráfico pizza dos custos totais de um parque eólico *offshore* em águas rasas durante seu ciclo de vida



Fonte: BUTTERFIELD, MUSIAL, ET AL (2005)

Uma vez que o valor dado pela equação (8) for calculado, é possível inferir que representará o custo total dos aerogeradores, da estrutura de suporte, e grade de distribuição. Utilizando a Figura 29, é possível determinar o valor do OPEX e o custo total de um empreendimento como o observado nessa monografia. Finalmente, é possível calcular o valor do LCOE utilizando a equação abaixo:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^n N_t}{\sum_{t=1}^n D_t} \quad (9)$$

Onde:

- *LCOE*: Levelised Cost of Energy;
- I_t : Investimento em um período t ;

- M_t : Gastos em *O&M* em um período t ;
- E_t : Energia elétrica produzida em um período t ;
- r : taxa de interesse anual imposta ao projeto;
- n : anos do ciclo de vida do projeto.

3.4 ESTIMATIVA FINANCEIRA DE UMA PLATAFORMA EM ÁGUAS PROFUNDAS

Do mesmo modo que acontece para a estimativa em águas rasas há uma falta de informações de conteúdo nacional relacionado a realização de uma estimativa dos custos de um parque de energia eólica *offshore* com a utilização de plataformas flutuantes. A metodologia utilizada para estimar o CAPEX para essa situação consiste na utilização do gráfico apresentado Figura 30 que dá o valor do CAPEX da plataforma por quilowatt produzido na planta, relacionando o seu valor com a profundidade do local e a altura da onda no local (Energy Technologies Institute, 2015), somando o ao valor do CAPEX, sem a plataforma do Modelo 1 da equação (8).

Figura 30: Gráfico de obtenção da estimativa do CAPEX de uma planta eólica *offshore* de geração de energia utilizando plataformas flutuantes



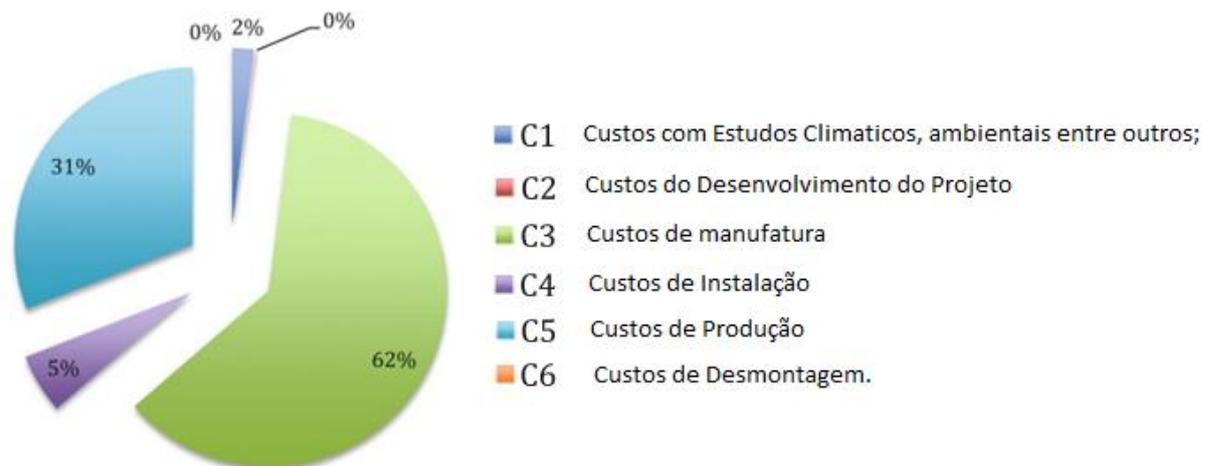
Fonte: Modificado de *ENERGY TECHNOLOGIES INSTITUTE* (2015)

Na Figura 30, há uma clara relação que indica que maiores profundidades geram um maior CAPEX da plataforma, devido ao maior valor gasto com a ancoragem entre outros fatores. Existe, também, uma relação de que amplitude de onda maiores implicam um estado de mar mais severo que necessitam de um investimento tecnológico maior para supressão do mesmo. Pode-se afirmar que esse valor de CAPEX é conservador, pois é baseado nos valores do Reino Unido que tem historicamente salários maiores do que países emergentes como Brasil,

China, Índia entre outros, o que implica um maior gasto. Objetivando calcular o CAPEX da plataforma, é preciso obter o valor da profundidade no local a ser construído e o valor da amplitude média das ondas no local. Eles ao serem utilizados na Figura 30 resultarão em um valor que multiplicado pela potência nominal do projeto estima o custo da plataforma flutuante.

De modo similar, à estipulação do custo total para plantas de energia eólica *offshore* com plataformas fixas, é possível obter do valor do custo total utilizando a Figura 31 e a equação (8). Notando-se que esse resultado irá resultar no CAPEX no ano de 2008, sendo necessário a utilização de métodos econômicos para o cálculo desse valor no ano atual, de acordo com as taxas no período.

Figura 31: Gráfico pizza dos custos totais de um parque eólica *offshore* em águas profundas durante seu ciclo de vida



Fonte: Modificado de SANTOS (2016)

É preciso dizer que na Figura 31, 67% é a percentagem do custo total do CAPEX ao longo do ciclo de vida de um projeto, enquanto 31% é relacionado as atividades de operação e manutenção. Após obtido esses valores o cálculo do *LCOE* é realizado de forma similar ao tópico anterior.

4 ESTUDO DE CASO

É preciso inicialmente definir a localização que será proposta o projeto de estudo de caso aqui demonstrado, seguindo a proposta da metodologia e avaliando as características de cada local da costa do Brasil em relação aos critérios relevantes apresentados na metodologia. Assim, a região da costa do Maranhão pareceu promissora numa breve análise da revisão bibliográfica apresentada. Desta forma, será explicitada informações mais acuradas sobre a região escolhida, objetivando uma avaliação qualitativa sobre a suscetibilidade da exploração de energia eólica na sua costa.

4.1 DETERMINAÇÃO DO LOCAL DO ESTUDO DE CASO

Como dito antes, a velocidade do vento é o principal fator a ser observado, porém é importante dizer que há uma divisão clara dos tipos de plataformas, plataforma fixas (recomendadas para profundidades menores do que 60 m) e plataformas flutuantes (recomendada para profundidades maiores do que 60 m) (Bhattacharya, 2014). Assim, considerou-se como a profundidade do local sendo o segundo fator de importância a ser considerado em uma análise. Porque dependendo do tipo plataforma os valores de CAPEX e OPEX podem ter variações consideráveis, tendo as plataformas flutuantes desvantagem de um maior uso de tecnologia o que aumenta o valor do CAPEX.

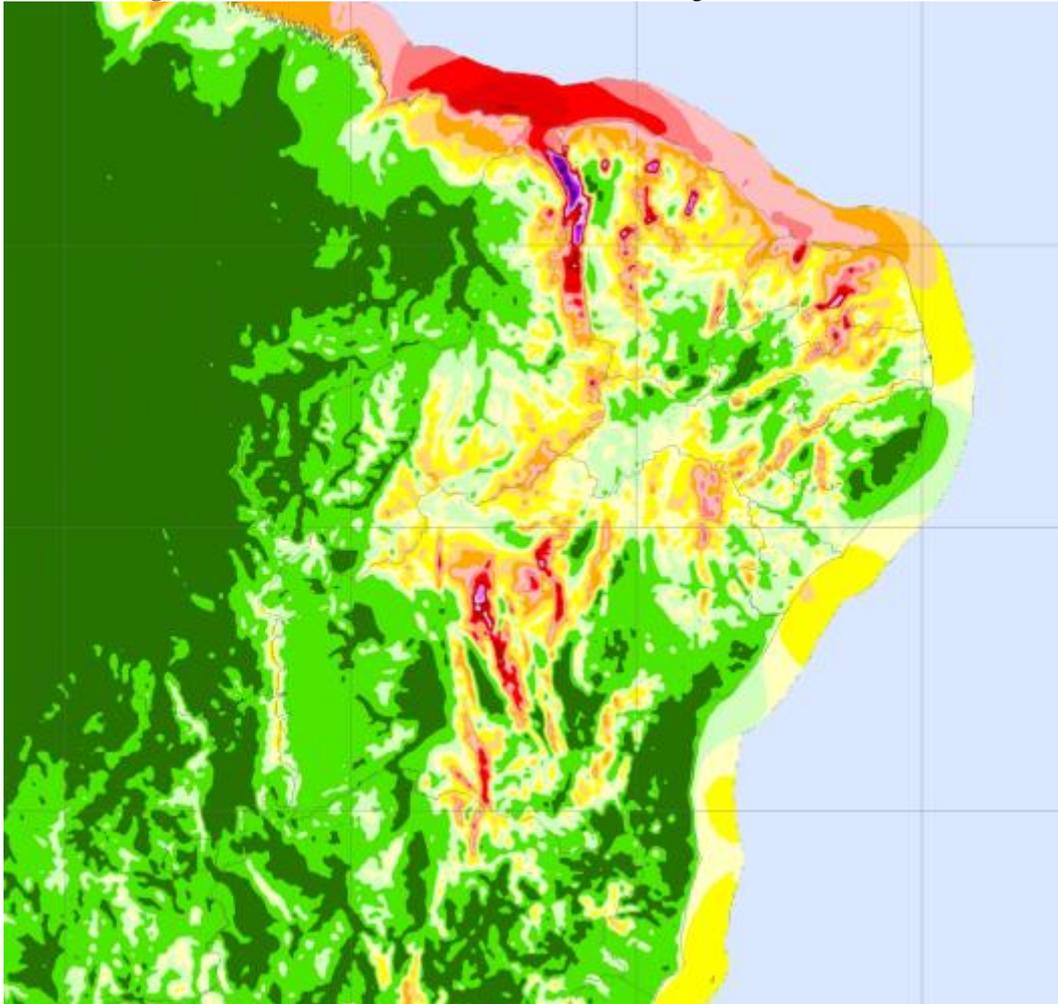
Analisando a Figura 8, Figura 9 e aFigura 10, é possível observar uma clara predisposição para a alocação do primeiro parque de energia eólica *offshore* no Brasil seja na costa do Nordeste devido as magnitudes das velocidades dos ventos nessa região serem maiores do que grande o resto da costa brasileira. É preciso dizer que a costa do estado do Rio de Janeiro também aparenta ter um potencial de exploração de energia eólica. Entretanto sua costa tem uma média de profundidade maior. Adicionalmente, observar-se que a profundidade é menor na região da costa do estado do Maranhão, o que diminui os custos com a instalação.

Inicialmente, e como dito na metodologia, o estudo dos ventos da região deve ser realizado de forma mais acurada. A Figura 32 mostra a região nordeste do Brasil que é a região com maior potencial eólico *onshore* em todo o Brasil (Centro de Pesquisas de Energia Eletrica, 2017). Sendo essa afirmativa congruente com afirmação que ela também é a região com maior potencial eólico *offshore* no Brasil (Ortiz & Kampel, 2011). Através desses fatos é possível afirmar que a costa do Nordeste parece ser a mais plausível para a realização do estudo de caso.

Já a Figura 33 e Figura 34 mostram os locais com maior probabilidade de serem viáveis a instalação de um projeto como o trabalhado aqui, analisando somente o aspecto das magnitudes das velocidades médias dos ventos.

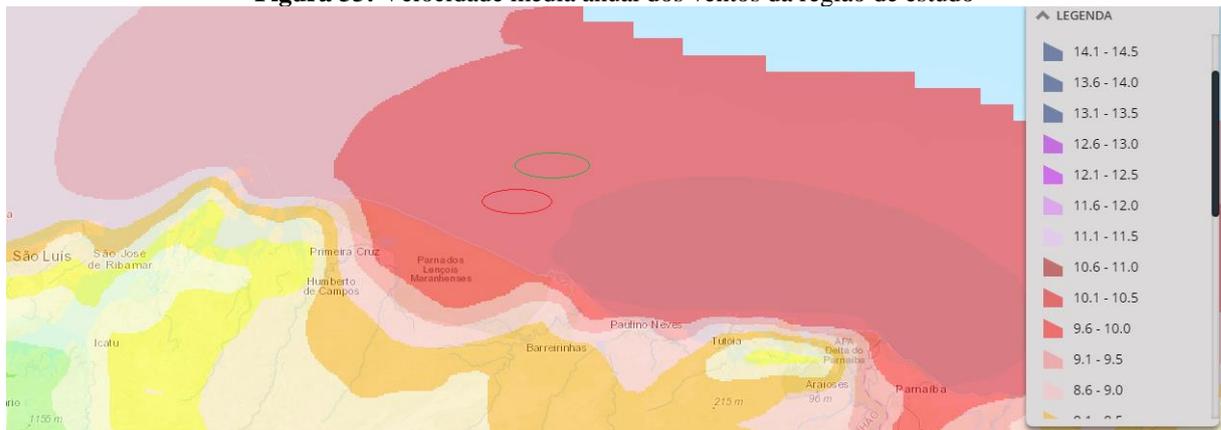
É possível observar que os estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí parecem ser dotados de magnitudes de ventos maiores.

Figura 32: Velocidade média anual dos ventos na região nordeste do Brasil



Fonte: CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (2017)

Entretanto, como dito anteriormente na metodologia, há outros fatores que influenciam nos custos de um projeto como esse, cada um com um nível de importância diferente. E é a observação deles que leva o estudo de caso a ser realizado na costa do Maranhão. É preciso dizer que devido a sequência de imagens as áreas do estudo de caso são explicitadas nessa parte do relatório. Sendo o círculo vermelho, a área delimitada a receber um projeto com um sistema de plataformas físicas, e o círculo verde, a área delimitada a receber um projeto com um sistema de plataformas flutuantes.

Figura 33: Velocidade média anual dos ventos da região de estudo

Fonte: CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (2017)

Figura 34: Direção média anual dos ventos na região estudada

Fonte: CAMARGO SCHUBERT, TRUEWIND SOLUTIONS AND CEPEL (2001)

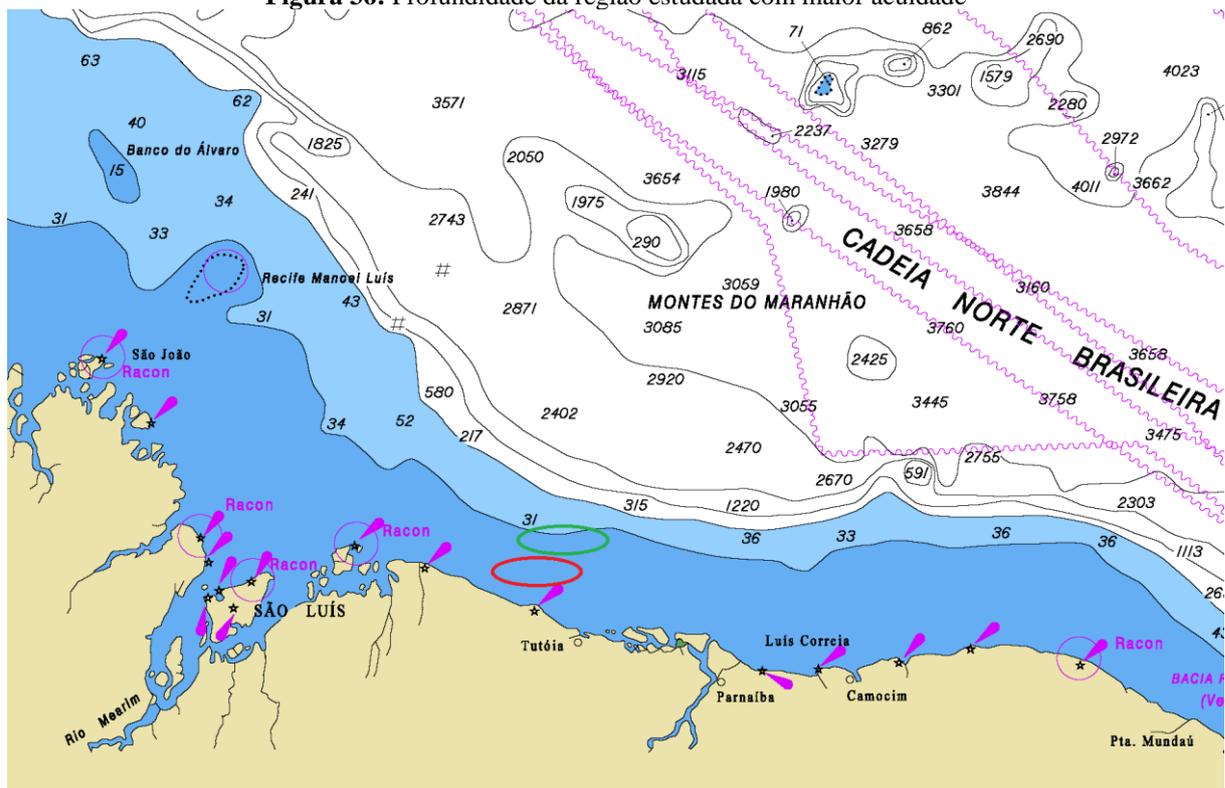
Analisando as profundidades da região nordeste na Figura 35, através de uma análise mais ampliada, os tons de azul identificam as profundidades dos locais, sendo a tonalidade mais clara as águas com menor profundidade. Infelizmente, devido a acuidade das imagens do relatório do IBGE foi necessário buscar em cartas náuticas a batimetria da região de estudo. Assim, a Figura 36 mostra a batimetria da região de estudo com maior clareza (Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil, 2017).

Figura 35: Batimetria da costa da região norte e nordeste do Brasil



Fonte: INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE (2011)

Figura 36: Profundidade da região estudada com maior acuidade



Fonte: Modificado de CENTRO DE HIDROGRAFIA DA MARINHA DO BRASIL (2017)

Então é possível observar que, de acordo com a revisão sobre a tecnologia de cada tipo de plataforma, entre as regiões das costas do Rio Grande do Norte até o Maranhão, somente o maranhão parece apresentar uma característica de batimetria capaz de receber os dois tipos de

projeto hipotéticos, em uma análise simultânea, estudados e dispor de uma maior área na qual a profundidade é menor do que 100 metros. A Figura 36 mostra em detalhe que a região da costa do maranhão tem profundidades de 35 metros ao longo de sua costa, sendo esses locais suscetíveis a utilização de plataformas fixas. Assim, como apresenta profundidades entre 60 e 100 metros que como visto anteriormente, na revisão sobre as tecnologias utilizadas, é preferencial a utilização de plataformas flutuantes.

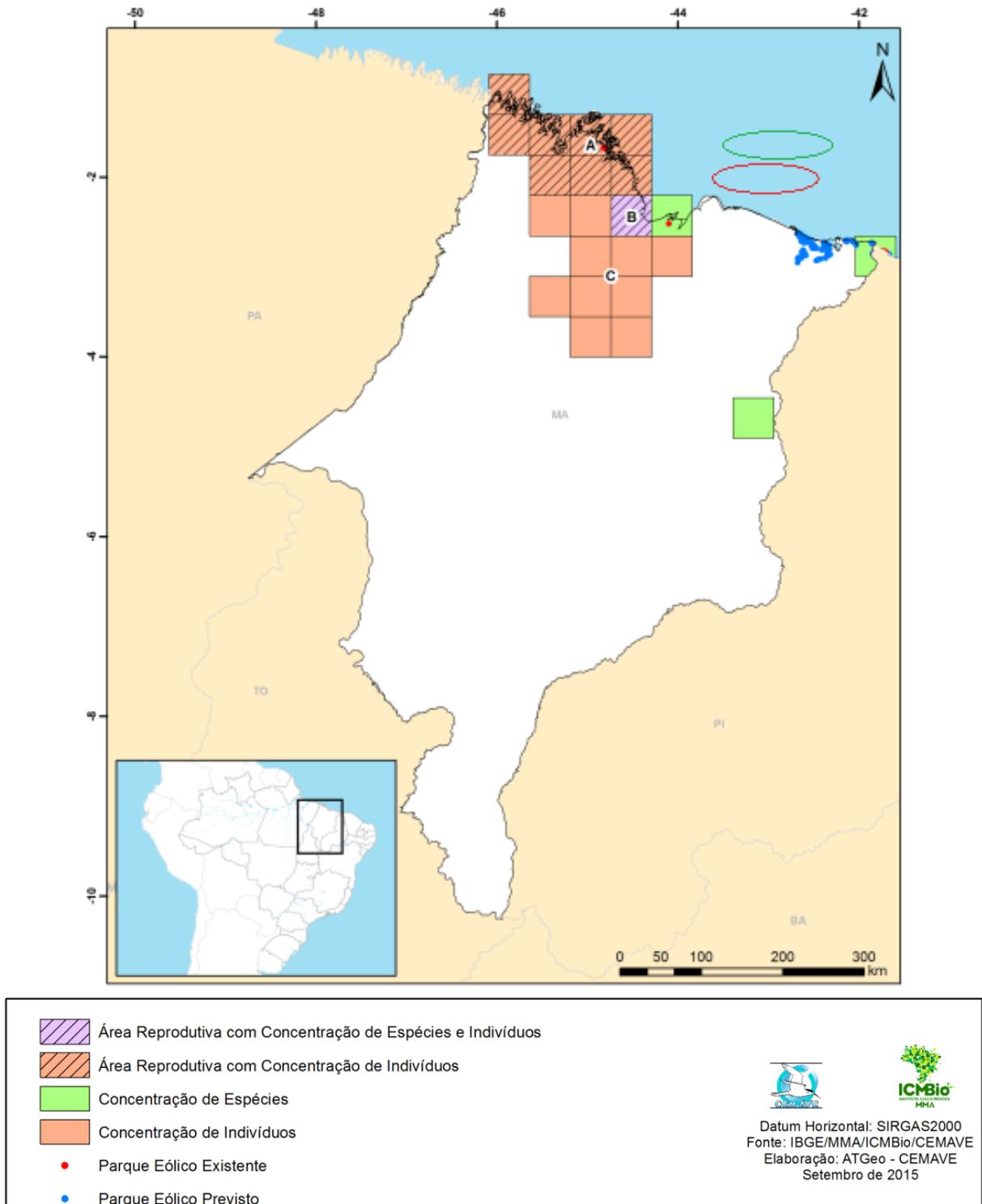
Essas características e o fato da plataforma continental ser maior na costa do estado do Maranhão permite a ele melhores condições do que estados que tem a costa com uma menor extensão da plataforma continental. A importância de ter grande área de plataforma continental é um fator importante porque permite uma maior área para parques com estruturas fixas e flutuantes em menores profundidades, o que diminui os custos do projeto. Sendo essas uma das razões na qual estados como Pernambuco apresentam dificuldades em receber um projeto com uma grande área de exploração.

Além desses aspectos técnicos principais ainda há fatores de análise a serem observados aqui como: o estado da rede de distribuição de energia, o estado de mar, decisões políticas e, mas não somente, questões ambientais.

Um outro fator que pode inviabilizar a construção de um projeto são as questões ambientais, logo um esclarecimento e uma busca por garantias de que não haja impedimentos futuros deve ser feita. Sendo necessária a observação do empreendimento para garantir que ele não está localizado em um ambiente de proteção ambiental ou que apresente risco eminente de um impacto ambiental danoso.

Assim, é possível observar na Figura 37 que o Estado não apresenta uma grande concentração de animais, mas há uma área reprodutiva a esquerda do local a ser estudado. Na revisão bibliográfica há a apresentação da Figura 23 que é possível observar que somente duas rotas de migração passam pela costa do maranhão, sendo uma delas presente em toda a costa brasileira e a outra sendo a rota nordeste, que tem uma menor concentração de animais. Importante se notar que a segunda não tem o percurso convergindo diretamente na região da costa maranhense proposta para o estudo de caso (Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2016).

Figura 37: Áreas de importância ou concentração de aves no estado do Maranhão



Fonte: INSTITUTO CHICO MENDES DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE (2016)

Adicionalmente, é notável que o estado não apresenta uma tradição em produção eólica, como por exemplo o Ceará, apesar de possuir alguns parques. Pois há somente um parque *onshore* no estado instalado, apesar de existir projetos previsto para os próximos anos. É possível, então, sumarizar as vantagens no quesito ambiental do estudo de caso aqui realizado:

- Se tratando de um projeto *offshore* que não gera impactos visuais e sonoros aparentes para a vida humana;
- Não há uma concentração de aves no local, o que diminui a possibilidades de morte da fauna local; e
- Não emissão de gases do efeito estufa na fase de operação dos aerogeradores.

Entretanto, é preciso mencionar que na costa maranhense há o parque nacional dos Lençóis Maranhenses que é um ambiente *onshore* protegido por leis governamentais. Apesar do parque ser *onshore* é indispensável a realização de um estudo do quais seriam os efeitos que ventos oceânicos poderiam sofrer e se isso representaria algum impacto na reserva nacional. Devido ao estudo de caso aqui proposto situar-se a quilômetros de distância da costa e as propriedades do ar permitirem ao mesmo que ele regenere sua velocidade em um volume de controle totalmente aberto se torna possível dizer que desde que o parque de energia eólica se situe a uma distância de segurança da costa, não haverá nenhum prejuízo ao Parque Nacional dos Lençóis Maranhenses.

Em relação a rede de distribuição elétrica da energia produzida pode ser observada na Figura 22, infelizmente o Brasil não apresenta uma rede de transmissão *offshore* significando que seria preciso investimentos razoáveis nesse quesito, pois o custo da rede de transmissão pode ser um custo a se tornar muito alto. Sendo esse fato não problemático para a continuação do desenvolvimento do trabalho, pois a estimativa desses custos já é considerada na metodologia utilizada aqui.

Conforme já mencionado, sobre a distância entre aerogeradores *offshore*, a otimização dessa distância é essencial para uma menor área oceânica ocupada, que permite uma maior quantidade de Watts (W) por metro quadrado (m²) e, conseqüentemente, uma menor área de impacto ambiental. Assim, a distância mínima entre aerogeradores paralelos à direção do vento é de 10 diâmetros de rotor e 5 diâmetros de rotor na direção perpendicular ao vento, sendo essas a serem utilizadas (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002). A distância dos projetos até a costa também deve ser otimizada, observando a necessidade de um estudo para saber uma distância segura para que o empreendimento não afete qualquer situação na costa. Aqui será considerado que a distância será de 15 quilômetros da costa até o centro do projeto com plataformas fixas, círculo vermelho, e de 35 quilômetros da costa até o projeto com plataformas flutuantes, círculo verde.

Infelizmente, uma das vantagens da utilização de parques eólicos *offshore* não poderá ser aproveitada nesse estudo de caso, pois não há grandes centros consumidores, somente São Luis (capital do Maranhão). Ou seja, a utilização de plataformas perto de grandes centros de consumo de energia pode diminuir o custo que não é levado em consideração na análise financeira do CAPEX e OPEX, sendo esse um custo necessário para transferir através de uma rede transmissão *onshore* do local escolhido até os grandes centros urbanos (Gary L., 2006).

4.2 ESTIMATIVA DO POTENCIAL INSTALADO DE UMA PARQUE DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*

Para se obter uma estimativa do potencial médio de produção energética de cada parque eólico *offshore*, com ancoragem fixa e flutuante, é necessário assumir alguns aspectos do projeto. A principal dela é qual deve ser o aerogerador utilizado, preferencialmente, em um projeto real é necessário realizar um estudo sobre a aerodinâmica do hélice nas condições de vento encontradas no local a ser construído o parque eólico, esse projeto pode ser observado na resolução do trabalho de DA SILVA (2013). Entretanto, de modo a diminuição dos custos é possível utilizar aerogeradores comerciais, produzidos em maiores escalas e com custos de fabricação menores. Assim, nesse trabalho será assumido que:

- Os projetos de plataformas fixas ou flutuantes utilizarão o mesmo tipo de aerogerador e mesmo número de plataformas na sua análise comparativa, havendo uma variação no modelo do equipamento de modo a determinar o melhor modelo a ser utilizado;
- Massa específica do ar dada pela equação (3), sendo a altura utilizada a altura do cubo do aerogerador e a Temperatura do ar no valor de 26°C ;
- A velocidade do vento média utilizada será obtida das condições climáticas e dimensionais do aerogerador utilizadas na equação (1);
- O valor do fator de forma de Weibull k será de 3,23 (Silva, Guedes, Araujo, & Hirata, 1999);
- Utilizando as características dos aerogeradores comerciais apresentados na Tabela 7;
- Utilizaremos 8 plataformas distribuídas na configuração 8x1, apresentada na metodologia.

Tabela 7: Características dos aerogeradores utilizados

Características Técnicas	Turbina A	Turbina B	Turbina C	Unid.
Potência nominal	4,2	5	8	MW
Velocidade do vento Mínima para Operação	4	3,5	4	m/s
Velocidade do vento Máxima para operação	25	30	25	m/s
Velocidade Nominal	14	14	14	m/s
Altura do Rotor	99	95	97	M
Diâmetro do Rotor	141	120	154	m

Fonte: Informações de Aerogeradores Comerciais obtidos pelo Autor

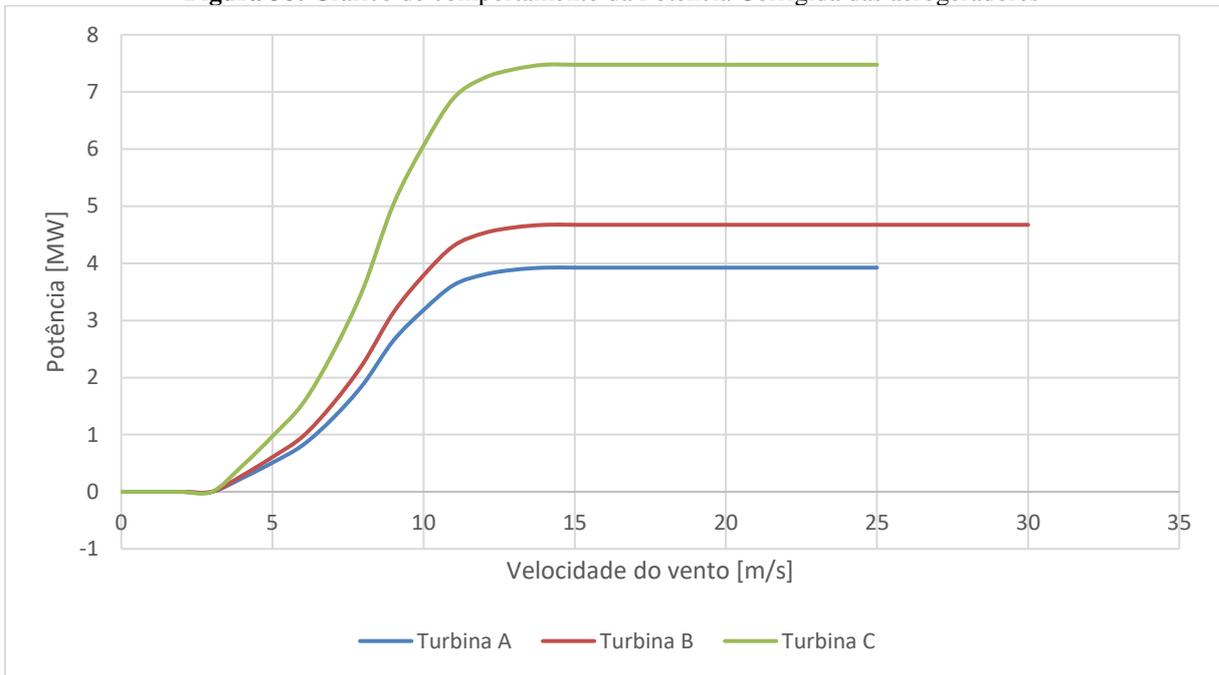
Os valores das características do vento são calculados e apresentados na Tabela 8 para os três modelos analisados nesse estudo. É importante dizer que esses valores condizem com o banco de dados do SWERA que indica que para a região estudada o valor da velocidade média a 90 metros de altura é maior do que 9,57 m/s (National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), 2017).

Tabela 8: Valores Calculados através da metodologia apresentada

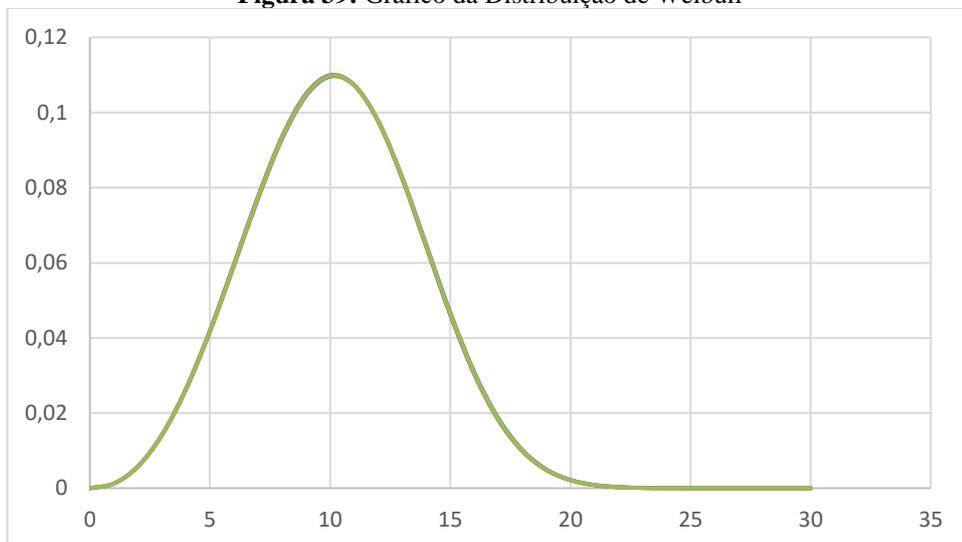
Parâmetros Calculados na Metodologia	Turbina A	Turbina B	Turbina C	Unid.
Velocidade média na altura do roto	10,24	10,21	10,23	m/s
Massa específica	1,17	1,17	1,17	Kg/m ³
c	11,43	11,40	11,41	m/s

Fonte: Autor

Considerando o que foi assumido e a metodologia aplicada, é possível determinar a potência disponível para cada uma das velocidades de ventos que atuarão no projeto. Note que, na velocidade nominal do aerogerador, apesar da velocidade do vento variar e o coeficiente de conversão também, não haverá mudança na potência disponível, devido aos supressores intrínsecos do equipamento que tem o objetivo de evitar a fadiga do mesmo. Desse modo as curvas de potência corrigidas terão a aparência similar a Figura 38. Utilizando esses valores e a distribuição de Weibull foi possível obter a Produção Energia (PE).

Figura 38: Gráfico de comportamento da Potência Corrigida das aerogeradores

Fonte: Autor

Figura 39: Gráfico da Distribuição de Weibull

Fonte: Autor

Multiplicando o gráfico da Figura 38 e o gráfico de distribuição de Weibull, apresentado na Figura 39, e utilizando os conceitos apresentados na metodologia teremos que a Produção Anual de Energia para os 3 modelos de aerogeradores apresentados nesse trabalho, obtendo os valores:

Tabela 9: Produção Anual de Energia
Produção Anual de Energia [MWh]

Turbina A	Turbina B	Turbina C
193.525,83	229.705,76	367.669,52

Fonte: Autor

4.3 CALCULO DO LCOE EM ÁGUAS RASAS

Como observado na Figura 36, a região de estudo se situa na costa do Maranhão, com uma distância aproximada de 15 km da costa. Vimos anteriormente, que as hipóteses de *Wind Farms* terão uma capacidade nominal de acordo com a Tabela 10.

Tabela 10: Capacidade Nominal dos parques

Capacidade Nominal dos Parques [MW]		
Turbina A	Turbina B	Turbina C
33,6	40	64

Fonte: Autor

Sabemos, também, que a profundidade no local é de, aproximadamente, 35 metros e a velocidade média dos ventos ao ano é de acordo com a Tabela 8, utilizando os conceitos da metodologia foi possível estimar que o potencial anual de energia que é mostrado na Tabela 9.

É importante observar que é preciso sugerir o tipo de plataforma fixa que será utilizada nesse projeto considerando as condições conhecidas do ambiente do estudo de caso. Apesar de, termos uma estimativa da profundidade bem acurada, as condições do solo oceânico não são de conhecimento técnico suficiente, assim é preciso observar que Bhattacharya (2014) recomenda que seja utilizada no modelo vibracional *Soft-stiff*, na qual a plataforma do tipo tetrapod.

Assim, observando a metodologia proposta será calculado o valor do CAPEX utilizando a equação (8) com os coeficientes do Modelo 3, indicado para sistemas com plataformas Flutuantes. Esse valor dá a estimativa do CAPEX no ano de 2008 que precisa ser trazido para o ano atual para a realização da estimativa do custo total e do LCOE do projeto (Snyder & Kaiser, 2009). De acordo com a Figura 29, os principais itens que compõem o CAPEX do ciclo de vida de um parque eólico *offshore* com estrutura flutuante são os preços dos aerogeradores, a estrutura de suporte e as linhas de transmissões, resultando em um total de 72%. Enquanto o OPEX pode ser aproximado para uma parcela de 23% do custo total.

Assim, obtemos que o custo total no ano de 2017 é de:

Tabela 11: Custo total em 2017 das hipóteses de parques *offshore* com Plataformas Fixas

Custo total no ano de 2017 [USD Milhões]		
Turbina A	Turbina B	Turbina C
244,305	249,46	254,88

Fonte: Autor

É importante mencionar que a taxa de inflação entre os anos de 2008 e 2017 é de 1,47% por ano (The Bureau of Labor Statistic's Annual Consumer Price Index, 2017). Obviamente, há uma discrepância nesse valor devido à realidade brasileira, sendo um valor exato muito difícil de se obter nessa etapa.

Finalmente, é possível realizar o cálculo do *LCOE* de acordo com a equação (9). Entretanto, é preciso considerar algumas afirmações nesse cálculo:

- A taxa de desconto utilizada na equação do cálculo do *LCOE* é de 10% e foi obtida considerando uma estimativa do custo médio ponderado de capital (IRENA, 2012);
- É assumido que o investimento é pago no ano 0. Em um ambiente normal ele poderia ser pago com condições mais favoráveis e, também, adotando valores menores do que o usado na taxa de desconto;
- O custo do OPEX foi simplificado como a soma dos custos de operação e manutenção, dividido em 21 períodos e corrigido a uma taxa de 10%. Isso garante que a soma anual dos custos com operação e manutenção, utilizando o ano 0 como base, irá recuperar o valor inicial;

Tivemos que o valor do LCOE para águas rasas dado pela Tabela 12:

Tabela 12: Dados do LCOE das hipóteses de parques *Offshore* para Plataformas Fixas
LCOE no ano de 2017 [USD/MWh]

Turbina A	Turbina B	Turbina C
126,24	85,53	69,32

Fonte: Autor

Assim, concluímos que a utilização do aerogerador 3 é a melhor escolha, considerando o valor de quanto custaria o Megawatt hora.

4.4 CALCULO DO LCOE EM ÁGUAS PROFUNDAS

Como observado na Figura 36, a região de estudo se situa na costa do Maranhão, com uma distância aproximada de 35 km da costa. Vimos anteriormente, que as hipóteses de *Wind Farms* terão uma capacidade nominal de acordo com a Tabela 10.

Sabemos, também, que a profundidade no local é de, aproximadamente, 55 metros e a velocidade média dos ventos ao ano é de acordo com a Tabela 8, utilizando os conceitos da metodologia foi possível estimar que o potencial anual de energia que é mostrado na Tabela 9.

Através do estudo realizado na literatura foi determinado que o tipo de plataforma flutuante a ser utilizada seria do tipo *TLWTI*, *Tension Leg Wind Turbine*, que tem uma maior capacidade competitiva em águas com profundidade entre 40 metros até 75 metros (Myhr, Bjerkseter, Ågotnes, & Nygaard, 2014). Isso ocorre devido as plataformas *TLWT* utilizarem principalmente carregamentos verticais, e algum carregamento horizontal, de maneira a manter a sua posição. Esse tipo de plataforma geralmente utiliza âncoras do tipo *embedded*, que tem capacidade de resistência a carregamentos horizontais, junto com alguma ancora para carregamentos verticais (James & Costa, 2015). Sendo a âncora de gravidade a usualmente mais econômica.

Fatores como característica do solo devem ser contornados através de um bom sistema de amarração, que pode acabar gerando um maior custo. Entretanto, esses dados não puderam ser obtidos observando a literatura. Ou seja, é necessário a realização de um estudo dos sólidos para a determinação de tais fatores. É preciso notar que, apesar da sugestão de quais tipos de âncoras e plataforma poderiam ser utilizadas no projeto, o estudo sobre o tipo de solo e dos valores reais dos carregamentos que a plataforma irá receber deve ser observado para a garantia do funcionamento do projeto.

Assim, utilizando a metodologia proposta e similarmente ao estudo de caso do projeto utilizando plataformas fixas, alguns fatores precisam ser assumidos:

- A taxa de inflação observada anualmente foi de 1,36% por ano (The Bureau of Labor Statistic's annual Consumer Price Index, 2017);
- O valor do dólar americano utilizado para a conversão foi de 0,7722 libras esterlinas;
- O CAPEX foi simplificado como sendo os custos do aerogerador, estrutura e grande de transmissão e igual a 67% (Santos, 2016);
- O tempo de operação do aerogerador será de 20 anos (Bhattacharya, 2014);
- O OPEX representa o valor de 21% de um projeto como esse, sendo valor empregado para os custos operacionais e de manutenção (Santos, 2016);
- A amplitude máxima de onda encontrada na região pode chegar até o valor de 3,4 metros (Pianca, Mazzini F., & Siegle, 2010);

Assim, obtemos que o custo total no ano de 2017 é de:

Tabela 13: Custo total em 2017 das hipóteses de parques *offshore* com Plataformas Flutuantes para os diferentes modelos de aerogeradores

Custo total no ano de 2017 [USD Milhões]		
Turbina A	Turbina B	Turbina C
454,01	434,2	360,71

Fonte: Autor

Finalmente, é possível realizar o cálculo do *LCOE* de acordo com a equação (9). Entretanto, é preciso considerar algumas afirmações nesse cálculo que serão similares as do projeto com plataformas fixas. Temos, então, que o valor do *LCOE* para águas profundas é dado pela Tabela 14:

Tabela 14: Dados do *LCOE* das hipóteses de parques *offshore* para Plataformas Flutuantes

<i>LCOE</i> no ano de 2017 [USD/MWh]		
Turbina A	Turbina B	Turbina C
234,60	189,02	98,11

Fonte: Autor

Concluimos que a utilização do aerogerador 3, para o parque flutuante, é a melhor escolha, considerando o valor de quanto custaria o *LCOE*. Entretanto, é preciso observar qual tipo de sistema, flutuante ou não flutuante, tem mais méritos considerando o cenário atual e futuro da exploração de energia no Brasil. Assim, algumas considerações podem ser observadas abaixo.

O valor obtido no estudo de caso do *LCOE* de 69,32 dólares por Megawatt hora é um bom resultado considerando o âmbito internacional, pois a curva da Figura 6, que demonstra os *LCOEs* para parques internacionais entre os anos de 2009 e 2013, tem uma projeção qualitativa para parques *offshore* menor do que 150 dólares por Megawatt hora. Demonstrando que pode haver uma real possibilidade futura de exploração dessa tecnologia no Brasil, se compararmos com o âmbito internacional. Entretanto, a Figura 7, que mostra o valor cobrado pelo Megawatt hora leiloado no Brasil, não ultrapassou o valor de 95 dólares entre os anos de 2009 e 2011, o que pode levar a concluir que não é possível gerar um retorno financeiro congruente com o investimento que teria de ser realizado, atualmente. Pois esse valor de *LCOE* só poderia ser obtido, abaixo do valor praticado em leilões de energia atuais, em parques com

aerogeradores de 8 MW ou 5 MW, que têm custos elevados, utilizando o sistema de plataformas fixas e situado em uma das melhores localizações da costa brasileira.

. É preciso reforçar que a regressão não leva em consideração alguns valores de custos que acabam por aumentar o valor real do LCOE. Como exemplo, não é levado em consideração o custo Brasil, pois a regressão é baseada em condições de mercado internacionais, sendo os custos internos e impostos específicos do país não considerados nessa análise simplificada, que implicaria um maior valor de LCOE ao encontrado no estudo de caso.

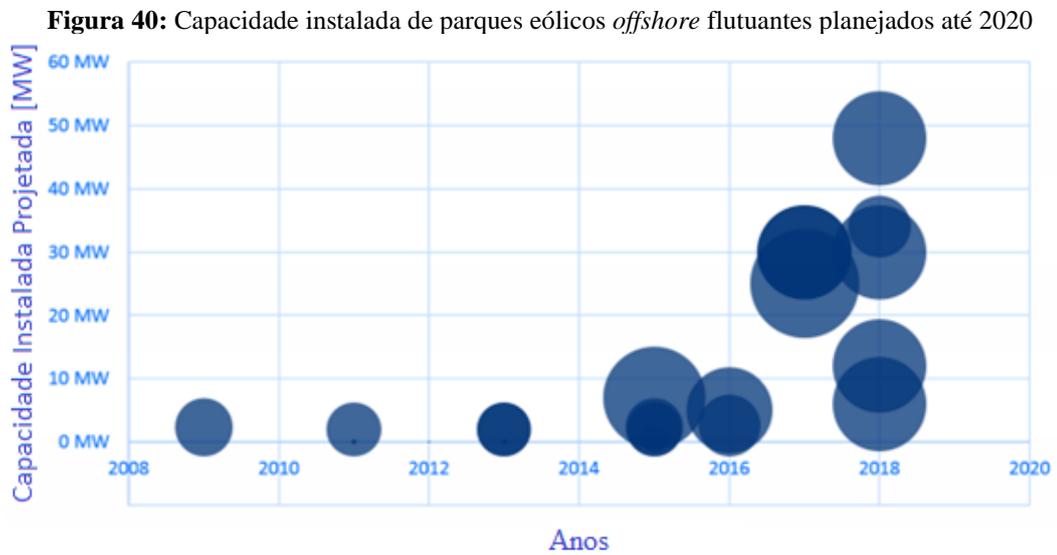
A grande dificuldade encontrada para a utilização de um sistema com plataformas flutuantes em uma planta eólica de geração de energia *offshore*, provavelmente, são os altos custos desse tipo de projeto, observados na Tabela 13. O CAPEX tem demonstrado que terá uma redução de seu valor até 2030, devido ao avanço da tecnologia e dos processos de construção relacionados a esse tipo de empreendimento. Adicionalmente, na próxima década o valor do CAPEX de uma planta de energia eólica *offshore* com sistema de plataformas flutuantes irá se aproximar do valor do CAPEX de uma planta com um sistema de plataformas fixas (Bastos, 2016).

Entretanto, não vem existindo retorno financeiro suficiente em empresas atuantes no setor de produção de energia eólica que utilizem plataformas flutuantes. Conseqüentemente, o investimento em tecnologias que possam mitigar os custos desse ramo específico do mercado de energia não é o desejado para sustentar o avanço da tecnologia baseado em investimentos privados, sendo necessário que governos continuem investindo nessa área (Energy Technologies Institute, 2015).

Ainda mais, foi possível observar que por ser uma tecnologia em desenvolvimento não há grandes parques eólicos flutuantes *offshore* instalados. Observando a Figura 40, é possível confirmar que não há uma projeção de parques desse tipo com potência nominal acima de 50 MW. Sendo o valor proposto anteriormente nesse trabalho, 64 MW, uma estimativa arrojada para com a atual fase de desenvolvimento dos parques eólicos *offshore*. O que pode indicar que a escolha de 8 unidades de aerogeradores de 8 MW possa ser um investimento não condizente com o mercado atual.

Na figura o tamanho do círculo azul representa a capacidade instalada do aerogerador utilizado no parque eólico. Observando isso, é possível observar que um parque com alta capacidade nominal instalada pode ser construído aumentando o número de aerogeradores,

mesmo que a potencia instalada de cada um seja relativamente menor comparado aos praticados na indústria na qual estamos tratando. Entretanto, isso pode significar um LCOE maior para o empreendimento.



Fonte: JAMES & COSTA (2015)

5 CONCLUSÃO

O desenvolvimento do presente estudo possibilitou a compreensão do estado atual da exploração de energia eólica no Brasil. Adicionalmente, percebendo que a viabilidade da exploração *offshore* no momento atual somente seria possível se não houvesse possibilidade de a exploração ser realizada *onshore*, entretanto essa situação pode mudar no futuro considerando o melhor aproveitamento energético em vários locais do território brasileiro. Ou seja, percebemos que os valores obtidos para a exploração *offshore* no Brasil são superiores aos valores necessários para a exploração *onshore*, sendo essa afirmação derivada das informações do tópico 2.1 em conjunto com os resultados obtidos, seguindo a tendência mundial. Sintetizando o estudo, percebeu-se que o custo da exploração *offshore* utilizando estruturas de suporte fixadas no solo marítimo é inferior do que a utilização de estruturas flutuantes, entretanto ambas sendo superiores ao valor que seria utilizado para a exploração *onshore*.

Foram obtidos os valores dos LCOEs para parques eólicos *offshore* utilizando plataformas fixas e flutuantes, respectivamente, sendo ambas situadas em uma área com claro potencial eólico energético, de acordo com a metodologia apresentada aqui. Assim, concluímos que o objetivo principal do trabalho de conclusão de curso foi alcançado, pois é através desses resultados que é possível afirmar que em uma comparação financeira estruturas fixas levam vantagem sobre as flutuantes. É importante reforçar que o valor do LCOE é suficiente para a comparação porque ele é o custo mínimo gasto para a produção de energia, em unidade de Megawatt hora. Ou seja, o LCOE não é o valor que a energia será vendida para dar lucro ao empreendimento, mas o valor mínimo que a mesma deve ser vendida para pagar os investimentos totais do projeto.

Temos assim que o valor do LCOE obtido foi de 69,32 dólares por Megawatt hora, sendo esse valor obtido utilizando a metodologia utilizada nesse trabalho que também pode obter o valor de produção anual de 367.669,52 Megawatt hora. Esse valor de LCOE justifica a escolha pelo modelo de plataformas fixas, pois o valor do mesmo projeto para uma plataforma flutuante teria um valor de 98,11 dólares por Megawatt produzido

O objetivo secundário, relacionado a região escolhida para análise, também, foi alcançado. Sendo a Costa do Maranhão determinada como uma das melhores posições

geográficas considerando o potencial eólico *offshore* do Brasil. Sendo essa localização congruente com os critérios qualitativos explicitados na metodologia para otimização do valor do custo do Megawatt hora sem gerar impactos ambientais ou poluição em demasia.

Percebemos ao analisarmos a Figura 8, Figura 9 e Figura 10 que a costa do Brasil apresenta velocidades de ventos com magnitudes favoráveis a exploração de energia eólica em três locais específicos: Costa do Maranhão-Piauí-Norte do Ceara, Costa do Rio de Janeiro-Espírito Santo e na Costa do Paraná. Contudo, é fácil argumentar que a Costa do Maranhão é a alternativa com uma maior área de exploração com ventos de grandes magnitudes. Entretanto, a escolha da região para a realização do estudo de caso não se baseou, somente, nesse fator, mas no conjunto de fatores explicados no texto. Sendo preciso dar ênfase aqui que fatores como a maior instabilidade do clima ao longo do ano, profundidade do local e até a maior tradição de exploração de energia eólica na região nordeste contribuíram para a escolha do local do estudo de caso.

O segundo objetivo secundário foi atingido praticamente simultaneamente que se observar o objetivo principal desse trabalho, pois ao obtermos o resultado da análise comparativa baseada no LCOE, podemos relacionar, diretamente, o aerogerador comercial a ser escolhida com o menor LCOE obtido na análise. Assim, percebemos que o modelo 3, com potência nominal de 8MW, apresenta menores custos no estudo de caso. Essa afirmação, provavelmente, se tornou realidade porque há duas tendências que puderam ser observadas tanto no estudo de caso, quanto em bibliografias similares:

- Quanto maiores for o aerogerador, maior as chances de ela apresentar melhor coeficiente de potência, o que resulta em um menor LCOE; e
- Quanto maior for a capacidade nominal de uma planta eólica, menor o valor do custo por cada unidade será, o que também resulta em um menor LCOE.

Em relação a sugestão do modelo de conjunto Plataforma-Aerogerador a ser utilizado para atender as especificações do estudo de caso, ultimo objetivo secundário do trabalho, é factível dizer que a plataforma utilizada teria um bom desempenho para um projeto real, similar ao realizado no estudo de caso. Na revisão bibliográfica foi mostrado de maneira sucinta as principais estruturas flutuantes ou não-flutuantes utilizadas para suportar o aerogerador e suas características principais. Essas informações foram a base para a sugestão do melhor modelo de plataforma compatível de acordo com as necessidades que o estudo de caso necessitou.

Desse modo, foi percebido que para obter o menor valor de LCOE a melhor configuração para o parque *offshore* do estudo de caso seria a utilização de 8 unidades de aerogeradores do modelo 3, com potência nominal de 8MW, em plataformas fixas a 15 quilômetros da costa e a uma profundidade de aproximadamente 35 metros e sendo a plataforma do tipo *tetrapod* em um modelo vibracional *Soft-Stiff*, de modo a garantir a segurança do projeto mesmo com condições de solo não definidas (Bhattacharya, 2014).

Infelizmente, não foi realizado o dimensionamento da estrutura de suporte do aerogerador determinando os esforços atuantes na mesma e simulando a operação em um software para observar peculiaridades que possam ser apresentadas no projeto. Esse procedimento não pode ser realizado devido ao tempo disponível e foi considerado que a complexidade do projeto excederia a esperada para um trabalho de conclusão de curso de graduação.

É preciso falar sobre uma peculiaridade que o trabalho apresenta no aspecto financeiro. Durante a realização dos cálculos financeiros do trabalho se percebeu que o custo do final estimado não tem dependência com modelos ou marcas dos aerogeradores, mas com a potência nominal dos mesmos e a quantidade de unidades. Ou seja, a escolha do aerogerador é baseada na potência nominal, e considerando a segunda tendência falada nesse tópico pode parecer correto afirmar que a melhor modelo para qualquer projeto seria sempre o com maior potência nominal. Entretanto, projetos reais não dispõem de capital inicial irrestrito, o que é congruente e pode explicar o porquê da Figura 40 não apresentar projetos com capacidades nominais acima de 50 MW.

Trabalhos futuros podem ser realizados observando o potencial de geração de energia de sistemas híbridos nas plataformas em alto mar. Integrando em uma única plataforma o sistema de produção de geração eólica, por correntes oceânicas e por ondas. A ideia aqui seria utilizar somente uma plataforma para extração de 3 tipos de fontes, o que pode indicar que o valor do LCOE diminuiria, apesar de que também ocorrerá um custo de integração entre os sistemas, o que não existe em projetos que não são híbridos. Ressaltando, que devido não existir dados suficientes para se obter uma equação da estimativa do custo para um sistema híbrido, pois, a utilizada aqui não pode ser aplicada.

Outro ponto de vista que pode ser observado, é um estudo da relevância dos custos da rede de transmissão de energia no valor do LCOE. Esse estudo poderia quantificar o quanto melhor poderia ser deslocar uma planta eólica para perto de uma metrópole, diminuindo os

custos com a transmissão, em detrimento de uma perda nas velocidades dos ventos atuantes no parque.

REFERÊNCIAS

- 4C Offshore. (2016). *Vindeby Offshore Wind Farm*. Acesso em Janeiro de 2017, disponível em 4C Offshore: <http://www.4coffshore.com/windfarms/vindeby-denmark-dk06.html>
- Acionista.com.br. (2017). *CAPEX & OPEX*. Acesso em Outubro de 2017, disponível em Acionista: <http://www.acionista.com.br/mercado/ebook-acionistacombr-capex-e-opex-2017.pdf>
- ANEEL. (2016). *Capacidade de Geração do Brasil*. Acesso em Fevereiro de 2017, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
- Aneel. (2017). *Matriz de Energia Elétrica*. Acesso em Setembro de 2017, disponível em Aneel: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>
- Archer, C. L., & Jacobson, M. Z. (2005). Evaluation of global wind power. *Journal of Geophysical Research*.
- Asa Branca. (2016). *The wind Power: Wind EnergyMarket Intelligence*. Acesso em Fevereiro de 2017, disponível em The wind Power:Wind EnergyMarket Intelligence: http://www.thewindpower.net/developer_en_3867_asa-branca.php
- Bastos, M. L. (2016). Bullish CAPEX cut for floating plant signals 2020s market challenge. *Wind Energy updated*.
- Bhattacharya, S. (2014). Challenges in Design of Foundations for Offshore Wind Turbines. *The Institution of Engineering and Technology*.
- Bilgili, M., Yasar, A., & Simsek, E. (2011). Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. *Engineering Challenges for*, pp. 905-915.
- Bischof, B., J. Mariano, A., & H. Ryan, E. (2017). *Surface Currents in the Atlantic Ocean - The North Brazil Current*. Acesso em Julho de 2017, disponível em Ocean Surface Currents: http://oceancurrents.rsmas.miami.edu/atlantic/north-brazil_3.html

- Bischof, B., Rowe, E., J. Mariano, A., & H. Ryan, E. (2017). *Surface Currents in the Atlantic Ocean - The Brazil Current*. Acesso em Junho de 2017, disponível em Ocean Surface Currents: <http://oceancurrents.rsmas.miami.edu/atlantic/brazil.html>
- Brazil Windpower . (2017). *The Market*. Acesso em Agosto de 2017, disponível em Brazil Windpower 2016 Conference & Exhibition: <http://www.brazilwindpower.org/market>
- British Petroleum. (2014). *Statistical Review of World Energy 2014*.
- Bureau Veritas. (2015). *Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbines - Guidance Note: NI 572 DT R01 E*.
- Burton, T. (2011). *Wind Energy Handbook* (2º ed.). Chichester: John Wiley & Sons.
- Butterfield, B., Musial, W., Jonkman, J., & Sclavounos, P. (2005). Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines. *Copenhagen Offshore Wind Conference*. Copenhagen: National Renewable Energy Laboratory.
- Camargo Schubert, Truewind Solutions and CEPEL. (2001). *Atlas do Potencial Eletrico Brasileiro*. Brasilia.
- Campos, F. (2008). *Análise dos Criterios de Estabiliade para Projetos de Plataformas do Tipo Monocoluna*. Escola Politecnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Central Intelligence Agency. (s.d.). *Library - The World Factbook*. Acesso em Janeiro de 2017, disponível em Central Intelligence Agency: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/2060.html>
- Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil. (2017). *Costa Nordeste da America do Sul*. Acesso em 2017, disponível em Marinha do Brasil: https://www.mar.mil.br/dhn/chm/box-cartas-raster/raster_disponiveis.html
- Centro de Pesquisas de Energia Eletrica. (2017). *Novo Atlas do Potencial Eólico*. CEPEL.
- CPFL Energia. (2016). *Corporate Presentation*.
- Da Rosa, S., & Gomes, G. (Dezembro de 2014). O Pico de Hubbert e o Futuro da Produção Mundial de Petróleo. *Revista do BNDS*, 11, 21-49.
- Da Silva, A. (2013). *Projeto Aerodinamico de Turbinas Eolicas*. UFRJ, Rio de Janeiro.

- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2017). *Balanço Energético Nacional 2017*. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro.
- Energy Technologies Institute. (2015). *Offshore Wind Floating Wind Technology*. Loughborough.
- European Wind Energy Association. (2009). *Wind Energy - The Facts*. EWEA, London.
- Friends of the Earth. (2014). *Wind Power: The facts*. Acesso em Fevereiro de 2017, disponível em <https://www.foe.co.uk/sites/default/files/downloads/wind-power-facts-74229.pdf>
- Friends of The Earth. (2016). *Your questions answered*. Acesso em Fevereiro de 2017, disponível em Friends of The Earth: https://www.foe.co.uk/sites/default/files/downloads/wind_power_your_questions.pdf
- Gary L., J. (2006). *Wind Energy Systems* (Electronin Edition ed.). Manhattan.
- Global Wind Energy Council. (2016). *Brazil Windpower 2016*. Acesso em Agosto de 2017, disponível em GWEC: <http://www.gwec.net/brazil-windpower-2016/>
- Global Wind Energy Council. (2016). *Wind in Numbers*. Acesso em Agosto de 2017, disponível em GWEC: <http://www.gwec.net/global-figures/wind-in-numbers/>
- Global Wind Energy Council. (2017). *Global Wind Statistics*.
- Instituto Acende Brasil. (2015). *Brazilian Electricity Sector - Overview, Challenges & Opportunities*.
- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. (2011). *Atlas Geografico das Zonas Costeiras Oceanicas do Brasil*. Rio de Janeiro.
- Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. (2016). *Relatorio Anual de Rotas e Areas de Concentração de Aves Migratorias no Brasil 2016*.
- IRENA. (2012). *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES*.
- James, R., & Costa, M. R. (2015). *Floating Offshore Wind: Market and Technology Review*. The Carbon Trust.

- Lysen, E. (1983). *Introduction to Wind Energy* (2° ed.). Amersfoort: CWD - Consultancy Services Wind Energy Developing Countries.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2002). *Wind power explained: theory, design and application*. West Sussex: Wiley.
- McGovern, M. (2014). *Analysis: Brazil offshore developer reveals Alstom and Siemens negotiations*. Acesso em Março de 2017, disponível em Wind Power Offshore: <http://www.windpoweroffshore.com/article/1294692/analysis-brazil-offshore-developer-reveals-alstom-siemens-negotiations>
- Ministerio de Minas e Energia. (2015). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Brasilia.
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., & Nygaard, T. A. (2014). *Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective*. Elsevier.
- National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). (2017). *Data Sets Used in Swera*. Acesso em Março de 2017, disponível em OpenEI: <https://openei.org/wiki/SWERA/Data>
- NW Europe. (2017). *Global Offshore Wind Farms Database*. Acesso em Abril de 2018, disponível em 4C Offshore: <http://www.4coffshore.com/offshorewind/>
- Oliveira Filho, O. (2011). *Uma Metodologia Simplificada para Estimativa do Aproveitamento Eólico Offshore No Litoral Brasileiro Estudo de Caso: A ilha de Itamaracá/PE*. UFOE, Recife.
- Ortiz, G., & Kampel, M. (2011). *POTENCIAL DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NA MARGEM DO BRASIL*. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Santos.
- Pianca, C., Mazzini F., P., & Siegle, E. (2010). Brazilian Offshore Wave Climate Based on NWW3 Reanalysis. *Brazilian Journal of Oceanography*, 58(1), 53-70.
- Ramírez, J. (2015). *Função Gama*. Universidade Estadual de Campinas, São Paulo.
- Salvador C., P. (2012). *Influencia do perfil vertical de velocidades no funcionamento de um aerogerador*. Universidade do Porto.
- Santos, C. (2016). *Life-Cycle Cost of a Floating Offshore Wind Farm*. A Coruña.

- Scottish Enterprise. (2014). *A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance*.
- Silva, P., Guedes, V., Araujo, M., & Hirata, M. (1999). Otimização dos Parametros da Distribuição de Weibull. *XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica*.
- Snyder, B., & Kaiser, J. M. (2009). *Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy*. Elsevier.
- Tangler, J. (2000). The Evolution of rotor and blade design. *American Wind Energy Assosiation*.
- Tangler, J., & Somers, D. (1995). *Nrel airfoil families for harts*. NREL.
- Tech in Brazil. (2016). *The Brazilian Energy Distribution System*. Acesso em Fevereiro de 2017, disponível em Tech in Brazil: <http://techinbrazil.com/the-brazilian-energy-distribution-system>
- The Bureau of Labor Statistic's annual Consumer Price Index. (2017). *Inflation Calculator*. Acesso em Fevereiro de 2017, disponível em In 2013 Dollars: <http://www.in2013dollars.com/2008-dollars-in-2017?amount=1>
- The Bureau of Labor Statistic's Annual Consumer Price Index. (2017). *Inflation Calculator*. Acesso em Fevereiro de 2017, disponível em In 2013 Dollars: <http://www.in2013dollars.com/2012-dollars-in-2017?amount=1>
- The Crown Estate. (2013). *A Guide to an Offshore Wind Farm*.
- Wind Energy Concil & Bloomberg New Energy Finance. (2013). *World Energy Perspective - Cost of Energy Technologies* .
- Wind Energy Foundation. (2016). *HISTORY OF WIND ENERGY*. Acesso em Maio de 2017, disponível em <http://windenergyfoundation.org/about-wind-energy/history/>
- Yu, L.-q., Wang, L.-z., Guo, Z., Bhattacharya, S., G.Nikitas, Li, L.-l., & Xing, Y.-l. (2014). Long-term dynamic behavior of monopile supported offshore wind turbines in sand. *Theoretical & Applied Mechanics Letters*, p. 1.

ANEXO A: CAPEX & OPEX

CAPEX é uma sigla inglesa para a abreviação de *Capital Expenditure* (pode ser traduzido para o português como investimento em bens de capital ou despesas de capital). Basicamente, tem-se como objetivo indicar a quantidade dinheiro gasto na compra de bens de capital ou na implementação de melhorias de uma determinada empresa. Ou seja, é a soma de gastos em compras de instalações, propriedades, sistemas, ativos corpóreos e equipamentos realizados para fazer com que um negócio seja implantado, evolua e continue trabalhando. O cálculo do CAPEX é importante porque está relacionado com custo que a empresa terá de investir e a capacidade da empresa de gerar valor (Acionista.com.br, 2017).

Há também o OPEX, sigla inglesa para *Operational Expenditure* (podendo ser traduzido para despesas operacionais). Estas se referem ao custo associado à manutenção dos

equipamentos, despesas operacionais e gastos com consumíveis. É importante dizer que esses gastos são necessários para o funcionamento do produto/serviço do negócio (Acionista.com.br, 2017).

Exemplificando, quando se compra um produto para uma empresa, entra no cálculo do CAPEX, e os custos de manutenção do mesmo entra no cálculo do OPEX.

É muito comum o erro do cálculo entre a diferença de CAPEX para OPEX, através da multiplicação do valor mensal do serviço prestado comparando-o com o valor do equipamento, ou seja, os custos indiretos não são contabilizados no CAPEX. Entretanto é preciso ir além, calculando a durabilidade do produto comprado, prazos e adicionar despesas gerais, incluindo gastos futuros no CAPEX (Acionista.com.br, 2017).