

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

**ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*: UM ESTUDO DE CASO PARA
ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UMA
USINA PRÓXIMA À COSTA DO RIO GRANDE DO NORTE**

JOÃO PAULO COSTA E SILVA NUNES

Natal – RN

2020

JOÃO PAULO COSTA E SILVA NUNES

ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*: UM ESTUDO DE CASO PARA
ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UMA
USINA PRÓXIMA À COSTA DO RIO GRANDE DO NORTE

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal do Rio Grande do Norte para obtenção do título de mestre em Engenharia de Produção.

Grande Área: Engenharias

Área: Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Dr. Mario Orestes Aguirre González

Natal – RN

2020

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

**ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: UM ESTUDO DE CASO PARA ANÁLISE DA
VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UMA USINA PRÓXIMA À
COSTA DO RIO GRANDE DO NORTE**
por

JOÃO PAULO COSTA E SILVA NUNES

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO
GRANDE DO NORTE COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE

MESTRE EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

MAIO, 2020

© 2020 JOÃO PAULO COSTA E SILVA NUNES
TODOS DIREITOS RESERVADOS.

O autor aqui designado concede ao Programa de Engenharia de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal do Rio Grande do Norte permissão para reproduzir, distribuir, comunicar ao público, em papel ou meio eletrônico, esta obra, no todo ou em parte, nos termos da Lei.

Assinatura do Autor:

João Paulo Costa e Silva Nunes

APROVADO POR:

Mario Orestes Aguirre Gonzalez

Prof. Dr. Mario Orestes Aguirre González – Presidente

Mariana Rodrigues de Almeida

Prof.^a Dr.^a Mariana Rodrigues de Almeida – Examinadora Interna ao programa

Elbia Aparecida S. Gannoum

Dra. Elbia Aparecida S. Gannoum – Examinadora Externa ao programa

Humberto Dionísio de Andrade

Prof. Dr. Humberto Dionísio de Andrade – Examinador Externo ao programa

Reitor da Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Prof. Dr. José Daniel Diniz Melo

Diretor do Centro de Tecnologia

Prof. Dr. Luiz Alessandro Pinheiro da Câmara de Queiroz

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção

Prof. Dr. José Alfredo Ferreira Costa

Orientação

Prof. Dr. Mario Orestes Aguirre González

Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN
Sistema de Bibliotecas – SISBI
Catalogação de Publicação na Fonte. UFRN – Biblioteca Central Zila Mamede

Nunes, João Paulo Costa e Silva.

Energia eólica offshore: um estudo de caso para análise da viabilidade técnico-econômica de uma usina próxima à costa do Rio Grande do Norte / João Paulo Costa e Silva Nunes. - 2020. 219 f.: il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Natal, RN, 2020.

Orientador: Prof. Dr. Mario Orestes Aguirre González.

1. Energia eólica offshore - Dissertação. 2. Produção energética - Dissertação. 3. Custos de ciclo de vida - Dissertação. 4. Custo nivelado de energia - Dissertação. 5. Viabilidade econômica - Dissertação. I. González, Mario Orestes Aguirre. II. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 621.548:332.1(813.2)

Dedico este trabalho à minha família, em especial aos meus pais, Claudionor e Irineide.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por ter me concedido a determinação e empenho para concluir este trabalho.

Aos meus pais, Claudionor e Irineide, pelo exemplo de perseverança e esforço na minha formação como pessoa e por nunca terem medido esforços para me proverem com tantas coisas e oportunidades, especialmente uma educação virtuosa em valores.

Aos meus irmãos, Júnior e Cristiano, pelos inúmeros bons exemplos e ensinamentos. Vocês sempre foram exemplos para mim.

A Kaliane, pelo seu companheirismo, parceria e paciência. Sua serenidade, calma e alegria foram muito importantes nesse período repleto de desafios. Obrigado por compreender todas as minhas ausências para me dedicar a este trabalho.

Ao professor Dr. Mario Orestes Aguirre González, por desde o início ter apoiado e acreditado na proposta de trabalho. Obrigado pela orientação ao longo do mestrado.

À Petrobras, pela oportunidade oferecida de me aperfeiçoar profissionalmente e de expandir meus conhecimentos em uma nova área. A cultura de superação de desafios foi um valor decisivo para a conclusão deste trabalho.

Ao meteorologista Dr. Alexandre Santos, do Instituto de Inovação em Energias Renováveis (SENAI), pelo apoio na obtenção das séries de dados de vento no *Blended Sea Winds*. Seu apoio foi fundamental para a realização deste trabalho. Obrigado pela introdução ao vasto campo de conhecimento das ciências meteorológicas.

Aos amigos na Petrobras: Carlos Alberto Zocolotti Filho, pelas muitas ajudas e ensinamentos com os sistemas de informação geográfica; Ezequiel Malateaux e Hugo Gouveia, pelas excelentes discussões e referências sobre energia eólica *offshore* ao longo dos últimos anos; Sérgio Saraiva, parceiro de muitos anos e batalhas na engenharia submarina.

A todos os amigos do Grupo de Pesquisa Cri-Ação pela convivência e trabalhos realizados durante o período do mestrado. Um agradecimento especial aos amigos David Melo, Adriana Geórgia, Cláudio Pontes, Andressa Santiso e Monalisa Godeiro, parceiros de diversos trabalhos, sempre disponíveis para ajudar, cujas contribuições e revisões atentas em muito contribuíram para este trabalho.

A Paula Ferreira, na secretaria do PEP-UFRN, sempre prestativa e eficiente na resolução de todas as questões administrativas junto à Universidade.

“Tenho esperança de que um maior conhecimento do mar, que há milênios dá sabedoria ao homem, inspire mais uma vez os pensamentos e as ações daqueles que preservarão o equilíbrio da natureza e permitirão a conservação da própria vida.”
(Jacques Cousteau)

“Quaisquer que sejam nossos recursos de energia no futuro, devemos, para sermos racionais, obtê-la sem o consumo de nenhum material.” (Nikolas Tesla)

“The future’s in the air, I can feel it everywhere blowing with the wind of change.” (Klaus Meine, do grupo musical Scorpions).

“The answer, my friend, is blowin’ in the wind. The answer is blowin’ in the wind.” (Bob Dylan)

“Deus é como o vento que tudo toca.”
(O Menino que Descobriu o Vento)

RESUMO

A energia eólica é considerada um recurso energético renovável, abundante, seguro e limpo utilizado para geração de eletricidade. Segundo projeções da Agência Internacional de Energia (IEA), a capacidade instalada global *offshore* crescerá de 24 GW em 2018 para 1000 GW em 2050. Tais projeções apontam que a indústria da energia eólica *offshore* se tornará um negócio de US\$ 1 trilhão a partir da década de 2040. No Brasil, toda a geração de eletricidade a partir da fonte eólica é proveniente de usinas *onshore*, ainda não havendo usinas *offshore* em operação. Contudo, no ambiente marítimo, o Brasil possui um extenso litoral com um vasto potencial eólico inexplorado, que seria suficiente para abastecer a demanda energética do país em um horizonte de longo prazo. O objetivo deste estudo é estimar a produção energética e a capacidade de abastecimento, bem como conhecer os custos da energia elétrica gerada a partir de uma Usina Eólica *Offshore* (UEO) de 1 GW de capacidade instalada próxima à costa do estado do Rio Grande do Norte. A pesquisa teórica contemplou os temas: (i) aproveitamento energético dos ventos; (ii) potencial eólico *offshore*; (iii) principais elementos de sistemas de energia eólica *offshore*; (iv) aspectos econômicos de UEOs e (v) custos associados ao ciclo de vida UEOs. A pesquisa de campo consistiu em um estudo de caso para uma UEO de 1 GW de potência, localizada a 20 km da costa do município de Guamaré/RN, em águas rasas, em profundidades variando entre 10 e 20 metros. Os resultados mostram que a velocidade média anual do vento na área selecionada é de 10,81 m/s, com desvio padrão de 2,51 m/s. Os fatores de capacidade variam entre 54% e 62% e foram calculados para o aerogerador modelo DTU-10 MW. Em um cenário conservador, a produção de energia elétrica anual P90 da UEO seria suficiente para abastecer, em média, mais de 1,8 milhão de habitantes ou 2,4 milhões de residências no Brasil, a um custo nivelado de energia (LCoE) variando entre R\$ 206,84/MWh e R\$ 249,91/MWh.

Palavras-chave: energia eólica *offshore*; produção energética; custos de ciclo de vida; custo nivelado de energia; viabilidade econômica.

ABSTRACT

Wind energy is a renewable, abundant, safe and clean energy resource used to generate electricity. According to projections by the International Energy Agency (IEA), global offshore installed capacity will grow from 24 GW in 2018 to 1000 GW in 2050. Such projections point out that the offshore wind energy industry will become a US\$ 1 trillion business starting in the 2040s. In Brazil, all electricity generation from the wind source comes from onshore wind farms, with no offshore power plants in operation yet. However, in the maritime environment, Brazil has an extensive coastline with vast untapped wind potential, which would be sufficient to supply the country's energy demand in the long term. The objective of this study is to estimate energy production and supply capacity, as well as to estimate the costs of electricity generated from a 1 GW OWF located close to the coast of Rio Grande do Norte State. Theoretical research covered the themes: (i) wind energy use; (ii) offshore wind potential; (iii) main elements of offshore wind energy systems, (iv) OWFs economic aspects and (v) OWFs life-cycle costs. Field research consisted of a case study for a 1 GW OWF located 20 km from the coast of the municipality of Guamaré/RN, in shallow waters, in water depths ranging from 10 to 20 meters. Results show that the average annual wind speed is 10.8 m/s at the selected site, with a standard deviation of 2.51 m/s. Capacity factors range from 54% to 62% and were calculated for a DTU-10 MW wind turbine. In a conservative scenario, the OWF annual P90 energy output would supply electricity, on average, for more than 1.8 million inhabitants or 2.4 million homes in Brazil, at a levelized cost of energy (LCoE) ranging from US\$ 53.92/MWh to US\$ 65.15/MWh.

Keywords: offshore wind energy; energy production; life cycle costs; levelized cost of energy; techno-economic viability.

LISTA DE ABREVIATURAS

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
AC – *Alternating Current*
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOP – *Balance of Plant*
BSW – *Blended Sea Winds*
CAPM – *Capital Asset Pricing Model*
CAPEX – *Capital Expenditure*
CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
DC – *Direct Current*
DECEX – *Decomissioning Expenditure*
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EAP_{Bruta} – Energia Anual Produzida Bruta
EAP_{Liq} – Energia Anual Produzida Líquida
EAP_{P50} – Energia Anual Produzida P50
EAP_{P90} – Energia Anual Produzida P90
EAPCI – Energia Anual Produzida por Megawatt de Capacidade Instalada
EAPAR – Energia Anual Produzida por Metro Quadro de Área do Rotor
EAP_{UEO} – Energia Anual Líquida Produzida pela UEO
ETP_{UEO} – Energia Total Produzida pela UEO
ETS – *European Trade System*
EU ETS – *European Union Trade System*
ECMWF – *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*
FC – Fator de Capacidade
GIS – *Geographic Information System*
GW – Gigawatt
GWh – Gigawatt-hora
GWEC – *Global Wind Energy Council*
IEA – *International Energy Agency*
INMET – Instituto Nacional de Meteorologia
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IRENA – *International Renewable Energy Agency*
ISA – *International Standard Atmosphere*

HVAC – *High Voltage Alternate Current*
HVDC – *High Voltage Direct Current*
LCoE – *Levelized Cost of Energy*
LIDAR – *Light Detection and Ranging*
MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MCTIC – Ministério da Ciência Tecnologia, Inovações e Comunicações
MVA – Mega Voltampere
MW – Megawatt
MWh – Megawatt-hora
NetCDF – *Network Common Data Form*
NOAA – *National Oceanic and Atmospheric Administration*
NREL – *National Renewable Energy Laboratory*
ONU – Organização das Nações Unidas
OPEX – *Operational Expenditure*
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PDE – Plano Decenal de Energia
PIRATA – *Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic*
PL – Projeto de Lei
PEN – Política Energética Nacional
PNBOIA – Programa Nacional de Boias
PNE – Plano Nacional de Energia
PNMC – Política Nacional sobre Mudanças no Clima
RBS – Revisão Bibliográfica Sistemática
RCE – Reduções de Emissões Certificadas
SIN – Sistema Interligado Nacional
SODAR – *Sonic Detection and Ranging*
TCS – *The Crown State*
UEO – Usina Eólica *Offshore*
TIR – Taxa Interna de Retorno
TLP – *Tension Leg Platform*
TWh – Terawatt-hora
VPL – Valor Presente Líquido
WACC – *Weighted Average Capital Cost* (Custo Médio Ponderado de Capital)
XLPE – *Cross-linked Polyethylene* (Polietileno Reticulado)
ZEE – Zona Econômica Exclusiva

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Projeções da IRENA para geração de eletricidade e capacidade instalada por fonte em 2050	27
Figura 1.2 - Evolução da altura e potência de aerogeradores	29
Figura 2.1 - Circulação atmosférica no planeta	38
Figura 2.2 - escoamento de ar a uma velocidade V através de uma área de seção transversal A	39
Figura 2.3 - escoamento de ar através de um rotor de uma turbina	42
Figura 2.4 - Coeficiente de potência da turbina em função de V_1 e V_3	44
Figura 2.5 - Curva de potência teórica de uma turbina eólica	46
Figura 2.6 - Perfil de vento na camada limite atmosférica e o fator de rugosidade aparente	48
Figura 2.7 - Área sob a Curva da Função Densidade de Probabilidade $p(V)$	52
Figura 2.8 - Efeitos da variação dos fatores de forma e escala na Distribuição de Weibull	54
Figura 2.9 - Cálculo da Energia Anual Produzida Bruta	61
Figura 2.10 - Efeito esteira em uma UEO	62
Figura 4.1 - Componentes de uma usina eólica <i>offshore</i>	75
Figura 4.2 - Principais tipos de fundações fixas	77
Figura 4.3 - Principais tipos de fundações flutuantes	77
Figura 4.4 - Peça de transição de um aerogerador	80
Figura 4.5 - Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal	81
Figura 4.6 - Cubo de um aerogerador	84
Figura 4.7 - Localização do cubo e eixos de um aerogerador	84
Figura 4.8 - Vista da interna de um aerogerador com gerador convencional.....	85
Figura 4.9 - Vista do interior de nacele de um aerogerador sem caixa multiplicadora e com gerador multipolos.	86
Figura 4.10 - Operação de instalação de nacele sobre torre de aerogerador	87
Figura 4.11 - Componentes de um caixa multiplicadora de um aerogerador	87
Figura 4.12 - Layout típico de uma usina eólica <i>offshore</i>	94
Figura 4.13 - Subestação <i>offshore</i> London Array Phase I - <i>Substation 2</i>	98

Figura 4.14 - LIDAR operando sobre boia em ambiente marítimo.....	103
Figura 5.1 - Ciclo de vida de uma UEO com as cinco macrofases	109
Figura 5.2 - Estrutura de Custos para o Ciclo de Vida da UEO	111
Figura 5.3 - Percentual de Custos por Macrofase para Projetos de UEO – 2020.....	112
Figura 6.1 - Procedimento de pesquisa	125
Figura 6.2 - Procedimento de pesquisa de campo	136
Figura 7.1 - Localização do Ponto RN <i>Offshore</i> junto à costa do RN.....	137
Figura 7.2 - Distância do Ponto RN <i>Offshore</i> à costa do município de Guamaré	138
Figura 7.3 - Carta Náutica 720 com profundidades marítimas na área selecionada.....	138
Figura 7.4 - Batimetria de fundo no Ponto RN <i>Offshore</i> e adjacências.....	139
Figura 7.5 - Histograma de velocidades do vento a 10 m (a) e a 100 m (b).....	141
Figura 7.6 - Curvas de potência padrão e corrigida.....	144
Figura 7.7 - Esquema com a disposição dos elementos da UEO.....	145
Figura 7.8 - Arranjo espacial da UEO.....	146
Figura 7.9 - Premissas e Considerações do Fluxo de Caixa.....	164
Figura 8.1 - Probabilidade de Ocorrência das Faixas de Velocidades do Vento x Função Densidade de Probabilidade - Ponto RN <i>Offshore</i>	166
Figura 8.2 - Função de Confiabilidade R(V) para o Ponto RN <i>Offshore</i>	167
Figura 8.3 - Distribuição de Direções do Vento	169
Figura 8.4 - Teste quantil-quantil para análise da suposição de normalidade dos dados de vento	170
Figura 8.5 - Produção Energética P50 e Fator de Capacidade da UEO	175
Figura 8.6 - Produção Energética P90 e Fator de Capacidade da UEO	175
Figura 8.7 - Estimativas globais de LCoE para UEOs de fundação fixa	181
Figura 8.8 - Abordagem comparativa (<i>top-down</i>) – LCoE em função do câmbio (£/R\$)	185
Figura 8.9 - Abordagem de engenharia (<i>bottom-up</i>) – LCoE em função do câmbio (£/R\$)	186
Figura 8.10 - Abordagem paramétrica – LCoE em função do câmbio (£/R\$)	186
Figura 8.11 - Abordagem comparativa (<i>top-down</i>) – LCoE em função do WACC (%).187	
Figura 8.12 - Abordagem de engenharia (<i>bottom-up</i>) – LCoE em função do WACC (%).....	187

Figura 8.13 - Abordagem comparativa paramétrica – LCoE em função do WACC (%)	187
Figura 8.14 - Abordagem comparativa (<i>top-down</i>) – LCoE em função do prazo de financiamento	188
Figura 8.15 - Abordagem de engenharia (<i>bottom-up</i>) – LCoE em função do prazo de financiamento	188
Figura 8.16 - Abordagem paramétrica – LCoE em função do prazo de financiamento.	189
Figura 8.17 - Abordagem comparativa (<i>top-down</i>) – VPL em função do preço de venda da energia elétrica	190
Figura 8.18 - Abordagem de engenharia (<i>bottom-up</i>) – VPL em função do preço de venda da energia elétrica	190
Figura 8.19 - Abordagem paramétrica – VPL em função do preço de venda da energia elétrica	190
Figura 8.20 - Abordagem comparativa – TIR em função do preço de venda da energia elétrica	191
Figura 8.21 - Abordagem de engenharia – TIR em função do preço de venda da energia elétrica	191
Figura 8.22 - Abordagem paramétrica – TIR em função do preço de venda da energia elétrica	192

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 – Energia cinética.....	39
Equação 2 – Potência eólica.....	39
Equação 3 – Fluxo de massa	40
Equação 4 – Potência instantânea em função da densidade do ar	40
Equação 5 – Potência média do vento.....	40
Equação 6 – Potência média do vento em função do diâmetro da seção transversal.....	41
Equação 7 – Densidade média de potência do vento	41
Equação 8 – Coeficiente de potência	42
Equação 9 – Lei da Continuidade.....	42
Equação 10 – Energia cinética extraída pelo rotor da turbina.....	43
Equação 11 – Potência extraída pelo rotor da turbina.....	43
Equação 12 – Fluxo de massa através do rotor.....	43
Equação 13 – Teorema de Rankine-Froude.....	43
Equação 14 – Potência extraída pelo rotor da turbina (2)	43
Equação 15 – Potência eólica disponível no rotor da turbina.....	44
Equação 16 – Coeficiente de potência em função de V_1 e V_3	44
Equação 17 – Coeficiente de potência real da turbina.....	45
Equação 18 – Potência real a ser extraída pela turbina.....	45
Equação 19 – Densidade do ar.....	47
Equação 20 – Lei logarítmica da velocidade.....	47
Equação 21 – Relação de velocidades em função das alturas.....	48
Equação 22 – Lei logarítmica da velocidade (2).....	49
Equação 23 – Função de distribuição cumulativa.....	51
Equação 24 – Função de distribuição cumulativa (2).....	51
Equação 25 – Função densidade de probabilidade.....	51
Equação 26 – Função densidade de probabilidade (2)	51
Equação 27 – Área total abaixo da curva função densidade de probabilidade.....	51
Equação 28 – Velocidade média do vento	52
Equação 29 – Desvio padrão da velocidade do vento.....	52
Equação 30 – Densidade média de potência do vento (2)	52

Equação 31 – Função densidade de probabilidade para Distribuição de Weibull.....	53
Equação 32 – Função de distribuição cumulativa.....	54
Equação 33 – Função de confiabilidade	55
Equação 34 – Função gama de Euler	55
Equação 35 – Velocidade média do vento em função dos fatores de forma e escala.....	56
Equação 36 – Velocidade média do vento (2)	56
Equação 37 – Desvio padrão para vetor de velocidades de vento.....	56
Equação 38 – Desvio padrão em função dos fatores de forma e escala.....	56
Equação 39 – Fator de forma	56
Equação 40 – Fator de escala	57
Equação 41 – Densidade potência utilizando os fatores de forma e escala.....	57
Equação 42 – Equação de energia.....	58
Equação 43 – Equação da energia produzida por um aerogerador.....	59
Equação 44 – Equação de energia (2)	59
Equação 45 – Potência média do vento (2)	59
Equação 46 – Função densidade de probabilidade (3)	59
Equação 47 – Potência média em função da densidade probabilidade.....	60
Equação 48 – Energia produzida em função da densidade probabilidade.....	60
Equação 49 – Equação EAP_{Bruta}	60
Equação 50 – Equação EAP_{Bruta} – Aproximação Métodos Numéricos.....	60
Equação 51 – Equacionamento de Perdas	64
Equação 52 – Equação Energia Anual Líquida Produzida ($EAP_{Liq} = EAP_{P50}$)	64
Equação 53 – Equação EAP_{P90}	64
Equação 54 – Equação para o fator de capacidade de um aerogerador.....	65
Equação 55 – Equação $EAPAR$	66
Equação 56 – Equação $EAPCI$	67
Equação 57 – Equação LCOE	116
Equação 58 – Equação WACC.....	117
Equação 59 – Equação para custo de capital próprio (modelo CAPM).....	117
Equação 60 – Equação VPL.....	118
Equação 61 – Equação TIR.....	119
Equação 62 – Equação para o período de <i>payback</i>	119

Equação 63 – Equação para o período de <i>payback</i> descontado.....	119
Equação 64 – Comprimento total dos cabos submarinos coletores	146
Equação 65 – Beta alavancado	158
Equação 66 – Custo de capital próprio <i>Ke</i>	158
Equação 67 – Proporção de capital correspondente ao patrimônio líquido	158
Equação 68 – Proporção do capital correspondente à dívida contraída	159
Equação 69 – Cálculo WACC	159
Equação 70 – Função densidade de probabilidade - Ponto RN <i>Offshore</i>	167
Equação 71 – Função de confiabilidade - Ponto RN <i>Offshore</i>	167

LISTA DE QUADROS

Quadro 6.1 - Artigos selecionados para leitura e avaliação do modelo de custos.....	128
Quadro 6.2 - Relatórios selecionados para custos nas abordagens comparativa e de engenharia.....	131
Quadro B.1 - Composição do CAPEX da UEO na abordagem paramétrica	214
Quadro B.2 - Composição do OPEX da UEO na abordagem paramétrica	216
Quadro B.3 - Composição do DECEX da UEO na abordagem paramétrica	216

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Fator de rugosidade aparente para diferentes tipos de superfície.....	49
Tabela 3.1 - Estimativa do potencial eólico <i>offshore</i> global	69
Tabela 3.2 - Potencial eólico <i>offshore</i> no Brasil em função da distância à costa e do intervalo batimétrico	72
Tabela 5.1 - Fator de ajuste de custos em função da profundidade e da distância	115
Tabela 6.1 - Palavras-chave consideradas na seleção de artigos e resultados	127
Tabela 7.1 - Dados de velocidade do vento a 10 m e 100 m de altura.....	140
Tabela 7.2 - Características técnicas do aerogerador DTU-10MW.....	142
Tabela 7.3 - Curvas de potência padrão e corrigida do aerogerador DTU-10MW	143
Tabela 7.4 - Taxas de câmbio utilizadas no estudo de caso	147
Tabela 7.5 - Custos da UEO na abordagem comparativa	148
Tabela 7.6 - Custos da UEO na abordagem comparativa (ajustado)	148
Tabela 7.7 - CAPEX para abordagem comparativa	148
Tabela 7.8 - CAPEX ajustado para abordagem comparativa	149
Tabela 7.9 - OPEX para abordagem comparativa	150
Tabela 7.10 - DECEX	150
Tabela 7.11- Custos da UEO na abordagem de engenharia	151
Tabela 7.12 - CAPEX para abordagem de engenharia	153
Tabela 7.13 - CAPEX ajustado para abordagem de engenharia	154
Tabela 7.14 - OPEX para abordagem de engenharia	154
Tabela 7.15 - CAPEX para abordagem paramétrica	155
Tabela 7.16 - OPEX para abordagem paramétrica	155
Tabela 7.17 - DECEX para abordagem paramétrica	156
Tabela 7.18 - Preço de venda da energia elétrica das dez maiores UEOs da Europa a serem comissionadas até 2025	160
Tabela 7.19 - Fator médio de emissão anual de CO ₂ do SIN, período 2015-2019	163
Tabela 7.20 - Dados de consumo de energia elétrica em 2018	165
Tabela 8.1 - Estatísticas de velocidade, direção e densidade de potência do vento	168
Tabela 8.2 - Velocidade e direção médias mensais do vento no Ponto RN <i>Offshore</i>	168
Tabela 8.3 - Velocidade e direção médias do vento por estação do ano no Ponto RN <i>Offshore</i>	169

Tabela 8.4 - Energia anual produzida pelo aerogerador DTU-10MW	173
Tabela 8.5 - Parâmetros de desempenho do aerogerador DTU-10MW	173
Tabela 8.6 - EAP, ETP e fator de capacidade da UEO	174
Tabela 8.7 - Estimativa do número de residências abastecidas com energia elétrica	176
Tabela 8.8 - Estimativa do número de habitantes abastecidos com energia elétrica	176
Tabela 8.9 - Emissões evitadas de CO ₂ pela UEO para os cenários P50 e P90	178
Tabela 8.10 - Resultados de LCoE obtidos para UEO proposta	179
Tabela 8.11 - Resultados de VPL obtidos para a UEO proposta	180
Tabela 8.12 - Resultados da TIR obtidos para a UEO proposta	180
Tabela 8.13 - Resultados do período de <i>payback</i> descontado para a UEO proposta	180
Tabela A.1 - Produção energética do Aerogerador DTU-10MW	213
Tabela C.1 - Exemplo de fluxo de caixa	217
Tabela A.2 - Características técnicas aerogerador DTU-10MW	219

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	26
1.1 Contextualização	26
1.2 Objetivos	31
1.2.1 Objetivo Geral	31
1.2.2 Objetivos Específicos	32
1.3 Justificativa.....	32
1.4 Estrutura da Dissertação	36
CAPÍTULO 2 – APROVEITAMENTO DA ENERGIA DO VENTO	37
2.1 Mecanismos de Geração do Vento	37
2.2 Energia e Potência do Vento	39
2.2.1 Coeficiente de Potência e o Limite de Lanchester-Betz-Joukowsky	41
2.2.2 Eficiência de Turbinas Eólicas	45
2.2.3 Curva de Potência de Turbinas Eólicas	45
2.2.3.1 Correção da Curva de Potência em Função da Densidade do Ar.....	46
2.2.4 Lei Logarítmica da Velocidade	47
2.3 Distribuição de Weibull para Análise Estatística de Dados de Velocidade do Vento.....	49
2.3.5 Função de Distribuição Cumulativa	50
2.3.6 Função Densidade de Probabilidade	51
2.3.7 Funções de Densidade de Probabilidade e de Distribuição Cumulativa para a Distribuição de Weibull	53
2.3.7.1 Metodologia de Cálculo com os Parâmetros de Weibull	55
2.4 Cálculo da Produção Energética de Aerogeradores	57
2.4.1 Cálculo da Potência e da Energia Anual Produzida Bruta	58
2.4.2 Cálculo da Energia Anual Produzida Líquida.....	61
2.4.2.1 Perdas por Efeito Esteira	61
2.4.2.2 Perdas Ambientais	62
2.4.2.3 Perdas Técnicas	62
2.4.2.4 Perdas Elétricas	63
2.4.2.5 Perdas por Indisponibilidade.....	63
2.4.2.6 Equacionamento de Perdas.....	64
2.4.2.7 Equacionamento da Energia Anual Líquida Produzida	64

2.4.3	Parâmetros de Desempenho	65
2.4.3.1	Fator de Capacidade	65
2.4.3.2	Taxa de Perda de Desempenho	66
2.4.3.3	Energia Anual Produzida por Metro Quadrado de Área do Rotor	66
2.4.3.4	Energia Anual Produzida por Capacidade Instalada	67
CAPÍTULO 3 – POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE		68
3.1	Potencial Eólico <i>Offshore</i> Global.....	68
3.2	Potencial Eólico <i>Offshore</i> no Brasil.....	71
CAPÍTULO 4 – PRINCIPAIS ELEMENTOS DE SISTEMAS DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE.....		75
4.1	Componentes de uma Usina Eólica <i>Offshore</i>	75
4.1.1	Fundações e Peças de Transição	76
4.1.2	Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal	80
4.1.2.1	Torre.....	81
4.1.2.2	Pás	82
4.1.2.3	Cubos e Eixos.....	83
4.1.2.4	Nacele.....	85
4.1.2.5	Caixa Multiplicadora.....	87
4.1.2.6	Geradores	88
4.1.2.7	Transformadores.....	90
4.1.2.8	Sensores.....	90
4.1.2.9	Sistema de Controle	91
4.1.3	Sistema de Coleta e Transmissão de Energia.....	93
4.1.3.1	Cabos Submarinos Coletores	95
4.1.3.2	Cabos Submarinos de Exportação de Energia.....	95
4.1.3.3	Subestações <i>Offshore</i>	96
4.2	Sistemas de Medição do Recurso Eólico	99
4.2.1.1	Mastros Meteorológicos	99
4.2.1.2	Boias Oceanográficas	100
4.2.1.3	SODAR e LIDAR	101
4.2.1.4	Satélites e o Produto <i>Blended Sea Winds</i>	103
4.3	Logística: Portos, Transporte e Embarcações	105
CAPÍTULO 5 – ASPECTOS ECONÔMICOS DE EMPREENDIMENTOS DE USINAS EÓLICAS OFFSHORE.....		108
5.1	Ciclo de Vida e Custos Associados a Usinas Eólicas <i>Offshore</i>	108
5.1.1	CAPEX.....	109

5.1.2	OPEX	110
5.1.3	DECEX.....	110
5.1.4	Estrutura de Custos ao longo do Ciclo de Vida	110
5.1.5	Fatores que Impactam nos Resultados Econômicos	113
5.2	Indicadores de Viabilidade Econômica.....	115
5.2.1	Custo Nivelado de Energia.....	115
5.2.1.1	Custo Médio Ponderado de Capital (WACC).....	116
5.2.2	Valor Presente Líquido.....	118
5.2.3	Taxa Interna de Retorno	118
5.2.4	Período de <i>Payback</i> Descontado	119
5.3	Abordagens para Estimativas de Custos de Usinas Eólicas <i>Offshore</i>	120
5.4	Síntese do Capítulo.....	120
CAPÍTULO 6 – MÉTODO DE PESQUISA		121
6.1	Caracterização da Pesquisa	121
6.1.2	Seleção do Local para o Estudo de Caso.....	125
6.2	Procedimento da Pesquisa	125
6.2.1	Pesquisa Teórica.....	126
6.2.1.1	Revisão Bibliográfica Tradicional	126
6.2.1.2	RBS com Foco em Custos Associados a Usinas Eólicas <i>Offshore</i>	126
6.2.2	Pesquisa de Campo.....	132
6.2.2.1	Procedimento da Pesquisa de Campo.....	132
6.2.2.2	Fase 1 – Cálculo da Produção Energética e Estimativa de Abastecimento da Usina.....	132
6.2.2.3	Fase 2 – Cálculo para Estimativa de CAPEX, OPEX e DECEX.....	134
6.2.2.4	Fase 3 – Cálculo do LCoE e de Indicadores de Viabilidade Econômica ...	135
6.2.3	Análise e Resultados	136
CAPÍTULO 7 – ESTUDO DE CASO		137
7.1	Localização da Usina	137
7.1.1	Profundidade Marítima	138
7.1.2	Distância aos Portos	139
7.2	Dados do Vento.....	139
7.2.1	Temperatura e Densidade do Ar.....	141
7.3	Aerogerador.....	142
7.3.1	Curvas de Potência	142
7.4	Características Técnicas Básicas da Usina.....	144

7.4.1	Arranjo Espacial	145
7.4.2	Perdas, Indisponibilidade e Taxa Anual de Perda de Desempenho	147
7.5	Custos da UEO	147
7.5.1	Taxas de Câmbio	147
7.5.2	Custos da UEO pela Abordagem Comparativa (<i>Top-Down</i>)	147
7.5.3	Custos da UEO pela Abordagem de Engenharia (<i>Bottom-Up</i>)	150
7.5.4	Custos da UEO pela Abordagem Paramétrica	155
7.5.5	Custo Médio Ponderado de Capital para Financiamento da UEO	156
7.6	Impostos, Taxas e Depreciação	159
7.7	Receitas da UEO	159
7.7.1	Receitas com Geração de Energia Elétrica	159
7.7.2	Receitas com Créditos de Carbono	160
7.7.2.1	Taxa de Conversão da Energia Elétrica Produzida pela UEO em Emissões Evitadas de CO ₂	162
7.8	Premissas e Considerações sobre o Fluxo de Caixa da UEO	163
7.9	Dados de Consumo de Energia Elétrica	165
CAPÍTULO 8 – RESULTADOS E DISCUSSÕES		166
8.1	Caracterização Estatística do Recurso Eólico	166
8.1.1	Função Densidade de Probabilidade	166
8.1.2	Função de Confiabilidade	167
8.1.3	Velocidade, Direção e Densidade de Potência do Vento	167
8.1.4	Velocidade e Direção do Vento em Função do Mês e da Estação do Ano	168
8.1.5	Distribuição das Direções do Vento	169
8.1.6	Teste de Normalidade dos Dados de Velocidade do Vento	170
8.1.7	Discussão dos Resultados	171
8.2	Produção Energética, Desempenho e Capacidade de Abastecimento da UEO	173
8.2.1	EAP Bruta, EAP P ₅₀ e EAP P ₉₀ do Aerogerador DTU-10MW	173
8.2.2	Parâmetros de Desempenho do Aerogerador DTU-10 MW	173
8.2.3	EAP P ₅₀ , EAP P ₉₀ e Fator de Capacidade da UEO	174
8.2.4	Capacidade de Abastecimento da UEO	176
8.2.5	Discussão dos Resultados	176
8.3	Contribuição da UEO para Redução das Emissões de CO ₂	177
8.4	Indicadores de Viabilidade Econômica da UEO	178
8.4.1	Resultados dos Indicadores de Viabilidade Econômica	179
8.4.1.1	Discussão dos Resultados	180

8.5	Análise de Sensibilidade dos Indicadores de Viabilidade Econômica.....	184
8.5.1	Custo Nivelado de Energia da UEO.....	184
8.5.1.1	Análise de Sensibilidade do LCoE em Função do Câmbio	185
8.5.1.2	Análise de Sensibilidade do LCoE em Função do WACC	186
8.5.1.3	Análise de Sensibilidade do LCoE em Função do Prazo de Financiamento	188
8.5.2	Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno da UEO.....	189
8.5.2.1	Análise de Sensibilidade do VPL em Função do Preço da Energia Elétrica	189
8.5.2.2	Análise de Sensibilidade da TIR em Função do Preço da Energia Elétrica.....	191
CAPÍTULO 9 – CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES		193
9.1	Considerações sobre as Bases Teóricas do Trabalho	193
9.2	Conclusões do Estudo de Caso.....	194
9.2.1	Limitações do Estudo de Caso	197
9.3	Sugestões para Trabalhos Futuros.....	199
REFERÊNCIAS.....		200
APÊNDICES		213
APÊNDICE A – MEMORIAL DE CÁLCULO PARA PRODUÇÃO ENERGÉTICA DO AEROGERADOR DTU-10MW		213
APÊNDICE B – MEMORIAL DE CÁLCULO PARA CUSTOS DA UEO NA ABORDAGEM PARAMÉTRICA.....		214
APÊNDICE C – EXEMPLO DE FLUXO DE CAIXA - CENÁRIO EAP P90 E ANÁLISE DE CUSTOS COMPARATIVA		217
ANEXOS.....		219
ANEXO A – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DTU-10MW		219

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Um importante desafio enfrentado por diversos países é suprir a demanda crescente de energia e, ao mesmo tempo, controlar as agressões ambientais, responsáveis por mudanças climáticas que alteram as características do planeta. A energia eólica se destaca como um recurso energético abundante, seguro e limpo para obtenção de eletricidade. Adicionalmente, a geração de energia elétrica a partir da fonte eólica elimina os riscos associados às oscilações de preço, a longo prazo, dos combustíveis que servem de insumo básico no processo de conversão energética, como ocorre na geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis.

O aproveitamento do vento como recurso energético surge da descoberta da conversão da energia contida em seu fluxo em algo útil para o sistema produtivo. Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de máquinas de fluxo adequadamente projetadas para esta finalidade. Denomina-se energia eólica a energia cinética contida em massas de ar em movimento (vento).

A geração eólio-elétrica de energia produz emissões marginais de gases de efeito estufa e outros poluentes na atmosfera, sendo assim uma excelente alternativa em termos ambientais (SHU; LI; CHAN, 2015; GONZÁLEZ; GONÇALVES; VASCONCELOS, 2017). A energia eólica é uma fonte de energia renovável que já é explorada há vários séculos, contudo, nas últimas duas décadas, vem experimentando notável crescimento para a geração de eletricidade. Trata-se de uma das fontes cuja utilização cresce mais rapidamente em escala global, em parte porque os custos associados estão reduzindo (SHI *et al.*, 2014).

A capacidade instalada associada às usinas eólicas que produzem eletricidade em meio terrestre (*onshore*) e em meio marítimo (*offshore*) cresceu em um fator superior a 86 vezes nos últimos vinte e dois anos, partindo de 7,5 GW em 1997 para aproximadamente 651 GW em 2019, o que atualmente representa aproximadamente 8% da capacidade instalada global (IRENA, 2019a; GWEC, 2020). Deste total, 622 GW (95,5%) provêm de usinas *onshore*, ao passo que 29 GW (4,5%) provêm de usinas *offshore* (GWEC, 2020).

A geração de eletricidade no mundo por meio da fonte eólica aumentou de 271 TWh em 2009 para 1.218 TWh em 2018, um aumento de 350% no período (IEA, 2019b). Deste total, aproximadamente 95% provieram de usinas *onshore* e 5% de usinas *offshore* (IRENA, 2019b).

A energia eólica foi responsável por 17,8% da eletricidade gerada no mundo a partir de fontes renováveis em 2018. Neste mesmo ano, a geração mundial de eletricidade foi de aproximadamente 26.672 TWh, dos quais 25,6% foram provenientes de fontes renováveis. Com efeito, a energia eólica foi responsável por aproximadamente 4,6% da geração de eletricidade no mundo em 2018 (IEA, 2019b).

Em uma perspectiva de longo prazo, a *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2019b) prevê que, em 2050, 86% da geração de eletricidade no mundo provirá de fontes renováveis. A participação da fonte eólica (*onshore* e *offshore*) responderá por uma capacidade instalada de 6044 GW, o que corresponderá a 30% da capacidade instalada global, de aproximadamente 20.000 GW.

A Figura 1.1 resume as previsões da IRENA para geração de eletricidade e capacidade instalada para 2050:

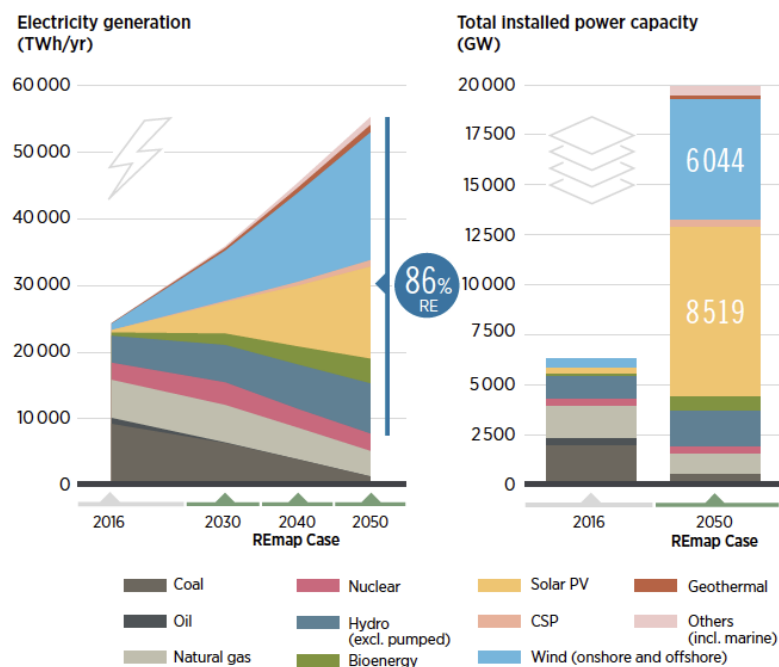


Figura 1.1 - Projeções da IRENA para geração de eletricidade e capacidade instalada em 2050
Fonte: IRENA (2019b)

No Brasil, destaca-se que toda a geração de eletricidade a partir da fonte eólica é proveniente de usinas *onshore*, ainda não havendo ainda usinas *offshore* em operação. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2020), há 637 usinas eólicas *onshore* em operação no Brasil, totalizando uma capacidade instalada de 15,5 GW, o que corresponde a 9% da capacidade instalada nacional de 172 GW.

Em termos de produção energética, ao todo, foram gerados 48,42 TWh de eletricidade proveniente da fonte eólica no Brasil em 2018, o que representa, em média, 8,60% de toda a geração injetada no Sistema Interligado Nacional (SIN). No período de melhores ventos no país, os quais ocorrem no segundo semestre, a geração proveniente das eólicas aumentou e teve seu ápice em setembro, com 12,15% da geração do SIN (ABEEÓLICA, 2019).

Mediante os dados expostos, uma observação direta é que atualmente, no mundo, a maior parte da energia eólica é aproveitada a partir de usinas *onshore* comparativamente às *offshore*. Não obstante, analisando ambas fontes, os ventos em meio marítimo estatisticamente apresentam velocidades mais altas e são mais perenes e uniformes. Conseqüentemente, são menos turbulentos do que os ventos em meio terrestre, permitindo assim que os aerogeradores *offshore* produzam mais eletricidade e com maior eficiência energética (SNYDER; KAISER, 2009; ESTEBAN *et al.*, 2011).

Os ventos em meio marítimo fornecem maior densidade de energia, menores limitações espaciais e menor probabilidade de queixas civis, quando comparado à energia eólica *onshore*, especialmente com relação à emissão de ruídos, poluição visual e ocupação de terras habitáveis ou agricultáveis (OH *et al.*, 2012).

Adicionalmente, a tecnologia empregada no desenvolvimento de aerogeradores *offshore* tem experimentado rápidos avanços nos últimos anos (BARRETO, 2019). A inovação tecnológica tem viabilizado a instalação de aerogeradores cada vez mais altos e com rotores de maior diâmetro, o que acarreta em melhor aproveitamento da densidade energética superior dos ventos marítimos (WISER *et al.*, 2016). Conseqüentemente, as turbinas apresentam capacidades de geração de potência cada vez maiores, conforme ilustra a Figura 1.2. Tais características contribuem para compensar os custos mais elevados de instalação, operação e manutenção de usinas eólicas *offshore* (UEOs).

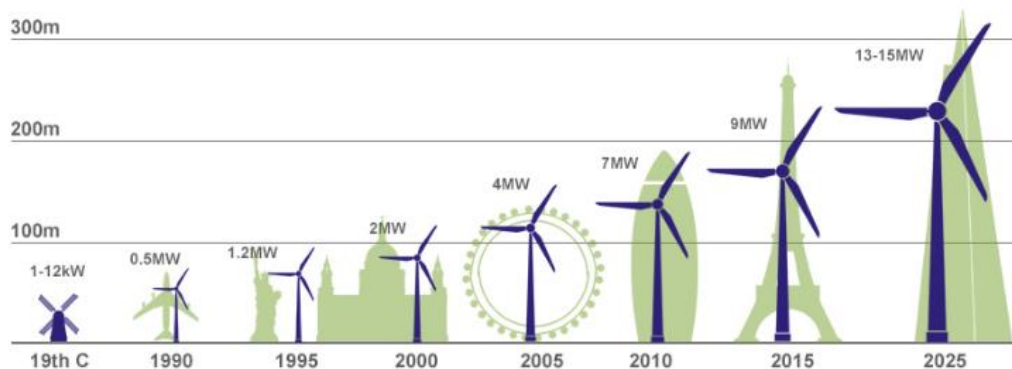


Figura 1.2 - Evolução da altura e potência de aerogeradores
 Fonte: *Bloomberg New Energy Finance* (2017)

Além dos avanços associados especificamente aos aerogeradores *offshore*, o desenvolvimento de novas tecnologias aplicáveis a todo o ciclo de vida das UEOs, o ganho de experiência dos desenvolvedores - que reduz custos e riscos de desenvolvimento de projeto - , o aumento do nível de maturidade da indústria eólica *offshore* e a economia de escala por meio da cadeia de valor estão contribuindo para um aumento na competitividade econômica desta alternativa energética (IRENA, 2018; MEDEIROS, 2019).

Grandes investimentos serão feitos em UEOs nas próximas décadas, fazendo com que estas se tornem uma importante fonte de energia no futuro próximo. Segundo o *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2019), a capacidade instalada associada às usinas *offshore* aumentará a participação na capacidade instalada total da fonte eólica de 4% em 2018 para 10% em 2025, atingindo aproximadamente 100 GW. Em 2018, as instalações *offshore* já responderam por 8% das novas instalações de usinas eólicas no mundo. O foco para esta expansão estará no aumento da eficiência energética e da redução de custos associados à tecnologia eólica *offshore*.

Segundo a IRENA (2019b), nas próximas três décadas, a geração de energia elétrica *offshore* - impulsionada pela inovação tecnológica - deve se consolidar como uma fonte de geração de eletricidade madura e de participação relevante na matriz energética global. Projeta-se que a capacidade instalada global *offshore* cresça de 24 GW em 2018 para 228 GW em 2030 e aproximadamente 1000 GW em 2050, quando então as UEOs responderão por 17% da capacidade instalada eólica de 6044 GW e cerca de 5% da capacidade instalada global, de 20.000 GW.

Não obstante ao crescimento da energia eólica *offshore* no mundo, o Brasil ainda não possui usinas *offshore* em operação. Contudo, o Brasil apresenta um extenso litoral com vasto potencial eólico inexplorado. Estudos como o de Ortiz e Kampel (2011) indicam o expressivo potencial eólico no mar territorial¹ (até 12 milhas náuticas da costa) e na zona econômica exclusiva² (ZEE) brasileira (até 200 milhas náuticas da costa) .

Tal estudo estima que o potencial eólico de toda a costa brasileira até uma profundidade de 100 metros é de 606 GW, com destaque para três regiões: (i) costa de Sergipe e Alagoas; (ii) costa do Rio Grande do Norte e Ceará, (iii) costa do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. O potencial eólico estimado é 3,5 vezes capacidade instalada brasileira em 2020, de 172 GW, conforme dados da ANEEL (2020). No estudo em referência, destaca-se ainda o notável potencial energético até 10 quilômetros da costa (57 GW), pois representa uma quantidade expressiva de energia que pode ser aproveitada próxima ao litoral.

Na literatura internacional existem trabalhos que investigam a viabilidade técnico-econômica de UEOs em diferentes países. Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) realizaram uma avaliação técnico-econômica da energia eólica *offshore* no Chile. Tais autores utilizaram 35 anos de medições de velocidade de ventos *offshore* obtidos a partir de satélites, ao longo da costa chilena. A produção energética foi estimada com a utilização de aerogeradores de 8 MW, compondo usinas hipotéticas de 80 MW, 160 MW e 240 MW. Os custos das usinas foram estimados pelos autores a partir de dados projetos de UEOs já realizados em outros países. Em função de indicadores de viabilidade técnico-econômica como o custo nivelado de energia, os autores identificaram áreas favoráveis no Chile para construção de usinas marítimas.

Cali *et al.* (2018) realizaram uma análise técnico-econômica para construção de UEOs em três áreas *offshore* com recursos eólicos promissores na Turquia. As análises técnicas consistiram na estimativa da produção anual de energia por meio de modelo

¹Estabelecida pela Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (CNUDM), o mar territorial é uma faixa de mar adjacente de 12 milhas náuticas a partir do litoral, onde o Estado costeiro exerce soberania. No mar territorial, o Estado costeiro exerce soberania ou controle pleno sobre a massa líquida e o espaço aéreo sobrejacente, bem como sobre o leito e o subsolo deste mar (SOUZA, 1999).

² Estabelecida pela Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (CNUDM), a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) se estende por até 200 milhas náuticas – o equivalente a 370 km. A ZEE é uma faixa situada para além do mar territorial e adjacente a este. Na ZEE, cada Estado costeiro tem prioridade para utilização dos recursos naturais do mar, tanto vivos como não-vivos, e responsabilidade na sua gestão ambiental (SOUZA, 1999).

matemático que utiliza dados históricos de velocidade do vento para as três áreas pré-selecionadas. Uma análise econômica detalhada foi realizada pelos autores utilizando modelo que considera fatores políticos de incentivo do governo turco às fontes renováveis e diversos cenários de taxas de juros para a construção das usinas. Os custos nivelados de energia de cada uma das áreas são apresentados e utilizados como critério de ordenamento das áreas mais favoráveis para aproveitamento eólico.

Al-Nassar *et al.* (2019) apresentaram análise de viabilidade da energia eólica *offshore* como fonte energética alternativa para o Kuwait. Neste estudo, uma análise técnico-econômica é realizada para instalação de uma usina eólica de pequeno porte (50 MW), para posterior comparação econômica com uma usina térmica de 800 MW, movida a óleo. Os autores concluem que o custo nivelado de energia da UEO seria 30% menor do que o da usina térmica avaliada.

Nesse diapasão, ao observar o potencial de geração de energia elétrica a ser explorado a partir do recurso eólico *offshore* no Brasil e os custos envolvidos nesse tipo de empreendimento - tipicamente intensivo em capital -, é possível compreender a necessidade de um estudo de caso cujo objetivo seja a investigação detalhada para quantificação da produção energética, da capacidade de abastecimento, dos custos associados, ou seja, da viabilidade técnico-econômica de um empreendimento para instalação de uma usina eólica *offshore* no Brasil.

Desta maneira, propõem-se a seguinte questão-problema a ser investigada nesta pesquisa: **Qual é a estimativa de produção energética, de capacidade de abastecimento e do custo da energia elétrica a partir de geração eólica *offshore* no Brasil (R\$/MWh), em uma área específica na plataforma continental brasileira?**

1.2 Objetivos

A dissertação a ser desenvolvida terá como recorte específico de investigação alguns dos aspectos preponderantes para o desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica a partir da fonte eólica *offshore* no Brasil.

1.2.1 Objetivo Geral

Estimar a produção energética, a capacidade de abastecimento e os custos da energia elétrica a partir de uma usina eólica *offshore* (UEO) de capacidade instalada de 1 GW, localizada na plataforma continental brasileira, próxima à costa do Rio Grande

Norte. As coordenadas para localização da usina eólica em estudo são: **Latitude: 4° 55,01'S; Longitude: 36° 22,44'W.**

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar na literatura o ciclo de vida útil e os principais componentes de um sistema de geração de energia elétrica *offshore*.
- Identificar na literatura o potencial eólico *offshore* em escala global e no Brasil.
- Caracterizar estatisticamente o comportamento dos ventos na área selecionada em termos de velocidades, direção, densidade de potência e probabilidades de ocorrência por faixa de velocidades, utilizando distribuição estatística apropriada.
- Quantificar a energia elétrica produzida, o fator de capacidade e demais parâmetros de desempenho da UEO a partir de dados históricos de vento na locação selecionada e da curva de potência de um aerogerador de 10 MW.
- Calcular estimativas de abastecimento de energia elétrica da UEO considerando-se dados de consumo médio por habitante e consumo médio residencial em abrangência nacional, regional (região Nordeste) e estadual (Rio Grande do Norte).
- Estimar os indicadores de viabilidade econômica da UEO. Estimar o CAPEX (*Capital Expenditure*), o OPEX (*Operational Expenditures*) e o DECEX (*Decommissioning Expenditure*), o custo nivelado de energia (*levelized cost of energy*), o valor presente líquido, a taxa interna de retorno e período de *payback* descontado. O foco neste estudo são os custos associados ao financiamento, construção, operação, manutenção e descomissionamento da UEO. A investigação dos custos com a transmissão e distribuição da energia elétrica após conexão da usina com Sistema Interligado Nacional (SIN) não faz parte do escopo deste trabalho.
- Realizar análise de sensibilidade dos indicadores de viabilidade econômica da UEO para diferentes cenários.

1.3 Justificativa

Desde a crise econômica mundial dos anos de 2007 e 2008, foi trazido à tona mais uma vez a discussão sobre os limites do modelo global econômico e produtivo baseado na exploração de recursos naturais finitos e na utilização intensiva de energia além das necessidades humanas. Nesse contexto, a sociedade vive atualmente um período marcado

pela intensificação do debate sobre temáticas como crescimento econômico sustentável, preservação do meio ambiente e da sustentabilidade.

A Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima é uma convenção universal de princípios, que reconhece a existência de mudanças climáticas de origem antropogênica e tem por objetivo estabilizar as concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera em nível que impeça a interferência humana perigosa no sistema climático. A Conferência das Partes (COP), constituída por todos Estados Partes, é o órgão decisório da Convenção. Reúne-se a cada ano em uma sessão global onde decisões são tomadas para cumprir as metas de combate às mudanças climáticas (MMA, 2017).

Ao final da 21ª edição da Conferência (COP21) realizada em 2015, foi estabelecido um novo acordo global que busca combater os efeitos das mudanças climáticas, bem como reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Denominado Acordo de Paris, o documento foi ratificado pelas 195 partes da Convenção-Quadro. Um dos objetivos é manter o aquecimento global muito abaixo de 2°C, buscando ainda esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais (FALKNER, 2016).

No Acordo de Paris, o Brasil assumiu o compromisso de reduzir em 2025 as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, com um indicativo subsequente de, em 2030, reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005, bem como alcançar uma participação de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética (MMA, 2017).

Em setembro de 2015, a Agenda 2030 foi estabelecida por representantes dos 193 Estados-membro da ONU. A Agenda 2030 é um plano de ação que aborda 17 objetivos e 169 metas a serem alcançadas globalmente até 2030, para o desenvolvimento sustentável e a erradicação da pobreza (NAÇÕES UNIDAS BRASIL, 2015).

Desta forma, a necessidade de conjugar esforços direcionados a viabilizar o desenvolvimento de formas alternativas de energia menos danosas ao meio ambiente foi colocada novamente em destaque nas agendas científica, tecnológica e política em diferentes países. O desenvolvimento da energia eólica *offshore*, bem como das outras fontes de energia renovável, está diretamente alinhada a dois dos dezessete objetivos da Agenda 2030: (i) de *energia limpa e acessível* e (ii) *idades e comunidades sustentáveis*.

Em termos econômicos, ao longo da última década, os projetos de UEOs apresentaram reduções de custos que hoje permitem a esses projetos competir com outras formas de geração de energia elétrica sem subsídios governamentais. Entre 2010 e 2018, o LCoE global da energia eólica *offshore* reduziu-se de US\$ 170/MWh para US\$ 130/MWh (IRENA, 2018; IRENA, 2019c). Enquanto isso, na Europa e nos Estados Unidos, o LCoE para os projetos bem-sucedidos em leilões de energia elétrica ocorridos entre 2016 e 2018 - a serem comissionados entre 2020 e 2022 -, variou entre US\$ 60/MWh e US\$ 100/MWh (IRENA, 2018).

Projeções indicam que o LCoE da energia elétrica proveniente da fonte eólica *offshore* alcançará valores médios entre US\$ 50/MWh e US\$ 90/MWh até 2030 e entre US\$ 30/MWh e US\$ 70/MWh até 2050 (IRENA, 2019c).

Estes resultados anunciaram uma mudança significativa na competitividade de projetos de usinas eólicas marítimas que serão comissionados nos próximos anos. A energia eólica *offshore* é uma proposta atraente para fornecer eletricidade a partir de uma fonte limpa e com custos competitivos com relação a outras fontes de energia, sejam renováveis ou fósseis (IRENA, 2018).

No Brasil, o Plano Decenal de Energia (PDE) 2029 prioriza a participação de fontes renováveis no atendimento ao crescimento do consumo de energia nacional de longo prazo. Segundo as projeções do PDE, as fontes renováveis serão 48% da matriz energética nacional ao final do horizonte decenal, ao passo que responderão por 82% da oferta de energia elétrica no mesmo período (MME; EPE, 2020). Tal priorização está em consonância com as metas estabelecidas no Acordo de Paris, bem como aderente à Política Nacional sobre Mudanças no Clima (PNMC).

Ainda de acordo com as projeções do PDE 2029, a capacidade instalada eólica brasileira chegará em 2029 a 39,5 GW, respondendo por 17% da capacidade instalada nacional. Adicionalmente, foi considerada, pela primeira vez, a tecnologia eólica *offshore* como candidata à expansão da geração de eletricidade no país, a partir do ano de 2027, ainda que os custos atuais sejam elevados comparativamente a outras fontes (MME; EPE, 2020).

Já no Plano Nacional de Energia (PNE), que define o planejamento energético nacional de longo prazo em consonância com a Política Energética Nacional (PEN), na versão vigente – o PNE 2030 – considera que a energia eólica *offshore* no Brasil é uma

alternativa que não pode ser ignorada e deve ser cuidadosamente avaliada (MME; EPE, 2007). Atualmente em elaboração, a próxima versão do Plano Nacional de Energia – o PNE 2050 – recomenda contemplar a fonte eólica *offshore* nos estudos dos diversos cenários de oferta de energia elétrica no país (MME; EPE, 2018).

Em 2018, foi aprovado no Senado Federal o Projeto de Lei (PL) 11247/18, que autoriza a implantação de usinas eólicas *offshore* para geração de energia elétrica a partir de fontes eólica e solar. De acordo com o PL, as usinas poderão ser instaladas no mar territorial e na ZEE brasileira. A proposta apresentada autoriza a implantação de usinas eólicas como potência superior a 5 MW em águas interiores, no mar territorial e na ZEE, bem como usinas solares com potência superior a 1 MW em terras ou corpos d'água sob domínio da União. Atualmente, o PL 11247/18 se encontra em análise e tramitação em comissões na Câmara dos Deputados, para futuramente ser votado em Plenário (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2019).

Nesse contexto, mediante o exposto, avalia-se que o tema proposto apresenta especial relevância em quatro dimensões:

- (i) **Ambiental:** a pesquisa fornece subsídio para o desenvolvimento de projetos de UEOs, as quais influenciam positivamente na redução de gases do efeito estufa e consequentemente no alcance das metas e objetivos estabelecidos globalmente, por exemplo, no Acordo de Paris e na Agenda 2030.
- (ii) **Econômica:** a pesquisa estimou por meio de um estudo de caso a produção energética de uma usina marítima, os custos associados (CAPEX, OPEX, DECEX) e o custo nivelado da energia elétrica produzida, parâmetros essenciais para análise de viabilidade econômica de um empreendimento desta natureza no país.
- (iii) **Acadêmica:** o tema proposto é atual e tem sido objeto de quantidade crescente de pesquisas internacionais. Entretanto, o tema ainda pouco é desenvolvido no Brasil e, neste sentido, este trabalho fornece contribuições ao tema, especialmente no que tange à produção energética, custos e viabilidade econômica de UEOs.
- (iv) **Social:** o investimento em energia eólica *offshore* contribui para o desenvolvimento sustentável da sociedade por meio da obtenção de energia elétrica a partir de uma fonte virtualmente inesgotável e limpa. A realização de empreendimentos desta natureza contribuirá para a diversificação da matriz energética e segurança ao fornecimento de energia.

1.4 Estrutura da Dissertação

A dissertação está dividida em nove capítulos, a contar com este. O primeiro capítulo introduz o tema estudado a partir da sua apresentação e contextualização. A problemática, justificativa e os objetivos da pesquisa também são apresentados.

O segundo capítulo inicia a fundamentação teórica da pesquisa e expõe conceitos fundamentais da energia eólica, como foco na discussão dos principais mecanismos de geração dos ventos e na apresentação do formalismo matemático e estatístico utilizado para estudo do aproveitamento energético do recurso eólico.

No terceiro capítulo são apresentados dados do expressivo potencial eólico *offshore* em escala global e nacional. No quarto capítulo são detalhados e discutidos os principais equipamentos, componentes e recursos logísticos que compõem um sistema de energia eólica *offshore*.

O quinto capítulo encerra a fundamentação teórica. Nele são abordados aspectos econômicos de UEOs. O ciclo de vida do empreendimento é apresentado, com identificação das principais macrofases e custos associados. Por fim, são apresentados os conceitos e definições matemáticas dos indicadores calculados na análises de viabilidade econômica da usina marítima.

No sexto capítulo é apresentada a descrição do método da pesquisa quanto a sua caracterização, bem como quanto ao seu procedimento, subdividido em fases e etapas, para o alcance dos objetivos do estudo.

O sétimo capítulo detalha o estudo de caso acerca da UEO hipotética a ser instalada próxima à costa do Rio Grande do Norte. Nele, há o detalhamento da localização e das características técnicas da usina, assim como a apresentação das condições ambientais básicas na locação selecionada. Ainda neste capítulo, são apresentadas variáveis econômicas do empreendimento, como custos, parâmetros de receitas, taxas de câmbio e juros, bem como as premissas e estrutura de fluxo de caixa. Por fim, são apresentados dados oficiais do consumo de energia elétrica no Brasil, utilizados para as estimativas de abastecimento da usina.

No oitavo capítulo é feita a apresentação e discussão dos resultados do estudo de caso. Ao final, no nono capítulo, são apresentadas as conclusões e considerações finais da pesquisa, com o registro das limitações deste estudo e sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2 – APROVEITAMENTO DA ENERGIA DO VENTO

Neste capítulo são analisados resumidamente os principais mecanismos de geração dos ventos, bem como sua característica intrinsecamente variável, temporal e espacialmente.

Posteriormente, são apresentados conceitos referentes aos fundamentos da energia eólica. Abordam-se aspectos associados ao formalismo matemático e estatístico necessário para o estudo do aproveitamento energético do recurso eólico, por meio de modelos e equações.

2.1 Mecanismos de Geração do Vento

O movimento do ar atmosférico, sentido como vento por nós, alcança e permeia todos os cantos do planeta. É possível encontrar lugares onde não se experimentam chuvas ou raios de sol, mas é improvável imaginar um lugar onde o vento não é sentido.

Fundamentalmente, o vento carrega uma parte da energia contida na radiação solar que é absorvida pela Terra. Aproximadamente 1% do total da energia solar absorvida pela Terra é convertida em energia cinética na atmosfera, a qual é dissipada principalmente pelo atrito com a superfície do planeta (PEIXOTO; OORT, 1992).

A energia proveniente do Sol é absorvida na atmosfera da Terra por meio de radiação solar direta e indireta. A evaporação e convecção de corpos d'água transferem calor e vapor para a atmosfera, resultando em diferenças de pressão. Tais diferenças de pressão atmosférica também são causadas pelo aquecimento desigual da superfície do planeta, bem como devido à variedade de condições de superfície (relevo) como oceanos, florestas, gelo e desertos (LETCHER, 2017).

A rotação da Terra em seu eixo, bem como o movimento de precessão do seu eixo com relação à órbita também contribuem para a dinâmica atmosférica, a qual caracteriza-se por um fluxo – ora se que aquecendo, ora se resfriando – resultando em ar se movimentando de zonas de alta pressão para zonas de baixa pressão (HOSSAIN *et al.*, 2014).

Neste sentido, em sua aparente imprevisibilidade, o vento é o resultado dos efeitos provocados pelo aquecimento diferenciado da superfície global, originando assim zonas

de alta e baixa pressão que, juntamente com a rotação da Terra, induzem o deslocamento de massas de ar para regiões distintas do planeta. A Figura 2.1 ilustra o gradiente térmico e a circulação atmosférica no planeta:

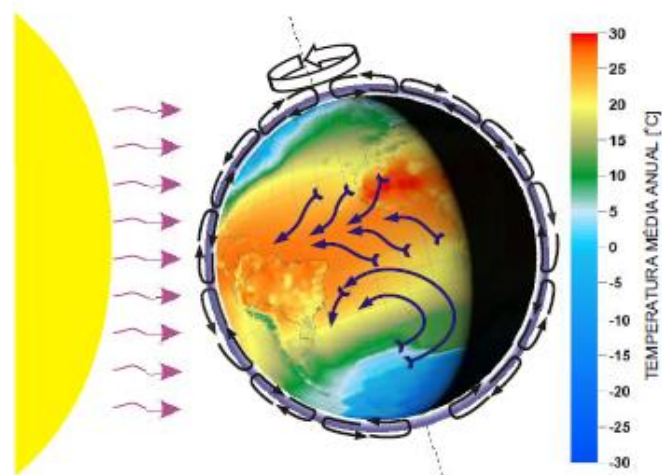


Figura 2.1 - Circulação atmosférica no planeta
Fonte: Amarante *et al.* (2003)

O aquecimento desigual da superfície terrestre ocorre tanto em escala global (em diferentes latitudes e longitudes, estações do ano e ciclos diurnos e noturnos), quanto localmente (mar-terra, montanha-vale). Disto resulta que as velocidades e direções do vento apresentam tendências sazonais e diurnas bem definidas, a despeito do seu caráter estocástico (HOSSAIN *et al.*, 2014).

Os movimentos do ar atmosférico podem ser diferentes em função das escalas geográficas e de tempo sob análise. Neste sentido, os ventos são instáveis, variando de local para local, soprando em intensidades flutuantes sobre diferentes escalas espaciais e de tempo.

Os ventos abrangem uma ampla gama de escalas espaciais: (i) em escala planetária, há as correntes de circulação global, que ocorrem em distâncias da ordem de 10.000 km; (ii) em escala sinóptica, há os sistemas climáticos, que ocorrem em distâncias da ordem 1.000 km; (iii) em escala regional (mesoescala), em distâncias da ordem de 10 km a 100 km e (iv) em escala local (microescala), em distâncias da ordem de 100 m a 1000 m (LETCHER, 2017).

Em termos de variabilidade temporal, o vento pode apresentar grande variabilidade num intervalo de horas ou dias, porém, tenderá a um regime diurno

predominante regido por influências locais (microescala) e regionais (mesoescala). Entretanto, em uma escala temporal de meses ou anos, os regimes dos ventos passam a apresentar comportamento regular, tendo regimes sazonais bem definidos ao longo do ano. Variando-se a escala de tempo para décadas, em geral, as velocidades médias anuais apresentam variações inferiores a 10% da média de longo prazo (AMARANTE *et al.*, 2003).

2.2 Energia e Potência do Vento

A energia eólica é a energia cinética, E , do ar em movimento, ou vento. Conforme a Eq. 1, para uma massa de ar, m , com velocidade V , tem-se:

$$E = \frac{1}{2}mV^2 \quad (\text{Eq. 1})$$

Fundamentalmente, a energia eólica depende: (i) da quantidade de ar, ou seja, do massa de ar relacionada ao volume por meio da densidade, (ii) da velocidade do ar.

Conceitualmente, potência é a taxa de variação da quantidade de energia fornecida ou cedida por um sistema durante um intervalo de tempo (VAN WYLEN; SONNTAG; BORGNAKKE, 1998). Desta forma, conforme a Eq. 2, a potência instantânea dos ventos, P , é definida pela derivada da energia cinética, E , em relação ao tempo, t , ou seja:

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2}\left(\frac{dm}{dt}\right)V^2 \quad (\text{Eq. 2})$$

Consideremos uma seção transversal A perpendicular a um escoamento de ar que se move a uma velocidade V , conforme ilustra a Figura 2.2:

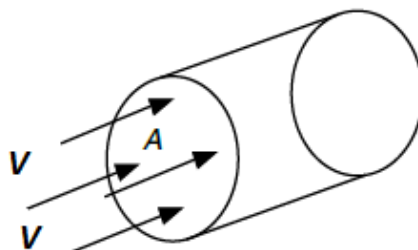


Figura 2.2- Escoamento de ar a uma velocidade V através de uma área de seção transversal A
Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

O volume de ar que escoar através da área A durante um intervalo de tempo dt é obtido pelo produto do volume do cilindro da Figura 4, de seção transversal A e

comprimento $V.dt$, isto é, o volume $A.V.dt$. A vazão de ar, que é a taxa de variação volumétrica de ar em um período de tempo, é igual ao produto $A.V$.

O fluxo de massa ou vazão mássica de ar através do cilindro é obtido pelo produto da vazão de ar pela sua densidade, ρ . Alternativamente, a vazão mássica, \dot{m} , é igual a derivada da massa de ar contida no cilindro, m , em relação ao tempo, t , conforme Eq. 3:

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = \rho AV \quad (\text{Eq. 3})$$

Substituindo a Eq. 3 na Eq. 2, obtém-se a equação da potência instantânea em função da densidade do ar, da seção transversal ao escoamento e da velocidade do vento:

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (\text{Eq. 4})$$

Onde:

P - potência instantânea do vento [W]

ρ - densidade do ar [kg/m^3]

A - área da seção transversal [m^2]

V - velocidade do vento [m/s]

A partir da Eq. 4 observa-se o seguinte:

- (i) A relação linear entre a potência eólica e a densidade do ar. Para a condição-padrão, ao nível do mar e a uma temperatura de 15°C , a densidade do ar é $1,225 \text{ kg}/\text{m}^3$ (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009);
- (ii) A relação linear entre a potência eólica e a área de seção transversal ao escoamento de ar, ou seja, a área varrida pelo rotor da turbina eólica;
- (iii) A relação cúbica entre a potência eólica e a velocidade do vento.

Conforme a Eq. 5, a potência média do vento, \bar{P} , é obtida utilizando na Eq.4 a velocidade média do vento, \bar{V} , em vez da velocidade instantânea:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho A \bar{V}^3 \quad (\text{Eq. 5})$$

Considerando para a Eq. 5 uma seção transversal A de diâmetro D e área circular $\pi D^2/4$, obtém-se a expressão da Eq. 6 para a potência média disponível no vento, \bar{P} :

$$\bar{P} = \frac{\pi}{8} \rho D^2 \bar{V}^3 \quad (\text{Eq. 6})$$

A Eq. 6 evidencia a relação quadrática entre a potência eólica e o diâmetro do rotor circular, para o caso de uma turbina de hélice de eixo horizontal.

Com um rearranjo simples da Eq. 5, obtém-se a equação para a densidade média de potência, que consiste na relação entre a potência média do vento, \bar{P} , e a área de seção transversal do escoamento, A :

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 \quad (\text{Eq. 7})$$

A Eq. 7 é frequentemente utilizada para comparar o recurso eólico entre áreas distintas, independentemente das dimensões do rotor da turbina a operar em determinada localidade.

2.2.1 Coeficiente de Potência e o Limite de Lanchester-Betz-Joukowsky

Uma turbina eólica é uma máquina eletromecânica projetada para extrair energia cinética dos ventos e convertê-la em energia mecânica que, por sua vez, é transformada em eletricidade (BURTON *et al.*, 2001).

Ao reduzir a velocidade do deslocamento de uma massa de ar, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica por meio da rotação das pás de uma turbina. A potência disponível nos ventos não pode ser integralmente aproveitada pela turbina eólica para conversão de energia elétrica. Fatores aerodinâmicos e limitações tecnológicas das turbinas interferem na eficiência de conversão (CRESESB, 2008).

A Eq. 5 representa a potência eólica disponível no escoamento de uma determinada massa de ar. Tal potência não pode ser integralmente convertida em energia mecânica no eixo de uma turbina. Neste sentido, é introduzido o coeficiente de potência, C_p , que é definido como a fração de potência eólica disponível que é efetivamente extraída pelas pás do rotor e convertida em potência mecânica (BURTON *et al.*, 2001).

Conforme apresentado na Eq. 8, o coeficiente de potência é um parâmetro adimensional e representa a relação entre a potência extraída dos ventos por uma turbina, P_{ext} , e potência eólica disponível (Eq. 4) (LETCHER, 2017; JAIN, 2011).

$$C_p = \frac{P_{ext}}{\frac{1}{2}\rho AV^3} \quad (\text{Eq. 8})$$

Há um limite teórico para a extração de potência dos ventos, limite descrito em 1915 pelo cientista britânico Lanchester, em 1920 pelo físico alemão Albert Betz e pelo cientista russo Joukowsky, sendo atualmente conhecido por limite (ou coeficiente) de Lanchester-Betz-Joukowsky (MURTHY; RAHI, 2017).

A seguir será apresentada uma demonstração do rendimento de Lanchester-Betz-Joukowsky, ou coeficiente de potência máximo, definido como a razão entre a máxima potência extraível por um rotor de uma turbina e a potência eólica disponível (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

Primeiramente, consideremos um escoamento de ar através das pás de um rotor onde V_1 representa a velocidade do vento a montante das pás, V_2 a velocidade junto às pás e V_3 a velocidade a jusante das pás, em que $V_1 > V_2 > V_3$. As áreas de seção transversal a montante, junto e a jusante das pás são, respectivamente, A_1 , A_2 e A_3 . A Figura 2.3 ilustra a situação proposta:

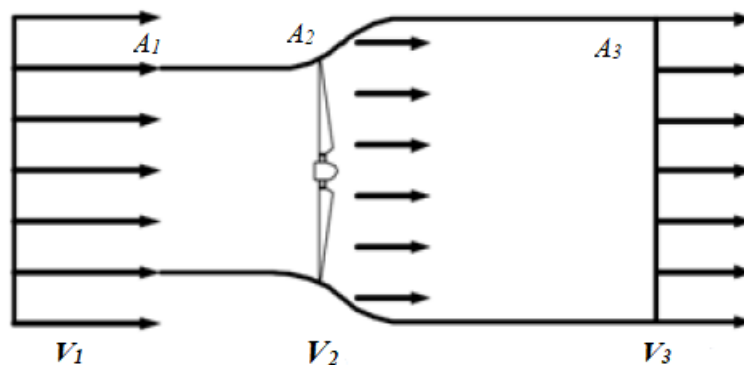


Figura 2.3 – Escoamento de ar através de um rotor de uma turbina
Fonte: Adaptado de CRESESB (2008)

Pela Lei da Continuidade, temos um fluxo de massa constante no sistema fechado delimitado pelos pontos 1, 2 e 3. A Eq. 9 representa matematicamente esta situação:

$$\rho A_1 V_1 = \rho A_2 V_2 = \rho A_3 V_3 \quad (\text{Eq. 9})$$

Como a redução de pressão do ar é pequena dentro do sistema proposto, a densidade do ar, ρ , é considerada constante. Sendo assim, conforme a Eq. 10, para uma massa de ar, m , a energia extraída pelo rotor da turbina, E_{ext} , é igual a diferença de energia cinética a montante e a jusante do rotor:

$$E_{Ext} = \frac{1}{2}m(V_1^2 - V_3^2) \quad (\text{Eq. 10})$$

Tendo por referência a Eq. 10 e de acordo com a 2ª Lei de Newton, a potência extraída pelo rotor da turbina, P_{ext} , para uma vazão mássica de ar \dot{m} é igual a expressão apresentada na Eq. 11:

$$P_{Ext} = \frac{1}{2}\dot{m}(V_1^2 - V_3^2) \quad (\text{Eq. 11})$$

Por meio da Eq. 11, é possível observar que caso a velocidade do escoamento dentro do sistema permaneça inalterada ($V_1=V_3$), potência alguma será extraída. Adicionalmente, caso a velocidade V_3 seja nula, também significa que não haverá potência extraída dos ventos. A partir da observação desses dois cenários, conclui-se que a velocidade referente à potência máxima extraída é um valor entre V_1 e V_3 .

Conforme a Lei da Continuidade apresentada na Eq. 9, o fluxo de massa de ar que atravessa as pás do rotor da turbina, \dot{m} , pode ser calculado por meio da Eq. 12:

$$\dot{m} = \rho A_2 V_2 \quad (\text{Eq. 12})$$

Pelo teorema de Rankine-Froude², pode-se assumir que a relação entre as velocidades V_1 , V_2 e V_3 é dada pela expressão apresentada na Eq. 13:

$$V_2 = \frac{V_1 + V_3}{2} \quad (\text{Eq. 13})$$

Aplicando-se a vazão mássica de ar (Eq. 12) e a velocidade V_2 (Eq. 13) na Eq. 11, obtém-se a expressão da Eq. 14 para a potência extraída pelo rotor da turbina, P_{ext} :

$$P_{Ext} = \frac{1}{2}\rho A_2 V_1^3 \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{V_3}{V_1} \right] \left[1 - \left(\frac{V_3}{V_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (\text{Eq. 14})$$

² A relação entre as velocidades V_1 , V_2 e V_3 pode ser demonstrada pelo teorema de Rankine (1865) - Froude (1885), desenvolvido para hélice marítima e utilizado em hélices por Betz (1920) (LETCHER, 2017).

A potência eólica disponível imediatamente antes do rotor da turbina, P , é então calculada por meio da Eq. 15:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_2 V_1^3 \quad (\text{Eq. 15})$$

Consequentemente, na Eq. 16, obtém-se uma equação para o coeficiente de potência da turbina, C_p , em função de V_1 e V_3 , aplicando-se as Eqs. 14 e 15 na Eq. 8:

$$C_p = \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{V_3}{V_1} \right] \left[1 - \left(\frac{V_3}{V_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (\text{Eq. 16})$$

Com a Eq. 16, é possível representar graficamente a função do coeficiente de potência da turbina em função de V_1 e V_3 , conforme apresentado na Figura 2.4:

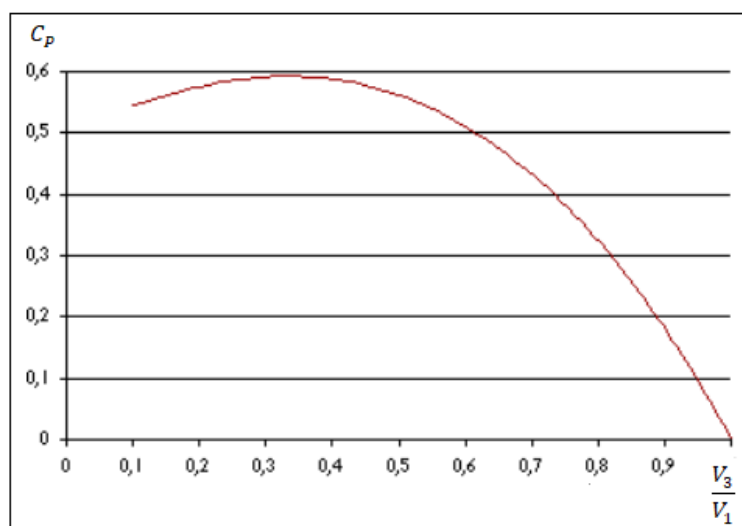


Figura 2.4 - Coeficiente de potência da turbina em função de V_1 e V_3
Fonte: Adaptado de TU Delft (1999)

Conforme gráfico da Figura 2.4, o valor máximo de C_p ocorre quando a relação $V_3/V_1 = 1/3$, que é uma das raízes da derivada primeira de C_p em relação a V_3/V_1 . Substituindo-se este valor de V_3/V_1 na Eq. 16, chega-se ao valor máximo teórico do coeficiente de potência, $C_p = 16/27 = 0,593$. Este valor é chamado de Rendimento Limite de Lanchester-Betz-Joukowski, que indica o valor máximo de rendimento que uma máquina eólica pode atingir (MURTHY; RAHI, 2017).

No geral, os coeficientes de potência para turbinas eólicas de eixo horizontal variam no intervalo entre 0,3 e 0,5 (NG, RAN, 2016). Segundo Silva (2015), turbinas eólicas modernas apresentam $C_p \cong 0,40$.

2.2.2 Eficiência de Turbinas Eólicas

A potência extraída pelo rotor de uma turbina eólica teórica, P_{ext} , calculada por meio da Eq. 8 não considera as perdas mecânicas operativas da máquina de fluxo. O valor real da potência extraída é menor, assim como o coeficiente de potência real da turbina, Cp_{real} , que pode ser corrigido pela expressão apresentada na Eq. 17:

$$Cp_{real} = Cp \cdot \eta \quad (\text{Eq. 17})$$

Onde η representa o rendimento da turbina eólica considerando suas perdas mecânicas e elétricas e varia entre 0 e 1. Amarante *et al.* (2003) registram que o rendimento do conjunto composto por gerador e transmissões mecânicas e elétricas de uma turbina eólica varia entre 0,93 e 0,98.

Neste sentido, a Eq. 18 agrega os termos do coeficiente de potência, Cp , e do rendimento, η , à Eq. 4 para a determinação da potência instantânea real a ser extraída por uma turbina, $P_{EXT\ real}$ (BURTON *et al.*, 2001; MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017):

$$P_{EXT\ real} = \frac{1}{2} \rho AV^3 Cp \eta \quad (\text{Eq. 18})$$

2.2.3 Curva de Potência de Turbinas Eólicas

A potência extraída por uma turbina eólica varia com a velocidade do vento e cada turbina possui uma curva característica de desempenho, que relaciona a potência a ser extraída com a velocidade do vento (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Com esta curva é possível prever a produção de energia de uma turbina eólica, sem considerar detalhes técnicos de seus vários componentes (AMARAL, 2011).

Desta forma, a curva de potência de uma turbina eólica é um gráfico que indica a produção máxima de energia elétrica em diferentes velocidades do vento. A Figura 2.5 mostra a relação da potência desenvolvida por uma turbina eólica com velocidade do vento, em uma curva de potência hipotética.

Observando a Figura 2.5, é possível notar que não há geração de energia elétrica abaixo da velocidade de partida da turbina. Já para velocidades de vento entre a velocidade nominal e a velocidade de corte, a saída será a potência nominal do gerador

elétrico da turbina. Com efeito, são observadas três velocidades básicas em curvas de potência de turbinas eólicas (AMARAL, 2011; PINTO, 2017):

- Velocidade de partida ($V_{partida}$): velocidade de vento mínima na qual a máquina entregará potência útil, isto é, começará a transformar energia.
- Velocidade nominal ($V_{nominal}$): velocidade de vento na qual a potência nominal é alcançada, ou seja, a potência máxima.
- Velocidade de corte (V_{corte}): máxima velocidade do vento na qual é permitida entrega de potência. Limitada por características de projeto da turbina e por restrições de segurança. A partir da velocidade de corte, a turbina é desligada para evitar que a potência do gerador trabalhe em níveis prejudiciais à sua integridade.

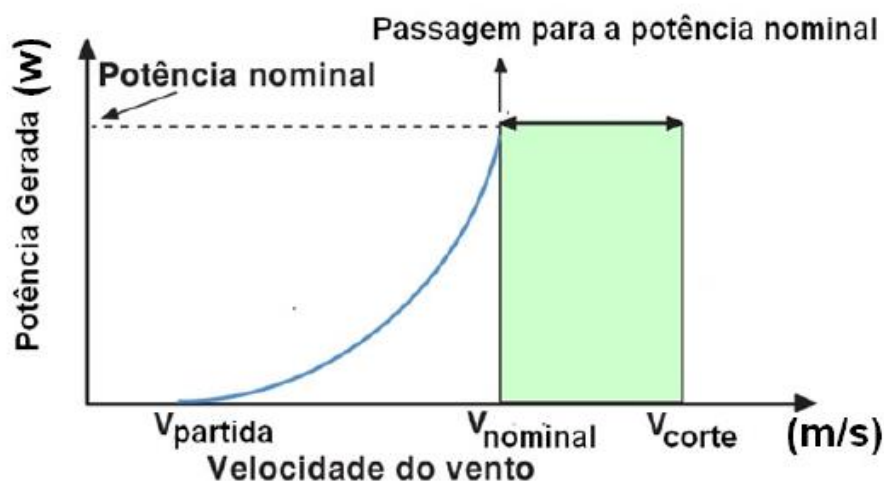


Figura 2.5 - Curva de potência teórica de uma turbina eólica
Fonte: Pinto (2017)

2.2.3.1 Correção da Curva de Potência em Função da Densidade do Ar

Conforme demonstra a Eq. 4, a potência gerada por uma turbina eólica é uma função direta da densidade do ar que impulsiona o rotor. De maneira geral, as curvas de potência fornecidas pelos fabricantes são apresentadas para condições padrão atmosféricas, ou seja, temperatura de 15°C, ao nível do mar (EUREK *et al.*, 2017).

A densidade do ar é uma variável importante na dinâmica atmosférica. O aquecimento ou resfriamento do ar alteram sua densidade, o que provoca o deslocamento do ar com a formação de brisas marítimas, ventos e a própria circulação atmosférica.

De acordo com a lei dos gases ideais, a densidade do ar é diretamente proporcional à pressão atmosférica e inversamente proporcional à temperatura (VAN WYLEN; SONNTAG; BORGNAKKE, 1998)

A densidade do ar, assim como a pressão do ar, diminui com o aumento da altitude. Também sofre alterações com a variação da temperatura, umidade ou composição do ar seco. De acordo com o modelo atmosférico padrão ISA (*International Standard Atmosphere*), a densidade do ar ao nível do mar e a temperatura de 15°C é de 1,225 kg/m³ (MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017).

Neste sentido, o desempenho das turbinas nas diversas condições de operação precisa ser corrigido para compensar os efeitos físicos da variação da densidade do ar com a altitude e temperatura local. Uma expressão para o cálculo da densidade do ar em função da temperatura e altitude é apresentada na Eq. 19 (AMARANTE *et al.*, 2003):

$$\rho = \frac{352,98 * \left[\left(1 - \frac{z}{45271} \right) \right]^{5,2624}}{273,15 + T} \quad (\text{Eq. 19})$$

Onde:

ρ – densidade do ar [kg/m³]

z – altitude em relação ao nível do mar [m]

T – Temperatura do ar [°C]

2.2.4 Lei Logarítmica da Velocidade

Em condições neutras de estratificação térmica vertical da atmosfera e levando-se em consideração apenas a influência da rugosidade, o perfil vertical de velocidade do vento na camada limite atmosférica³ pode ser aproximada pela lei logarítmica segundo a relação (DNV, 2010):

$$V(h) = \frac{v_o}{\kappa} \ln \left(\frac{h}{z_o} \right) \quad (\text{Eq. 20})$$

³ A Camada Limite Atmosférica pode ser definida como a região da atmosfera que é diretamente afetada pelas propriedades da superfície terrestre (fricção, aquecimento e resfriamento), que geram turbulência e podem assim manter essa região misturada até uma certa altura, onde há uma inversão térmica que limita a troca de ar (GARRAT, 1992). Tal camada ocorre pela influência da viscosidade do ar em contato com o terreno, gerando assim um perfil do vento cuja velocidade varia com a altura.

Onde:

$V(h)$ – velocidade do vento na altura h [m/s]

z_o – rugosidade de superfície aparente [mm]

κ – constante de Von Kármán ($\kappa \cong 0,4$)

v_o – velocidade de atrito [m/s]

A velocidade do vento diminui com a proximidade da superfície, dependendo assim do tipo da cobertura superficial existente e obedecendo a um perfil aproximadamente logarítmico, dado pela Eq. 20. A Figura 2.6 ilustra um perfil de vento na camada limite atmosférica.

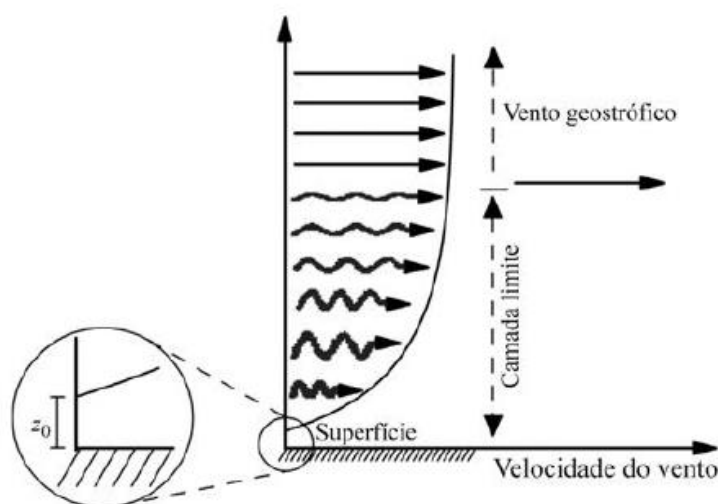


Figura 2.6 - Perfil de vento na camada limite atmosférica e o fator de rugosidade aparente

Fonte: Martins, Guarnieri e Pereira (2008)

Rearranjando a Eq.20 para representar duas alturas h_1 e h_2 e posteriormente dividindo uma expressão pela outra, é possível relacionar as velocidades do vento em duas alturas distintas:

$$\frac{V(h_2)}{V(h_1)} = \frac{\ln(h_2/z_o)}{\ln(h_1/z_o)} \quad (\text{Eq. 21})$$

Desta forma, a lei logarítmica é frequentemente utilizada para extrapolar verticalmente a velocidade dos ventos de uma altura de referência arbitrada, z_{ref} , na qual ocorreram medições anemométricas, para outra altura desejada, por exemplo, a altura do *hub* de um rotor de uma turbina eólica. A Eq. 22 é a expressão que representa a lei logarítmica de velocidade neste caso:

$$V = V_{ref} * \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (\text{Eq. 22})$$

Onde:

V_{ref} - velocidade do vento observada em determinada altura de referência [m/s]

z - altura para qual a velocidade do vento será extrapolada verticalmente [m]

z_{ref} - altura de referência [m]

z_0 - fator de rugosidade de superfície aparente [m]

Em ambiente marítimo, o fator de rugosidade aparente, z_0 , depende da velocidade do vento, da distância à terra, da profundidade marítima e do espectro de ondas no mar. Para áreas marítimas, z_0 varia entre 0,0001 m em mar aberto e calmo (sem ondas) e 0,003 m em áreas próximas à costa, onde há confluência de ventos *onshore* e *offshore*. (DNV, 2010).

A Tabela 2.1 apresenta valores típicos de z_0 para diferentes tipos de superfície:

Tabela 2.1 - Fator de rugosidade aparente para diferentes tipos de superfície

Tipo de superfície	Fator de rugosidade aparente z_0 (m)
Gelo	0,00001 - 0,0001
Mar aberto sem ondas	0,0001
Mar aberto com ondas	0,0001 - 0,01
Áreas costeiras com vento <i>onshore</i>	0,001 - 0,01
Neve	0,001 - 0,006
Campos abertos sem construções significativas e vegetação	0,01
Gramados	0,01
Campos arados	0,02 - 0,03
Gramma alta em solo rochoso	0,05
Terra cultivada com edifícios espalhados	0,05
Pasto	0,2
Florestas e subúrbios	0,3
Centro de cidades	1 - 10

Fonte: Adaptado de DNV (2010)

2.3 Distribuição de Weibull para Análise Estatística de Dados de Velocidade do Vento

Análises estatísticas podem ser utilizadas para auxiliar na determinação do potencial eólico e para obtenção de estimativas de produção energética dos ventos de uma determinada localidade (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). A velocidade do vento é uma variável estocástica de significativa variabilidade espacial e temporal (JAIN, 2011), o que torna desafiante previsões precisas do recurso eólico em uma localidade.

A previsão da velocidade do vento é realizada com auxílio de distribuições de probabilidade. Uma distribuição de probabilidade é um termo que descreve a probabilidade que determinados valores de uma variável aleatória, como a velocidade do vento, irá ocorrer (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

Diversos modelos de distribuição já foram propostos para descrever distribuições de probabilidade da velocidade do vento (SHU; LI; CHAN, 2015). Ao longo do tempo, distribuições de frequência de ocorrência de velocidade do vento têm sido representadas por várias funções de densidade de probabilidade tais como: distribuições gama, log-normal de três parâmetros beta, Rayleigh e Weibull (LYNN, 2012).

A distribuição de Weibull foi desenvolvida em 1930 pelo físico sueco Wallodi Weibull durante um estudo de resistência à tensão e fadiga de materiais. Originalmente, esta distribuição foi proposta para descrever o tempo de vida sob cargas que causavam fadiga e fratura em materiais. Atualmente, a distribuição de Weibull é utilizada em situações onde se estudam grandezas com variações significativas (LUN; LAM, 2000).

A validade do modelo da distribuição de Weibull para aplicações com séries de velocidades de vento já foi validada por diversos pesquisadores. Nos últimos anos, a distribuição de Weibull tornou-se a mais utilizada, aceita e recomendada para determinação do potencial de energia eólica em uma localidade (AKDAĞ; DINLER, 2009; EMEIS, 2013; SHU; LI; CHAN, 2015; EUREK *et al.*, 2017).

A distribuição de Weibull já foi adequadamente aplicada por diversos autores para descrever as características do vento em áreas marítimas, como Shu, Li e Chan, (2015), Abdelhady, Borello e Shaban, (2017), Eureka *et al.* (2017), Mattar e Guzmán-Ibarra, (2017).

As distribuições de probabilidade são caracterizadas por uma função de distribuição cumulativa e uma função densidade de probabilidade. A seguir serão discutidos os conceitos básicos de tais funções e as principais características quando utilizadas na distribuição de Weibull.

2.3.5 Função de Distribuição Cumulativa

A função de distribuição cumulativa $F(V)$ representa a fração de tempo ou probabilidade de que uma velocidade do vento, V' , seja menor ou igual a uma determinada velocidade arbitrada, V . Matematicamente, tem-se na Eq. 23 que:

$$F(V) = \text{Probabilidade } (V' \leq V) \quad (\text{Eq. 23})$$

Conforme a Eq. 24, pode ser demonstrado que:

$$F(V) = \int_0^V p(V') dV' \quad (\text{Eq. 24})$$

Conforme explicado por Manwell, McGowan e Rogers (2009), na Eq. 25 tem-se que a derivada primeira da função de distribuição cumulativa, $F(V)$, em relação à velocidade V é igual a função densidade de probabilidade, $p(V)$, isto é:

$$p(V) = \frac{dF(V)}{dV} \quad (\text{Eq. 25})$$

2.3.6 Função Densidade de Probabilidade

Frequências de ocorrência de velocidades de vento podem ser descritas pela função densidade de probabilidade, $p(V)$. A função densidade de probabilidade pode ser utilizada para expressar a probabilidade de uma determinada velocidade ocorrer entre velocidades arbitradas V_a e V_b , conforme a Eq. 26:

$$P(V_a \leq V \leq V_b) = \int_{V_a}^{V_b} p(V) dV \quad (\text{Eq. 26})$$

Conforme ilustra a Figura 2.7, em um gráfico da função densidade de probabilidade $p(V)$ versus a velocidade V , a área total abaixo da curva é igual a uma unidade e é calculada pela Eq. 27:

$$\int_0^{\infty} p(V) dV = 1 \quad (\text{Eq. 27})$$

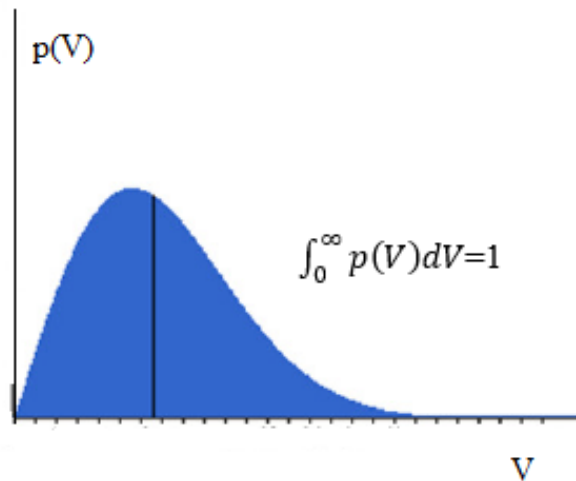


Figura 2.7 - Área sob a Curva da Função Densidade de Probabilidade $p(V)$
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Caso $p(V)$ seja conhecida, os seguintes parâmetros podem ser calculados (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009):

A velocidade média do vento, \bar{V} , conforme Eq. 28, onde V representa uma determinada velocidade do vento, $p(V)$ representa a função densidade de probabilidade para V e dV o diferencial de velocidade:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V * p(V) dV \quad (\text{Eq. 28})$$

O desvio padrão da velocidade do vento, σ , para uma determinada velocidade de vento, V , considerando-se uma velocidade média, \bar{V} , conforme a Eq. 29:

$$\sigma = \sqrt{\int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 p(V) dV} \quad (\text{Eq. 29})$$

A densidade média de potência do vento, \bar{P}/A , conforme a Eq. 30:

$$\bar{P}/A = 1/2 \rho \int_0^{\infty} V^3 p(V) dV = (1/2) \rho \bar{V}^3 \quad (\text{Eq. 30})$$

Onde \bar{V}^3 é o valor esperado para o cubo da velocidade média do vento e ρ é a densidade do ar.

Destaca-se que função densidade de probabilidade pode ser ajustada a um histograma de velocidades de vento escalando-a à área do histograma (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

2.3.7 Funções de Densidade de Probabilidade e de Distribuição Cumulativa para a Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é uma distribuição biparamétrica contínua de frequências, definida pelos fatores de escala c e de forma k . A função densidade de probabilidade que define a distribuição de Weibull é expressa na Eq. 31:

$$p(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (\text{Eq. 31})$$

Onde:

$p(V)$ - probabilidade de ocorrência da velocidade do vento V

c - fator de escala [m/s]

k - fator de forma (adimensional positivo)

O fator de escala c é medido em unidade de velocidade, que descreve o eixo das abcissas em um gráfico de distribuição de dados. Já o parâmetro adimensional, fator de forma k , determina a largura do gráfico de distribuição de dados (SHU; LI; CHAN, 2015).

Os fatores k e c são de grande importância para a avaliação das características do vento em uma determinada localidade em estudo. As Figuras 2.8 (a) e 2.8 (b) ilustram os efeitos da variação dos fatores k e c na função densidade de probabilidade para uma distribuição de Weibull.

O fator de escala c é responsável pelo ajuste da magnitude da função $p(V)$. Por seu turno, o parâmetro de forma adimensional k é responsável pela alteração no pico da função $p(V)$, ou seja, determina a largura do gráfico de distribuição de dados, refletindo assim quais os picos de probabilidades por faixas de velocidade que a distribuição pode assumir (GOMES, 2018):

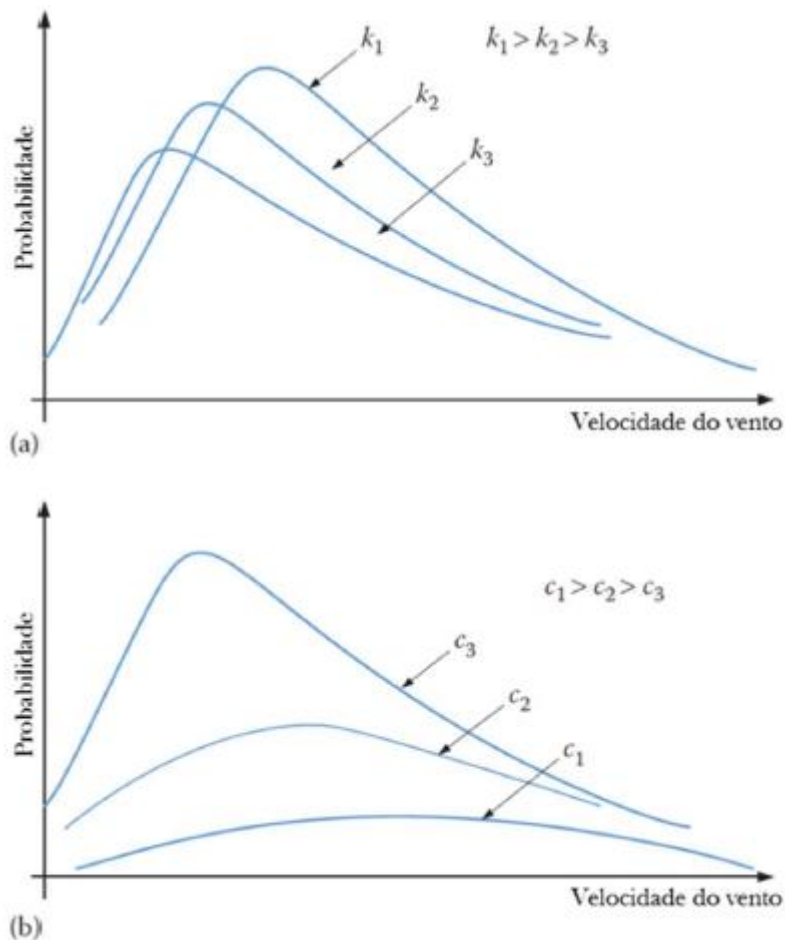


Figura 2.8 – Efeitos da variação dos fatores de forma e escala na Distribuição de Weibull
 Fonte: Adaptado de El-Sharkawi (2016)

Já a função de distribuição cumulativa, $F(V)$, é apresentada na Eq. 32 em função dos fatores de forma, k , e de escala, c :

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (\text{Eq. 32})$$

O valor $F(V)$ nos informa a fração acumulada de ocorrência de valores menores que V . Multiplicando-se $F(V)$ pelo tempo, por exemplo, o número de horas de medições de vento de uma localidade, tem-se então o intervalo de tempo com ventos com velocidade menor do que V .

Se na Eq. 32 for substituído em V o valor máximo de velocidade no intervalo de tempo em análise, será obtido como resultado o valor $F(V) = 1$, indicando 100% de dados (ou tempo) com velocidade menor do que a máxima (DALMAZ, 2007).

Nos estudos de energia eólica, rotineiramente é de maior interesse o conhecimento do intervalo de tempo no qual a velocidade do vento é superior a um determinado valor V . Neste sentido, utiliza-se a função de Confiabilidade, $R(V)$, definida pela Eq. 33:

$$R(V) = 1 - F(V) \quad (\text{Eq. 33})$$

$R(V)$ indica a fração dos dados ou intervalo de tempo com valores de velocidade maiores do que V (DALMAZ, 2007).

Mediante o exposto, observa-se que a função de distribuição de probabilidade da velocidade do vento, $p(V)$, indica a fração de tempo para qual uma velocidade do vento prevalece em uma área sob investigação, ao passo que a função de distribuição cumulativa $F(V)$ prevê o tempo para o qual uma turbina eólica instalada poderia ser potencialmente funcional na área em estudo (ISLAM; SAIDUR; RAHIM, 2011).

2.3.7.1 Metodologia de Cálculo com os Parâmetros de Weibull

Para se determinar os parâmetros de forma k e de escala c da distribuição de Weibull, parte-se da Eq. 28, que representa a média estatística esperada, definindo, desta forma, a velocidade média do vento por meio da função densidade de probabilidade, $p(V)$.

No intuito de obter a velocidade média do vento, \bar{V} , em termos dos parâmetros de Weibull, substitui-se a Eq. 31 na Eq. 28. Posteriormente, após um conjunto de manipulações algébricas por meio da comparação com a função gama de Euler, apresentada na Eq. 34, chega-se à equação da velocidade média em termos dos parâmetros de Weibull na Eq. 35 (SHU; LI; CHAN, 2015; MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009):

Há diversas equações que fornecem resultados aproximados para a função gama de Euler, $\Gamma(x)$, entre elas, há a expressão da Eq. 34, apresentada por Jamil (1994):

$$\Gamma(x) = (\sqrt{2\pi x})(x^{x-1})(e^{-x})\left(1 + \frac{1}{12x} + \frac{1}{288x^2} - \frac{139}{51840x^3} + \dots\right) \quad (\text{Eq. 34})$$

Onde:

π - pi = 3,14159

e - número de Euler = 2,71828

Apresenta-se, então, na Eq. 35, a expressão para a velocidade média do vento, \bar{V} , em função dos fatores de forma, k , e de escala, c , da distribuição de Weibull e da função gama de Euler:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V p(V) dV = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{Eq. 35})$$

Para um vetor de velocidades de vento, V_i , com n amostras, a velocidade média do vento, \bar{V} , também pode ser calculada conforme a Eq. 36:

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n V_i \right] \quad (\text{Eq. 36})$$

Já o desvio padrão, σ , para vetor de velocidades de vento, V_i , com n amostras e velocidade média, \bar{V} , pode ser obtido pela expressão da Eq. 37:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2} \quad (\text{Eq. 37})$$

Pode ser demonstrado que, para a distribuição de Weibull, o desvio padrão σ pode ser calculado por meio da Eq. 38 (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009):

$$\sigma = \bar{V}^2 \left[\frac{\Gamma(1 + 2/k)}{\Gamma^2(1 + 1/k)} - 1 \right] \quad (\text{Eq. 38})$$

A obtenção dos fatores de forma k e de escala c em termos de \bar{V} e σ não é um processo direto. Contudo, há aproximações analíticas e empíricas que podem ser utilizadas

Segundo Letcher (2017), para $1 \leq k < 10$, uma boa aproximação para o fator de forma, k , é obtida utilizando a expressão proposta na Eq. 39:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}} \right)^{-1,086} \quad (\text{Eq. 39})$$

A Eq. 35 pode ser utilizada para a obtenção do fator de escala, c , isolando-o na expressão apresentada na Eq. 40:

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma (1 + 1/k)} \quad (\text{Eq. 40})$$

Observa-se na Eq. 40 que a obtenção do fator de escala por este método requer o uso da função gama.

É possível também obter os valores dos fatores de forma e escala da distribuição de Weibull por meio de curvas como as da Figura 2.8, pelo ajuste dos dados do vetor de velocidades do vento à Eq. 31. (EL-SHARKAWI, 2016).

Por fim, a densidade de potência eólica média, \bar{P}/A , originalmente expressa na Eq. 30, também pode ser calculada por meio dos parâmetros da distribuição de Weibull, conforme Eq. 41 (SHU; LI; CHAN, 2015):

$$\bar{P}/A = 1/2 \rho \int_0^{\infty} V^3 p(V) dV = 1/2 \rho c^3 \Gamma (1 + 3/k) \quad (\text{Eq. 41})$$

Onde:

ρ - densidade do ar [kg/m³]

V - velocidade do vento [m/s]

$p(V)$ - probabilidade de ocorrência da velocidade do vento V

c - fator de escala [m/s]

k - fator de forma (adimensional positivo)

2.4 Cálculo da Produção Energética de Aero geradores

A conversão de energia cinética dos ventos em eletricidade é realizada por meio de aerogeradores, que são constituídos, basicamente, por: (i) rotor eólico, (ii) sistemas integrados ou auxiliares, como o de orientação, (iii) a caixa de multiplicação de velocidade, (iv) sistema de segurança e (v) gerador elétrico (LYNN, 2012).

Conforme apresentado na Eq. 18, a quantidade de energia elétrica que pode ser gerada pelo vento depende de quatro fatores: (i) da densidade do ar que passa pelo rotor, (ii) da área do rotor, (iii) da velocidade do vento e (iv) do rendimento de todo o sistema.

A quantidade de energia disponível no vento varia de acordo com o local, as estações do ano e os horários. A distribuição de frequência da velocidade do vento é influenciada por efeitos locais como a topografia e a rugosidade do solo. Por seu turno, a quantidade de energia eólica extraível numa localidade depende das características de

desempenho, altura de operação e espaçamento horizontal dos sistemas de conversão de energia eólica instalados (AMARAL, 2011).

2.4.1 Cálculo da Potência e da Energia Anual Produzida Bruta

Para se determinar a quantidade de energia elétrica a ser produzida por um aerogerador em uma determinada localidade, faz-se necessário conhecer as características da máquina eólica a ser instalada e o regimes de ventos no local.

As características de um aerogerador referem-se à curva de potência da máquina, conforme abordado no item 2.2.3. A curva de potência é um dado técnico do aerogerador que informa o quanto de potência é possível extrair com aquela máquina em função dos valores de velocidade de vento. Tal curva leva em consideração os rendimentos aerodinâmicos e dos componentes da turbina como a transmissão (caixas de engrenagens) e o gerador elétrico (DALMAZ, 2007).

Para se determinar a quantidade de energia que é possível extrair dos ventos em uma localidade, deve-se cruzar a curva de potência do aerogerador (Eq. 18) com a curva da função densidade de probabilidade da distribuição de Weibull dos ventos do local em estudo (Eq. 31). Obtém-se assim a curva de duração de potência do aerogerador especificamente para uma localidade considerada.

Conforme apresentado por Martinez (2003), calculando-se a área abaixo da curva de duração de potência para um intervalo de tempo, encontra-se a quantidade de energia a ser gerada por um aerogerador em particular, no período de tempo analisado, baseado nos dados de velocidade do vento específicos de uma localidade. A Eq. 42 representa matematicamente o exposto:

$$E = \int_0^T P(V)dt \quad (\text{Eq. 42})$$

Onde:

E - quantidade de energia produzida no período analisado

T - período de tempo analisado

$P(V)$ - potência em função da velocidade do vento (curva de potência da máquina)

dt - diferencial representando intervalo de tempo em que a velocidade do vento permanece entre um valor V e $V+dV$

Segundo Dalmaz (2007), uma vez que a distribuição cumulativa de Weibull, $F(V)$, nos dá a ideia da fração de tempo em que a velocidade do vento está abaixo de um determinado valor arbitrado, é possível considerar a relação proposta na Eq. 43:

$$dt = T dF(V) \quad (\text{Eq. 43})$$

Ao realizar o produto entre $dF(V)$ - correspondente à fração de tempo em que a velocidade do vento se encontra entre dois valores de velocidade V e $V+dV$ -, e T - correspondente ao período de tempo analisado -, obtém-se o intervalo de tempo, dt , em que a velocidade do vento esteve entre esses dois valores. Desta forma, é possível substituir a Eq. 43 na Eq. 42 obtendo, ao final, a Eq. 44:

$$E = T \int_{V_p}^{V_c} P(V) dF(V) \quad (\text{Eq. 44})$$

Onde os limites de integração da integral definida na Eq. 44 são:

V_p – velocidade de partida da turbina eólica

V_c – velocidade de corte da turbina eólica

Calcula-se, então, a potência média eólica por meio da Eq. 45:

$$\bar{P} = \int_{V_p}^{V_c} P(V) dF(V) \quad (\text{Eq. 45})$$

Conforme apresentado na Eq. 25, a função densidade de probabilidade, $p(V)$, é igual a derivada da função de distribuição cumulativa, $F(V)$, em relação à velocidade V , isto é:

$$p(V) = \frac{dF(V)}{dV} \quad (\text{Eq. 46})$$

Desta forma, substituindo a Eq. 46 nas Eqs. 44 e 45, obtém-se na Eq. 47 a potência média dos ventos, \bar{P} , e na Eq. 48 a energia, E , produzida em um intervalo de tempo T , ambas calculadas em termos da função densidade de probabilidade de Weibull:

$$\bar{P} = \int_{V_p}^{V_c} P(V)p(V)dV \quad (\text{Eq. 47})$$

$$E = T \int_{V_p}^{V_c} P(V)p(V)dV \quad (\text{Eq. 48})$$

Considerando-se a energia anual bruta produzida por um aerogerador, EAP_{Bruta} , durante o período de um ano, ou seja, 8760 horas e desconsiderando-se perdas energéticas adicionais, tem-se expressão apresentada na Eq. 49:

$$EAP_{Bruta} = 8760 \int_{V_p}^{V_c} P(V)p(V)dV \quad (\text{Eq. 49})$$

A energia calculada por meio da Eq. 49 não leva em consideração os efeitos com o tempo de orientação do aerogerador ou correção do ângulo de pás. Considera-se que o aerogerador orienta-se de forma rápida e, desta maneira, a potência extraída pela máquina é o mesmo valor fornecido pela curva de potência (MARTINEZ, 2003).

A integral da Eq. 49 pode ser resolvida por métodos numéricos de integração, por exemplo, utilizando o método dos retângulos e/ou o método dos trapézios. Uma aproximação para o cálculo da EAP_{Bruta} (Eq. 49) é apresentada na Eq. 50:

$$EAP_{Bruta} = 8760 * \sum_{i=1}^N P(V_i)p(V_i)\Delta V_i \quad (\text{Eq. 50})$$

A Figura 2.9 ilustra graficamente o cálculo da EAP_{Bruta} a partir do somatório das áreas formadas pelo produto entre a curva de frequência (probabilidade) de ocorrência das velocidades de vento em uma dada localidade, $p(V)$, e a curva de potência, $P(V)$, específica de um aerogerador, multiplicado por intervalos arbitrados de variação de velocidade:

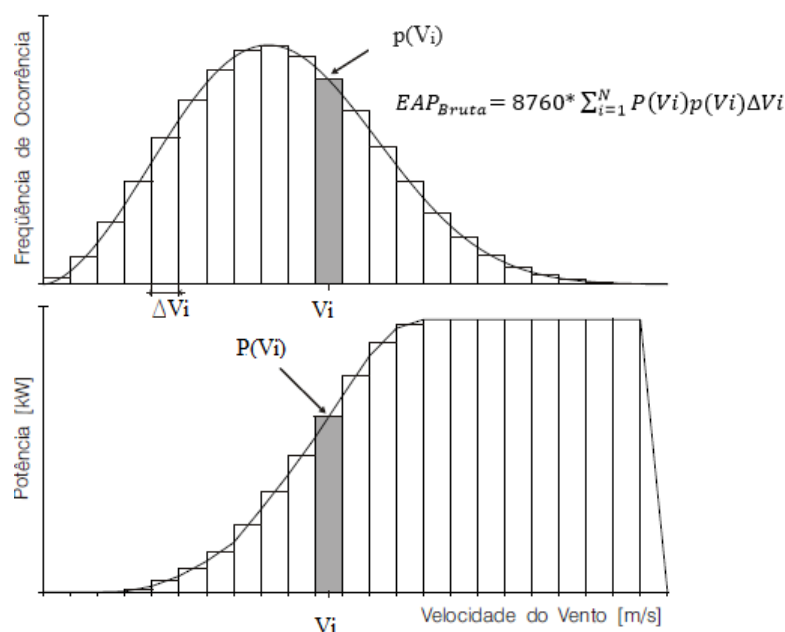


Figura 2.9 - Cálculo da Energia Anual Produzida Bruta
 Fonte: Adaptado de Amarante *et al.* (2003)

2.4.2 Cálculo da Energia Anual Produzida Líquida

Para o cálculo da energia anual produzida líquida, EAP_{Liq} , deve-se subtrair da EAP_{Bruta} (Eqs. 49 e 50) as perdas inerentes ao processo de geração de energia elétrica em uma usina eólica. As principais perdas associadas a este processo são: (i) perdas por efeito de esteira (P_{ee}) (AMARAL; CASTRO, 2017; LETCHER, 2017), (ii) perdas ambientais (P_{amb}) (MONE *et al.*, 2017), (iii) perdas técnicas (P_{tec}) (MONE *et al.*, 2017), (iv) perdas elétricas (P_{ele}) (AMARAL; CASTRO, 2017; ARRAMBIDE; ZUBIA; MADARIAGA, 2018) e (v) perdas por indisponibilidade (P_{ind}) (LETCHER, 2017; STAFFELL; GREEN, 2014), (LEVITT *et al.*, 2011). No geral, as perdas são expressas em valores percentuais.

2.4.2.1 Perdas por Efeito Esteira

As perdas por efeito esteira (P_{ee}) ocorrem quando o vento passa através do rotor de um aerogerador e segue em direção a outro aerogerador localizado atrás dele. Quando isso acontece, há redução de velocidade do vento e o aumento da turbulência do primeiro para o segundo aerogerador, o que afeta a energia produzida pela usina eólica. À medida que o fluxo de vento avança mais a jusante, a esteira começa a se espalhar e gradualmente retorna às características do vento circundante (AMARAL; CASTRO, 2017).

Essa interação entre aerogeradores deve ser estudada antes da implantação de uma usina eólica para reduzir ou evitar a sua perda. É sugerido na literatura que o espaçamento entre as turbinas em uma usina eólica seja de uma distância entre 5 a 9 diâmetros do rotor

na direção predominante do vento e de uma distância entre 3 e 5 diâmetros do rotor na direção perpendicular à direção predominante do vento (LETCHER, 2017).

A Figura 2.10 ilustra a ocorrência do efeito esteira devido à turbulência do vento a jusante das turbinas em uma usina eólica marítima em operação.



Figura 2.10 - Efeito esteira em uma UEO

Fonte: Foto de Christian Steiness em Vattenfall *Wind Power* (2008)

2.4.2.2 Perdas Ambientais

Perdas ambientais (P_{amb}) em usinas eólicas são decorrentes de fenômenos naturais que impactam diretamente no desempenho e integridade dos aerogeradores. Relâmpagos, neve e particulados sobre as pás (*e.g.* poeira, maresia) são exemplos de fenômenos naturais que podem acarretar em danos, especialmente nas pás, causando perdas na eficiência de geração de energia em sistemas eólicos (MONE *et al.*, 2017).

2.4.2.3 Perdas Técnicas

Perdas técnicas (P_{tec}) são perdas energéticas inerentes à própria tecnologia de geração de energia a ser utilizada. No caso de usinas eólicas, as duas principais são as perdas parasitárias e por histerese.

As perdas parasitárias são decorrentes da energia que é consumida pelos diversos equipamentos e sistemas da própria usina eólica para que ela se mantenha funcional, ainda que momentaneamente não haja ventos, ou seja, a usina não esteja gerando energia elétrica (MONE *et al.*, 2017). Perdas parasitárias são perdas técnicas inerentes à usina eólica e decorrentes da necessidade do seu autoconsumo de energia para operar.

A histerese ocorre quando ventos em alta velocidade, acima da velocidade de *cut out*, atingem a turbina e o sistema de controle de potência do aerogerador automaticamente desliga a máquina eólica com o objetivo de evitar esforços excessivos no sistema mecânico. O período compreendido entre o desligamento por velocidade excessiva do vento e a reinicialização operativa da turbina é denominado histerese, durante o qual não há geração de energia (SOHONI; GUPTA; NEMA, 2016).

2.4.2.4 Perdas Elétricas

As principais perdas elétricas em usinas eólicas ocorrem durante as etapas de geração e transmissão de energia. Durante a geração, as perdas elétricas ocorrem principalmente devido ao efeito Joule⁴ decorrente de correntes elétricas no enrolamento do gerador. Há também perdas elétricas significativas nos cabos submarinos coletores e de transmissão de energia, bem como nos transformadores elevadores de tensão nos aerogeradores e nas subestações.

As perdas elétricas nos cabos submarinos são mais significativas em sistemas de transmissão em alta tensão e corrente alternada ou HVAC (*High Voltage Alternate Current*). O HVAC é o sistema de transmissão predominante atualmente em usinas *offshore*. O nível de tensão nas usinas marítimas varia na faixa entre 30 kV e 36 kV. Em sistemas HVAC há um aumento relevante nas perdas elétricas à medida que aumentam a potência do parque e sua distância à costa. A transmissão HVAC gera elevados valores de potência reativa com o aumento da extensão dos cabos submarinos (PINTO, 2014).

Transmissão de energia elétrica por meio de cabos submarinos em alta tensão e corrente contínua ou HVDC (*High Voltage Direct Current*) é uma tecnologia mais recente e é utilizada para transportar grandes quantidades de potência elétrica entre grandes distâncias, com menores perdas elétricas, comparativamente à transmissão HVAC (PINTO, 2014). Perdas elétricas consomem aproximadamente 3% da energia produzida em uma usina eólica marítima (MONE *et al.*, 2017).

2.4.2.5 Perdas por Indisponibilidade

A indisponibilidade em um aerogerador é decorrente de falhas em seus sistemas e subsistemas e conseqüentemente da necessidade de manutenções e reparos (planejados e

⁴ Efeito Joule é um fenômeno físico que consiste na conversão de energia elétrica em calor. Esse fenômeno ocorre quando algum corpo é atravessado por uma corrente elétrica. Este fenômeno é conhecido como efeito Joule em homenagem ao físico britânico James Prescott Joule (1818-1889).

não-planejados), que geram períodos de tempo não produtivos para a usina (LETCHER, 2017). Inversamente, a disponibilidade indica o percentual de tempo durante o qual a máquina eólica está disponível para geração de energia. A disponibilidade de aerogeradores modernos varia na faixa entre 94% e 97%, mas pode atingir valores abaixo de 90% (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

2.4.2.6 Equacionamento de Perdas

O cálculo de todas as perdas em uma única parcela é realizado conforme o equacionamento apresentado na Eq. 51:

$$Perdas = 1 - [(1 - P_{ee}) * (1 - P_{amb}) * (1 - P_{tec}) * (1 - P_{ele}) * (1 - P_{indisp})] \quad (\text{Eq. 51})$$

Onde:

P_{ee} - perdas por efeito esteira [%]

P_{amb} - perdas ambientais [%]

P_{tec} - perdas técnicas [%]

P_{ele} - perdas elétricas [%]

P_{indisp} - perdas por indisponibilidade [%]

2.4.2.7 Equacionamento da Energia Anual Líquida Produzida

A energia anual líquida produzida por uma usina eólica, EAP_{Liq} , é obtida subtraindo-se da energia anual bruta produzida (Eq. 49) todas as perdas associadas (Eq. 51), resultando na Eq. 52:

$$EAP_{Liq} = (1 - Perdas) * 8760 \int_{V_P}^{V_C} P(V)p(V)dV \quad (\text{Eq. 52})$$

Nas instruções para habilitação técnica de empreendimentos de geração de energia a partir da fonte eólica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2017), é necessário calcular a geração anual de energia em que haja uma probabilidade de 90% de que a geração efetiva (real) seja igual ou exceda este valor (EAP_{P90}). A EAP_{P90} é calculada por meio da Eq. 53:

$$EAP_{P90} = EAP_{P50} * (1 - 1,282 * Incerteza) \quad (\text{Eq. 53})$$

Onde:

EAP_{P50} – Geração anual de energia em que há probabilidade de 50% de que a geração efetiva (real) seja igual ou exceda este valor. Matematicamente, EAP_{P50} é igual a EAP_{Liq} , calculada por meio da Eq. 52 [MWh/ano];

1,282 – Variável padronizada da distribuição normal, considerando a probabilidade de ocorrência de 10%, uma vez que o cálculo na Eq. 53 se refere à estimativa com 90% de probabilidade ocorrência (P90);

Incerteza – Refere-se à incerteza quanto aos dados de velocidade de vento adotados (percentual).

2.4.3 Parâmetros de Desempenho

2.4.3.1 Fator de Capacidade

O fator de capacidade, FC , representa a energia extraível em um sistema de geração e é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada em um intervalo de tempo e a máxima energia disponível durante o mesmo intervalo, ou seja, a energia que um aerogerador produziria operando em sua potência nominal durante todo o intervalo de tempo considerado (LETCHER, 2017). Trata-se da relação entre o que foi efetivamente gerado sobre a capacidade máxima de geração de energia de um sistema.

Amarante *et al.* (2003) definem o FC como a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia teórica que seria gerada considerando-se a potência nominal, P_n , do aerogerador, conforme Eq. 54:

$$FC = \left(\frac{EAP}{8760 \times P_n} \right) \quad (\text{Eq. 54})$$

Onde:

FC - fator de capacidade (adimensional)

EAP - energia anual produzida [MWh/ano]

P_n - potência nominal do aerogerador [MW]

8760 - número de horas em 1 ano [h]

Usualmente, o valor do FC para aprovação da construção de uma UEO varia entre 30% e 55% (MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017).

2.4.3.2 Taxa de Perda de Desempenho

Assim como nas formas convencionais de geração de energia, a energia elétrica produzida por uma usina eólica gradualmente é reduzida ao longo de sua vida útil. Segundo Staffel e Green (2014), os principais fatores que levam a esse declínio de desempenho seriam a redução da disponibilidade dos aerogeradores, queda de desempenho aerodinâmico e da eficiência de conversão de energia.

Neste sentido, Staffel e Green (2014) realizaram um estudo para quantificar a taxa anual de perda de desempenho (*derating*) de um conjunto de 282 usinas eólicas no Reino Unido, utilizando dados públicos. Fatores de capacidade reais das usinas foram registrados mensalmente no período entre 2002 e 2012. Fatores de capacidade ideais para usinas foram estimados a partir de dados de velocidade de vento de alta resolução obtidos por satélites para as áreas das usinas eólicas consideradas no estudo.

Staffel e Green (2014) verificaram que os aerogeradores analisados perderam $1,6 \pm 0,2\%$ de fator de capacidade por ano. Com isso, o fator de capacidade médio das usinas analisadas caiu de 28,5% no início das operações para 21% ao término, após 20 anos. Tal queda resultou na redução de 12% da produtividade energética total das usinas analisadas no período.

Byrne *et al.* (2020) realizaram um estudo para quantificar a perda de desempenho de um aerogerador Vestas V52, que operou sem troca de equipamentos entre os anos de 2005 e 2018, até a falha da *gear box* da turbina, em 2019. Os autores estudaram a variação da energia anual produzida pelo aerogerador ao longo dos anos de operação, comparando a produtividade real com a obtida a partir de modelos matemáticos. Os resultados obtidos pelos autores indicam uma perda de produção energética do aerogerador de 5% ao longo de 10 anos.

2.4.3.3 Energia Anual Produzida por Metro Quadrado de Área do Rotor

Um parâmetro de interesse para análise de desempenho de um aerogerador é a relação entre a energia anual produzida pela máquina eólica e a área da seção transversal do seu rotor. Tal fator, denominado *EAPAR*, é apresentado na Eq. 55:

$$EAPAR = \left(\frac{EAP}{A} \right) \quad (\text{Eq. 55})$$

Onde:

$EAPAR$ - energia anual produzida por metro quadrado de área do rotor [MWh/m²/ano]

EAP - energia anual produzida [MWh/ano]

A - área da seção transversal do rotor [m²]

2.4.3.4 Energia Anual Produzida por Capacidade Instalada

Um parâmetro de interesse para análise de desempenho de um sistema de geração de energia é a relação entre a energia anual produzida, EAP , e a capacidade instalada, CI , deste sistema. Tal fator, denominado $EAPCI$, é apresentado na Eq. 56:

$$EAPCI = \left(\frac{EAP}{CI} \right) \quad (\text{Eq. 56})$$

Onde:

$EAPCI$ - energia anual produzida por megawatt de capacidade instalada [MWh/MW/ano]

EAP - energia anual produzida [MWh/ano]

CI - capacidade instalada do sistema [MW]

CAPÍTULO 3 – POTENCIAL EÓLICO *OFFSHORE*

Neste capítulo são apresentados dados e informações do expressivo potencial eólico *offshore* em escala global e nacional, pesquisados por meio de revisão de literatura de trabalhos publicados sobre o tema.

3.1 Potencial Eólico *Offshore* Global

Diversos estudos já foram realizados para avaliar o potencial eólico do planeta, considerando tanto o ambiente *onshore* quanto o *offshore* (ARENT *et al.*, 2012; EUREK *et al.*, 2017; IEA, 2019a). Atualmente, há o debate no meio científico de que há energia suficiente nos ventos para que estes sejam a fonte primária de energia elétrica global em um cenário de contínuo crescimento econômico, ao longo do século XXI (MARVEL; KRAVITZ; CALDIERA, 2013).

Um estudo do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) conduzido por Arent *et al.* (2012) estimou o potencial eólico *offshore* global. Com este objetivo, os autores utilizaram dados de ventos com abrangência global do produto *Blended Sea Winds* (BSW), do *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA). Os dados utilizados no estudo são provenientes de medições de um conjunto de satélites que contêm vetores de velocidade de vento a 10 metros da superfície dos oceanos com resolução de 0,25 graus, isto é, individualizados em quadriláteros equidistantes de aproximadamente 27,5 km nos eixos latitudinais e longitudinais (ZHANG; REYNOLDS; BATES, 2006).

Posteriormente, Arent *et al.* (2012) extrapolaram as velocidades médias anuais do vento para a altura de 90 metros do *hub* das turbinas. Os autores estimaram a potência eólica por meio de distribuições de Weibull obtidas para os dados globais de velocidades do vento e da curva de potência do modelo de aerogerador selecionado, com potência de 3,5 MW. Os autores consideraram uma taxa de ocupação de 5 MW/km² para a conversão da área marítima disponível para instalação dos aerogeradores em capacidade instalada.

Adicionalmente, foram aplicadas regras de exclusão para retirar do estudo determinadas áreas marítimas com restrições devido ao tráfego intenso de embarcações ou por serem áreas de preservação ambiental. As profundidades marítimas mínima e máxima consideradas para instalação dos aerogeradores variou entre 0 m e 1000 m, ao passo que a distância máxima a partir da costa dos países foi limitada em 100 milhas náuticas (185,2 km).

Considerando o conjunto básico de premissas apresentadas pelos autores, os resultados do estudo para estimativa do potencial eólico *offshore* são apresentados na Tabela 3.1:

Tabela 3.1 - Estimativa do potencial eólico *offshore* global

Profundidade	Potencial eólico <i>offshore</i> (GW)				Total	Percentual
	Fator de Capacidade Anual Médio					
	34% - 38%	38% - 42%	42% - 46%	46%		
Águas Rasas (0 - 30 m)	973	1.882	2.333	1.741	6.929	9,34%
Águas Intermediárias (30 - 60 m)	952	2.689	2.395	4.419	10.455	14,10%
Águas Profundas (60 - 1000 m)	2.934	7.595	11.743	34.511	56.785	76,56%
Global	4.860	12.166	16.471	40.671	74.169	100,00%

Fonte: Adaptado de Arent *et al.* (2012)

Os resultados obtidos indicam potencial eólico *offshore* superior a 74.000 GW, sob as premissas propostas no estudo. É possível notar o crescimento do potencial eólico à medida que se avança para águas profundas. Considerando-se os fatores de capacidade anuais médios para cada faixa de profundidade, foi estimada uma produção energética anual de aproximadamente 285.000 TWh, ou seja, 10,7 vezes o consumo de eletricidade global que, em 2018, foi de aproximadamente 26.672 TWh (IEA, 2019b) e 5,1 vezes o consumo de eletricidade global previsto para o ano de 2050 pela IRENA (2018), de 55.000 TWh.

Posteriormente, Eureka *et al.* (2017) apresentaram resultados de um estudo que buscou melhorar a precisão de estimativas de potencial eólico e produção energética global já apresentadas em trabalhos anteriores, como o de Arent *et al.* (2012).

Neste sentido, Eureka *et al.* (2017) utilizaram dados de velocidade de vento em mesoescala provenientes de observações do produto *Climate Four Dimensional Data Assimilation* (CFDDA), do *National Center for Atmospheric Research* (NCAR). A base de dados utilizada consistiu em uma coleção de 21 anos de dados climáticos obtidos por satélites e capturados globalmente, a cada hora, no período compreendido entre 1985 e 2005. Os dados utilizados apresentam resolução de 0,4 graus, isto é, são individualizados em quadriláteros equidistantes de aproximadamente 40 km nos eixos latitudinais e longitudinais. Múltiplos níveis de altitude foram utilizados no estudo, incluindo quatro acima do nível do mar, nas elevações de 15,7 m, 58,1 m, 115,1 m e 179,2 m.

Desta forma, os autores expandiram as estimativas de estudos anteriores utilizando dados de velocidades de ventos em diversas altitudes. Adicionalmente, os autores assumiram a variabilidade das curvas de potência dos aerogeradores em função

da altitude, uma vez que a densidade do ar se altera com a altura e, conseqüentemente, também altera a densidade de potência dos ventos. Tal consideração utilizada por Eurek *et al.* (2017) é diferente da simplificação utilizada por Arent *et al.* (2012), que assumiram as curvas de potências invariáveis com a altitude.

Eurek *et al.* (2017) também criaram filtros geoespaciais para exclusão de áreas avaliadas como inadequadas para o aproveitamento eólico. Os autores categorizaram a distância das áreas com recurso eólico à rede elétrica e, para as áreas de exclusão, além das áreas de preservação ambiental, também consideraram a distância à costa e a profundidade marítima, bem como áreas e intervalos de tempo em que os oceanos ficam cobertos de gelo ao longo do ano.

Para a obtenção das estimativas, os autores utilizaram aerogeradores de 3,5 MW, Classe 1 (*offshore*) e Classe 2 (*onshore*), com altura de *hub* de 90 m, disponibilidade de 95%, eficiência de transmissão elétrica de 90% e uma taxa de ocupação de 5 MW/km² para a conversão da área marítima disponível para instalação dos aerogeradores em capacidade instalada. Similarmente a Arent *et al.* (2012), Eurek *et al.* (2017) estratificaram as profundidades dos oceanos em três níveis: (i) águas rasas (0 - 30 m); (ii) águas intermediárias (30 m - 60 m); (iii) águas profundas (60 m - 1000 m). Os recursos eólicos em localidades com profundidade marítima superior a 1000 m foram descartados.

Os resultados obtidos pelos autores indicam potencial eólico *offshore* de 126.000 GW, sob as premissas propostas no estudo. Em termos de produção energética anual, o valor estimado foi de 315.000 TWh, com 67% dos ventos marítimos classificados como de qualidade média ou alta. Tal produção associada ao recurso eólico *offshore* é 11,8 vezes o consumo de eletricidade global, que em 2018 foi de aproximadamente 26.672 TWh (IEA, 2019b), bem como 5,7 vezes o consumo de eletricidade global previsto para o ano de 2050 pela IRENA (2018), de 55.000 TWh.

Em 2019, a *International Energy Agency* (IEA) e o *Imperial College London* realizaram uma estimativa detalhada do potencial eólico *offshore* global para o relatório *Offshore Wind Outlook 2019*. Análises geoespaciais foram realizadas globalmente utilizando ferramenta de modelagem com base na mais recente reanálise de dados de satélite do *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), a base de dados ERA5 (IEA, 2019a). Curvas de potência de aerogeradores mais modernos, de 10 MW, foram utilizadas no estudo.

Similarmente aos trabalhos anteriormente apresentados, filtros geoespaciais foram utilizadas para exclusão de áreas avaliadas como inadequadas ao aproveitamento eólico, entre elas: (i) áreas de pesca, (ii) de tráfego marítimo intenso, (iii) de exploração e produção de óleo e gás e (iv) de preservação ambiental. Áreas próximas a cabos submarinos e a falhas geológicas propícias a terremotos também foram excluídas do estudo (IEA, 2019a).

Considerando as premissas adotadas, a IEA estima que o potencial eólico *offshore* global é superior a 120.000 GW, com produção energética anual superior a 420.000 TWh.

Neste estudo, o potencial eólico é dividido em apenas em duas regiões onde recurso está disponível: (i) em águas rasas (0 – 60 m) e (ii) em águas profundas (60 m – 2000 m). O potencial eólico em águas rasas é mais facilmente aproveitável com a tecnologia atualmente existente para usinas marítimas. A produção energética para esta faixa de profundidade foi estimada em 87.000 TWh, 3,3 vezes o consumo de eletricidade global que em 2018 foi de aproximadamente 26.672 TWh (IEA, 2019b) e 1,6 vez o consumo de eletricidade global previsto para o ano de 2050 pela IRENA (2018), de 55.000 TWh.

3.2 Potencial Eólico *Offshore* no Brasil

O potencial eólico *offshore* ao longo de toda a margem do Brasil foi estimado por Ortiz e Kampel (2011) em um trabalho desenvolvido junto ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Para o desenvolvimento do estudo, os autores utilizaram dados de velocidade e direção dos ventos adquiridos pelo satélite QuikSCAT e posteriormente os processaram para gerar um campo de ventos com resolução espacial de 0,5 grau. O período analisado foi de agosto de 1999 até dezembro de 1999.

A estimativa de potencial de geração de energia foi realizada com simulação utilizando turbinas modelo AREVA Wind M5000, de 5 MW, a 80 metros de altura acima do nível do mar e rotor com 116 metros de diâmetro. O espaçamento entre as turbinas foi de cerca de 600 metros no eixo meridional e de 1200 no eixo zonal. Ortiz e Kampel (2011) calcularam o potencial de energia gerado em cada *pixel* e, em outra etapa, os valores de cada *pixel* foram somados para obtenção do potencial energético total regional. Ressalta-se que o estudo não considera possíveis restrições de ordem socioambiental para instalação das usinas eólicas.

Na discussão dos resultados, os autores registram que a média de velocidade do vento *offshore* no Brasil variou entre 7 m/s e 12 m/s a uma altitude de 80 metros acima do nível do mar. Três regiões de alta magnitude do vento são destacadas no estudo: (i) costa de Sergipe e Alagoas; (ii) costa do Rio Grande do Norte e Ceará, (iii) costa do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. A densidade média de potência variou entre 215 W/m² e 968 W/m².

A Tabela 3.2 resume o potencial eólico ao longo da margem brasileira em função da distância à costa e do intervalo batimétrico:

Tabela 3.2 - Potencial eólico *offshore* no Brasil em função da distância à costa e do intervalo batimétrico

Distância da costa	
0 a 10 km	57 GW
0 a 50 km	259 GW
0 a 100 km	514 GW
0 a 370 km (ZEE)	1.780 GW
Intervalo Batimétrico	
0 a 20 m	176 GW
0 a 50 m	399 GW
0 a 100 m	606 GW

Fonte: Adaptado de Ortiz e Kampel (2011)

O potencial eólico *offshore* nacional até uma profundidade de 100 metros foi estimado em 606 GW, com destaque para as regiões Norte e Nordeste. Este potencial é 3,5 vezes a capacidade instalada nacional para geração de eletricidade, de 172 GW, conforme dados da ANEEL (2020).

Os autores também destacam o notável potencial energético de 57 GW até 10 km da costa brasileira, pois representa uma quantidade de energia que pode ser obtida próxima ao litoral. Trata-se de um potencial eólico mais próximo aos grandes centros urbanos e mais atrativo economicamente, visto que é um recurso mais facilmente aproveitável com tecnologias em estágio de maior maturidade, já consolidadas em outros países para instalação e operação de usinas eólicas marítimas.

Na conclusão do estudo, Ortiz e Kampel (2011) destacam a estimativa do potencial energético *offshore* na faixa abrangida pela ZEE de 1780 GW, cerca de 12 vezes o potencial na área continental do país, estimado em 143 GW por Amarante *et al.* (2001) no *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Considerando-se o fator de capacidade de 39,55% utilizado pelos autores no estudo, estima-se a produção energética associada ao

potencial eólico *offshore* nacional em aproximadamente 6.150 TWh por ano, ou seja, 3,3 vezes o consumo anual de eletricidade no Brasil em 2018, de 535,4 TWh, conforme dados da EPE (2019a), no *Balanço Energético Nacional 2019 – Relatório Síntese/Ano Base 2018*.

A EPE (2020) estimou o potencial eólico *offshore* do Brasil em 697 GW e uma produção energética de 2.536 TWh, para ventos a 100 m de altura, em áreas com profundidade marítimas de até 50 m e com velocidade média do vento igual ou superior a 7 m/s. Nesse estudo, a EPE considerou dados de ventos da base de dados ERA5, disponibilizada pela ECMWF. Tal base possui resolução de 30 km para toda a ZEE brasileira, com referência no período de 2000 e 2017.

Para estimar a potência instalada a partir da área marítima aproveitável, EPE (2020) utilizou como premissas taxas de ocupação de 2,6 MW/Km² para as regiões Sudeste e Sul e de 3,75 MW/km² para as regiões Norte e Nordeste. A turbina de referência para o estudo foi a DTU-10MW (BAK *et al.*, 2013), com fatores de capacidade variáveis para cada faixa de velocidade e região em estudo.

A produção energética de 2.536 TWh obtida pela EPE (2020) representa 4,74 vezes o consumo anual de eletricidade no Brasil em 2018, de 535,4 TWh, conforme dados da EPE (2019a). Ressalta-se que no estudo da EPE (2020) há a limitação de não haver restrições nas áreas exploráveis, como, por exemplo, áreas de proteção ambiental, rotas comerciais, rotas migratórias de aves, área de exploração e produção de petróleo ou áreas com utilização conflitante.

Silva (2019) também realizou um estudo para avaliação do potencial eólico *offshore* do Brasil, com objetivo de mapear as melhores áreas para o desenvolvimento da fonte a estimar a capacidade que poderia ser instalada em águas brasileiras.

A análise foi realizada considerando o potencial eólico sob diferentes óticas:

- (i) Potencial teórico, em que se considera todo o recurso do vento *offshore*, desde que dentro da área sob jurisdição do país. Aspectos tecnológicos, ambientais e sociais que influenciam na viabilidade de projeto são ignorados. No caso, a única limitação imposta por Silva (2019) ao recurso eólico *offshore* é a de que estivesse espacialmente contido na ZEE do Brasil.

- (ii) Potencial técnico, nível seguinte de análise em que são impostas ao potencial teórico exclusões técnicas, inerentes à tecnologia atual de aproveitamento do recurso eólico. As limitações são referentes à profundidade marítima máxima em que se pode instalar aerogeradores *offshore*, bem como à velocidade mínima a partir da qual a geração é viável. Silva (2019) limitou sua análise a uma profundidade máxima de 1000 metros e velocidade mínima do vento de 7 m/s.
- (iii) Potencial ambiental e social, último nível de análise em que é obtido por meio da aplicação, sobre a área do potencial técnico, de exclusões que visam a manutenção de atividades humanas no meio marítimo e a preservação da natureza, em especial dos grupos mais afetados por projetos de usinas eólicas marítimas.

Silva (2019) adquiriu dados do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) com velocidades médias anuais do vento *offshore* de todo o litoral brasileiro, medidas a 100 metros de altura. Os dados foram mapeados com auxílio do software *ArcMap* e, posteriormente, cruzados com as exclusões impostas a cada nível de potencial.

Uma vez aplicadas as devidas exclusões, o autor calculou a área total de cada nível de potencial, bem como a potência instalável, que é o resultado da multiplicação da área total pela taxa de ocupação das usinas. Esta última, foi fixada pelo autor em 3,0 MW/km².

Os resultados obtidos por Silva (2019) indicam que potencial teórico *offshore* do Brasil é de 1.687,6 GW; o potencial técnico de 1064,2 GW; e o potencial ambiental e social, mais restrito, de 330,5 GW, o que representa 21,3 vezes a capacidade instalada associada à energia eólica *onshore* no Brasil em 2020, de aproximadamente 15,5 GW, e 1,92 vez a capacidade instalada total no Brasil no mesmo ano, de aproximadamente 172 GW, conforme dados da ANEEL (2020).

Ao final da análise, o autor apresenta as dez áreas preferenciais para empreendimentos de usinas eólicas *offshore* no Brasil. Tais áreas somam uma capacidade instalável de 126 GW e estão localizadas principalmente no litoral do Norte e Nordeste do Brasil, entre os estados do Pará e do Rio Grande do Norte, e no litoral Sul, em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul.

CAPÍTULO 4 – PRINCIPAIS ELEMENTOS DE SISTEMAS DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*

Neste capítulo serão apresentados os principais equipamentos, componentes e recursos logísticos que compõem um sistema de energia eólica *offshore*, tipicamente denominado parque ou usina eólica *offshore*. Toda usina eólica é composta por um determinado número de aerogeradores alocados estrategicamente em uma área, no intuito de se extrair a maior parcela possível da energia que os ventos oferecem na localidade. Usinas marítimas são empreendimentos de grande porte e intensivos em capital, os quais exigem equipamentos de alta sofisticação tecnológica, aptos à operação em ambientes hostis e agressivos à integridade de sistemas, bem como soluções logísticas complexas, especialmente para instalação dos equipamentos em alto mar.

4.1 Componentes de uma Usina Eólica *Offshore*

Em uma visão holística, uma usina eólica *offshore* é composta principalmente pelos seguintes equipamentos: (i) sistemas de suporte (fundações e peça de transição); (ii) turbinas; (iii) sistemas de coleta e transmissão de eletricidade; (iv) subestação *offshore* (v) e subestação *onshore* e (vi) torre meteorológica (KAISER; SNYDER, 2012).

A Figura 4.1 apresenta os principais elementos de uma usina eólica *offshore*:

- | | |
|-------------------------------|-------------------------------|
| a) aerogeradores | e) subestação <i>offshore</i> |
| b) cabos submarinos coletores | f) torre meteorológica |
| c) cabos de exportação | g) subestação <i>onshore</i> |
| d) transformador | |

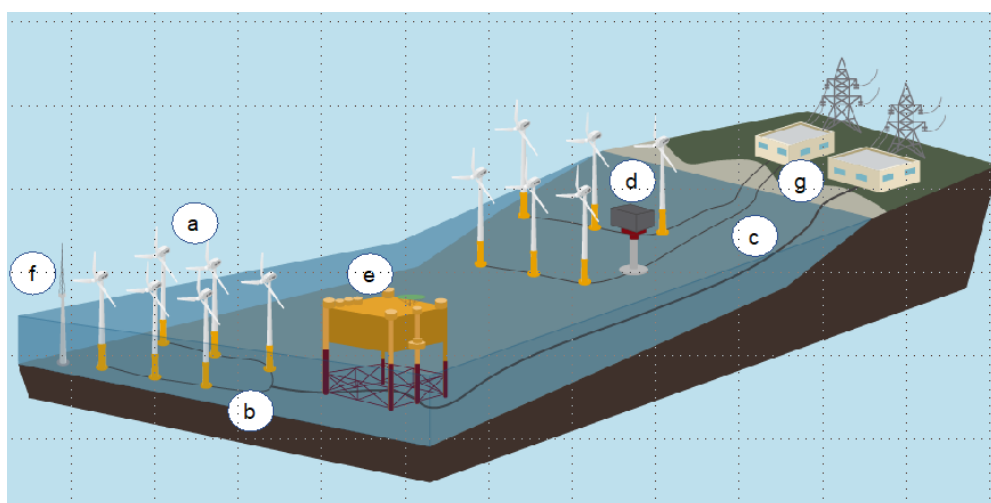


Figura 4.1 - Componentes de uma usina eólica *offshore*
Fonte: CRIAÇÃO (2019)

4.1.1 Fundações e Peças de Transição

As fundações têm a função básica de manter o aerogerador apoiado ao solo marinho e estão sujeitas a carregamentos ambientais provenientes de correntes marinhas, ondas e ventos que atuam na estrutura de suporte e na própria turbina em operação. As fundações estão sujeitas a condições específicas em cada local, requerendo, portanto, projetos específicos para cada locação (TEMPEL *et al.*, 2010).

A fundação de uma turbina eólica *offshore* é projetada de acordo com a profundidade marítima, as condições meteoceanográficas e as características do solo marinho no local onde se pretende instalá-la. As estruturas de suporte utilizadas em fundações de turbinas eólicas *offshore* devem ser capazes de suportar cargas hidrodinâmicas e eólicas simultaneamente, bem como cargas em diferentes frequências provenientes do complexo comportamento dinâmico da turbina em movimento circular. As dimensões e massa do conjunto torre e turbina também são determinantes para o adequado dimensionamento da fundação (THOMSEN, 2012).

Tempel *et al.* (2010) utilizam o termo fundação para se referir à parte da estrutura de suporte da turbina, ou seja, a parte localizada abaixo e ao nível da água, excluindo a torre. A finalidade das fundações é direcionar as cargas na estrutura de suporte para o fundo do mar e são classificadas pela forma como estão conectadas ao solo. Para Kaiser e Snyder (2012), o sistema de suporte de aerogeradores *offshore* inclui a fundação e uma peça de transição para absorver tolerâncias na inclinação e simplificar a fixação da torre.

Estruturas de suporte utilizadas em fundações são construídas em diversas geometrias e dimensões. Resumidamente, cinco tipos básicos de estruturas são os mais utilizados em UEOs: (i) monopilares (*monopiles*), (ii) fundações de gravidade, (iii) trípodas, (iv) jaquetas (v) flutuantes, em especial dos tipos semissubmersível, *tension leg platform* (TLP) e *spar buoy* (KAISER; SNYDER, 2012).

Segundo Cavazzi e Dutton (2016), para águas rasas, de até 30 m de profundidade, o tipo de fundação mais utilizado é o de monopilar; para águas intermediárias, entre 30 e 60 m, é o de jaqueta; e para águas profundas, acima dos 60 m, o ideal são turbinas flutuantes.

As Figuras 4.2 e 4.3 apresentam os principais tipos de fundações fixas e flutuantes, respectivamente.

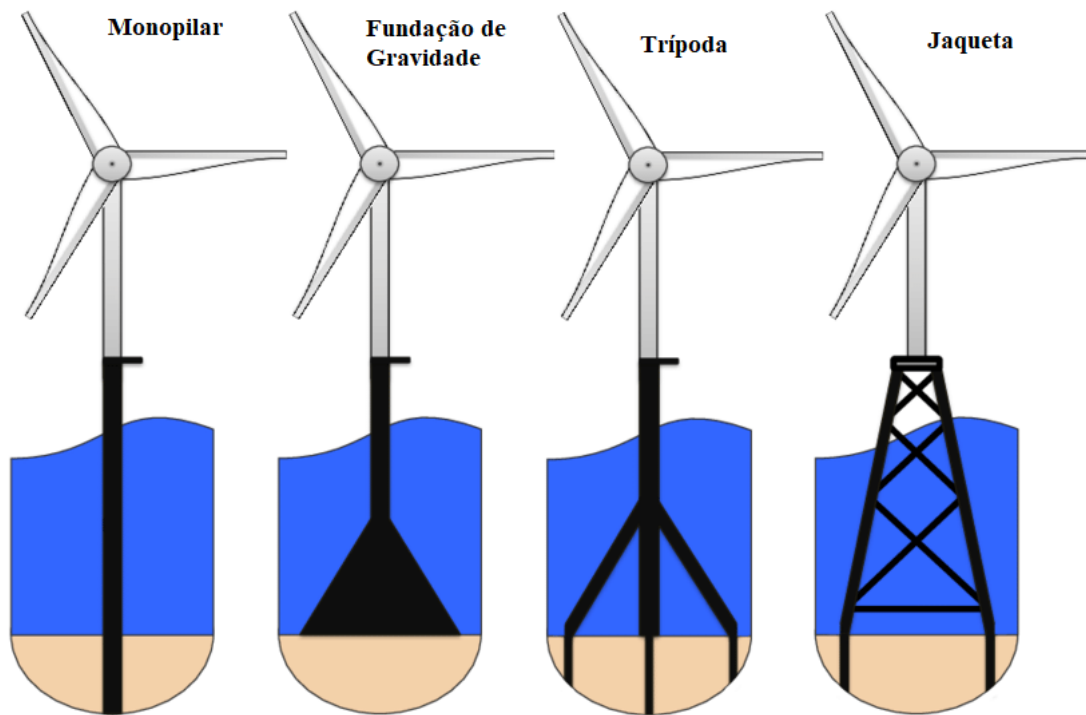


Figura 4.2 - Principais tipos de fundações fixas
 Fonte: Adaptado de van der Valk (2014)



Figura 4.3 - Principais tipos de fundações flutuantes
 Fonte: Adaptado de Joshua Bauer, NREL, US Department of Energy (2016)

Fundações do tipo monopilar são compostas de tubos de aço de alta espessura (até 150 mm) e de grande diâmetro (4 a 6 metros) que são inseridas no solo marinho por cravação com o uso de martelo hidráulico de grande porte ou perfuração. Atualmente, os monopilares são o tipo de fundação mais utilizado em UEOs em águas rasas, com profundidade inferior a 50 metros. Tal opção se dá pelo menor custo e simplicidade desta solução quando comparada às outras alternativas. Devido às limitações de profundidade e condições de superfície, é provável que no futuro os monopilares percam participação relativa entre as principais de fundações *offshore* (KAISER; SNYDER, 2012).

Fundações de gravidade são estruturas de concreto que utilizam o próprio peso para resistir esforços provenientes dos ventos e ondas. A base de concreto, que aplica pressão vertical à área imediatamente abaixo, permanece sobre o solo marinho. Geralmente, a base possui diâmetro entre 15 e 25 metros e todos os esforços e momentos fletores impostos são transportados à base da fundação (THOMSEN, 2012). Este tipo de fundação é utilizado em locais onde a instalação de pilares no fundo do mar é difícil, como em solos rochosos ou duros, em águas relativamente rasas, de 15 a 30 metros. Seu uso elimina o problema de ruído inerente ao processo de cravação da estaca monopilar no solo oceânico (GOVINDJI; JAMES; CARVALLO, 2014).

Fundações do tipo tríпода consistem de um eixo de aço central conectado a três tubos de aço cilíndricos através dos quais o pilar é engastado no fundo do mar. Suportes diagonais são utilizados para apoiar a peça de transição central que se conecta a base da turbina eólica (KAISER; SNYDER, 2012). Onde os monopilares não são viáveis, em águas mais profundas, as trípodas podem ser utilizadas para limitar as deflexões das torres eólicas. A base em tripé adapta o *design* monopilar, expandindo sua pegada.

Fundações do tipo jaqueta são estruturas de suporte constituídas de treliças de aço, formadas a partir de membros tubulares soldados, os quais se estendem desde o solo marinho até acima da zona de variação de maré. A geometria da jaqueta, tipicamente de base quadrangular, favorece a criação de grande resistência a esforços e momentos fletores, simplesmente por meio do aumento da área quadrangular da base da jaqueta, sem aumentar significativamente a dimensão global da estrutura. Em geral, as jaquetas são cravadas no solo marinho por meio de quatro pilares.

As jaquetas são baseadas na experiência da indústria de óleo e gás em estruturas *offshore* (MUSIAL *et al.* 2017). Tratam-se de estruturas robustas e de grande porte que

demandam recursos de instalações especiais, que oneram bastante o transporte e instalação. Tipicamente, as jaquetas são estruturas de suporte adequadas para áreas com profundidade variando entre 20 e 60 metros (KAISER; SNYDER, 2012).

Com relação às fundações flutuantes, projetadas para profundidades marítimas superiores a 60 metros, tem-se (ANTUNES, 2016):

- (i) *Tension leg platform* (TLP) – Plataforma de pernas atirantadas. Estrutura semissubmersível ancorada ao fundo do mar com cabos em tensão para dar estabilidade.
- (ii) *Spar Buoy* – Plataforma do tipo *Spar*. Neste tipo de plataforma, aerogerador é estabilizado por um lastro apoiado a uma boia. Esta estrutura tem centro gravitacional submerso, abaixo do seu centro de flutuação, visto que as partes mais pesadas da estrutura ficam mais abaixo enquanto que as mais à superfície são ocas, subindo o centro de flutuação.
- (iii) Semissubmersível - utiliza uma estrutura semissubmersível que oferece mais estabilidade, assimilando os conceitos estruturais do TLP e do *Spar Buoy*.

Após a instalação da fundação, uma peça de transição (*transition piece*) é posicionada no topo da fundação, no intuito de se criar uma plataforma de nivelamento e ajuste de geometrias entre a torre e a fundação. A peça de transição corrige desalinhamentos que possam ter ocorrido durante o processo de instalação da fundação. Esse componente funciona, também, como suporte para estruturas de aço, que permitem o acesso de pessoal à turbina mediante uma plataforma de trabalho, apoiando cabos e o sistema de proteção contra corrosão, o qual protege a fundação desse evento (BVG ASSOCIATES, 2019).

A Figura 4.4 ilustra uma peça de transição montada, em cor amarela, suportando uma turbina:

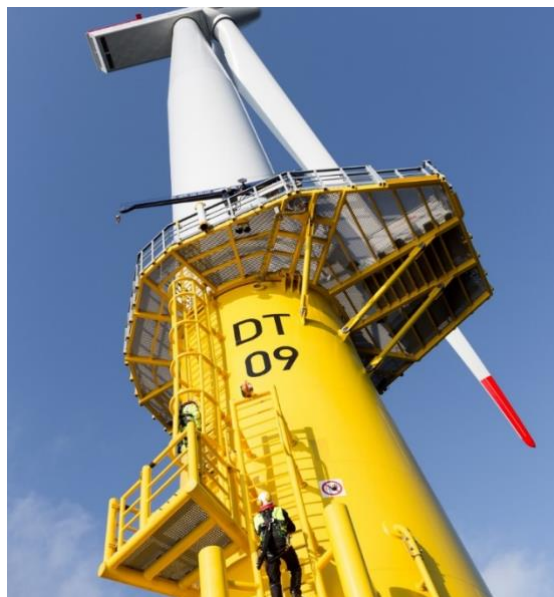


Figura 4.4 - Peça de transição de um aerogerador
Fonte: Siemens AG (2019)

4.1.2 Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

As turbinas são um dos principais componentes de um aerogerador e sua escolha acertada é essencial para uma maior e mais rápida rentabilidade de uma usina eólica (RAPOSO, 2014).

A turbina eólica de eixo horizontal é o modelo convencional de máquina de geração de energia elétrica utilizado tanto em ambiente *onshore* quanto *offshore*. Sua concepção é baseada nos moinhos de vento, onde uma torre sustenta as pás que utilizam a força dos ventos para girar um eixo de transmissão. Ao passo que nos moinhos de vento o eixo de transmissão é conectado à estrutura de moagem, no aerogerador moderno, o eixo é conectado a um gerador elétrico (LYNN, 2012).

Turbinas eólicas geram eletricidade aproveitando a energia do vento. A energia do vento gira as pás em torno de um rotor. O rotor está conectado ao eixo principal da turbina, o eixo de baixa velocidade. Uma caixa de engrenagens (*gear box*) que faz parte do sistema de transmissão da máquina eólica, composta por uma série de engrenagens rolamentos e eixos, aumenta a velocidade rotacional no eixo secundário, de alta velocidade. O eixo de alta velocidade é conectado a um gerador que gera eletricidade (KARIMIRAD, 2014).

Os principais componentes de um aerogerador com turbina de eixo horizontal são: (i) torre, (ii) pás, (iii) cubo, (iv) eixo de transmissão, (v) nacele, (vi) caixa de engrenagens ou multiplicadora (quando existente) e (vii) gerador.

É usual também encontrar a apresentação dos componentes de um aerogerador em 3 partes - torre, a nacele e o rotor. Nesta divisão, o rotor é o conjunto constituído pelo cubo conectado às pás, ao passo que a nacele engloba em seu invólucro metálico o eixo de transmissão, a caixa de engrenagens e o gerador elétrico.

As principais configurações de um aerogerador são apresentadas na Figura 4.5 que são, de uma forma geral, a torre, a nacele e o rotor. Tipicamente, os aerogeradores são diferenciados pelo tamanho e formato da nacele, bem como pela presença ou não de uma caixa multiplicadora e pelo tipo de gerador utilizado – convencional ou multipolos (CRESESB, 2008).

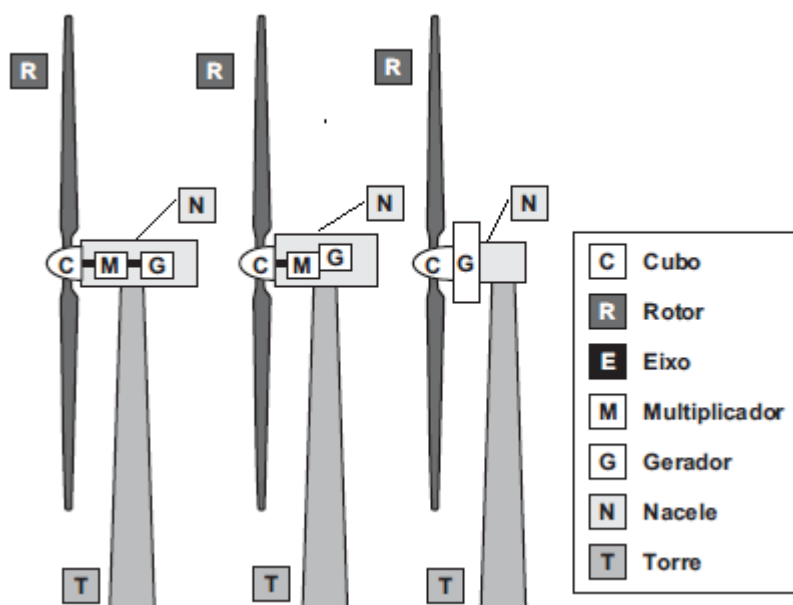


Figura 4.5 - Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal
Fonte: Adaptado de CRESESB (2008)

4.1.2.1 Torre

A torre é uma estrutura tubular de aço ou concreto. Quando feita em aço - material mais utilizado para as torres de aerogeradores *offshore* -, as seções tubulares são soldadas ou aparafusadas em conjuntos (seções) maiores. A torre provê a interligação entre a fundação e o conjunto rotativo da turbina (cubo e pás). Tipicamente, a torre conecta-se à fundação por meio de conexões flangeadas junto à peça de transição (KAISER; SNYDER, 2012).

As torres são necessárias para sustentar e posicionar o rotor a uma altura adequada para o seu funcionamento. Adicionalmente, fornecem acesso à nacelle e abrigam equipamentos elétricos, de controle e segurança.

A altura de cada torre é determinada pelo diâmetro do rotor, bem como pela elevação (cota) da fundação acima do nível do mar. O diâmetro e a espessura tubular para prover resistência aos esforços mecânicos impostos às torres são calculados a partir do peso da nacelle e das cargas dinâmicas provenientes do vento. Os momentos fletores na base crescem com o aumento da altura da torre (KARIMIRAD, 2014).

A altura típica das torres para aerogeradores *offshore* está entre 60 e 100 metros, resultando em alturas do cubo (*hub*) de 70 a 110 metros quando adiciona-se à altura da torre, a altura da fundação acima da linha d'água (KAISER; SNYDER, 2012).

Durante a instalação, seções da torre são unidas por uniões aparafusadas durante a montagem *in situ* ou são pré-montadas no porto e transportadas completas para montagem posterior em ambiente marítimo (KAISER; SNYDER, 2012).

As torres são um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo do sistema eólico (CRESESB, 2008).

4.1.2.2 Pás

As pás são o núcleo da conversão da energia cinética do vento em trabalho (energia mecânica rotacional) em uma turbina. As pás são aerofólios usualmente feitos a partir de material compósito polimérico reforçado com fibra de vidro. No passado, madeira e alumínio também eram utilizados na fabricação desses componentes. As pás são fixadas aos cubos das turbinas por meio de flanges. Atualmente, o padrão típico é o de três pás por rotor, contudo, é possível encontrar turbinas eólicas com duas ou quatro pás (KARIMIRAD, 2014).

Devido aos materiais leves utilizados na fabricação e ao longo comprimento (tipicamente de 15 a 107 metros), as pás são susceptíveis a grandes esforços provenientes dos ventos durante as operações de içamento e instalação no cubo. O tamanho e geometria das pás trazem um desafio permanente para as operações *offshore* de transporte, içamento e instalação (THOMSEN, 2012).

O princípio físico básico utilizado nas pás é a sustentação aerodinâmica, isto é, o movimento circular das pás ocorre por meio de diferencial de pressão entre as superfícies superior e inferior de cada pá. Este diferencial é criado na passagem do fluxo de ar, gerando-se assim uma força de sustentação que coloca o sistema em movimento, criando torque no rotor da turbina eólica (CRESESB, 2008).

Forças de arrasto paralelas ao escoamento do vento, que são forças resistentes, também surgem e devem ser suportadas pelos componentes estruturais da turbina. O eixo principal ou de baixa rotação recebe os esforços de arrasto e os transfere para a nacele que, por sua vez, os transfere para a base da torre. Desta forma, a estrutura do aerogerador deve ser capaz de suportar forças de sustentação e arrasto simultaneamente. As forças de sustentação e arrasto são dependentes de alguns fatores, por exemplo, do perfil do aerofólio e da área de superfície das pás, da velocidade e do ângulo de ataque do vento com relação às pás (KARIMIRAD, 2014).

4.1.2.3 Cubos e Eixos

O cubo (*hub*) é um equipamento da turbina que transmite as cargas de vento horizontais a partir das pás para a nacele e também energia rotacional para a caixa de engrenagens (*gear box*), via eixo principal ou de baixa rotação. O cubo, além de transportar os rolamentos para fixação das pás, também acomoda os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque (*pitch*) das pás relativo ao vento. Trata-se de um dos componentes da turbina submetidos aos maiores esforços mecânicos (KAISER; SNYDER, 2012).

Neste sentido, o cubo é uma peça projetada e fabricada em aço ou liga metálica de elevada resistência mecânica, a qual é entregue pela fábrica como uma peça compacta e única, já pronta para instalação sobre a torre, sem a necessidade de trabalhos de montagens adicionais no local de instalação (CRESESB, 2008). A Figura 4.6 ilustra um cubo de um aerogerador, durante a fase de conexão das pás:



Figura 4.6 - Cubo de um aerogerador
Fonte: Foto de Paul Anderson em Karimirad (2014)

Já os eixos são os responsáveis pelo acoplamento do cubo ao gerador, realizando a transferência de energia mecânica da turbina. Os eixos são construídos em aço ou liga metálica de alta resistência (CRESESB, 2008).

Em aerogeradores com caixa multiplicadora, há dois eixos – de baixa e alta rotação. O eixo de baixa rotação ou principal transmite potência de eixo entre o rotor e a entrada da caixa multiplicadora, ao passo que o eixo de alta rotação transmite entre a saída da caixa multiplicadora e o gerador elétrico.

A Figura 4.7 indica a localização do cubo e dos eixos de transmissão de um aerogerador, em uma vista em corte da nacela:

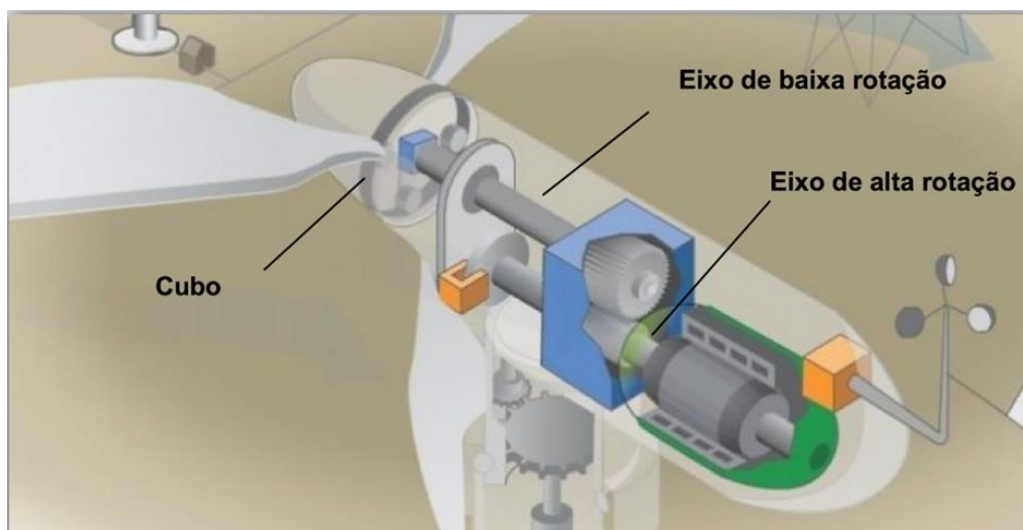


Figura 4.7 - Localização do cubo e eixos de um aerogerador
Fonte: Adaptado de Portal Energia – Energias Renováveis (2016)

4.1.2.4 Nacele

A nacele é uma carcaça metálica montada sobre a torre que abriga o gerador, a caixa multiplicadora (quando presente), os sistemas de controle e de medição anemométrica e os motores para rotacioná-la no intuito de otimizar o posicionamento da turbina em relação ao vento (KARIMIRAD, 2014).

Na Figura 4.8 são apresentados os seguintes componentes de um aerogerador com gerador convencional, assíncrono e de indução: (1) pás do rotor, (2) cubo do rotor, (3) nacele, (4) mancal do rotor, (5) eixo do rotor (principal ou de baixa rotação), (6) caixa multiplicadora, (7) freios (travão disco), (8) eixo do gerador (secundário, alta rotação), (9) gerador, (10) radiador de arrefecimento, (11) anemômetro e sensor de direção, (12) sistema de controle, (13) sistema hidráulico, (14) mecanismo de orientação direcional, (15) mancal do mecanismo de orientação direcional, (16) cobertura da nacele e (17) torre.

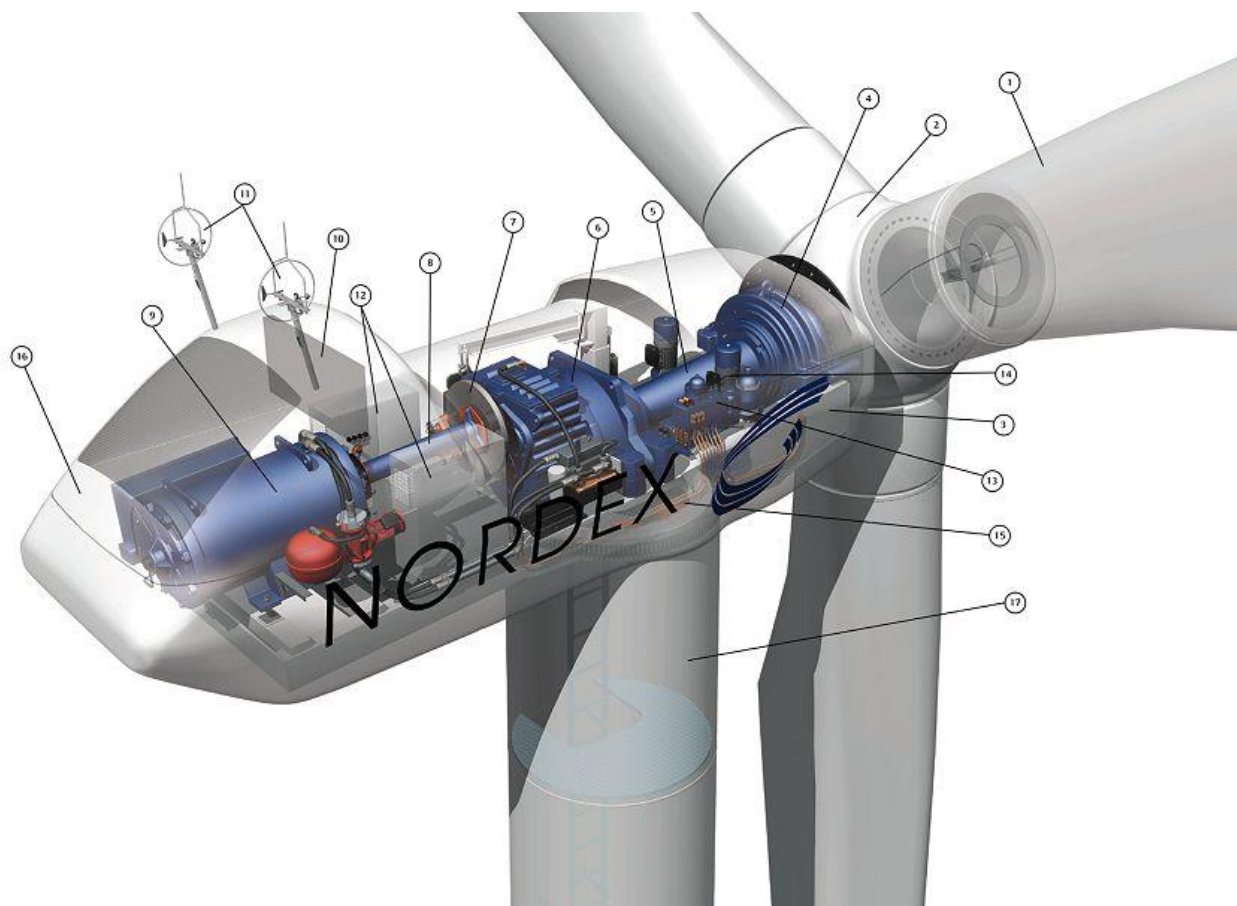


Figura 4.8 - Vista da interna de um aerogerador com gerador convencional
Fonte: NORDEX (2019)

Já na Figura 4.9 são apresentados os componentes de um aerogerador com nacele sem caixa multiplicadora, com gerador síncrono, multipolo. Este tipo de nacele contém geradores multipolos de baixa velocidade e grandes dimensões, uma vez que não há caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, necessária para elevar a rotação dos geradores. É composta por: (1) apoio principal da nacele; (2) motores de orientação da nacele; (3) gerador em anel (multipolos); (4) fixador das pás ao eixo; (5) cubo do rotor; (6) pás; (7) sensores de direção e velocidade do vento.



Figura 4.9 - Vista do interior de nacela de um aerogerador sem caixa multiplicadora, com gerador multipolos.

Fonte: ENERCON (2006)

As naceles são os equipamentos mais pesados de um aerogerador, usualmente pesando entre 125 e 300 toneladas. As naceles necessitam ser içadas e instaladas a alturas elevadas, apresentando assim características determinantes no processo de seleção da embarcação de instalação dos aerogeradores (KAISER; SNYDER, 2012).

Na Figura 4.10, ilustra-se o processo de içamento e posicionamento da nacela sobre a torre de um aerogerador *offshore*.



Figura 4.10 - Operação de instalação de nacela sobre torre de aerogerador
Fonte: THOMSEN (2012)

4.1.2.5 Caixa Multiplicadora

A caixa multiplicadora (*gear box*) faz parte do sistema de transmissão do aerogerador e possui a finalidade de transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até o gerador. Ela é responsável por fazer a sintonia entre a baixa velocidade rotacional da turbina e a alta velocidade rotacional do gerador.

Neste sentido, a *gear box* tem a função de transformar as rotações que as pás transmitem ao eixo de baixa rotação (usualmente entre 19 a 30 rpm), de modo a entregar ao eixo de alta rotação as rotações que o gerador necessita para funcionar adequadamente (aproximadamente 1.500 rpm). Além da caixa multiplicadora, a transmissão é composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão, freios e acoplamentos (CRESESB, 2008). A Figura 4.11 ilustra uma caixa multiplicadora em vista explodida:



Figura 4.11 - Caixa multiplicadora de um aerogerador
Fonte: US Department of Energy, U.S. Government (2014)

Eventualmente, o aerogerador pode não conter a caixa multiplicadora em seu sistema de conversão de energia, a depender do tipo de gerador elétrico escolhido. A opção por utilizar a caixa multiplicadora de velocidades ou fabricar um aerogerador sem sua presença é, sobretudo, uma questão de filosofia operacional do fabricante do aerogerador. Há vantagens e desvantagens em ambas as opções.

A caixa multiplicadora é um sistema mecânico sujeita a cargas dinâmicas altamente variáveis. O tempo de manutenção ou reparo deste equipamento é relativamente alto, especialmente para máquinas eólicas *offshore*. A acessibilidade para manutenção das máquinas em ambiente marítimo está sujeita à disponibilidade de janelas climáticas e condições ambientais favoráveis.

Desta maneira, atualmente, esforços são envidados pelos fabricantes de aerogeradores para construção de turbinas sem caixas multiplicadoras, com conexão direta do eixo de baixa rotação ao gerador. No entanto, esta opção impõe desafios consideráveis ao projeto do gerador, aumentando significativamente o número de pólos, complexidade, tamanho e custo deste equipamento. Conceitos híbridos podem ser utilizados, com geradores e sistemas de engrenagens menos complexos (KARIMIRAD, 2014).

4.1.2.6 Geradores

O gerador é o responsável pela conversão da energia mecânica disponível no eixo de rotação em energia elétrica. Há uma grande variedade de alternativas de conjuntos geradores, entre os quais: (i) geradores síncronos, em que a interconexão entre a turbina eólica e o gerador ocorre por meio de um conversor de frequência, com ou sem utilização da caixa multiplicadora, sendo a última a configuração mais usual na indústria da energia eólica; (ii) geradores assíncronos, que necessitam da caixa multiplicadora para a conversão da velocidade de rotação da turbina e podem suportar pequenas variações de velocidade.

Grande parte dos sistemas de conversão de energia eólica de média e alta potência construídos até hoje utilizam geradores síncronos para a conversão eletromecânica. Tais equipamentos estão em estágio bastante maduro de desenvolvimento tecnológico. Geradores síncronos levam esse nome porque sua velocidade de rotação é fixa e

sintonizada com a frequência da tensão elétrica de alimentação da rede, independentemente da carga. Trata-se de máquinas que operam em corrente alternada (AC) de alta eficiência, superior a 98%, que podem ser ligadas diretamente à rede, e que permitem melhor controle de fator de potência da carga (BARROS; VARELA, 1999).

Se ligado à rede, o gerador síncrono necessita manter velocidade de rotação constante no sistema, uma vez que a constância da sua frequência depende intrinsecamente da constância da velocidade de rotação, caso contrário poderá apresentar problemas de instabilidade elétrica. A solução para isto é implementada a partir de geradores de menor rotação que se utilizam de um número alto de polos. Sistemas de eletrônica de potência são utilizados no processo de conversão da frequência, devido à necessidade de se controlar alguns parâmetros de saída da onda, como a frequência, amplitude e fator de potência. A energia elétrica a ser entregue sempre deve estar na frequência do sistema de transmissão/distribuição, no caso, sessenta Hertz (60 Hz), no Brasil (BARROS; VARELA, 1999).

O problema da variação da frequência de rotação da turbina, que depende de uma variável aleatória (vento), e consequente variação da frequência de rotação do gerador é resolvido com a utilização de retificadores corrente alternada-corrente contínua (CA-CC) e de inversores de frequência corrente contínua – corrente alternada (CC-CA) (PINTO, 2014).

Por sua vez, os geradores assíncronos são máquinas de indução elétrica que operam em corrente alternada ou contínua, cuja construção é mais barata do que a dos geradores síncronos. Nesse modelo, há a necessidade da caixa multiplicadora para ajustar a baixa velocidade do rotor da turbina à alta velocidade do gerador. Caracterizam-se pela simplicidade mecânica e robustez, sendo produzidos em larga escala.

Comparativamente aos geradores síncronos, entretanto, as máquinas assíncronas necessitam de maior torque de partida (*cut-in*). Uma solução para esta questão é a utilização de um ou mais geradores no aerogerador. No caso, um gerador de potência menor é usado para a partida do sistema a partir de ventos em velocidades mais baixas, ao passo que outro gerador de potência maior entra em operação a partir de determinado limite de velocidade do vento. Assim que o gerador de menor potência é desligado, assume a conversão o gerador de maior potência, projetado para atuar na potência nominal do aerogerador (PINTO, 2014).

Os geradores assíncronos permitem variações limitadas de rotação, desde que essas ocorram dentro da margem de escorregamento (*slip*) do rotor. Tal característica permite maior flexibilidade de rotação do que a máquina síncrona, o que reduz tensões mecânicas e grandes flutuações de potência geradas quando ocorrem rajadas de vento de curta duração, permitindo absorção de parcela da energia da rajada na forma de energia cinética pela inércia do rotor, eliminando assim problemas de instabilidade e transientes. Geradores assíncronos são mais robustos do que os síncronos e requerem menos manutenções, além de longa vida em operação (BARROS; VARELA, 1999).

Apesar de serem as mais utilizadas em sistemas eólicos, as máquinas síncronas e assíncronas não esgotam o leque de opções de geradores. Há diversos outros modelos, como os geradores de corrente contínua e os geradores de comutador de corrente alternada. Com efeito, cada um dos modelos apresenta vantagens e desvantagens que devem ser analisadas minuciosamente na sua incorporação ao sistema de geração eólico de energia.

4.1.2.7 Transformadores

Os transformadores ajustam a tensão interna do aerogerador, que tipicamente varia entre 690 V e 1 kV, à tensão no sistema de coleta de energia da usina eólica, que usualmente opera na faixa entre 30 kV e 36 kV. Os transformadores dissipam potência elétrica ativa, transformando-a em calor, o qual deve ser dissipado pelo sistema de refrigeração. As perdas nos transformadores têm influência relativamente grande na produção de energia de cada aerogerador (ANAYA-LARA, 2018).

4.1.2.8 Sensores

O monitoramento de parâmetros é um fator-chave na operação de aerogeradores. Uma série de sensores coletam informações relativas à máquina eólica e as enviam a controladores, para avaliação e tomada de ações. Tipicamente, os dados oriundos do sensoriamento são armazenados para eventuais investigações posteriores, por exemplo, durante as manutenções. Centenas parâmetros do aerogerador são verificados, entre eles (KARIMIRAD, 2014):

- Velocidade rotacional do rotor;
- Velocidade rotacional do gerador, tensão e corrente;

- Carga de descargas elétricas (raios);
- Temperatura externa e interna à nacele;
- Temperatura do óleo lubrificante na caixa multiplicadora;
- Temperatura nos rolamentos da caixa multiplicadora;
- Pressão nos circuitos hidráulicos;
- Ângulo de *pitch* (arfagem) de cada pá do rotor;
- Ângulo de *yaw* (guinada) da turbina;
- Direção do vento;
- Velocidade do vento;
- Amplitude e frequência de vibrações na nacele e nas pás do rotor;
- Espessura dos discos de frenagem;
- Condição de portas de acesso, abertas ou fechadas.

Anemômetros medem a velocidade do vento e transmitem esta informação a controladores. Os controladores ajustam o gerador ao torque a à velocidade rotacional do rotor para propiciar a máxima geração de potência possível e ajustar o ângulo de *pitch* das pás para limitar cargas aerodinâmicas, em função da velocidade do vento. Adicionalmente, sensores de direção do vento são utilizados para controlar a orientação do rotor. Os sensores de direção enviam informação aos motores do sistema de *yaw* (guinada) do aerogerador (KARIMIRAD, 2014).

4.1.2.9 Sistema de Controle

Os mecanismos de controle de um aerogerador destinam-se à orientação do rotor, ao controle de velocidade, de carga, entre outros. Existe uma variedade de técnicas de controle de aerogeradores e, por conseguinte, uma variedade de dispositivos que podem ser mecânicos (controle de velocidade, passo, freio), aerodinâmicos (posicionamento do rotor) ou eletrônicos (controle de carga).

O sistema de segurança mais comumente ativado em uma turbina é o sistema de frenagem, que é ativado quando se atingem velocidades de vento acima de limites de projeto. Esse arranjo usa um sistema de controle de potência que, em essência, aciona os freios quando a velocidade do vento se eleva acima de valores limites pré-estabelecidos e os libera quando a velocidade do vento diminui, permanecendo assim dentro de limites

aceitáveis. Os modernos projetos de grandes aerogeradores usam diversos tipos diferentes de sistemas de frenagem.

- **Controle ativo de passo (*pitch*):** o controlador eletrônico do aerogerador monitora continuamente a potência gerada pela máquina. Em velocidades de vento muito elevadas, acima da velocidade de *cut out*, a geração de potência nominal da máquina é ultrapassada. Nessa situação, o controlador da turbina envia comando para que as pás alterem seu ângulo de *pitch* de modo que haja diminuição do ângulo de ataque do perfil aerofólio das pás, buscando assim maior desalinhamento delas com relação ao vento. Tal ação tem por efeito a redução das forças de aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, diminuição da velocidade angular das pás e da potência extraída a partir do vento (CRESESB, 2008). Para todas as velocidades de vento superiores à nominal, o ângulo de ataque das pás é escolhido de forma que o gerador produza apenas a potência nominal. Com efeito, os sistemas de controle passo requerem que o ângulo de montagem das pás no rotor seja ajustável.
- **Controle passivo de perda de eficiência aerodinâmica (estol):** as pás são montadas no rotor em um ângulo de passo fixo, mas são projetadas de modo que a torção das próprias pás aplique a frenagem necessária quando o vento for excessivo. O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores a nominal, o escoamento em torno do perfil da pá se descola da sua superfície (estol), reduzindo as forças de sustentação e aumentando as de arrasto provenientes do vento. Com efeito, menores sustentações e maiores arrastos atuam contra o aumento de potência do rotor (CRESESB, 2008).

Desta forma, os ventos acima de certa velocidade causarão turbulência no lado contrário da pá, induzindo perda de eficiência aerodinâmica. De maneira simples, a perda de eficiência aerodinâmica ocorre quando o ângulo da pá voltado para a chegada do vento se torna tão acentuado que começa a eliminar a força de sustentação.

No intuito de se evitar que o efeito de estol ocorra ao longo de todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito (CRESESB, 2008; PINTO, 2014).

Aerogeradores com controle de estol são mais simples do que os de controle ativo de passo, visto que não necessitam de um sistema de controle para o ângulo de *pitch* das

pás. Em escala global, o controle passivo de estol ainda domina o mercado. A maioria dos fabricantes de aerogeradores utiliza esta possibilidade simples de controle de potência, - que demanda velocidade constante no rotor - geralmente dada pelo gerador assíncrono de indução diretamente acoplado à rede.

Devido à inexistência de sistema de controle de passo, o controle passivo de estol permite uma estrutura de cubo de rotor simples, menor manutenção devido a um número menor de peças móveis e maior confiabilidade do controle de potência.

- **Controle ativo de perda de eficiência aerodinâmica (controle de estol ativo híbrido):** as pás neste tipo de sistema de controle de potência possuem passo variável, como as pás do sistema de controle de passo. Um sistema ativo de perda de eficiência aerodinâmica lê a geração de potência do mesmo modo que um sistema de passo controlado, mas em vez de mudar o passo das pás para desalinhá-la com relação ao vento, ele as altera para propiciar perda de eficiência aerodinâmica. As pás giram como se elas estivessem no modo por controle ativo e quando a velocidade do vento ultrapassa a nominal, em vez de diminuir o ângulo de ataque das pás, ele é na verdade aumentado para provocar estol (PINTO, 2014). No estol passivo, a ruptura com o fluxo de ar acontece com as pás em uma posição fixa, ao passo que no estol ativo ocorre uma mudança automática no ângulo de ataque da pá com relação a direção do vento, buscando sempre o controle da separação do fluxo de ar.

Tal sistema permite o controle simples da potência do aerogerador por meio de pequenos ajustes no ângulo de passo, acarretando em turbinas de construção mais simples do que as turbinas com controle ativo de passo (*pitch*).

4.1.3 Sistema de Coleta e Transmissão de Energia

Os sistemas de coleta e transmissão de energia elétrica em usinas eólicas tipicamente operam em tensões mais elevadas do que os geradores dos aerogeradores, com o objetivo de reduzir as perdas resistivas por efeito Joule nos cabos submarinos durante a trajetória até as subestações e os pontos de conexão com a rede de transmissão (THOMSEN, 2012).

Cabos elétricos submarinos conectam os aerogeradores e a UEO em si à rede de transmissão de energia. A transmissão de energia elétrica acontece primeiramente por meio da coleta de energia gerada nos aerogeradores através de cabos submarinos coletores

(*array cables*). Posteriormente, há a integração da energia gerada em uma subestação *offshore* e subsequente transmissão através de cabos submarinos de exportação (*export cables*) da subestação *offshore* para a subestação *onshore* e em seguida para a rede de transmissão de energia (*grid*) (IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018a).

A Figura 4.12 ilustra *layout* típico de uma usina eólica *offshore*, com destaque para o sistema de coleta e transmissão de energia elétrica:

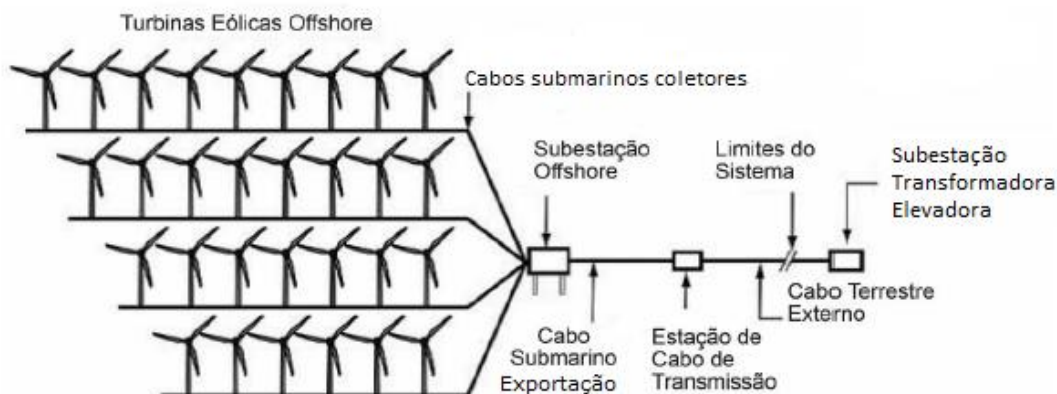


Figura 4.12 - *Layout* típico de uma usina eólica *offshore*
 Fonte: Adaptado de Malhotra (2011, p. 232)

Os níveis de tensão do sistema de coleta de energia da UEO dependerão da distância entre os aerogeradores e a subestação, bem como do custo de aquisição e lançamento dos cabos submarinos (KAISER; SNYDER, 2012).

Conforme abordado no item 4.1.2.7, usualmente, o nível de tensão de uma UEO varia na faixa de 30kV a 36 kV. Por outro lado, os aerogeradores interligados em paralelo usualmente geram eletricidade em tensões bem mais baixas, da ordem de 690 V a 1 kV, antes de passarem por transformadores elevadores de tensão (ANAYA-LARA, 2018).

Ao passo que em usinas *onshore*, a conexão é tipicamente em corrente alternada, em usinas *offshore* a energia poderá ser transmitida tanto em corrente alternada (AC) quanto em corrente contínua (DC). Há basicamente duas tecnologias de transmissão de energia elétrica para sistemas *offshore*: (i) HVAC (*High Voltage AC Transmission* – transmissão em alta tensão e em corrente alternada) e (ii) HVDC (*High Voltage DC Transmission* – transmissão em alta tensão em corrente contínua) (PINTO, 2014).

A transmissão por HVAC é o padrão na maioria das usinas *offshore* em operação no mundo. Trata-se da opção de transmissão escolhida em grande parte dos projetos de

distâncias relativamente curtas, próximos à costa. Uma das principais limitações da transmissão HVAC é que os cabos de exportação demandam alta potência reativa. Já a transmissão de energia elétrica em corrente contínua, HVDC, geralmente se torna mais econômica com o aumento das distâncias para a costa (*onshore*). O ponto de limite ou *break-even* da transmissão HVDC comparativamente à HVAC varia entre 60 e 100 Km (PINTO, 2014).

4.1.3.1 Cabos Submarinos Coletores

Os cabos submarinos coletores conectam entre si os aerogeradores dentro de um *array* (matriz) e também a subestação *offshore*, caso esta seja existente. Os geradores dos aerogeradores operam em baixa tensão, usualmente menos de 1kV, o que não é uma tensão alta o suficiente para interconexão direta com outros aerogeradores (ANAYA-LARA, 2018).

Transformadores dos aerogeradores elevam a tensão para a faixa entre 10kV e 36 kV para conexão dos cabos. Cabos submarinos coletores são conectados aos transformadores, saindo da fundação do aerogerador, próximo à linha de superfície (*mudline*). Tipicamente, os cabos submarinos coletores são enterrados de 1 a 2 metros abaixo da linha de superfície e conectados ao transformador do próximo aerogerador, seguindo na linha da matriz de aerogeradores (KAISER; SNYDER, 2012).

A potência conduzida pelos cabos aumenta à medida que mais aerogeradores são conectados ao sistema e, conseqüentemente, o diâmetro ou tensão de operação do cabo deve aumentar para suportar o acréscimo de carga. A instalação dos cabos internos coletores é feita em etapas, turbina a turbina. O comprimento necessário de cabos dependerá do *layout* da UEO, das características do relevo submarino na locação, da distância entre turbinas e da quantidade de turbinas.

4.1.3.2 Cabos Submarinos de Exportação de Energia

Cabos submarinos de exportação de energia conectam a UEO à rede de transmissão e usualmente são instalados em uma operação única e contínua (THOMSEN, 2012). Os cabos de exportação de energia conectam as subestações *offshore* e *onshore* (BVG ASSOCIATES, 2019).

Cabos de exportação costumam ser enterrados no intuito de prevenir a exposição e, em alguns locais, pode ser necessário proteção contra o *scouring*, que é um fenômeno de erosão caracterizado pela remoção de material granulado do leito marinho na vizinhança de estruturas submersas. O *scouring* pode causar sérios problemas à integridade e estabilidade de fundações e equipamentos submersos, entre elas os cabos submarinos (KAISER; SNYDER, 2012; LETCHER, 2017).

Os cabos de exportação apresentam trechos submarinos e terrestres. O trecho submarino geralmente tem início na subestação *offshore* e se estende ao longo da região de aproximação à costa (*shore approach*), até chegar à praia. O trecho terrestre se inicia na praia e percorre a distância da praia até a locação da subestação *onshore* ou a um ponto de conexão com outros cabos da rede transmissão já existentes.

Uma série de variáveis são levadas em consideração para a determinação da rota de lançamento de um cabo submarino, entre elas: (i) profundidade marítima ao longo da rota; (ii) tipo de solo marinho; (iii) características geológicas e ambientais do litoral.

Cabos submarinos usualmente são compostos por três condutores isolados, protegidos por fio de aço galvanizado. O principal tipo de cabo usado na transmissão de grande volume de energia em corrente alternada é o cabo XLPE (*Cross-linked Polyethylene*), cujo isolamento é produzido a partir de composto termofixo à base de polietileno reticulado (NG; RAN, 2016). Alguns desses cabos podem ser projetados e construídos para tensões de até 245 kV, com potência nominal de 500 MW. Comumente é adicionado ao cabo trifásico um cabo de fibra ótica, que permitirá a comunicação entre a UEO e o centro de controle e manutenção, instalado *onshore* (PINTO, 2014).

Cabos de média tensão operam em tensões que variam entre 24kV e 36 kV e são utilizados quando não há subestações *offshore* no projeto. Cabos de alta tensão operam em tensões entre 110kV e 150 kV e são usados com subestações. Cabos de alta tensão têm a capacidade de conduzir mais energia do que cabos de média de tensão, no entanto são mais pesados e com maior seção transversal (NG; RAN, 2016).

4.1.3.3 Subestações *Offshore*

O principal propósito de uma subestação *offshore* é elevar a tensão da eletricidade gerada a partir das turbinas eólicas no intuito de minimizar perdas durante a transmissão da energia (ANAYA-LARA, 2018). A subestação é dimensionada para um determinado

nível de potência aparente (MVA) de acordo com a capacidade do projeto. A subestação eleva a tensão da linha do sistema de coleta de energia para um nível de tensão mais alto, valor este usualmente determinado pela tensão no ponto de conexão, em terra (NG; RAN, 2016).

Adicionalmente, nas subestações *offshore* é onde geralmente se encontram os equipamentos que controlam o consumo de potência reativa do sistema elétrico da usina operando em HVAC, incluindo os efeitos capacitivos dos cabos de exportação. Em alguns casos, a depender da concepção do sistema de transmissão de energia elétrica da usina, ocorre na subestação *offshore* a conversão de corrente alternada (AC) para corrente contínua da energia elétrica que será exportada para subestação em terra (BVG ASSOCIATES, 2019).

Uma subestação *offshore* geralmente pesa entre 1800 a 2200 toneladas, ocupando uma área de 800 a 1200 m², em uma plataforma com elevação de 25 a 30 metros acima do nível do mar, sendo instaladas sobre fundações similares às utilizadas para os aerogeradores. Usualmente, uma subestação *offshore* suporta até 500 MW. Caso haja um aumento na capacidade da usina, o número de subestações também pode aumentar (ANAYA-LARA, 2018).

Os principais equipamentos utilizados em uma subestação incluem transformadores de tensão, *switchgears*, geradores de contingência a diesel, tanques de armazenamento, facilidades de acomodação, tubos J (*J-tubes*) para condução de cabos, cabos de média e alta tensão, equipamentos de compensação de potência reativa, entre outros. Também incluem-se equipamentos para monitorar a qualidade da energia gerada, como estabilidade da tensão, distúrbios harmônicos, bem como sistemas de controle e automação que permitem monitorar e controlar todo o sistema eólico (BVG ASSOCIATES, 2019).

A Figura 4.13 ilustra uma das subestações *offshore* da usina marítima *London Array Phase I*, instalada e em operação no Reino Unido.



Figura 4.13 - Subestação *offshore* London Array Phase I - Substation 2
Fonte: 4C Offshore

Subestações são posicionadas dentro dos limites da UEO em locação que minimize distâncias para cabos submarinos coletores e de exportação de energia (AMARAL; CASTRO, 2017). Ressalta-se que nem sempre as subestações de usinas *offshore* são alocadas em ambiente marítimo. A necessidade de subestações *offshore* depende da potência gerada e da distância à costa, variáveis estas que levam a situações de escolha entre custos de capital para implementação da solução e perdas na transmissão de energia (KAISER; SNYDER, 2012).

As subestações *offshore* elevam a tensão da corrente elétrica fornecida pelos aerogeradores, usualmente recebida entre 10kV e 36 kV, para valores entre 110kV e 150 kV, antes da transmissão para a subestação *onshore* (PINTO, 2014). O aumento do nível de tensão na subestação *offshore* é necessário para que a corrente elétrica conduzida através dos cabos de exportação vença a distância até à subestação *onshore* e as perdas elétricas resistivas associadas à transmissão da energia.

Ainda na abrangência do sistema de coleta e transmissão de energia, ao final, na subestação *onshore*, a energia proveniente da UEO é entregue à rede de distribuição. Caso a tensão do ponto de conexão seja diferente da de transmissão do cabo submarino, transformadores da subestação em terra são utilizados para realizar o ajuste no nível de tensões. Neste ponto, a potência gerada é medida e comercializada por meio de um acordo de compra de energia com alguma utilidade local ou entrando no mercado regulado do operador do sistema elétrico.

4.2 Sistemas de Medição do Recurso Eólico

Indivíduos, empresas e entidades que pretendem investir em usinas eólicas almejam saber previamente quanta eletricidade pode ser gerada, para que uma análise econômica preliminar do investimento seja conduzida. Para se responder mais assertivamente a essa pergunta, devem ser realizadas medições do recurso eólico existente onde se pretende instalar o empreendimento, com objetivo final de se estimar especificamente o potencial eólico do local.

A avaliação do recurso eólico é o aspecto mais importante do negócio que envolve a geração eólica de energia. Além de fornecer informações sobre as características do vento em uma determinada localidade (velocidade, direção, probabilidade de ocorrência) e, conseqüentemente, do seu conteúdo energético, esta atividade permite selecionar o tipo mais apropriado de aerogerador a ser instalado no local.

O vento marítimo é estudado principalmente por meio de medições da sua direção e velocidade. As medições podem ser realizadas *in situ* (medição direta), por meio de anemômetros instalados em mastros meteorológicos, boias oceânicas ou em navios de oportunidade. Alternativamente, é possível realizá-las por meio de sensoriamento remoto (medição indireta), na forma de modelos atmosféricos, utilizando equipamentos do tipo LIDAR, SODAR, ou ainda por meio de sensores aerotransportados ou instalados a bordo de satélites, como os do tipo escaterômetro e do tipo radar de abertura sintética (NUNES, 2012).

4.2.1. Medições Diretas

4.2.1.1 Mastros Meteorológicos

Mastros meteorológicos são torres metálicas que suportam os equipamentos e sensores responsáveis pela medição dos ventos. Idealmente, os mastros devem ter a mesma altura dos aerogeradores que serão instalados na área, no entanto, para economizar recursos, mastros mais curtos podem ser utilizados.

Os equipamentos usualmente instalados nos mastros meteorológicos são: (i) anemômetros distribuídos em diferentes alturas, (ii) sensores de direção do vento; (iii) barômetros e (iv) termômetros. Todos os dados e informações coletados são armazenados e posteriormente resgatados em equipamentos do tipo *data logger*. Usualmente fazem

parte dos mastros meteorológicos equipamentos auxiliares como painéis solares, bancos de baterias, para-raios, além da própria torre de sustentação (LYNN, 2012).

Atualmente, os elevados custos de instalação de mastros, especialmente em ambiente marítimo, vêm desencorajando a sua utilização e impulsionado o uso de LIDARs e SODARs, não só pela facilidade da portabilidade, mas também pela capacidade desses equipamentos de realizar um grande número de medições em diferentes pontos de localização. Custos elevados de instalação de mastros ocorrem devido à altura, em muitos casos, superior a 100 m em que são instalados os rotores das turbinas eólicas modernas, bem como devido à penetração de empreendimentos eólicos em localidades de maior complexidade (NUNES, 2012).

4.2.1.2 Boias Oceanográficas

As medições *in situ* de características do vento oceânico são geralmente realizadas por meio de instrumentos meteorológicos instalados em boias localizadas em alto mar. Tais boias dispõem de um conjunto de sensores para coletar dados de temperatura, salinidade, radiação solar, velocidade e direção de vento, entre outros. Posteriormente, os dados coletados pelas boias são enviados a um satélite e, em sequência, para uma central de processamento. Os principais programas de boias que operam no Brasil são o PIRATA e o PNBOIA (GOMES, 2018). A Figura 4.14 no item 4.2.1.3 ilustra uma boia oceanográfica operando em alto mar.

O programa de boias PIRATA (*Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic*) é uma rede de observação *in situ* composta por 21 boias fundeadas, planejadas para monitorar uma série de variáveis no oceano Atlântico, em sua faixa tropical. Trata-se de um projeto de cooperação multinacional entre Brasil, França e Estados Unidos, países responsáveis pelas atividades de implementação e manutenção da rede (NUNES, 2012).

Os dados coletados pelas boias são: vento de superfície, temperatura de superfície, condutividade de superfície (salinidade), temperatura do ar, umidade relativa do ar, radiação de ondas curtas, precipitação, temperatura de subsuperfície (10 profundidades até 500 metros), condutividade de subsuperfície e pressão a 300 metros e a 500 metros. Os dados coletados são armazenados internamente em intervalos de 10 minutos (alta resolução). As médias diárias são transmitidas ao sistema de satélites Argos e retransmitidas para o *Global Transit System* (GTS). Os dados de alta resolução são

armazenados internamente e posteriormente recuperados durante o processo de manutenção anual das boias. Os dados do PIRATA são disponibilizados gratuitamente no sítio eletrônico do GOOS-BRASIL (<http://www.goosbrasil.org/pirata/dados/>) (GOMES, 2018).

Já o PNBOIA (Programa Nacional de Boias) é um programa de monitoramento meteorológico e oceanográfico composto por 22 boias fixas e 297 boias de deriva cujo objetivo é disponibilizar, em tempo quase-real, dados meteorológicos e oceanográficos, obtidas nas áreas oceânicas de interesse do Brasil. Os dados das boias são recebidos via satélite por meio do sistema Argos e, no Brasil, são transmitidos para o INMET e o INPE (GOOS-BRASIL, 2020).

Especificamente, o PNBOIA objetiva implantar redes de boias de deriva e fundeadas, rastreadas por satélite, bem como implantar um sistema de recepção, processamento e divulgação dos dados. Com esta infraestrutura, o Programa pretende suprir a grande carência de dados meteorológicos existente para oceano Atlântico Sul, especialmente na região tropical, bem como disseminar produtos meteorológicos para as comunidades de interesse (GOOS-BRASIL, 2020).

O PNBOIA permitirá o adensamento da rede de coleta de dados meteorológicos e oceanográficos do oceano Atlântico Sul e tropical, além de se tratar da primeira iniciativa em âmbito nacional para monitoramento e disponibilização de tais dados. O programa beneficia diretamente diversos setores, dentre eles pode-se destacar as instalações *offshore* de petróleo e gás e aplicações de energia eólica *offshore* (GOOS-BRASIL, 2020). Os dados coletados pelas boias do PNBOIA são disponibilizados gratuitamente no sítio eletrônico do GOOS-BRASIL (<http://www.goosbrasil.org/pnboia/dados>).

4.2.2. Medições Indiretas

4.2.1.3 SODAR e LIDAR

Os equipamentos SODAR (*Sonic Detection and Ranging*) e LIDAR (*Light Detection and Ranging*) permitem obter, simultaneamente, o perfil vertical completo do vento até uma determinada altura desejada. Tal capacidade os difere dos anemômetros que, para obterem dados de vento a diferentes alturas, necessitam ser instalados em múltiplas elevações (NUNES, 2012).

O SODAR é um instrumento meteorológico utilizado como perfilador de vento para medir a dispersão das ondas sonoras no ar pela turbulência atmosférica. Os SODARs

são usados para medir a velocidade do vento em várias alturas acima do solo e a estrutura termodinâmica da camada inferior da atmosfera. Os sistemas SODAR são semelhantes ao LIDAR, exceto que ondas sonoras, em vez de ondas de rádio ou luz, são utilizadas para detecção (NG; RAN, 2016).

A tecnologia SODAR permite a medição de velocidade do vento por meio da propagação de uma série de sinais sonoros curtos transmitidos em direção à atmosfera, nas frequências de 2000 Hz a 4000 Hz, em diferentes inclinações. O receptor capta o retorno de uma pequena fração do som emitido, o qual se espalha em todas as direções, devido à turbulência atmosférica e às diferenças de temperatura. O SODAR calcula a velocidade do vento a partir do efeito Doppler⁵ observado na diferença de frequências entre a onda de som emitida e a recebida pelo receptor. Os equipamentos do tipo SODAR são relativamente menos onerosos, apenas cerca de 25% dos custos de um LIDAR, no entanto, não apresentam ainda precisão adequada para a indústria da energia eólica (NUNES, 2012).

Os SODARs têm sido pouco utilizados pela indústria da energia eólica *offshore* para medições operacionais. Isto ocorre porque a estrutura de suporte do equipamento, ruídos dos ventos e das ondas marítimas causam significativas interferências nas medições (NUNES, 2012; NG; RAN, 2016).

Já os LIDARs utilizam o aerossol (poeira, sal e *spray*) que é arrastado pelo vento para efetuar medições. LIDARs utilizam luz *laser* infravermelha com um comprimento de onda de 1,6 μm para medir a variação da frequência, por meio do efeito Doppler, do pulso refletido devido à velocidade de deslocamento de pequenos aerossóis em suspensão no volume atmosférico atingido pelo pulso (NG; RAN, 2016).

Os LIDARs se dividem em equipamentos: (i) de onda contínua (*continuous wave*) e (ii) de onda pulsada (*pulsed lidars*). Os LIDARs de onda contínua transmitem um feixe contínuo que permite determinar a velocidade em altura pré-definida. Os LIDARs de onda pulsada emitem pulsos curtos que são capazes de medir a velocidade do vento em várias altitudes, simultaneamente. Os LIDARs realizam medições até 150-200 m de altura.

⁵ Efeito Doppler é uma referência ao físico austríaco Christian Johann Doppler (1803-1853), que estudou e descreveu o fenômeno. O efeito Doppler é um fenômeno físico ondulatório, que se caracteriza pela alteração de frequência de uma onda percebida por um observador em virtude do movimento relativo de aproximação ou afastamento entre a fonte emissora da onda e o observador.

Segundo Nunes (2012), embora mais caros que os SODARs, os LIDARs possuem maior precisão em relação aos primeiros, devido à natureza da luz, que se propaga aproximadamente 1 milhão de vezes mais rápido que o som, permitindo maior controle do feixe emitido e uma maior taxa de amostragem.

No ambiente marítimo, a tecnologia de LIDARs flutuantes (*floating LIDARs*) é atualmente uma das mais promissoras para medições de recurso eólico em locais de difícil acesso e logística complexa. Neste sentido, o flutuador a ser utilizado deve ser adequado para as condições de ondas, profundidade marítima e ciclos de marés do local onde as medições serão realizadas. A Figura 4.14 ilustra um LIDAR operando sobre boia em ambiente marítimo.



Figura 4.14 - LIDAR operando sobre boia em ambiente marítimo
Fonte: Axys Technologies (2015)

Um aspecto desafiante do uso de LIDARs em boias é que o movimento e a orientação dos flutuadores podem trazer efeitos negativos na precisão das medições de velocidade do vento. No entanto, visto que o escoamento de ar acima do oceano é geralmente bastante homogêneo horizontalmente, caso os movimentos do flutuador sejam medidos com precisão, é possível, em princípio, corrigir as medições do LIDAR para a maioria dos efeitos decorrentes dos movimentos do flutuador. Por este motivo, LIDARs cujo objetivo é medir a velocidade do vento a partir de flutuadores marítimos, usualmente são equipados com inclinômetros e acelerômetros de precisão. Nesse caso, o algoritmo do LIDAR irá corrigir diretamente as velocidades de vento medidas, utilizando para isto os dados de entrada provenientes dos sensores de movimento da boia (NG; RAN, 2016).

4.2.1.4 Satélites e o Produto *Blended Sea Winds*

Segundo Soukissian e Papadoulos (2015), para uma avaliação preliminar do recurso eólico em uma locação candidata a receber uma UEO, são necessários um

conjunto de dados de longo prazo. Atualmente, séries de dados de vento de longo prazo e em malha são obtidos a partir de modelos numéricos atmosféricos ou produtos de satélites que utilizam instrumentos de medição indireta como escatômetro, sensores de micro-ondas passivos e sensores radares de abertura sintética.

Soukissian e Papadoulos (2015) argumentam que a maior precisão das medições *in situ* de velocidade do vento é compensada pela baixa cobertura espacial e pelo curto período de medição. Para resolver estas limitações, a utilização de dados de longo prazo oriundos de modelos numéricos atmosféricos e produtos de satélite deve ser cuidadosamente realizada, caso contrário, podem levar a resultados significativamente imprecisos. Idealmente, dados de vento provenientes de modelos numéricos e de satélite devem ser calibrados utilizando-se, se possível, dados de medição *in situ*.

Nunes (2012) argumenta que em áreas onde inexistente cobertura, espacial e temporal por observações *in situ*, é possível estudá-las por meio de produtos de satélite como o *Blended Sea Winds* (BSW), sob responsabilidade da *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA). O NOAA é uma agência científica vinculada ao Departamento de Comércio dos Estados Unidos da América, responsável por estudos meteoceanográficos e atmosféricos em escala global.

O BSW possui uma base de dados pública em formato NetCDF (*Network Common Data Form*) que abrange todos os oceanos do planeta, com vetores de alta resolução, em um *grid* global de 0,25 graus (aproximadamente 27,5 km, em uma malha retangular). O BSW apresenta múltiplas resoluções temporais (a cada 6 horas, diária, mensal) e dispõe de uma extensa série histórica de observações, desde 9 de julho de 1987 até o presente (ZHANG, 2017).

Nunes (2012) explica que o formato de dados NetCDF consiste na sistematização de dados em uma estrutura de matrizes multidimensionais relacionadas entre si e composta de variáveis, dimensões e atributos. Para o BSW, horário de aquisição, altura de medição (a 10 metros acima do nível dos oceanos), latitude e longitude são representados como dimensões. As componentes zonal (u) e meridional (v) e a velocidade do vento (produto de u por v) constituem as variáveis, ao passo que os atributos armazenam as unidades de medida consideradas. A cada 6 horas, nos horários de 00h, 06h, 12h e 18h UTC, as velocidades do vento são fundidas, a partir de observações

individuais de cada um dos seis sensores que compõem o BSW, e posteriormente convertidas.

Zhang (2006) argumenta que o BSW e produtos similares apresentam vantagens em relação às observações diretas, realizadas *in situ*. As medições diretas são importantes para fornecerem as medições denominadas “verdade do mar”, importantes para a calibração e validação de produtos como o BSW. Contudo, atualmente ainda persiste a dificuldade prática de obter distribuições de dados em escala global de maior densidade com medições *in situ*, pois torna-se economicamente inviável obtê-las em áreas como o oceano aberto.

As vantagens do BSW também se estendem às observações individuais de satélites. O BSW aumenta consideravelmente o número de observações em relação a dados adquiridos por observações individuais de satélite, pois fornece dados construídos a partir da fusão, utilizando métodos de interpolação, de até seis diferentes sensores, que tendem a descrever ventos oceânicos em maior detalhes (NUNES, 2012). Os dados do BSW estão disponíveis para *download* no sítio eletrônico: (<https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/marineocean-data/blended-global/blended-sea-winds>).

4.3 Logística: Portos, Transporte e Embarcações

Os portos são a base para a pré-montagem e construção de uma UEO e funcionam como ponto central para o setor *offshore*. A localização dos portos é um ponto crítico, na medida que tal variável influencia diretamente no tempo gasto no transporte e montagem de equipamentos na locação da usina marítima, bem como na sensibilidade às janelas climáticas disponíveis para o trabalho em alto mar (BVG ASSOCIATES, 2019).

A depender da estratégia de instalação adotada para o empreendimento *offshore*, o porto pode ser utilizado como base para montagem, manuseio e/ou fabricação de componentes e sistemas. Contudo, em todos os casos, o porto atuará como o centro da cadeia de suprimentos *offshore*, por meio do qual todos os componentes, estruturas e equipamentos que compõem a usina eólica devem passar (THOMSEN, 2012).

Isto significa que o primeiro passo na construção de uma UEO deve ser a seleção de um ou mais portos de base e, se necessário, a adaptação destes conforme os requisitos de cada projeto em particular.

Durante o ciclo de vida uma UEO, as fases de fabricação, pré-instalação, instalação, comissionamento, operação e manutenção e, ao final, descomissionamento, exigirão um ou vários terminais portuários com instalações específicas para as diferentes fases da construção. As principais empresas da cadeia de suprimentos estabelecerão base operacional no porto, e o terminal portuário se tornará um centro de logística e, como tal, será um fator chave no andamento do projeto (KAISER; SNYDER, 2012).

A estratégia de instalação pelo desenvolvedor do projeto terá um impacto direto nas propriedades e facilidades que os terminais de manufatura e montagem do porto devem ter, bem como na definição do tipo de porto a ser utilizado. Segundo Enamorado (2016), atualmente, há duas diferentes abordagens baseadas no número e tipos de embarcações de instalação e transporte e no nível de complexidade das operações de montagem a serem executadas no porto:

- **Estratégia de trânsito:** O transporte de componentes e equipamentos até a UEO ocorre em embarcações de instalação (*installation vessels*). Dependendo das operações realizadas no terminal portuário, dois métodos de construção podem ser diferenciados: (i) fabricação e montagem de componentes são realizadas no porto; (ii) apenas a pré-montagem é realizada no porto;
- **Abordagem de suprimento:** Os componentes são transportados para a UEO em embarcações de transporte (*transport vessels*). Atualmente, a estratégia mais utilizada é o transporte de componentes que foram pré-montados no porto.

O tipo de terminal portuário a ser utilizado para empreendimentos de UEOs, depende, inicialmente, da fase do projeto para o qual eles serão utilizados: (i) fase de instalação ou (ii) fase de operação e manutenção.

Enamorado (2016) explica que portos utilizados durante a pré-instalação e instalação da UEO devem ter equipamentos e facilidades específicas e, dependendo da estratégia de instalação utilizada, podem ser dos seguintes tipos:

- **Portos de importação e exportação:** portos que recebem produtos de fornecedores *onshore*. Os componentes são manipulados e armazenados para posterior carregamento nos navios que os transportarão para os portos de fabricação e montagem;
- **Portos de fabricação:** devido às dimensões e peso cada vez maiores dos componentes dos aerogeradores, o transporte rodoviário está menos viável e, com isso, os

fabricantes de turbinas e fundações estão cada vez mais estabelecendo instalações para fabricação em portos adequados;

- **Portos de montagem:** portos em que ocorre a pré-montagem dos componentes recebidos das fábricas. Os componentes são recebidos por transporte rodoviário ou por via marítima;
- **Portos de mobilização:** portos que recebem componentes de aerogeradores e fundações que já foram pré-montadas, para que apenas sejam carregados em embarcações para transporte à UEO, onde serão instalados. Não há fabricação, montagem ou armazenamento neste tipo de porto. Portos de mobilização fornecem apenas suporte para construção das usinas;
- **Portos offshore:** novo conceito de porto que ainda está em fase de estudo. Estes portos seriam terminais *offshore* com múltiplas funções, instalados em ilhas naturais ou artificiais, permitindo redução nos custos de instalação e transporte, bem como redução nos tempos de resposta para manutenção de UEOs.

O tipo de porto a ser utilizado dependerá da estratégia de instalação adotada para a UEO, de análises de custos, da distância dos principais centros de fabricação de equipamentos à UEO, da distância da costa à UEO e da expectativa de desenvolvimentos futuros na área (THOMSEN, 2012).

Após o comissionamento da UEO, Enamorado (2016) ressalta que uma base de operações dentro ou próximo a um porto se faz necessária, no entanto, com requisitos diferentes e menos exigentes:

- **Portos de apoio à operação e manutenção:** Estes portos fornecem à UEO serviços de suporte para as atividades de operação e manutenção. Tais portos devem ser capazes de prover respostas rápidas para contingências durante a operação da usina e, portanto, devem estar localizados a uma distância relativamente curta para reduzir o tempo de viagem de empregados e peças, bem como otimizar os tempos de trabalho em ambiente marítimo. Portos de apoio à operação e manutenção não necessitam ter instalações e facilidades de grandes dimensões ou com propriedades complexas e específicas.

Os portos são de valor estratégico para as partes interessadas em um projeto de uma UEO e, portanto, a seleção do porto mais apropriado é essencial para o bom andamento do empreendimento.

CAPÍTULO 5 – ASPECTOS ECONÔMICOS DE EMPREENDIMENTOS DE USINAS EÓLICAS *OFFSHORE*

Neste capítulo são abordados aspectos econômicos de UEOs. No início, é apresentado o ciclo de vida de um empreendimento de geração de energia eólica *offshore*, com identificação das principais macrofases. Após, os principais custos associados à cada macrofase do ciclo são discutidos dentro de um modelo de custos. Por fim, são apresentados os conceitos e definições paramétricas de indicadores de viabilidade econômica para empreendimentos desta natureza.

5.1 Ciclo de Vida e Custos Associados a Usinas Eólicas *Offshore*

O ciclo de vida representa um conjunto de fases que um empreendimento percorre ao longo da sua história. O ciclo de vida de um empreendimento de energia eólica *offshore* é composto por cinco macrofases: (i) Desenvolvimento e Concessão (Projeto); (ii) Fabricação e Aquisição; (iii) Instalação e Comissionamento; (iv) Operação e Manutenção e (v) Descomissionamento (SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016; BVG ASSOCIATES, 2019).

Melo (2020) descreve as cinco macrofases da seguinte maneira:

- **Desenvolvimento e Concessão (Projeto):** Fase em que são analisadas as implicações legais e de custo para certificar a viabilidade do projeto;
- **Fabricação e Aquisição:** Fase na qual os componentes como turbina, fundação, sistema de coleta e transmissão de energia, sistemas de monitoramento e todos os demais itens do *balance of plant* (BOP)⁶ da UEO são adquiridos;
- **Instalação e Comissionamento:** Fase que abrange todos os trabalhos de instalação dos aerogeradores e do BOP, desde o momento em que os componentes adquiridos são entregues para comissionamento na usina. Após o término da instalação, ocorrem os testes e comissionamento durante a pré-partida da usina, que sendo bem sucedidos, permitirão o início da operação definitiva da planta;

⁶ *Balance of plant* (BOP) é um termo usual na indústria da energia eólica que inclui todos os componentes de uma UEO com exceção das turbinas, incluindo ativos de transmissão construídos em virtude da usina eólica. Compreende cabos, fundações, subestações *offshore* e *onshore* e base de operações (BVG ASSOCIATES, 2019).

- **Operação e Manutenção:** Fase responsável pela manutenção da longevidade e vida operacional da UEO;
- **Descomissionamento:** Fase na qual se inicia o processo de desativação da UEO. Nesta fase são inclusos todos os processos quando a usina termina o seu ciclo operativo.

A Figura 5.1 ilustra todas as cinco macrofases do ciclo:



Figura 5.1 - Ciclo de vida de uma UEO com as cinco macrofases
Fonte: CRIAÇÃO (2019)

Cada uma das macrofases do ciclo de vida de uma UEO tem sua participação na composição do custo total do empreendimento (MELO, 2019). Os custos associados são agrupados em três grandes categorias: (i) CAPEX (*Capital Expenditure*), OPEX (*Operational Expenditure*) e DECEX (*Decommissioning Expenditure*) (BVG ASSOCIATES, 2019).

5.1.1 CAPEX

O CAPEX representa os custos associados ao projeto e à construção da usina eólica. De maneira mais abrangente, Levitt *et al.* (2011) definem como CAPEX os custos para adquirir e construir uma planta de geração de energia. Para Barbosa (2018), o

CAPEX inclui todas as despesas ocasionais associadas à usina eólica, como desenvolvimento, implantação e comissionamento, até o ponto de emissão de um certificado de aquisição.

Já Kausche *et al.* (2018) descrevem os itens de custo que compõem o CAPEX de uma usina eólica como os custos na compra de ativos de longo prazo (torres, turbinas, fundações e subestações), além dos custos com certificações, licenciamento, planejamento e desenvolvimento do projeto, custos relacionados à tecnologia, conexão à rede, desenvolvimento do local, montagem e comissionamento.

5.1.2 OPEX

O OPEX representa os custos associados à operação e manutenção da usina eólica (KAUSCHE *et al.*, 2018). Compreende todos os gastos em atividades que ocorrem desde o término do comissionamento e início de operação definitiva da usina até o seu descomissionamento (BVG ASSOCIATES, 2019). O OPEX abrange todos os gastos com inspeção, manutenção, reparo e substituição de equipamentos e peças desgastadas ou quebradas, no intuito de manter e estender a operação da usina (KAUSCHE *et al.*, 2018). Embora o OPEX inclua seguro para substituição de componentes defeituosos/quebrados ou trabalho defeituoso, este não inclui coberturas por garantias (BARBOSA, 2018).

Os principais custos associados ao OPEX são oriundos dos equipamentos e recursos que as inspeções e manutenções em ambiente *offshore* demandam (embarcações, helicópteros, guindastes, veículos submarinos operadores remotamente, entre outros), bem como do custo de pessoal técnico para os serviços de operação e manutenção (MADARIAGA *et al.*, 2012).

5.1.3 DECEX

O DECEX abrange os custos com o descomissionamento da UEO após o fim da sua operação. De acordo com a BVG Associates (2019), são os gastos com a remoção e/ou condicionamento seguro da infraestrutura *offshore*, no final da vida útil da usina eólica, além do correto descarte ou reuso dos equipamentos.

5.1.4 Estrutura de Custos ao longo do Ciclo de Vida

Shafiee, Brennan e Espinosa (2016) propõem um modelo paramétrico para todos os custos ao longo do ciclo de vida de UEOs. Neste sentido, os autores elaboraram uma

estrutura de descrição de custos (CAPEX, OPEX e DECEX), relacionando-a às cinco macrofases do ciclo de vida da UEO, conforme ilustra a Figura 5.2:

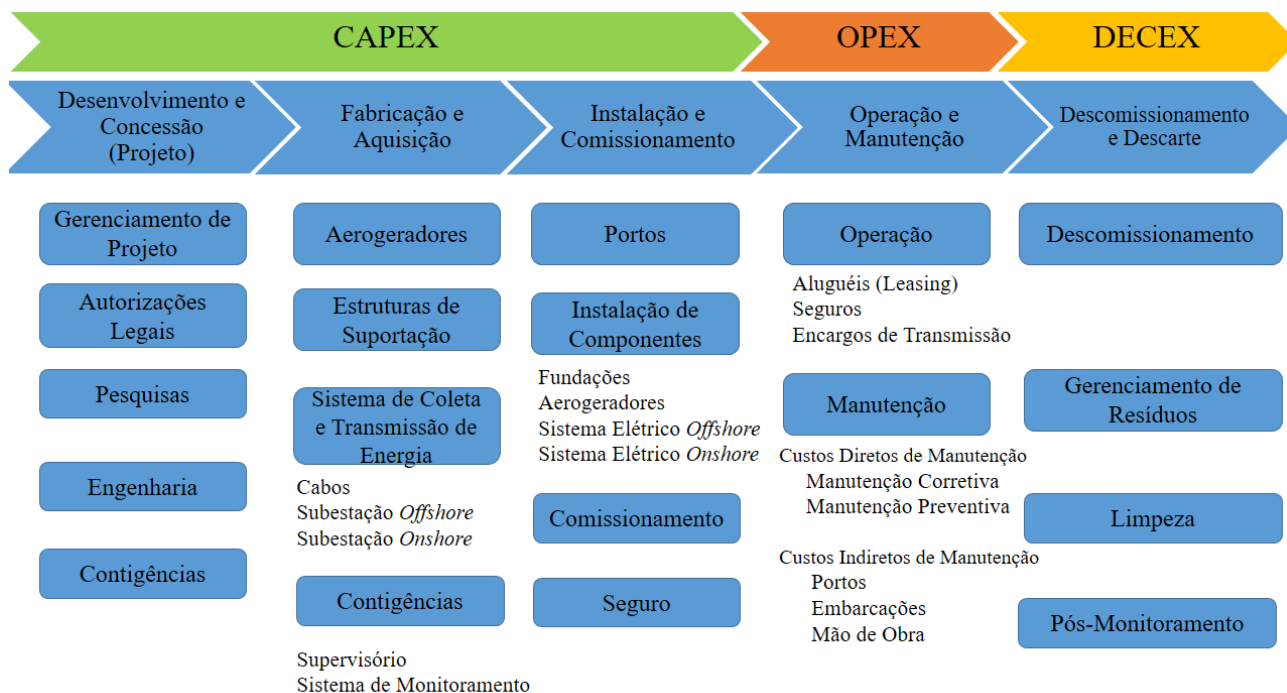


Figura 5.2 – Estrutura de custos para o ciclo de vida da UEO
Fonte: Adaptado de Shafiee, Brennan e Espinosa (2016)

De maneira geral, para o empreendimento de uma UEO, as três macrofases associadas ao CAPEX costumam durar entre três e cinco anos. A macrofase associada ao OPEX varia entre vinte e vinte e cinco anos, a depender da vida útil operativa da usina. Por último, a macrofase associada ao DECEX varia entre um e três anos, após o final da fase produtiva. Desta forma, os trabalhos desenvolvidos em uma UEO podem ultrapassar o período do seu ciclo de vida útil, alcançando valores superiores a 30 anos (MELO, 2020).

Cada uma das macrofases do ciclo de vida de uma UEO tem sua participação relativa na composição do custo total do empreendimento. A BVG Associates (2016) elaborou um relatório técnico, no qual apresenta oportunidades para indústria de óleo e gás (O&G) no desenvolvimento de projetos de energia eólica *offshore*. O relatório destaca sinergias existentes entre a indústria de O&G e a de geração *offshore* de energia elétrica, bem como desafios a serem superados no futuro.

Neste contexto, a BVG Associates (2016) apresenta uma distribuição de custos, considerando as cinco macrofases, para projetos de UEOs com decisão final de investimento em 2020, conforme ilustra o gráfico da Figura 5.3:

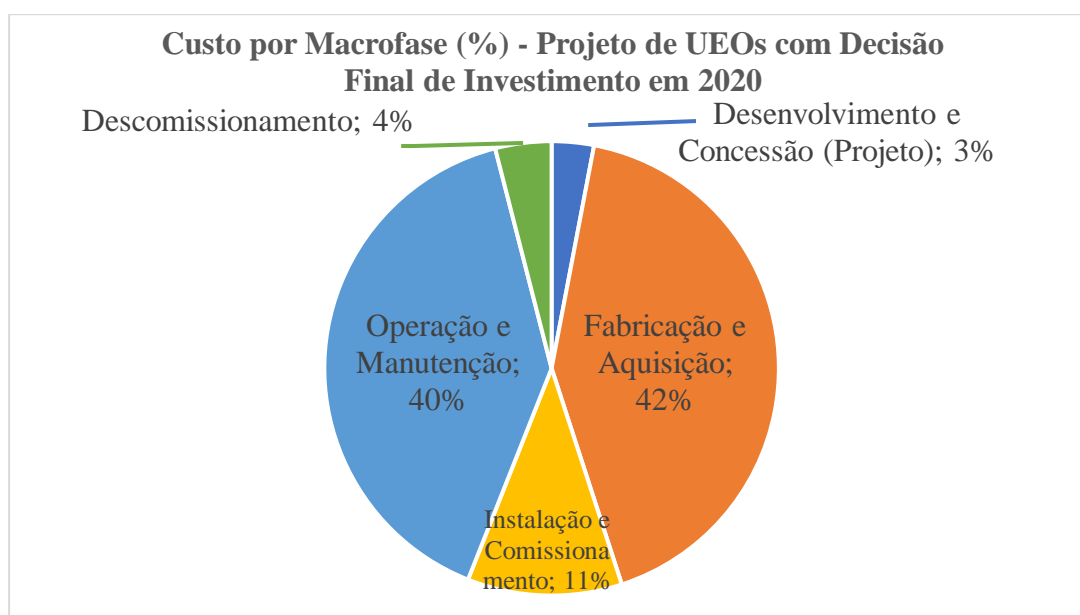


Figura 5.3 - Percentual de custos por macrofase para projetos de UEO – 2020
Fonte: Adaptado de BVG Associates (2016)

Com relação aos custos apresentados na Figura 5.3, destaca-se a parcela significativa relativa à Fabricação e Aquisição (42%), que compõe o CAPEX e ocorre logo durante os primeiros anos do empreendimento, quando a usina está em construção e ainda não traz receitas. Ainda compõem o CAPEX as parcelas relativas às macrofases de Desenvolvimento e Concessão (Projeto) (3%) e Instalação e Comissionamento (11%), de maneira que o CAPEX é responsável por 56% dos custos totais ao longo do ciclo de vida do empreendimento, porém em um período relativamente curto, de até 5 anos, caso estes investimentos não tenham sido financiados por maior período.

É possível que o CAPEX possa ser financiado por períodos mais longos, superiores a 5 anos, contudo, neste caso os custos de financiamento serão mais elevados, podendo impactar negativamente o resultado financeiro do ativo. Estas características do CAPEX das UEOs permitem classificá-las como empreendimentos tipicamente intensivos em capital (BLANCO, 2009; GREEN; VASILAKOS, 2011; NG; RAN, 2016).

A parcela relativa ao OPEX também é expressiva, perfazendo 40% do total dos custos. No entanto, os custos do OPEX são diluídos em longo prazo, por até 25 anos, quando o ativo já está gerando receitas. Tais condições fazem com que o OPEX tenha um impacto relativamente menor no resultado financeiro do ativo, a despeito da significativa parcela de custos que ele compõe. Por fim, o DECEX representa 4% dos custos e se caracteriza por serem desembolsos de longo prazo, que ocorrem ao final do ciclo

produtivo, contudo, devem estar previstos no fluxo de caixa financeiro das usinas desde a fase de projeto.

5.1.5 Fatores que Impactam nos Resultados Econômicos

Em termos de custos, a principal diferença entre usinas eólicas *onshore* e *offshore* é que estas são mais onerosas principalmente devido ao aumento nos custos logísticos e de operação e manutenção, bem como devido a investimentos mais elevados em fundações e na infraestrutura elétrica, especialmente a submarina (MADARIAGA *et al.*, 2012).

Não obstante, empreendimentos de UEOs são afetados por vários fatores de custos diferentes. Os direcionadores de custos intrínsecos ao empreendimento incluem o tamanho do projeto (capacidade instalada), a localização (profundidade marítima e distância à costa), as características das turbinas, tempo de vida útil de componentes, estratégia de planejamento, licenças e autorizações legais. Estes fatores internos podem ser influenciados e gerenciados pelos próprios desenvolvedores de projetos de energia eólica *offshore*, por meio de opções tecnológicas ou gerenciais (NG; RAN, 2016). Já os fatores externos incluem o custo financeiro, taxas de câmbio, preços de *commodities*, taxas e impostos nacionais, entre outros.

Ng e Ran (2016) apontam algumas das principais variáveis que influenciaram nos custos de projetos de UEOs já executados na Europa: (i) capacidade instalada; (ii) potência dos aerogeradores; (iii) tempo de vida útil; (iv) distância à costa e profundidade marítima.

A capacidade instalada da usina eólica é um fator importante, visto que os custos de alguns componentes são em grande parte independentes do tamanho do empreendimento. Custos como diárias de embarcações, portos, recursos marítimos, estudos de engenharia e gerenciamento de projeto são exemplos de itens nos quais os custos não necessariamente crescem em proporção direta e linear à capacidade da usina. Adicionalmente, espera-se que quanto maior for a capacidade instalada, menor será o custo unitário de investimento (R\$/MW) da usina, caso os outros custos se mantenham invariáveis ou com variações de menor magnitude. No caso, a economia de escala propicia redução de custos, na maioria das vezes significativa, que é importante para a viabilidade ao empreendimento (NG; RAN, 2016)

A potência de cada aerogerador é uma variável decisiva na análise econômica de uma UEO. Reduções nos custos de geração de energia eólica ocorridas no passado derivaram principalmente do aumento da capacidade dos aerogeradores (IRENA, 2019b). O diâmetro médio do rotor dos aerogeradores *offshore* cresceu 3,4 vezes entre os anos de 2000 e 2018, com a potência média por máquina eólica saindo de 1,6 MW para 5,5 MW, no mesmo período. Em 2020, já existem aerogeradores de 10 MW e 12 MW sendo comercializados. Projeções para o ano de 2030 indicam máquinas que atingirão capacidade nominal entre 15 MW e 20 MW, com diâmetros de rotor superiores a 230 metros (IRENA, 2019c). Isto indica um melhor aproveitamento do recurso energético, maior produção de energia, a um menor custo por MW de capacidade instalada (R\$/MW).

Nos oceanos, os regimes dos ventos são menos turbulentos do que em terra. Desta forma, aerogeradores *offshore* são certificados para operarem entre 25 e 30 anos. Em virtude dos custos elevados de instalação de equipamentos no mar, a extensão de vida útil de UEOs é uma possibilidade, contudo, a atividade de repotencialização ainda não é significativa para usinas marítimas (KROHN; MORTHST; AWERBUCH, 2009).

Por seu turno, as variáveis distância à costa e profundidade marítima afetam o CAPEX e o OPEX, mas especialmente o primeiro. O aumento da distância da usina à costa afeta principalmente os custos de instalação e de conexão à rede de transmissão. Os custos de instalação aumentam com o aumento da distância de viagem entre o porto e a locação da usina, bem como há maior susceptibilidade às condições climáticas, tornando as operações de instalação mais difíceis e com mais tempo em espera, no aguardo de condições climáticas favoráveis (*weather downtime*). Os custos de conexão à rede de transmissão aumentam principalmente em virtude do aumento do comprimento do cabo elétrico submarino de exportação de energia (NG; RAN, 2016).

O aumento da profundidade marítima afeta especialmente os custos com as fundações dos aerogeradores, incluindo a própria instalação destas, que tendem a crescer de forma exponencial com o aumento da profundidade (NG; RAN, 2016).

Neste sentido, Madariaga *et al.* (2012) e Green e Vasilakos (2011) sugerem estimar primeiro os custos para uma UEO de referência, instalada em águas rasas (entre 10 e 20 metros de profundidade) e próxima à costa (entre 0-10 km de distância), para depois introduzir a influência destas variáveis aos custos do empreendimento, utilizando para isto um fator de ajuste. No caso, a UEO de referência apresenta fator de ajuste de

custos unitário. À medida que se avança para áreas mais distantes da costa e mais profundas, o fator de ajuste de custos cresce conforme valores da Tabela 5.1:

Tabela 5.1 - Fator de ajuste de custos em função da profundidade e da distância

Profundidade (m)	Distância à costa (km)							
	0 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 100	100- 200	> 200
10 - 20	1,00	1,02	1,04	1,07	1,09	1,18	1,41	1,60
20 - 30	1,07	1,09	1,11	1,14	1,16	1,26	1,50	1,71
30 - 40	1,24	1,26	1,29	1,32	1,34	1,46	1,74	1,98
40 - 50	1,40	1,43	1,46	1,49	1,52	1,65	1,97	2,23

Fonte: Adaptado de Green e Vasilakos (2011)

Ressalta-se que a distância entre a UEO e os principais centros de demanda de energia elétrica também pode se tornar uma variável de importante influência nos custos do projeto, uma vez que os custos de conexão à rede podem crescer significativamente caso a UEO esteja localizada à grande distância da carga, ou seja, dos centros de demanda.

5.2 Indicadores de Viabilidade Econômica

5.2.1 Custo Nivelado de Energia

O custo nivelado de energia (*levelized cost of energy*, LCoE, na sigla em inglês) é a medida mais comumente utilizada para mensurar o custo de produção de energia elétrica a partir de diferentes fontes de geração (ANAYA-LARA, 2018). O LCoE é definido como o valor presente do preço da energia elétrica produzida considerando a vida útil produtiva da usina geradora e os custos incorridos na sua construção, operação e manutenção, descomissionamento e, eventualmente, com combustíveis para abastecer a usina geradora. O custo com combustíveis utilizados diretamente como insumo para geração de eletricidade é nulo no caso de usinas eólicas (LETCHER, 2017).

Segundo a BVG Associates (2019), o LCoE é definido como a receita necessária, proveniente da geração de energia elétrica, para obter uma taxa de retorno de investimento igual ao custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital*, WACC, na sigla em inglês), durante a vida útil de uma usina de geração de energia. Impostos e inflação não são considerados no cálculo do LCoE.

Segundo Kausche *et al.* (2018) e Polich *et al.* (2011), o LCoE (R\$/MWh) considera o total de custos (CAPEX, OPEX e DECEX), bem como a energia anual produzida líquida (EAP_{Liq}) pela usina durante todo o seu período de operação, ambos

descontados anualmente ao longo do tempo, T , a uma taxa de desconto denominada custo médio ponderado de capital, $WACC$, conforme a Eq. 57 a seguir:

$$LCoE = \frac{\sum_{t=0}^T \left(\frac{CAPEX_t + OPEX_t + DECEX_t}{(1 + WACC)^t} \right)}{\sum_{t=0}^T \left(\frac{EAP Liq_t}{(1 + WACC)^t} \right)} \quad (\text{Eq. 57})$$

A partir da observação da Eq. 57, é possível notar que o LCoE representa o preço de venda de energia que iguala a soma de todas as receitas à soma de todos os custos ao longo do ciclo de vida útil, ambos descontados a uma taxa de desconto, $WACC$.

O LCoE é um indicador econômico importante porque permite a comparação de diferentes tecnologias de geração de energia. Com este indicador é possível comparar economicamente projetos de geração de energia de capacidade e períodos de vida útil diferentes, bem como de diferentes custos de capital, risco e retorno.

5.2.1.1 Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

O $WACC$ é uma medida do custo de financiamento de uma empresa ou projeto, levando-se em consideração os riscos existentes para o investidor ao se decidir por financiar um empreendimento (KAUSCHE *et al.*, 2018; IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018).

As empresas têm duas formas de financiar um projeto de investimento: (i) utilizando capital próprio (capital dos acionistas proprietários) ou (ii) adquirindo dívida, sobre a qual incide pagamento de juros. No geral, as empresas tendem a utilizar ambas as formas, com uma parcela de capital próprio e outra parcela de capital de terceiros, ou seja, por meio de dívidas.

O $WACC$ é uma combinação ponderada entre a proporção do capital próprio e de terceiros e os custos desses capitais e é o modelo mais adotado por entidades reguladoras no mundo (ANEEL, 2018).

O custo de capital de terceiros é a taxa de juros à qual a empresa pode tomar empréstimos, que basicamente é derivada da taxa básica de juros em relação a capacidade da empresa de honrar seus compromissos de pagamento (GARBI, 2018).

Desconsiderando-se o pagamento de impostos, o $WACC$ calcula a média ponderada desses custos, conforme apresentado na Eq.58:

$$WACC = K_e * \left(\frac{E}{D + E} \right) + K_d * \left(\frac{D}{D + E} \right) \quad (\text{Eq. 58})$$

Onde:

K_e - custo de capital próprio, dos acionistas [R\$]

K_d - custo do capital de terceiros [R\$]

E - patrimônio líquido (valor de mercado do capital próprio) [R\$]

D - dívida total (valor de mercado do capital de terceiros) [R\$]

$\left(\frac{E}{D+E} \right)$ - proporção do capital correspondente ao patrimônio líquido (adimensional)

$\left(\frac{D}{D+E} \right)$ - proporção do capital correspondente à dívida (adimensional)

Rodrigues (2013) destaca que para o cálculo do custo do capital de terceiros, K_d , pode se utilizar o custo médio ponderado de todas as dívidas da empresa. Para obtenção do custo de capital próprio, K_e , o modelo de risco e retorno que é padrão na maioria das análises financeiras é o CAPM (*Capital Asset Pricing Model*).

Generalizando, o modelo CAPM pode ser expresso pela Eq. 59:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i * [E(R_m) - R_f] \quad (\text{Eq. 59})$$

Onde:

$E(R_i) = K_e$ – retorno esperado sobre o ativo i [%]

R_f – taxa de livre risco, definida como o ativo cujo retorno esperado para o investidor é certo, dentro do período de tempo de análise [%]

$E(R_m)$ – retorno esperado sobre a carteira de mercado, que, teoricamente, considera todos os ativos disponíveis para investimentos em proporções ótimas [%]

β_i – o parâmetro beta de um ativo i relaciona o risco de se fazer um investimento neste ativo a um risco de mercado. É uma medida de risco não diversificável, ou seja, um índice do grau de movimento do retorno de um ativo em resposta à mudança de retorno do mercado (LAURENCEL; FILHO, 2013). O parâmetro beta é definido como a covariância do ativo e o mercado, dividido pela variância do retorno de mercado; mensura o risco agregado (sistêmico) de um ativo pertencente à carteira de mercado, ou seja, de acordo com o beta do mercado (RODRIGUES, 2013).

5.2.2 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é o critério mais recomendado pela maior parte dos especialistas em finanças para tomada de decisão de investimentos. O VPL considera o valor do dinheiro no tempo (MELO, 2012).

O equacionamento do VPL é obtido subtraindo-se o investimento inicial de um projeto do valor presente das entradas e saídas de caixa (fluxo de caixa), descontadas a uma taxa mínima de atratividade para o empreendedor e/ou investidor (MELO, 2012; MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017), conforme apresentado na Eq. 60:

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i} - I_0 \quad (\text{Eq. 60})$$

Onde;

FC_i – fluxo de caixa no período i

I_0 – investimento inicial [R\$]

r – taxa de desconto [%]

i – período de tempo [anos]

Um investimento deve ser aceito quando possuir VPL positivo. Se o VPL for negativo, deverá ser rejeitado. Se o VPL é nulo, existe uma situação de indiferença entre realizar ou não o projeto (LAURENCEL; FILHO, 2013; MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017).

Destaca-se que a taxa considerada para descontar o fluxo de caixa no sentido de trazer o fluxo de entradas e saídas a valor presente já deve refletir o nível de risco aceitável para o empreendimento. Neste sentido, avalia-se conveniente utilizar o custo médio ponderado de capital (WACC), conforme abordado no item 5.2.1.1, para desconto do fluxo de caixa do VPL, em virtude que este custo pondera os custos do capital próprio e de terceiros, ambos já refletindo a remuneração exigida pelos financiadores, sejam acionistas ou terceiros (MELO, 2012).

5.2.3 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) de um fluxo de caixa é a taxa de desconto que torna o VPL desse fluxo igual a zero. A TIR é um índice relativo que mede a rentabilidade do investimento por unidade de tempo, necessitando, para isso, que haja receitas envolvidas, assim como investimentos. Trata-se de uma taxa intrínseca ao projeto, dependente apenas dos fluxos de caixa projetados. A TIR remunera o investimento à taxa

de desconto utilizada e, desta forma, zera o VPL (MELO, 2012; LAURENCEL; FILHO, 2013; MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017).

A fórmula de cálculo da TIR é apresentada na Eq. 61:

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} - I_0 \quad (\text{Eq. 61})$$

Onde:

FC_i – fluxo de caixa no período i [R\$]	I_0 – investimento inicial [R\$]
TIR – taxa interna de retorno [%]	i – período de tempo [anos]

A TIR encontrada deverá ser comparada à taxa mínima de atratividade definida no momento da decisão de se realizar o investimento ou o financiamento. Para aceitar o investimento, a TIR deverá ser maior do que a taxa mínima de atratividade do projeto, isto é, a taxa de retorno deve ser superior ao seu custo de oportunidade (MELO, 2012; LAURENCEL; FILHO, 2013; MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017).

5.2.4 Período de *Payback* Descontado

O período de *payback* corresponde ao período em que o valor presente líquido de todos os custos é igual ao valor presente líquido de todas as receitas (LEE et al., 2016). Refere-se ao tempo que um empreendimento leva para pagar o seu investimento inicial.

Quando o *payback* é calculado sem descontar os fluxos de caixa futuros, então é chamado de *payback* simples e pode ser calculado a partir da Eq. 62:

$$\text{Payback Simples} = \sum_{i=0}^n FC_i = 0 \quad (\text{Eq. 62})$$

Onde: FC_i – fluxo de caixa no período i [R\$]

Por seu turno, o *payback* descontado considera para o equacionamento do fluxo de caixa, além das receitas e custos, a taxa de desconto do investimento (NGUYEN; CHOU, 2018; CALI et al., 2018). A Eq. 63 apresenta a fórmula de cálculo para o período de tempo relativo ao *payback* descontado:

$$\text{Payback Descontado} = \frac{\log \left(1 - \frac{r * I_0}{\frac{(\sum_{i=1}^n FC_i)}{n}} \right)}{\log \left(\frac{1}{1 + r} \right)} \quad (\text{Eq. 63})$$

Onde:

FC_i – fluxo de caixa no período i [\\$]

I_0 – investimento inicial [R\\$]

r – taxa de desconto [%]

i – período de tempo [anos]

5.3 Abordagens para Estimativas de Custos de Usinas Eólicas *Offshore*

Na literatura, há três abordagens principais para realização de estimativas de custos de empreendimentos de UEOs:

- **Comparativa (*top-down*):** os custos provêm da comparação com projetos de UEOs similares e são fornecidos a partir de valores amplos de custos (CAPEX, OPEX e DECEX). No geral são dados fornecidos por órgãos públicos, agências de energia, empresas de consultoria especializadas ou artigos de periódicos (KAISER, SNYDER, 2012; VALPY *et al.*, 2017). É usual nesta abordagem a obtenção de estimativas de custos dos principais itens de uma usina por MW de capacidade instalada;
- **De Engenharia (*bottom-up*):** os custos provêm de valores individuais para equipamentos, componentes, acessórios, bem como de serviços, recursos de projeto, logísticos e de segurança necessários para a construção, operação, manutenção e descomissionamento de UEOs (KAISER, SNYDER, 2012; GUZMÁN-IBARRA, 2017; BVG ASSOCIATES, 2019);
- **Paramétrica:** os custos provêm de modelos matemáticos, que abrangem o ciclo de vida útil de UEOs, mediante equações parametrizadas para os principais itens que compõem os custos das usinas. No geral, os modelos paramétricos de custos são encontrados em artigos de periódicos sobre o tema de energia eólica *offshore*, em especial os que analisam aspectos econômicos e do ciclo de vida de UEOs (SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016; GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017).

5.4 Síntese do Capítulo

No capítulo 5 houve a identificação do ciclo de vida útil de uma UEO e a das principais macrofases que o compõem. Houve a caracterização da estrutura de custos ao longo das macrofases do ciclo, com identificação da contribuição relativa de cada uma no custo total de uma UEO. Por fim, foram apresentados os indicadores utilizados para avaliar a viabilidade econômica da UEO proposta, bem como as três abordagens utilizadas para obtenção de estimativas de custos. As estimativas de produção energética (capítulo 2) e de custos dos componentes de uma usina (capítulo 4) serviram de insumo para o cálculo do LCoE e demais indicadores de viabilidade econômica.

CAPÍTULO 6 – MÉTODO DE PESQUISA

Este capítulo apresenta a descrição do método da pesquisa quanto a sua caracterização, bem como quanto ao seu procedimento, subdividido em fases e etapas, para o alcance dos objetivos do estudo.

6.1 Caracterização da Pesquisa

Pode-se definir pesquisa como um procedimento racional e sistemático que tem como objetivo proporcionar respostas aos problemas que são propostos (DEMO, 2000). Em essência, a pesquisa é requerida quando não há informações suficientes para se responder a um problema, ou então quando as informações disponíveis se encontram desorganizadas e não sistematizadas, de tal forma que não é possível relacioná-las ao problema.

As pesquisas são desenvolvidas a partir da sistematização dos conhecimentos disponíveis e a utilização cuidadosa de métodos, técnicas e procedimentos científicos. Diferentes pesquisas possuem características próprias, portanto é necessário que elas sejam classificadas para um melhor entendimento de seus propósitos. Neste sentido, Williams (2007) e González (2010), descrevem que as pesquisas podem ser classificadas segundo: (i) natureza ou finalidade, (ii) objetivo da pesquisa, (iii) abordagem do problema e (iv) procedimentos técnicos.

Com relação à perspectiva da natureza ou finalidade, faz-se a distinção de dois diferentes tipos, pesquisa pura ou básica, que objetiva gerar novos conhecimento úteis para o avanço da ciência sem aplicação prática prevista, ou pesquisa aplicada, que objetiva gerar conhecimentos para aplicação prática e dirigidos à solução de problemas específicos (WILLIAMS, 2007).

Este estudo se caracteriza como uma pesquisa aplicada, uma vez que o seu propósito é de buscar soluções para um problema específico, ou seja, obter estimativa de produção energética e precificar a energia elétrica gerada a partir de uma UEO localizada na plataforma continental brasileira, próxima à costa do Rio Grande do Norte.

É usual a classificação da pesquisa com base em seus objetivos gerais. Assim, é possível classificar as pesquisas em três grandes grupos: exploratórias, descritivas e explicativas (ZANELLA, 2013):

A pesquisa exploratória visa proporcionar maior familiaridade com o problema com vistas a torná-lo explícito ou construir hipóteses. Busca-se explorar um problema, de modo a fornecer informações para uma investigação mais precisa. Pesquisas exploratórias têm por objetivo principal o aprimoramento de ideias ou a descoberta de intuições (WILLIAMS, 2007).

A pesquisa descritiva visa descrever as características de determinada população ou fenômeno, bem como o estabelecimento de relações entre as variáveis. Para isso, é feita uma análise minuciosa e descritiva do objeto de estudo, com levantamento de informações por meio de técnicas de coleta apropriadas. Após a reunião dos dados, o pesquisador irá analisá-los e interpretá-los para obter o resultado da pesquisa. Há inúmeros estudos que podem ser classificados sob esta abordagem e uma das características significativas está na utilização de técnicas padronizadas de coleta de dados, tais como o questionário e a observação sistemática (WILLIAMS, 2007).

Por seu turno, a pesquisa explicativa tem como preocupação central identificar os fatores que determinam ou contribuem para a ocorrência de fenômenos. O foco da pesquisa explicativa é explicar o porquê das coisas. Trata-se do tipo que mais aprofunda o conhecimento da realidade e, por isso mesmo, é o tipo de pesquisa mais complexo e delicado, já que o risco de cometer erros aumenta consideravelmente (WILLIAMS, 2007).

Neste sentido, com relação aos objetivos, este trabalho é uma pesquisa com características exploratórias e descritivas. O caráter exploratório surge da necessidade de realizar levantamento bibliográfico com vistas a tornar o tema energia eólica *offshore* mais explícito, ao passo que o caráter descritivo surge da necessidade de descrever as principais características de uma UEO e estabelecer relações entre suas diversas variáveis, com vistas a atender aos objetivos propostos.

No que tange à abordagem do problema, as pesquisas são classificadas em quantitativas e qualitativas. A abordagem quantitativa enfatiza o uso de números ou informações conversíveis em números. Os dados são analisados com apoio de estatística ou de outras técnicas matemáticas (ZANELLA, 2013; CRESWELL, 2009). Já a abordagem qualitativa é essencialmente descritiva e busca a interpretação de fenômenos e a atribuição de significados a partir de informações que não podem ser quantificadas

diretamente. O processo e o seu significado são os focos principais desta abordagem (WILLIAMS, 2007; CRESWELL, 2009).

Por conseguinte, quanto à abordagem, o presente trabalho se caracteriza por uma pesquisa combinada, quali-quantitativa. A abordagem qualitativa é utilizada principalmente para: (i) investigar o estágio de desenvolvimento da geração eólico-elétrica *offshore* no mundo e (ii) caracterizar o ciclo de vida e os principais componentes de um sistema de geração *offshore*. Já a abordagem quantitativa é utilizada para: (iii) quantificar o potencial eólico *offshore* em escala global e nacional; (iv) realizar análise estatística descritiva dos ventos na locação selecionada, (v) estimar a produção energética e o abastecimento de energia elétrica da UEO, (vi) estimar custos e precificar a energia elétrica gerada a partir dos dados de receitas e despesas geradas pela UEO.

Com relação aos procedimentos técnicos adotados em pesquisa científica, estes se referem a qual técnica utilizar para obtenção de resultados previstos e imprevistos no projeto. Sousa, Santos e Dias (2013) listam os procedimentos técnicos como sendo pesquisa bibliográfica, documental, experimental, *survey*, estudo de caso, *ex-post-facto* e pesquisa ação. Bertrand e Fransoo (2012) e González (2010) listam também a simulação e a modelagem como dois procedimentos técnicos aplicáveis à engenharia de produção e gestão de operações.

A pesquisa bibliográfica é elaborada e desenvolvida a partir de material já elaborado e consolidado pelos autores, constituído principalmente de livros, artigos científicos, dissertações, teses e relatórios técnicos (ZANELLA, 2013).

A pesquisa documental é semelhante à bibliográfica, no entanto é elaborada a partir de materiais que não receberam tratamento analítico, ou que ainda podem ser reelaborados de acordo com os objetivos da pesquisa (SOUZA; SANTOS; DIAS, 2013).

Na pesquisa experimental se determina um objeto de estudo, selecionam-se variáveis que são capazes de influenciá-lo para posteriormente se definirem as formas de controle e de observação dos efeitos que a variável produz no objeto (WILLIAMS, 2007). Neste sentido, a pesquisa experimental tem como objetivo manipular e controlar as variáveis de pesquisa.

O *survey* ou pesquisa levantamento é empregada quando a pesquisa envolve a interrogação direta das pessoas cujo comportamento se deseja conhecer (YIN, 2001). Tipicamente, é utilizado para confirmar ou negar determinada informação dentro de um

grupo de controle, sendo muito utilizada para medir opinião, capacidade de interagir com determinado conhecimento.

O estudo de caso envolve o estudo profundo e exaustivo de um ou poucos objetos de maneira que se permita o seu amplo e detalhado conhecimento (YIN, 2001; VOSS, 2002).

A pesquisa *ex-post-facto* analisa situações que se desenvolveram naturalmente após algum acontecimento. Um fenômeno já ocorrido é estudado, no intuito de explicá-lo e entendê-lo (WILLIAMS, 2007). Já a pesquisa-ação é utilizada quando concebida e realizada em estreita associação com uma ação ou com a resolução de um problema coletivo. A pesquisa-ação possui um caráter participativo, pelo fato de promover ampla interação entre pesquisadores e membros representativos da situação investigada. Exige o envolvimento ativo do pesquisador e ação por parte de pessoas ou grupos envolvidos no problema (THIOLENT, 1997)

A modelagem e simulação é empregada quando se deseja experimentar, por meio de um modelo, um sistema real, determinando-se como este sistema responderá a modificações que lhe são propostas. Trata-se do processo de criar e experimentar um sistema físico por meio de um modelo matemático computadorizado (BERTRAND; FRANSOO, 2012). A modelagem e simulação é utilizada, por exemplo, para: (i) prever resultados na execução de uma determinada ação em um sistema, (ii) reduzir de riscos em processo de tomada de decisão, (iii) para identificar de problemas em sistemas antes da sua ocorrência, (iv) para eliminação de procedimentos desnecessários ou redundantes.

No presente estudo, foram utilizados como procedimentos técnicos a pesquisa bibliográfica e o estudo de caso. A pesquisa bibliográfica foi utilizada para os estudos preliminares acerca dos assuntos que subsidiaram a realização deste trabalho, sendo elaborada a partir de material já publicado, constituído principalmente de livros, artigos de periódicos, dissertações, teses e relatórios técnicos disponibilizados na Internet. O estudo de caso focou no estudo detalhado de uma usina eólica marítima hipotética, em particular. Objetivou-se obter estimativas de produção energética e de capacidade de abastecimento de uma UEO de 1 GW, instalada a cerca de 20 km da costa do município de Guamaré, no Rio Grande do Norte, bem como precificar a energia elétrica produzida a partir dela e avaliar sua viabilidade técnico-econômica.

6.1.2 Seleção do Local para o Estudo de Caso

A escolha da localização da UEO na costa do Rio Grande do Norte foi motivada pelo alto potencial eólico existente no estado, tanto em ambiente *onshore* quanto *offshore*. A região nordeste é a que apresenta o maior potencial eólico para geração de eletricidade no Brasil (ORTIZ; KAMPEL, 2011; NEIVA *et al.*, 2017; SILVA, 2019; EPE, 2020).

Atualmente, o Rio Grande do Norte é o estado com a maior capacidade instalada de usinas eólicas *onshore* no Brasil, com cerca de 4,2 GW, o que representa 27% da capacidade instalada eólica do país (ANEEL, 2020). O RN é um dos líderes em produção energética a partir da fonte eólica no país. A extensão do litoral do estado é de 410 km, onde predominantemente sopram os ventos alísios⁷, intensos ao longo da costa potiguar (AMARANTE, 2003).

A locação selecionada para a usina situa-se no litoral setentrional do Rio Grande do Norte, região de maior potencial eólico *offshore* do estado. Adicionalmente, encontra-se próxima à área onde já existe uma indústria *offshore* operacional, para exploração e produção de óleo e gás.

6.2 Procedimento da Pesquisa

A Figura 6.1 resume o procedimento da pesquisa, conduzido em 3 etapas: (i) pesquisa teórica, (ii) pesquisa de campo e (iii) análise e discussão dos resultados.

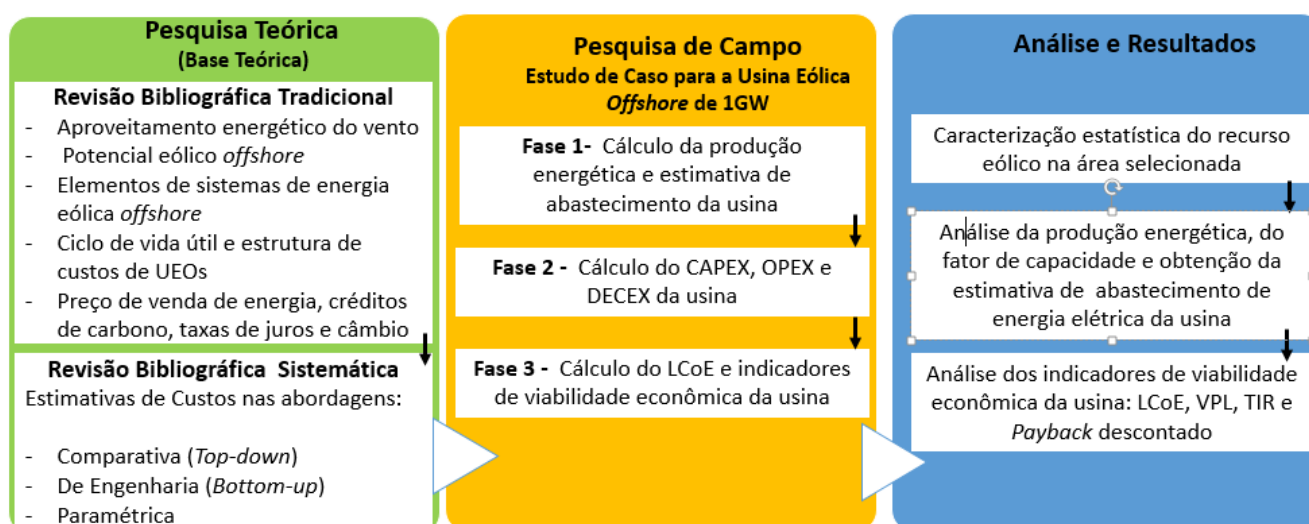


Figura 6.1 – Procedimento da pesquisa
Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

⁷ Os ventos alísios são deslocamentos de massas de ar quente e úmido que se realizam de forma concêntrica em direção às áreas de menor pressão atmosférica do globo terrestre. Os ventos alísios se movimentam do norte e do sul em direção às zonas próximas à linha do Equador. Os alísios são os ventos mais constantes do planeta (PENA, 2019).

O detalhamento de cada uma das etapas é apresentado nos subitens a seguir:

6.2.1 Pesquisa Teórica

A pesquisa teórica consistiu nas revisões bibliográficas tradicional e sistemática da literatura com objetivo de fornecer o arcabouço teórico necessário para a realização do estudo de caso.

A revisão bibliográfica seguiu a abordagem tradicional para todos os assuntos da pesquisa, exceto o de custos associados a empreendimentos de UEOs, para os quais foi realizada uma Revisão Bibliográfica Sistemática (RBS).

A seguir são detalhadas as particularidades na utilização de ambas as formas:

6.2.1.1 Revisão Bibliográfica Tradicional

A revisão bibliográfica tradicional foi realizada por meio de consulta a livros, artigos, dissertações, teses e relatórios técnicos que abordavam assuntos dentro dos temas *energia eólica*, *energia eólica offshore*, *energias renováveis* e *produção energética*.

As discussões apresentadas no capítulo 2 (aproveitamento da energia do vento), capítulo 3 (potencial eólico *offshore*), capítulo 4 (principais elementos de sistemas de energia eólica *offshore*) e capítulo 5 (aspectos econômicos de empreendimentos de UEOs) são resultados da revisão bibliográfica tradicional.

6.2.1.2 RBS com Foco em Custos Associados a Usinas Eólicas *Offshore*

A RBS é um método científico para busca e análise de artigos de uma determinada área da ciência (CONFORTO; AMARAL; SILVA, 2011). A RBS pode ser caracterizada como um meio de avaliar e interpretar todas as pesquisas relevantes de uma determinada questão de pesquisa, área, ou fenômeno de interesse (GONZÁLEZ; DE TOLEDO, 2012). Trata-se de um estudo secundário, que tem por objetivo reunir estudos semelhantes, publicados, avaliando-os criticamente reunindo-os em uma análise estatística (ATALLAH, 1998).

Segundo Webster e Waltson, (2002), é possível alcançar esse objetivo seguindo os passos apresentados a seguir: (i) identificar os principais autores da área de estudo; (ii) identificar os periódicos qualificados relevantes da área de estudo; (iii) identificar as

principais palavras-chave; (iv) identificar o critério que será utilizado para considerar os artigos; (v) identificar o número de citações que os artigos possuem.

A RBS para obtenção de estimativas de custos associados a UEOs focou na pesquisa bibliográfica em artigos de periódicos internacionais e em relatórios técnicos das principais agências e instituições relevantes atuantes no ecossistema de energia eólica.

Para a pesquisa de artigos de periódicos foi selecionada a base de dados *Scopus*, de propriedade da Elsevier. *Scopus* é a maior base de dados existente de resumos e citações de literatura técnica revisada por pares: revistas científicas, livros e anais de congresso. *Scopus* fornece uma visão abrangente da produção mundial de pesquisa nas áreas de ciência, tecnologia, medicina, ciências sociais, artes e humanidades (SCOPUS, 2019).

O início da RBS se deu com a definição de palavras-chave a serem utilizadas na base de dados *Scopus* para a busca de artigos cujo conteúdo trouxesse dados de custos acerca de empreendimentos de energia eólica *offshore*. A seleção das palavras-chave ocorreu a partir da realização de pesquisa exploratória de teses e dissertações sobre o tema de estudos de viabilidade economia de projetos de energia eólica *offshore*. As palavras-chaves consideradas estão listadas na Tabela 6.1:

Tabela 6.1 - Palavras-chave consideradas na seleção de artigos e resultados

Palavra-Chave	Conector Lógico	Palavra-Chave	Conector Lógico	Palavra-chave	Conector Lógico	Palavra-Chave	Data de Pesquisa	Total de Artigos	Após Leitura de Título	Após Leitura de Resumo	Após Leitura do Artigo
"offshore wind farm"	OR	"offshore wind energy"	OR	"offshore wind power"	AND	cost	25/09/2019	281	36	16	4
"offshore wind farm"	OR	"offshore wind energy"	OR	"offshore wind power"	AND	lcoe	27/09/2019	46	17	15	4
"offshore wind farm"	OR	"offshore wind energy"	OR	"offshore wind power"	AND	"levelized cost of energy"	27/09/2019	36	11	9	7*
"offshore wind farm"	OR	"offshore wind energy"	OR	"offshore wind power"	AND	economic	30/09/2019	257	14	12	3*

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Quatro combinações de palavras-chave foram inseridas na ferramenta de pesquisa do *Scopus*, conforme apresentado na Tabela 6.1. Adicionalmente, foi inserido um critério de tempo às quatro combinações. Optou-se por restringir a pesquisa apenas aos artigos

com até 5 anos desde a data de publicação. Tal opção foi feita pelo interesse em obter dados e métricas de custos atualizadas para a UEO proposta.

O processo de filtragem e seleção dos artigos ocorreu da seguinte maneira: (i) leitura de título, (ii) leitura de resumo, (iii) leitura completa do trabalho e (iv) exclusão de artigos eventualmente repetidos entre as diferentes combinações de pesquisa. A Tabela 6.1 apresenta o quantitativo final de artigos em cada etapa da pesquisa.

Ao final do processo, oito artigos foram selecionados para leitura completa e avaliação. O Quadro 6.1 traz as principais informações acerca destas publicações:

Quadro 6.1 - Artigos selecionados para leitura e avaliação do modelo de custos

Número	Título	Autor(es)	Data	Publicação	Local
1	<i>Review of offshore wind farm cost components</i>	A. G. Gonzalez-Rodriguez	02/02/2017	<i>Energy for Sustainable Development</i>	Espanha
2	<i>A parametric whole life cost model for offshore wind farms</i>	M. Shafiee, F. Brennan, I. A. Espinosa	14/06/2016	<i>International Journal of Life Cycle Assessment</i>	Reino Unido
3	<i>A techno-economic assessment of offshore energy in Chile</i>	C. Mattar, M. C. Guzmán-Ibarra	19/05/2017	<i>Energy</i>	Chile
4	<i>Techno-economic analysis of high potential offshore wind farm locations in Turkey</i>	U. Cali, N.Erdogan, S. Kucuksari, M. Argin	02/11/2018	<i>Energy Strategy Reviews</i>	EUA e Irlanda
5	<i>A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances</i>	A. Ioannou, A. Angus, F. Brennan	17/04/2018	<i>Applied Energy</i>	Reino Unido
6	<i>Feasibility of offshore wind energy as an alternative source for the state of Kuwait</i>	W.K. Al-Nassar, S. Neelamani, K.A. Al-Salem, H.A. Al-Dashti	03/12/2018	<i>Energy</i>	Kuwait
7	<i>A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms</i>	F. Judge, F. D. McAuliffe, I. B. Sperstad, R. Chester, B. Flannery, K. Lynch, J. Murphy	08/01/2019	<i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>	Irlanda, Noruega
8	<i>Parametric CAPEX, OPEX and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters</i>	A. Ioannou, A. Angus, F. Brennan	04/05/2018	<i>Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy</i>	Reino Unido

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

O objetivo principal com os artigos de periódicos foi a obtenção de modelos paramétricos para se estimar custos de UEOs. Neste sentido, após a avaliação, foi feito um diagnóstico destas publicações.

Gonzalez-Rodriguez (2017) apresenta uma revisão de dados disponíveis na bibliografia referentes aos custos de UEOs, incluindo aquisição e instalação de turbinas e fundações, infraestrutura elétrica, gerenciamento de projeto e operação e manutenção. Neste sentido, equações paramétricas são apresentadas para se estimar custos de UEOs, em função da capacidade instalada, sem restrições de limite de potência dos aerogeradores. Para custos de serviços, sistemas e/ou equipamentos em que não há equações paramétricas disponíveis, Gonzalez-Rodriguez (2017) apresenta-os na abordagem de engenharia, utilizando valores de projetos já executados.

Shafiee, Brennan e Espinosa (2016) discutem um amplo modelo paramétrico de custos abrangendo todo o ciclo de vida de uma UEO. Os autores aplicam o modelo em um caso prático para uma usina de 500 MW a operar por 20 anos, composta por 100 aerogeradores de 5 MW, a 45 km da costa, no Reino Unido, em profundidade de 45 metros. Os aerogeradores selecionados possuem rotor de 126 metros de diâmetro, com o *hub* a uma altura de 100 metros. Para os custos dos aerogeradores, a equação paramétrica apresentada por Shafiee, Brennan e Espinosa (2016) apresenta limitação de ser válida apenas para máquinas com potência entre 2 MW e 5 MW.

Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) realizaram uma avaliação técnico- econômica da energia eólica *offshore* ao longo da costa do Chile. No que tange aos custos estimados, os autores utilizaram abordagem de engenharia e apresentam custos dos principais serviços, equipamentos e sistemas para UEOs com capacidade instalada de 80 MW, 160 MW e 240 MW. Os autores não apresentam equações paramétricas de custo neste trabalho.

Cali *et al.* (2018) detalham estudo de uma avaliação técnico-econômica para três áreas de alto potencial eólico *offshore*, na Turquia. Neste sentido, os autores realizam revisão de literatura e apresentam equações paramétricas para se estimar os custos do CAPEX e OPEX das usinas. Similarmente ao trabalho de Shafiee, Brennan e Espinosa (2016), as equações paramétricas apresentadas por Cali *et al.* (2018) para os custos dos aerogeradores são limitadas a máquinas com potência entre 2 MW e 5 MW. Limitações adicionais foram observadas: os autores utilizam apenas subestações *onshore* no sistema de exportação de energia da usina proposta, não havendo assim equações de custos para subestações *offshore*. Não há também estimativas de custos para DECEX.

Ioannou, Angus e Brennan (2018) apresentam trabalho com proposta similar ao de Shaffie, Brennan e Espinosa (2016), cujo objetivo é propor um modelo técnico-

econômico de energia eólica *offshore* para diferentes instâncias de entrada e saída de variáveis. Os autores detalham amplo modelo paramétrico abrangendo o ciclo de vida de uma UEO e posteriormente realizam aplicação prática do modelo para uma usina de 504 MW operando por 25 anos, composta por 140 turbinas de 3,6 MW, a 36 km do porto, em profundidade de 26 metros. Os aerogeradores selecionados possuem rotor de 107 metros de diâmetro, com o *hub* a uma altura de 77,5 metros. Similarmente a Shafiee, Brennan e Espinosa (2016), para os custos dos aerogeradores, a equação paramétrica apresentada por Ioannou, Angus e Brennan (2018) possui limitação de ser válida apenas para máquinas com potência entre 2 MW e 5 MW.

Al-Nassar *et al.* (2019) estudaram a viabilidade técnico-econômica da energia eólica *offshore* como fonte energética alternativa para o estado do Kuwait. Neste estudo, uma análise de custos é realizada para uma pequena usina eólica de 50 MW para posterior comparação com uma usina térmica de 800 MW. Os autores utilizam abordagem de engenharia para apresentação das estimativas de custos para o empreendimento *offshore* de pequeno porte, não sendo apresentadas equações paramétricas para os custos envolvidos.

Judge *et al.* (2019) propõem um modelo desenvolvido para realizar análise financeira econômica detalhada de uma UEO, abrangendo todo seu ciclo de vida. O trabalho faz uso de equações paramétricas inseridas em *software* desenvolvido pelos autores. Contudo, o equacionamento utilizado não é apresentado no artigo, somente os resultados obtidos em diversos casos simulados com o uso do programa.

Por fim, Ioannou, Angus e Brennan (2018b) detalham um modelo com equações paramétricas para o CAPEX, OPEX e LCoE com base em parâmetros globais de empreendimentos de UEOs. As equações propostas para o CAPEX, OPEX e LCoE são em função da potência dos aerogeradores, da distância da usina à costa e da profundidade marítima na área da usina. Observou-se que o termo independente das equações propostas pelos autores traz limitações aos valores possíveis de serem obtidos. Por exemplo, para o cálculo do LCoE, a equação proposta limita o valor mínimo desta variável em £ 95,05/MWh, independentemente das outras variáveis. Com isso, ponderou-se que o uso destas equações poderia não capturar adequadamente as reduções de custos significativas que vêm ocorrendo nas instalações da UEOs ao longo dos últimos anos e, com isso, trazer resultados excessivamente conservadores para o estudo de caso.

Em função do exposto, deliberou-se pelo uso das equações do modelo proposto por Gonzalez-Rodriguez (2017) como base para a estimativa de custos na abordagem paramétrica deste trabalho. Quando necessário para melhor abrangência da estimativa paramétrica, as equações propostas pelos demais autores pesquisados foram utilizadas, de maneira complementar à referência-base.

Durante a revisão sistemática das referências dos artigos periódicos, foi possível identificar as agências, órgãos e empresas de consultorias especializadas que estudam o ciclo de vida de UEOs e trazem as estimativas mais atualizadas dos custos de empreendimentos desta natureza. A partir disto, foram identificados dois relatórios técnicos de instituições reconhecidas no ecossistema da energia eólica *offshore*, relevantes em dados de custos atualizados para as abordagens comparativa e de engenharia, conforme resume o Quadro 6.2:

Quadro 6.2 - Relatórios selecionados para custos nas abordagens comparativa e de engenharia

Número	Título	Autor(es)	Data	Nota	País
1	<i>Guide to an offshore wind farm: Updated and extended.</i>	BVG Associates	Janeiro de 2019	Publicado em nome de <i>The Crown State</i> e de <i>Offshore Renewable Energy Catapult</i>	Reino Unido
2	<i>Future renewable energy costs: 57 technology innovations that will have great impact on reducing the cost of electricity from European offshore wind farms</i>	Bruce Valpy, Giles Hundleby, Kate Freeman, Alun Roberts, Andy Logan	2017	Publicado pela InnoEnergy e elaborado por técnicos da BVG Associates	Reino Unido

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

Para a obtenção de custos na abordagem comparativa, selecionou-se o relatório técnico produzido por Valpy *et al.* (2017). Neste documento, há um modelo de custos no qual uma série de inovações tecnológicas afetam os resultados de custos de UEOs de referência. As UEOs são definidas em termos da potência dos aerogeradores, das características da área selecionada para instalação das usinas e de quatro datas em que os projetos atingem a decisão final de investimento, em 2017 (linha de base), 2020, 2025 e 2030.

Para a abordagem comparativa, será utilizada como referência as estimativas de custo apresentadas por Valpy *et al.* (2017), em €/MW, para uma UEO de 500MW com decisão final de investimento em 2020, com as seguintes características: (i) aerogeradores de 10 MW; (ii) 40 km de distância à costa; (iii) profundidade marítima de 25 metros.

Para a abordagem de engenharia, será utilizada como referência o detalhamento de custos apresentados pela BVG Associates (2019), em relatório apresentado a *The Crown State*. Neste documento há um guia detalhado de cada sistema, equipamento, recurso ou serviço envolvido na construção de uma UEO de referência com 1GW de capacidade instalada, com 100 aerogeradores de 10 MW, localizada a 60 km da costa, em profundidade marítima de 30 metros, com início de operação no ano de 2022.

Para cada item de custos, a BVG Associates (2019) apresenta a definição de funcionalidade, estimativa de custo, lista de fornecedores, fatos relevantes e detalhamento acerca de eventuais subcomponentes do item.

6.2.2 Pesquisa de Campo

6.2.2.1 Procedimento da Pesquisa de Campo

O procedimento da pesquisa de campo é apresentado por meio de três fases, cada qual constituída por um conjunto de etapas. As três fases são:

- Fase 1 – Cálculo da produção energética e estimativa de abastecimento da usina
- Fase 2 – Cálculo para estimativa do CAPEX, OPEX e DECEX
- Fase 3 – Cálculo do LCoE e de indicadores de viabilidade econômica

A seguir são apresentadas as etapas de cada uma das fases da pesquisa.

6.2.2.2 Fase 1 – Cálculo da Produção Energética e Estimativa de Abastecimento da Usina

- **Etapa 1:** Selecionar localização da UEO para o estudo de caso.
- **Etapa 2:** Obter as séries temporais de velocidades e direção dos ventos a 10 m de altura para a área selecionada a partir de medições de satélites.

- **Etapa 3:** Extrapolar verticalmente a série temporal de velocidade dos ventos da altura de 10 m para a altura de 100 m dos *hubs* dos aerogeradores. Para este cálculo é utilizada a lei logarítmica da velocidade, Eq. 22.
- **Etapa 4:** Elaborar histograma com a distribuição das frequências de ocorrência de faixas unitárias de velocidade do vento, considerando um intervalo de velocidades variando entre 0 m/s e 30 m/s. A função densidade de probabilidade da distribuição de Weibull (Eq. 31) para a série dados será obtida a partir do ajuste dos fatores de escala, c , e forma, k , da distribuição (Eqs. 39 e 40, respectivamente) ao histograma com a probabilidade de ocorrência das faixas de velocidade na área selecionada.
- **Etapa 5:** Calcular os parâmetros estatísticos da série temporal de velocidade dos ventos a 100 metros de altura. Para a variável *velocidade*, realizar cálculo de média (Eqs. 35 e 36), moda, mediana, desvio padrão (Eqs. 37 e 38), máximos e mínimos. Para a direção do vento, calcular o ângulo médio e desvio padrão.
- **Etapa 6:** Selecionar aerogerador de 10 MW e obter suas características técnicas, especialmente a curva de potência desenvolvida pela máquina eólica (Eq. 18). Posteriormente, ajustar a curvas de potência da condição padrão em que são fornecidas (temperatura de 15°C e densidade do ar de 1,225 kg/m³) para as condições de temperatura e densidade do ar na área selecionada para instalação da UEO (Eq. 19).
- **Etapa 7:** Calcular a estimativa de Energia Anual Produzida Bruta, EAP_{Bruta} , (Eqs. 49 e 50), de Energia Anual Produzida Líquida, $EAP_{Líquida}$, P50 (Eq. 52) e P90 (Eq. 53), bem como os parâmetros de desempenho, fator de capacidade (Eq. 54), $EAPAR$ (Eq. 55) e $EAPCI$ (Eq. 56), para o aerogerador selecionado.
 - Tal cálculo é realizado utilizando-se: (i) a curva de potência corrigida do aerogerador selecionado na Etapa 6, (ii) a distribuição das frequências de ocorrência de faixas unitárias de velocidade do vento, (iii) a função densidade de probabilidade da distribuição de Weibull para a série de

velocidade de ventos obtidas na Etapa 4 e (iv) dados das perdas energéticas associadas à produção de energia (Eq. 51).

- **Etapa 8:** Para uma UEO de 1 GW de capacidade instalada, definir o arranjo (*layout*) preliminar da usina na área selecionada, definindo a disposição e o quantitativo básico dos principais equipamentos e sistemas a serem instalados.
- **Etapa 9:** Calcular a estimativa de Energia Anual Líquida Produzida pela UEO, EAP_{UEO} , e a Energia Total Produzida pela UEO, ETP_{UEO} , durante os 25 anos de operação da usina, considerando-se os cenários de P50 e P90.
 - A EAP_{UEO} é calculada a partir do produto entre o valor de energia anual líquida produzida pelo aerogerador selecionado, obtidos na Etapa 7, e o número de aerogeradores definidos para a UEO, em função da capacidade instalada. A ETP_{UEO} é calculada a partir da produção energética anual da usina, EAP_{UEO} , descontando-se a cada ano uma parcela de produção energética em função de uma taxa de perda de desempenho anual (item 2.4.3.2), devido à degradação e perda de desempenho dos aerogeradores, a cada ano em operação.
- **Etapa 10:** Calcular estimativas de abastecimento de energia elétrica em escalas nacional, regional (Nordeste) e estadual (RN) com base em dados da Empresa de Pesquisa Energética que constam no *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019: Ano Base 2018*, EPE (2019b). Trata-se de dados oficiais acerca do consumo médio mensal residencial e o consumo médio anual *per capita* de energia elétrica. Tais dados são relacionados à Energia Anual Produzida da UEO (EAP_{UEO}), para cálculo das estimativas de abastecimento de energia elétrica.

6.2.2.3 Fase 2 – Cálculo para Estimativa de CAPEX, OPEX e DECEX

- **Etapa 11:** As estimativas de custos (CAPEX, OPEX e DECEX) para a UEO foram levantadas na revisão bibliográfica sistemática. Os custos foram calculados a partir de três abordagens: (i) comparativa (*top-down*); (ii) de engenharia (*bottom-up*); (iii) paramétrica, conforme abordado no item 5.3. De

posse dos dados, são calculados o CAPEX, OPEX e DECEX da usina nas três abordagens.

6.2.2.4 Fase 3 – Cálculo do LCoE e de Indicadores de Viabilidade Econômica

- **Etapa 12:** Calcular o custo médio ponderado de capital (WACC) para financiamento da UEO, conforme a Eq. 58. Para o cálculo do custo do capital de terceiros foi utilizado o modelo CAPM, apresentado no item 5.2.1.1, Eq. 59.
- **Etapa 13:** Calcular o custo da energia elétrica produzida na UEO por meio do LCoE (Eq. 57) considerando: (i) a produção energética da usina estimada na Etapa 9 para os cenários P50 e P90, (ii) os custos obtidos na Etapa 11; (iii) o WACC calculado na Etapa 12.
- **Etapa 14:** Realizar análise de sensibilidade do LCoE em função das variáveis: (i) taxa de câmbio, (ii) WACC, (iii) prazo de financiamento.
- **Etapa 15:** Calcular os indicadores de viabilidade econômica do empreendimento da UEO: (i) Valor Presente Líquido (VPL) (Eq. 60); (ii) Taxa Interna de Retorno (TIR) (Eq. 61) e (iii) período de *payback* descontado (Eqs. 62 e 63).
- **Etapa 16:** Realizar análise de sensibilidade dos indicadores de viabilidade econômica apresentados na Etapa 15 em função do preço da tarifa de energia elétrica.

O procedimento da pesquisa de campo é apresentado esquematicamente na Figura 6.2:

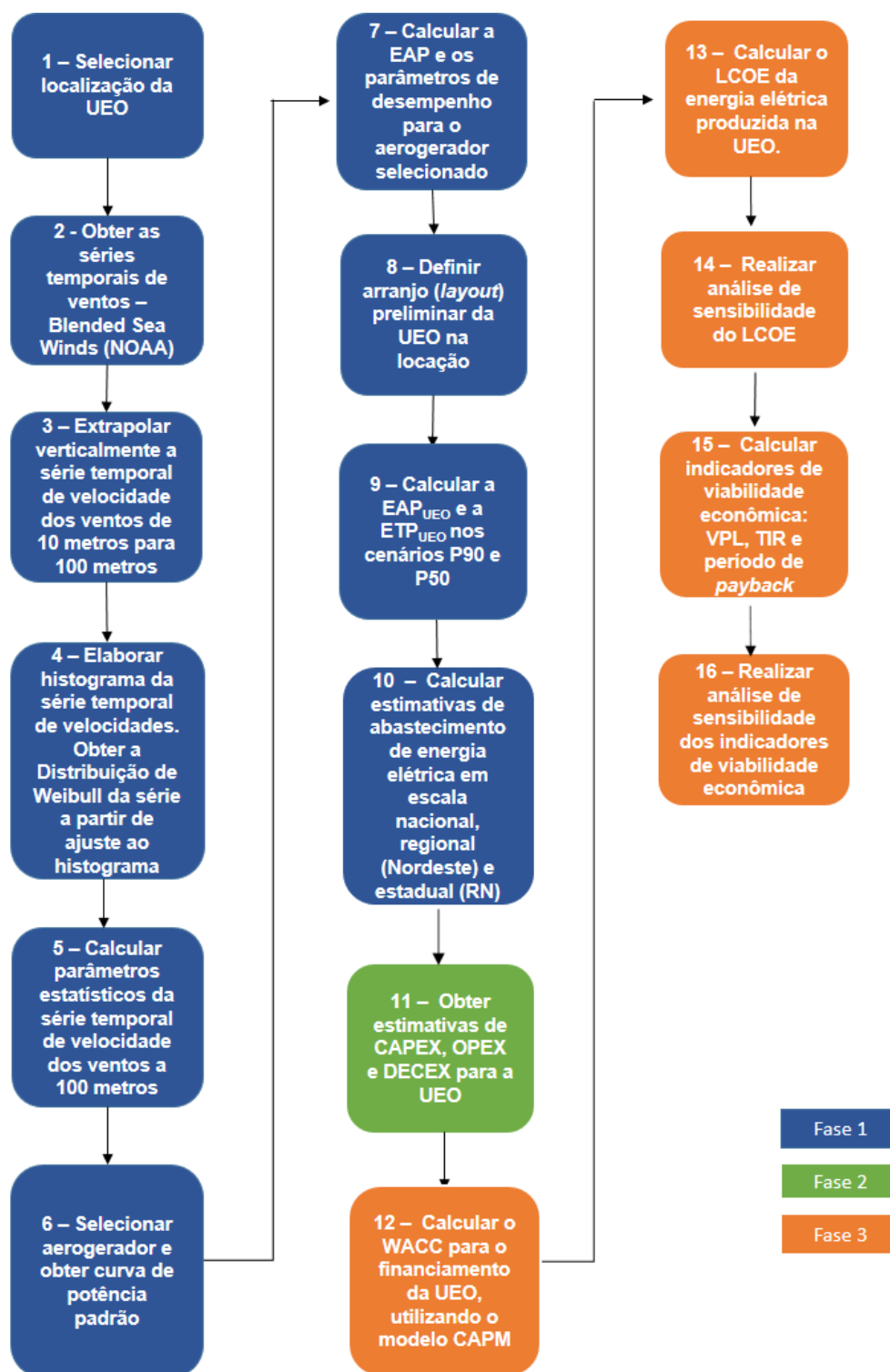


Figura 6.2 - Procedimento da pesquisa de campo
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

6.2.3 Análise e Resultados

A análise crítica e discussão dos resultados obtidos será realizada por meio do cruzamento de informações obtidas nas pesquisas teórica e de campo, com o uso da técnica de triangulação de informação, utilizada em estudo de casos (YIN, 2001).

CAPÍTULO 7 – ESTUDO DE CASO

Este capítulo detalha o estudo de caso acerca da UEO proposta a ser instalada próxima à costa do RN. Nele, há o detalhamento da localização e das características técnicas da usina, bem como a apresentação das condições ambientais básicas. Com relação às despesas e receitas do empreendimento, são apresentadas as estimativas de custos da UEO para três abordagens distintas e os preços de referência para comercialização da energia elétrica e de créditos de carbono. As premissas e estrutura do fluxo de caixa do empreendimento são detalhadas, assim como as taxas de câmbio e de juros calculadas para a análise de viabilidade técnico-econômica. Por fim, são apresentados dados oficiais do consumo de energia elétrica no Brasil a serem utilizados para as estimativas de abastecimento da usina.

7.1 Localização da Usina

A localização definida para instalação da UEO em estudo se encontra nas seguintes coordenadas: **Latitude: 4° 55,01'S; Longitude 36° 22,44'W**. Tal localização será denominada Ponto RN *Offshore* e fica a 20 km da costa do município de Guamaré, no Rio Grande do Norte, conforme Figura 7.1.



Figura 7.1 - Localização do Ponto RN *Offshore* junto à costa do RN
Fonte: Google Maps (2020)

A Figura 7.2 apresenta a localização da UEO em vista mais aproximada, representando sua distância à costa do município de Guamaré, RN:

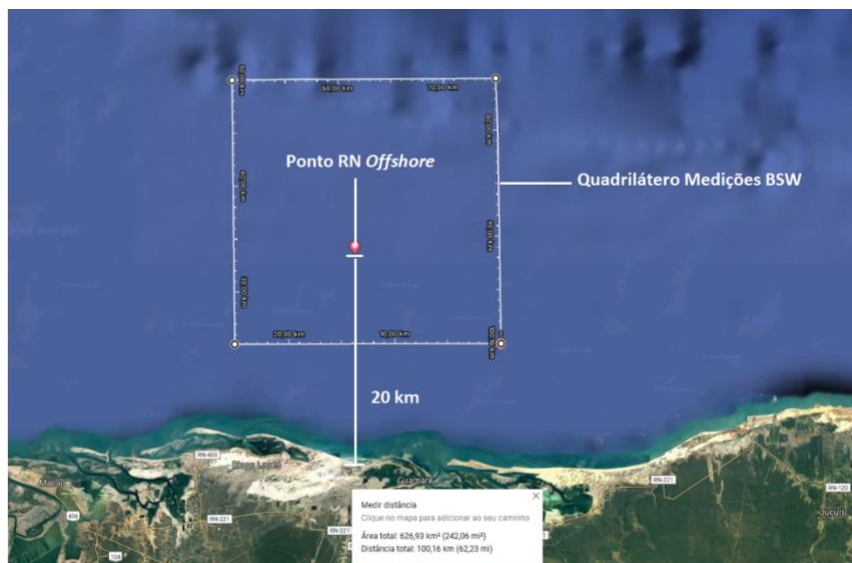


Figura 7.2 - Distância do Ponto RN *Offshore* à costa do município de Guamaré
Fonte: Google Maps (2020)

7.1.1 Profundidade Marítima

A profundidade marítima na área selecionada varia entre 10 m e 20 m, conforme avaliação realizada na *Carta Náutica 720* (MARINHA DO BRASIL, 2019), em recorte na Figura 7.3. O quadrilátero representado na Figura 7.3 corresponde a área selecionada para instalação da UEO e mede aproximadamente 144 km² (16 km x 9 km).

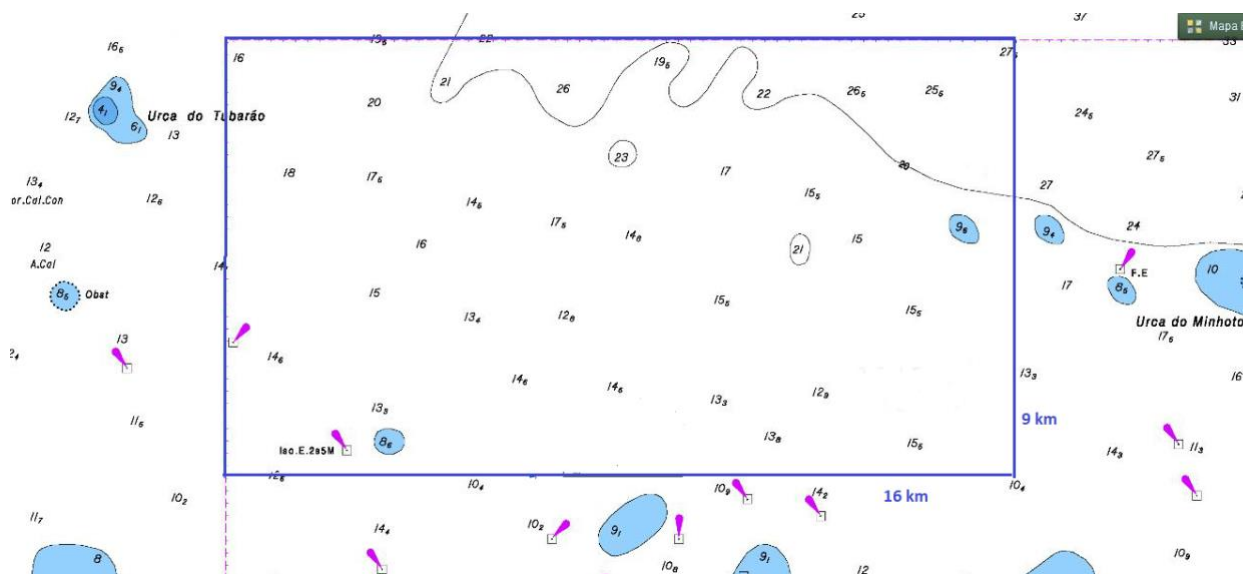


Figura 7.3 - Carta Náutica 720 com profundidades marítimas na área selecionada
Fonte: Adaptado de Marinha do Brasil (2019)

No Ponto RN *Offshore*, a profundidade é de 13 m, ao nível da baixa-mar média de sizígia⁸. A Figura 7.4 apresenta o perfil batimétrico de fundo de uma área de aproximadamente 5,4 km², que abrange o Ponto RN *Offshore* e entorno.

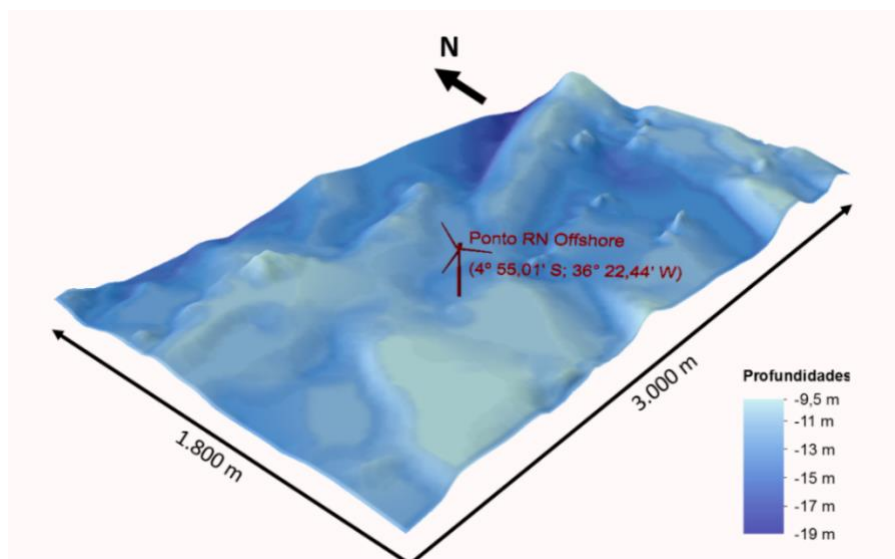


Figura 7.4 - Batimetria de fundo no Ponto RN *Offshore* e entorno
Fonte: Elaborado pelo Autor com o software ArcGIS (2019)

7.1.2 Distância aos Portos

As distâncias do Ponto RN *Offshore* aos principais portos do Rio Grande do Norte e do Ceará são apresentadas a seguir:

- Porto de Natal (RN) – 251 km
- Porto de Mucuripe (CE) – 297 km
- Terminal Salineiro (RN) – 80 km
- Porto do Pecém (CE) – 333 km

7.2 Dados do Vento

As séries temporais com dados de velocidade e direção do vento foram obtidas a partir do produto BSW (*Blended Sea Winds*), do NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*). O *download* dos dados do BSW foi realizado por meio de um algoritmo no *software* OpenGrADS. Os dados compreendem todas as medições disponíveis no BSW para a área selecionada entre 04/01/1990 e 27/12/2016. As medições ocorrem diariamente a cada 6 horas (0h, 6h, 12h e 18h, UTC) e são referentes a uma altura de 10 m acima do nível do mar. Um total de 20.170 medições foram utilizadas no estudo de caso.

⁸ Marés de sizígia ocorrem nas luas nova e cheia, quando os efeitos lunares e solares atuam conjuntamente, reforçando uns aos outros. Na sizígia ocorrem as maiores marés altas e as menores marés baixas.

Os quadriláteros apresentados nas Figuras 7.1 e 7.2 representam a resolução de 0,25 graus no BSW, ou seja, um quadrado de aproximadamente 27,5 km de lado. Os dados de velocidade e direção do vento obtidos são representativos deste quadrilátero, para o período analisado.

As medições de velocidade do vento foram posteriormente extrapoladas da altura de 10 m para a altura de 100 m do cubo do aerogerador DTU-10MW. Tal extrapolação foi realizada utilizando a lei logarítmica de velocidades (Eq. 22), para um fator de rugosidade aparente z_0 de 0,0001 m, condição de mar aberto, conforme Tabela 2.1.

A Tabela 7.1 apresenta o número de medições por faixa de velocidade do vento para o Ponto RN *Offshore* a 10 m de altura e a 100 m de altura. Relacionando-se o número de medições por faixa de velocidade com o total de medições, obtém-se a probabilidade (frequência) de ocorrência por faixa de velocidade. Observa-se que, para a altura de 100 metros, a maior frequência de velocidade ocorre no intervalo de 10,5 m/s a 11,5 m/s.

Tabela 7.1 - Dados de velocidade do vento a 10 m e 100 m de altura

Faixa de Velocidade (m/s)	Velocidade (m/s)	Velocidades a 10 metros de altura		Velocidades a 100 metros de altura	
		Número de Registros	Probabilidade de Ocorrência	Número de Registros	Probabilidade de Ocorrência
0,0 - 0,5	0	0	0,000	0	0,000
0,5 - 1,5	1	11	0,001	5	0,000
1,5 - 2,5	2	40	0,002	19	0,001
2,5 - 3,5	3	93	0,005	51	0,003
3,5 - 4,5	4	311	0,015	138	0,007
4,5 - 5,5	5	615	0,030	261	0,013
5,5 - 6,5	6	1161	0,058	543	0,027
6,5 - 7,5	7	2075	0,103	849	0,042
7,5 - 8,5	8	3440	0,171	1428	0,071
8,5 - 9,5	9	4279	0,212	2301	0,114
9,5 - 10,5	10	3739	0,185	3087	0,153
10,5 - 11,5	11	2462	0,122	3529	0,175
11,5 - 12,5	12	1194	0,059	3351	0,166
12,5 - 13,5	13	428	0,021	2184	0,108
13,5 - 14,5	14	193	0,010	1277	0,063
14,5 - 15,5	15	54	0,003	636	0,032
15,5 - 16,5	16	28	0,001	246	0,012
16,5 - 17,5	17	14	0,001	137	0,007
17,5 - 18,5	18	14	0,001	49	0,002
18,5 - 19,5	19	7	0,000	29	0,001
19,5 - 20,5	20	3	0,000	13	0,001
20,5 - 21,5	21	4	0,000	12	0,001
21,5 - 22,5	22	3	0,000	10	0,000
22,5 - 23,5	23	0	0,000	4	0,000
23,5 - 24,5	24	0	0,000	2	0,000
24,5 - 25,5	25	2	0,000	4	0,000
25,5 - 26,5	26	0	0,000	3	0,000
26,5 - 27,5	27	0	0,000	0	0,000
27,5 - 28,5	28	0	0,000	0	0,000
28,5 - 29,5	29	0	0,000	0	0,000
29,5 - 30,5	30	0	0,000	2	0,000
Total		20170	1,000	20170	1,000

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019) com dados obtidos a partir do BSW

Nas Figura 7.5 (a) e 7.5 (b) são apresentadas por meio de histogramas as probabilidades de ocorrência das velocidades do vento no Ponto RN *Offshore*, a 10 m e a 100 m de altura, respectivamente:

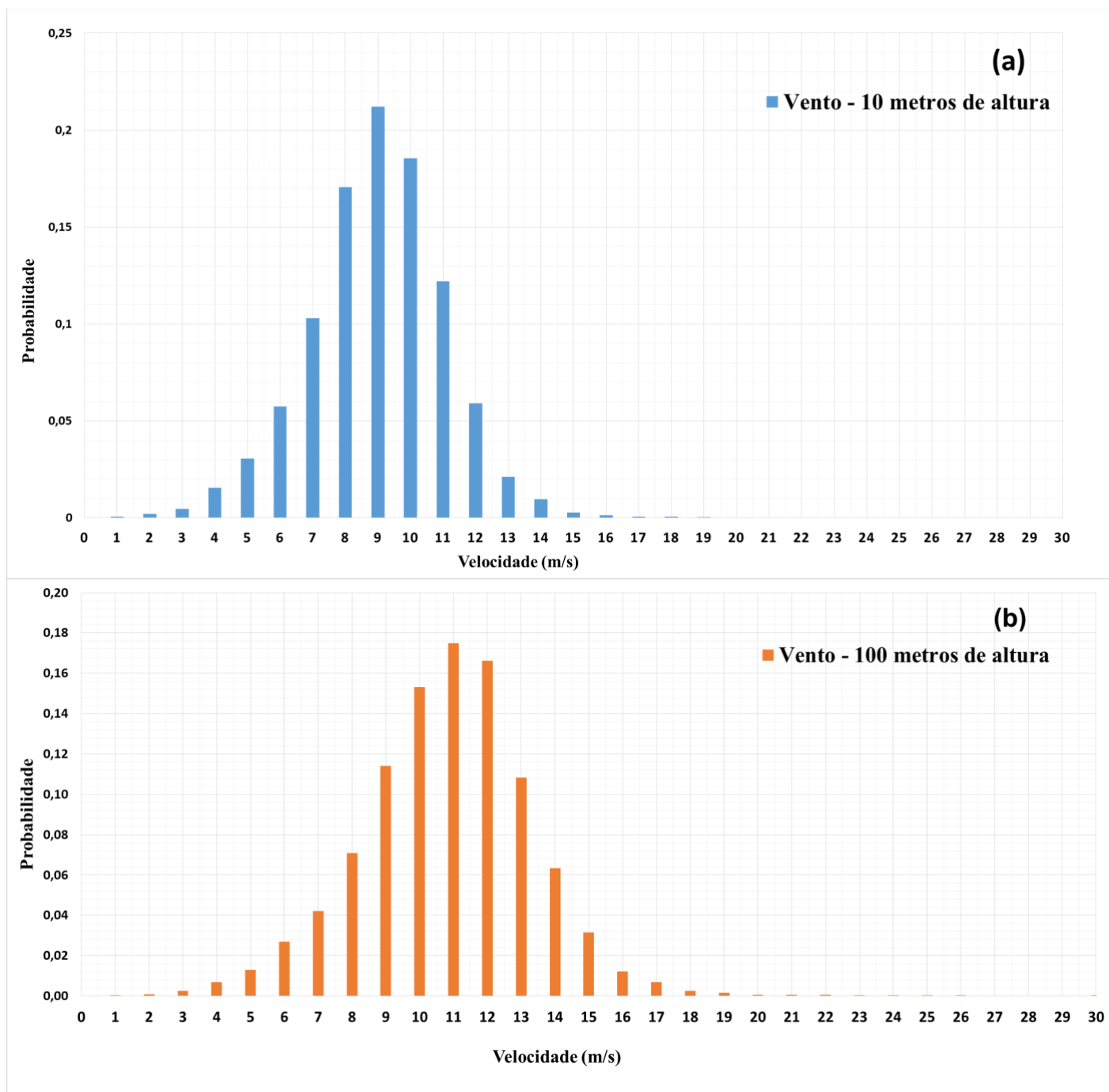


Figura 7.5 - Histograma de velocidades do vento a 10 m (a) e a 100 m (b)

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

7.2.1 Temperatura e Densidade do Ar

A temperatura média anual do ar na área selecionada é de 26,8°C a 100 metros de altura (PETROBRAS, 2018). Considerando-se que os cubos dos aerogeradores irão

operar a 100 m de altura, foi calculada a densidade do ar nesta condição de elevação e temperatura utilizando a Eq. 19. O resultado obtido para a densidade do ar corrigida foi $\rho_{\text{corrigida}} = 1,163 \text{ kg/m}^3$. Conforme abordado no item 2.2.3.1, a densidade padrão do ar ao nível do mar e a uma temperatura de 15°C é $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$.

7.3 Aerogerador

O aerogerador de 10MW selecionado para os cálculos de produção energética neste estudo de caso foi a máquina DTU-10MW (BAK *et al.*, 2013). As características técnicas básicas deste aerogerador são apresentadas na Tabela 7.2.

Tabela 7.2 – Características técnicas do aerogerador DTU-10MW

DTU-10MW	
Potência nominal [kW]	10.000
Velocidade de <i>cut in</i> [m/s]	4
Velocidade nominal [m/s]	11,4
Velocidade de <i>cut out</i> [m/s]	25
Diâmetro [m]	178,3
Área do Rotor [m²]	24.969

Fonte: Adaptado de Bak *et al.* (2013)

O aerogerador DTU-10MW foi selecionado pela sua elevada potência, adequação ao ambiente marítimo e velocidade nominal próxima à velocidade média do vento na área em estudo, conforme valores apresentados no item 8.1.3. No Anexo A são apresentadas as características técnicas do aerogerador DTU-10MW com maior detalhamento.

7.3.1 Curvas de Potência

A Tabela 7.3 apresenta a curva de potência do aerogerador DTU-10MW, ou seja, os valores de potência desenvolvida pela máquina em função da velocidade do vento. Na Tabela 7.3 são apresentadas: (i) a curva de potência padrão do aerogerador, conforme fornecida pelo fabricante na condição padrão atmosférica, (ii) a curva de potência corrigida em função da densidade do ar na área selecionada. O fator de correção é obtido por meio da relação entre as densidades do ar corrigida e padrão (1,163/1,225), resultando em 0,9495. Conservativamente, este fator é aplicado à curva de potência padrão para obtenção da curva de potência corrigida.

Tabela 7.3 - Curvas de potência padrão e corrigida do aerogerador DTU-10MW

Velocidade [m/s]	Curva de Potência DTU 10 MW [kW]	Curva de Potência DTU 10 MW (Corrigida) [kW]
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	280	265
5	773	734
6	1514	1437
7	2510	2383
8	3765	3575
9	5348	5078
10	7312	6943
11	9695	9206
12	10000	9495
13	10000	9495
14	10000	9495
15	10000	9495
16	10000	9495
17	10000	9495
18	10000	9495
19	10000	9495
20	10000	9495
21	10000	9495
22	10000	9495
23	10000	9495
24	10000	9495
25	10000	9495
26	0	0
27	0	0
28	0	0
29	0	0
30	0	0
31	0	0

Fonte: Adaptado de Bak *et al.* (2013)

A Figura 7.6 apresenta de forma gráfica as curvas de potência padrão e corrigida apresentadas na Tabela 7.3:

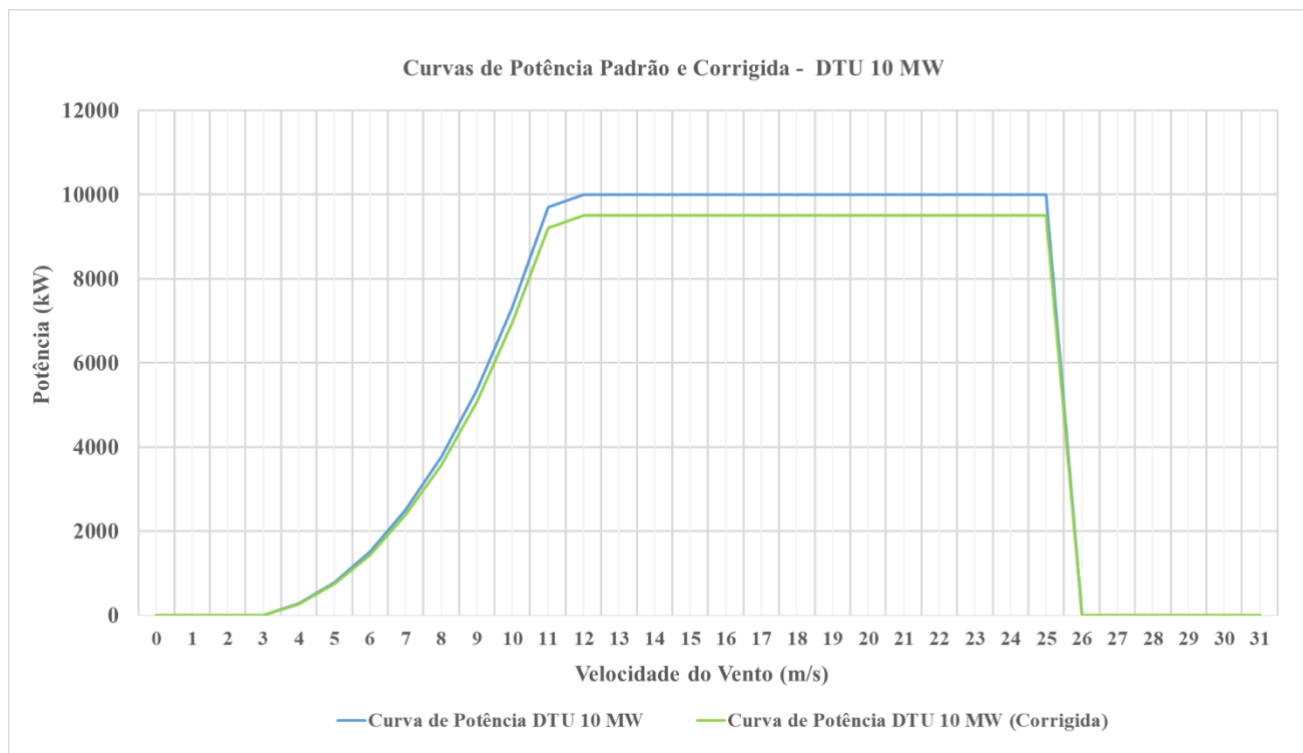


Figura 7.6 - Curvas de potência padrão e corrigida

Fonte: Adaptado Bak *et al.* (2013)

7.4 Características Técnicas Básicas da Usina

- Capacidade Instalada – 1000 MW (100 aerogeradores DTU-10MW);
- Fundações do tipo monopilar (*monopile*);
- 2 subestações *offshore* de 500 MW cada;
- Transmissão de Energia HVAC (33kV/ 132kV);
- Cabos submarinos coletores – XLPE, 3 condutores com fibra ótica, 240-400 mm², 10-90 kV;
- Cabos submarinos de exportação XLPE, 1 condutor com fibra ótica, 800 mm², 100-420kV;
- 1 subestação *onshore* de 1000 MW a 10 Km da costa do município de Guamaré (RN);
- Tempo de operação da usina - 25 anos.

Observação: Custos com a transmissão e distribuição da energia elétrica após a subestação *onshore* estão fora do escopo deste estudo de caso

A Figura 7.7 representa os principais elementos da UEO proposta:

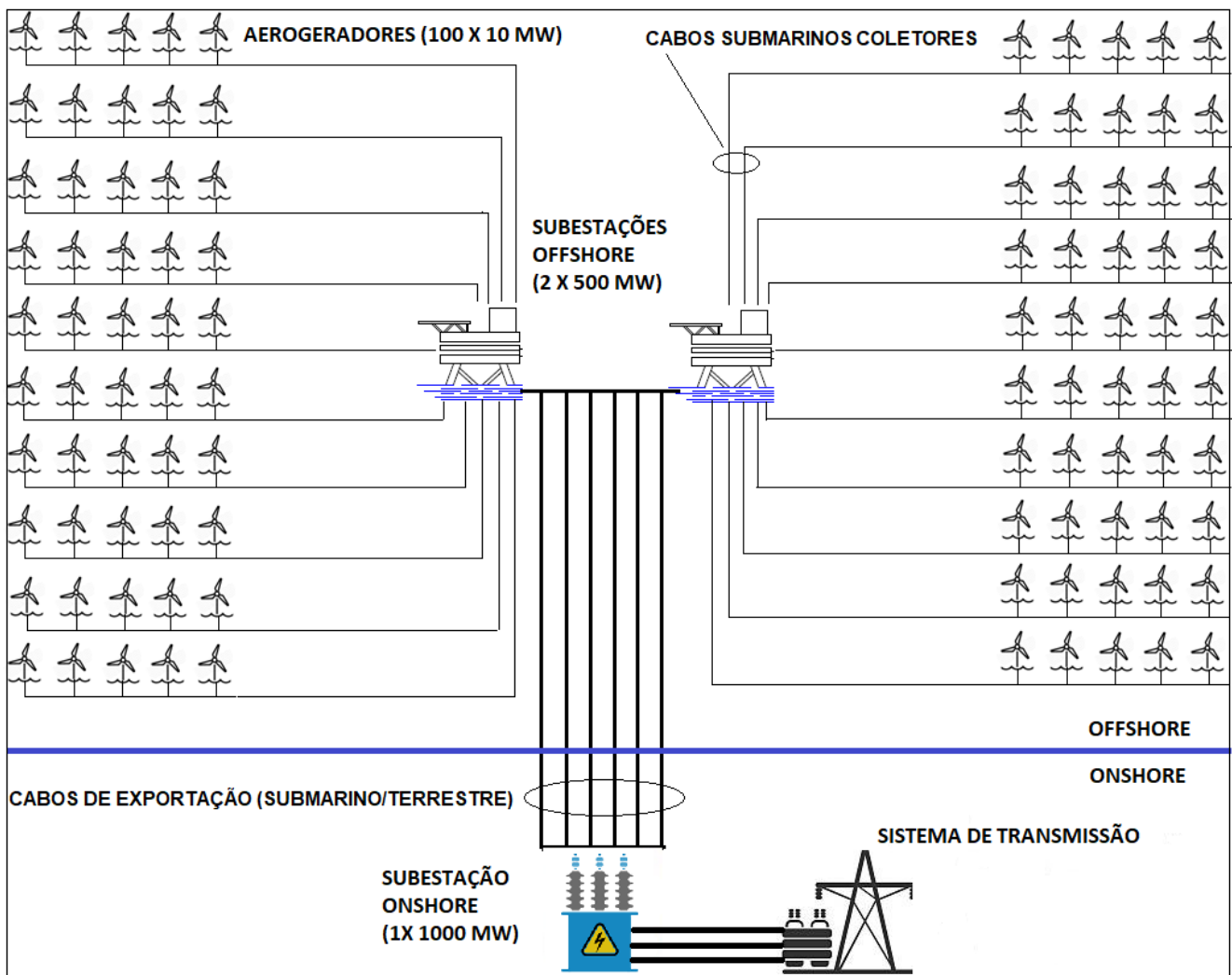


Figura 7.7 - Esquema com a disposição dos elementos da UEO
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

7.4.1 Arranjo Espacial

Para o arranjo espacial da UEO, foi adotada a configuração proposta por Shafiee, Brennan e Espinosa (2016), conforme ilustra a Figura 7.8. Nela, os pontos azuis são os aerogeradores, espaçados entre si em 7,5 diâmetros do rotor (D). As linhas indicam os cabos submarinos coletores de energia e o quadrilátero central em azul representa as subestações *offshore*.

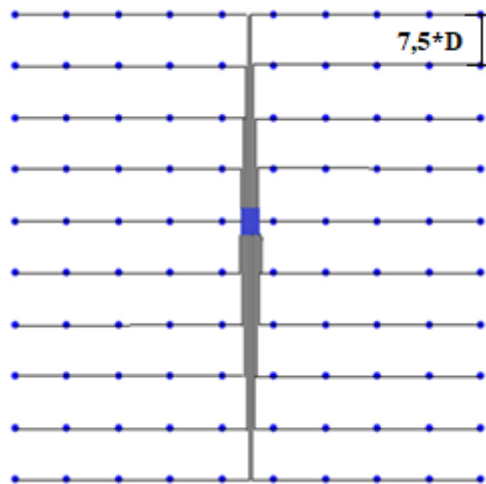


Figura 7.8 - Arranjo espacial da UEO
 Fonte: Shafiee, Brennan e Espinosa (2016)

Neste arranjo, o comprimento total dos cabos submarinos coletores de energia, L , é estimado por meio da Eq. 64 (SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016):

$$L = 1,6065 \times N_{Aerog} - 16,065 \quad (\text{Eq. 64})$$

Onde:

N_{Aerog} – Número de aerogeradores na UEO

Aplicando a Eq. 64 para um total de 100 aerogeradores, obtém-se L de 145 km para os cabos coletores de energia.

Já o comprimento dos cabos de exportação (trecho submarino) é igual à distância entre as subestações *offshore* e a linha da costa. Neste estudo, serão considerados 6 cabos de exportação interligando as subestações *offshore* e *onshore*. Assumindo-se que as subestações marítimas estão a aproximadamente 20 km da costa, 120 km de cabos de exportação são necessários.

Arbitrou-se a posição da subestação *onshore* no município de Guamaré/RN, a aproximadamente 10 km da costa, perfazendo assim mais 60 km de cabos de exportação percorrendo o trecho terrestre até a chegada na subestação em terra.

Um comprimento adicional de cabo terrestre será necessário a depender da distância entre a subestação *onshore* e o ponto de conexão com a malha de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Este aspecto não está sendo considerado neste estudo.

7.4.2 Perdas, Indisponibilidade e Taxa Anual de Perda de Desempenho

Conforme abordado no item 2.4.2.6, quatro fatores de perdas energéticas serão considerados para a produção energética líquida da UEO durante os 25 anos de operação. Os valores de referência foram obtidos a partir de estudo do NREL elaborado por Mone *et al.* (2017): (i) perdas por efeito esteira (5,14%); (ii) perdas ambientais (1,59%); (iii) perdas técnicas (1,2%) e (iv) perdas elétricas (3,0%).

A perda por indisponibilidade assumida para a usina será de 6,3%, conforme estudo do NREL elaborado por Stehly *et al.* (2018). Desta forma, a partir da Eq. 51, foi calculada uma perda total de 16,17% para a UEO proposta no estudo.

Uma taxa anual de perda de produção energética de 0,5% será adotada para UEO, conforme resultados do estudo de Byrne *et al.* (2020), abordado no item 2.4.3.2.

7.5 Custos da UEO

7.5.1 Taxas de Câmbio

As taxas de câmbio utilizadas foram obtidas na base de dados do Banco Central do Brasil (BACEN, 2019) e são valores médios entre os dias 02/01/19 e 12/07/19, conforme Tabela 7.4:

Tabela 7.4 - Taxas de câmbio utilizadas no estudo de caso

Conversão	Taxa
Libra Esterlina - Real (£/R\$)	4,9509
Libra Esterlina - Dólar EUA (£/US\$)	1,2907
Euro - Dólar EUA (€/US\$)	1,1294
Libra Esterlina - Euro (£/€)	1,1359
Dólar EUA - Real (US\$/R\$)	3,8358
Euro - Real (€/R\$)	4,3581

Fonte: Adaptado de BACEN (2019)

7.5.2 Custos da UEO pela Abordagem Comparativa (*Top-Down*)

Conforme abordado no item 6.2.1.2, para a obtenção de custos na abordagem comparativa, foi selecionado o relatório técnico produzido por Valpy *et al.* (2017). Nesta abordagem, serão utilizadas como referência as estimativas de custo por MW de capacidade instalada, para uma UEO com decisão final de investimento em 2020 utilizando aerogeradores de 10 MW, instalados a 40 km de distância à costa, em profundidade de 25 metros. A Tabela 7.5 resume os valores originalmente apresentados

por Valpy *et al.* (2017) em euros por MW (€/MW), bem como os valores já convertidos para libras esterlinas (£), dólares EUA (US\$) e Real (R\$) por MW:

Tabela 7.5 - Custos da UEO na abordagem comparativa

	Item	(€/MW)	(£/MW)	(US\$/MW)	(R\$/MW)
CAPEX	Desenvolvimento	90.000	79.228	101.646	392.229
	Aerogeradores	1.030.000	906.722	1.163.282	4.488.843
	Estruturas de Suporte	449.000	395.260	507.101	1.956.787
	Cabos elétricos	44.000	38.734	49.694	191.756
	Construção, Instalação (Comissionamento)	279.000	245.607	315.103	1.215.910
OPEX	Operações e manutenções planejadas	31.000	27.290	35.011	135.101
	Serviços não planejados e outros OPEX	36.000	31.691	40.658	156.892

Fonte: Adaptado de Valpy *et al.* (2017)

Valpy *et al.* (2017) não consideraram custos com a construção e instalação das subestações *onshore* e *offshore*. Neste sentido, para tais custos foram utilizados os dados apresentados pela BVG Associates (2019). Desta forma, foi adicionado ao item “Construção” da Tabela 7.5 o valor de € 238.539/MW (£ 210.000/MW) obtido de BVG Associates (2019), referente ao custo de construção e instalação das subestações *onshore* e *offshore*, resultando nos valores encontrados na Tabela 7.6:

Tabela 7.6 - Custos da UEO na abordagem comparativa (ajustado)

	Item	(€/MW)	(£/MW)	(US\$/MW)	(R\$/MW)
CAPEX	Desenvolvimento	90.000	79.228	101.646	389.889
	Aerogeradores	1.030.000	906.722	1.163.282	4.462.063
	Estruturas de Suporte	449.000	395.260	507.101	1.945.113
	Cabos elétricos	44.000	38.734	49.694	190.612
	Construção, Instalação (Comissionamento)	517.539	455.607	584.509	2.242.031
OPEX	Operações e manutenções planejadas	31.000	27.290	35.011	134.295
	Serviços não planejados e outros OPEX	36.000	31.691	40.658	155.956

Fonte: Adaptado de Valpy *et al.* (2017) e BVG Associates (2019)

Para uma usina de 1GW de capacidade instalada, os valores do CAPEX são resumidos na Tabela 7.7:

Tabela 7.7 - CAPEX para abordagem comparativa

CAPEX (ABORDAGEM COMPARATIVA)	
1. Desenvolvimento e Gerenciamento de Projeto (£)	79.228.080
2. Turbinas (£)	906.721.362
3. Estruturas de Suporte (£)	395.260.089
4. Cabos elétricos	38.733.728
5. Construção, Instalação e Comissionamento (£)	455.607.049
TOTAL (£)	£1.875.550.309
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Real - (£/R\$)	4,9509
TOTAL (R\$)	R\$ 9.285.662.023
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/ Dólar Americano - (£/US\$)	1,2907
TOTAL (US\$)	US\$2.420.772.783
Taxa de Conversão Cambial Euro/Dólar Americano - (€/US\$)	1,1294
TOTAL (€)	€ 2.143.414.896

Fonte: Elaborado pelo Autor com dados de Valpy *et al.* (2017)

A UEO de referência no estudo de Valpy *et al.* (2017) localiza-se a 40 km de distância da costa, em profundidade de 25 metros. Já a UEO proposta neste estudo localiza-se a 20 km da costa, em profundidade variando entre 10 e 20 metros.

Neste sentido, conforme abordado no item 5.1.5, será utilizada a Tabela 5.1 de ajuste de custos em função da distância à costa e profundidade marítima, proposta por Madariaga *et al.* (2012) e Green e Vasilakos (2011).

Aplicando-se os fatores da Tabela 5.1 para as condições de ambas UEOs, a de Valpy *et al.* (2017) e a proposta neste estudo de caso, obtém-se um fator de ajuste (1,04/1,16) igual a 0,8966. Tal fator é aplicado a todos os itens do CAPEX apresentado na Tabela 7.7, com exceção do item 1 – *Desenvolvimento e Gerenciamento de Projeto*. O fator de ajuste não é aplicado a este item porque ele é quase insensível às variáveis do fator.

Desta forma, a Tabela 7.8 traz o CAPEX ajustado da UEO para a abordagem comparativa, considerando o fator redutor de custos proposto por Madariaga *et al.* (2012) e Green e Vasilakos (2011):

Tabela 7.8 - CAPEX ajustado para abordagem comparativa	
CAPEX AJUSTADO (ABORDAGEM COMPARATIVA)	
1. Desenvolvimento e Gerenciamento de Projeto (£)	79.228.080
2. Turbinas (£)	812.922.601
3. Componentes Adicionais (<i>Balance of Plant</i>) (£)	389.097.905
4. Construção, Instalação e Comissionamento (Turbinas e <i>BOP</i>) (£)	408.475.285
TOTAL (£)	£1.689.723.871
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Real - (£/R\$)	4,9509
TOTAL (R\$)	R\$ 8.365.653.914
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Dólar Americano - (£/US\$)	1,2907
TOTAL (US\$)	US\$2.180.926.600
Taxa de Conversão Cambial Euro/Dólar Americano - (€/US\$)	1,1294
TOTAL (€)	€ 1.931.048.876

Fonte: Elaborado pelo Autor com dados de Valpy *et al.* (2017), Madariaga *et al.* (2012) e Green e Vasilakos (2011)

Por simplificação, os itens 3 e 4 da Tabela 7.7 foram somados e reunidos no item 4 da Tabela 7.8.

A Tabela 7.9 apresenta os custos associados ao OPEX obtidos a partir do estudo de Valpy *et al.* (2017):

Tabela 7.9 - OPEX para abordagem comparativa

OPEX (ABORDAGEM COMPARATIVA)	
5. Operação, Manutenção e Serviços (£/ano)	58.980.904
5.1. Operações e Manutenções Planejadas (£/ano)	31.691.232
5.2 Serviços não planejados e outros itens de OPEX (£/ano)	27.289.672
Tempo (anos)	25
TOTAL (£)	£1.474.522.604
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Real - (£/R\$)	4,9509
TOTAL (R\$)	R\$ 7.300.213.960
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Dólar Americano - (£/US\$)	1,2907
TOTAL (US\$)	US\$1.903.166.325
Taxa de Conversão Cambial Euro/Dólar Americano - (€/US\$)	1,1294
TOTAL (€)	€ 1.685.112.737

Fonte: Elaborado pelo Autor com dados de Valpy *et al.* (2017)

O estudo de Valpy *et al.* (2017) não apresenta referência de custo para o DECEX. Desta forma, foi adotado o DECEX apresentado pela BVG Associates (2019) para uma usina de 1 GW, conforme dados da Tabela 7.10:

Tabela 7.10 - DECEX

DECEX	
6. Descomissionamento	£300.000.000,00
TOTAL (£)	£300.000.000,00
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Real - (£/R\$)	4,9509
TOTAL (R\$)	R\$1.485.270.000,00
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Dólar Americano - (£/US\$)	1,2907
TOTAL (US\$)	US\$387.210.000,00
Taxa de Conversão Cambial Euro/Dólar Americano - (€/US\$)	1,1294
TOTAL (€)	€ 342.845.758,81

Fonte: Elaborado pelo Autor com dados de BVG Associates (2019)

7.5.3 Custos da UEO pela Abordagem de Engenharia (*Bottom-Up*)

Conforme abordado no item 6.2.1.2, Quadro 6.2, para a obtenção de custos na abordagem de engenharia foi selecionado o relatório técnico produzido pela BVG Associates (2019). Nele, há um guia detalhado para construção e instalação de uma UEO de referência com 1GW de capacidade instalada, com 100 aerogeradores de 10 MW, localizada a 60 km da costa, em profundidade marítima de 30 metros, com início de operação no ano de 2022.

A Tabela 7.11 detalha todos os custos relativos ao CAPEX estimados pela BVG Associates (2019). Destaca-se que, conforme os autores do guia, os custos finais dos principais itens da usina (itens 1, 2, 3 e 4 da Tabela 7.11) não necessariamente correspondem à soma dos custos dos seus respectivos subitens. Segundo a BVG

Associates (2019), isto ocorre pelos seguintes motivos: (i) os custos finais apresentados para os grandes componentes da usina (turbinas e *balance of plant*) incluem adicionalmente custos com a entrega dos equipamentos ao porto mais próximo e com garantias; (ii) os custos internos dos desenvolvedores e fabricantes de equipamentos com gerenciamento de projeto, seguros, contingências e despesas indiretas (*overhead*) são inclusos apenas no itens de topo (1, 2, 3 e 4), sem serem identificados nos subitens.

Tabela 7.11– Custos da UEO na abordagem de engenharia
CAPEX (ABORDAGEM DE ENGENHARIA)

ATIVIDADE	
1. Desenvolvimento e Gerenciamento de Projeto	£120.000.000
1.1 Serviços para desenvolvimento de projeto e obtenção de licenças/autorizações	£50.000.000
1.1.1 Estudo/avaliação de impacto ambiental	£8.000.000
1.2 Pesquisas Ambientais	£4.000.000
1.2.1 Levantamentos ambientais bênticos	£200.000
1.2.2 Levantamentos ambientais sobre peixes e crustáceos	£200.000
1.2.3 Levantamentos ambientais ornitológicos (aves)	£1.000.000
1.2.4 Levantamentos ambientais sobre mamíferos marinhos	£1.000.000
1.2.4.1 Helicóptero e embarcação para levantamentos ambientais ornitológicos e de mamíferos marinhos	Taxa embarcação = £10.000/dia; Taxa helicóptero = £400/passageiro/hora de vôo
1.2.5 Levantamentos Ambientais <i>Onshore</i>	£550.000
1.2.6 Estudos de impactos humano (sociais)	£350.000
1.3 Avaliação de Recurso Eólico e Condições	£4.000.000
1.3.1 Estrutura (sem instalação)	£3.000.000
1.3.2 Sensores	£650.000
1.3.3 Manutenção	£300.000
1.4 Levantamentos Geológicos e Hidrográficos	£8.000.000
1.4.1 Levantamentos geofísicos	£1.500.000
1.4.1.1 Embarcações para levantamentos geofísicos	-
1.4.2 Levantamentos geotécnicos	£6.000.000
1.4.2.1 Embarcações para levantamentos geotécnicos	-
1.4.3 Levantamentos hidrográficos	£800.000
1.5 Engenharia e Consultoria (<i>Front-End Engineering Design - FEED</i>)	£4.000.000
1.6 Despesas incorridas em desenvolvimento de projetos não aprovados	-

Continua

CAPEX (ABORDAGEM DE ENGENHARIA)	
2. Turbinas	£1.000.000.000
2.1 Nacele	£400.000.000
2.1.1 Bedplate	£20.000.000
2.1.2 Rolamento principal	£20.000.000
2.1.3 Eixo principal	£20.000.000
2.1.4 Caixa multiplicadora (<i>gearbox</i>)	£70.000.000
2.1.5 Gerador	£100.000.000
2.1.6 Tomada de força (<i>Power Take-off</i>)	£70.000.000
2.1.7 Sistema de controle	£25.000.000
2.1.8 Sistema de guinada (<i>Yaw</i>)	£17.000.000
2.1.9 Rolamento de guinada (<i>Yaw</i>)	£7.000.000
2.1.10 Sistemas Auxiliares da Nacelle	£7.000.000
2.1.11 Cobertura da nacele	£10.000.000
2.1.12 Componentes de pequeno porte (nacele)	£25.000.000
2.1.13 Fixadores estruturais	£7.000.000
2.1.14 Sistema de monitoramento de condições	-
2.2 Rotor	£170.000.000
2.2.1 Pás	£130.000.000
2.2.1.1 Materiais compósitos estruturais das pás	-
2.2.1.2 Base da pá (<i>blade root</i>)	-
2.2.1.3 Sistema de proteção ambiental	-
2.2.2 Cubo	£15.000.000
2.2.3 Rolamento das pás	£20.000.000
2.2.4 Sistema de passo (<i>Pitch</i>)	£10.000.000
2.2.4.1 Sistema de passo hidráulico	-
2.2.4.2 Sistema de passo elétrico	-
2.2.5 Spinner	£2.000.000
2.2.6 Sistemas auxiliares do rotor	£4.000.000
2.2.7 Componentes diversos fabricados em aço	£8.000.000
2.3 Torre	£70.000.000
2.3.1 Material (aço)	£60.000.000
2.3.2 Internos da Torre	£7.000.000
2.3.2.1 Sistemas de acesso e equipamentos de regaste	-
2.3.2.2 Amortecedores	-
2.3.2.3 Sistema elétrico	-
2.3.2.4 Iluminação interna da torre	-
2.3.2.5 Revestimento da torre	-
2.4 Manuseio e Montagem no Porto, Aspectos de Instalação e Comissionamento das Turbinas sob Responsabilidade do Fornecedor	£211.500.000
3. Componentes Adicionais da Usina Eólica (Exceto Turbinas) - Balance of Plant	£600.000.000
3.1 Cabos Elétricos	£170.000.000
3.1.1 Cabo de exportação (trechos submarino e terrestre)	£130.000.000
3.1.1.1 Núcleo do cabo	-
3.1.1.2 Exterior do cabo	-
3.1.1.3 Acessórios do cabo	-
3.1.1.4 Junção e testes de cabos	-
3.1.2 Cabos submarinos internos (arrays)	£35.000.000
3.1.3 Componentes de proteção aos cabos	£2.000.000
3.2 Fundações das Turbinas	£280.000.000
3.2.1 Monopílares	£150.000.000
3.2.2 Peças de transição	£100.000.000
3.2.2.1 Sist. de acesso à tripulação e plataforma de trabalho	-
3.2.2.2 Plataformas internas	-
3.2.2.3 Turcos (guinchos)	-
3.2.2.4 Tubos J, Tubos I para os cabos elétricos	-
3.2.3 Proteção catódica (anticorrosiva)	£20.000.000
3.2.4 Proteção contra <i>scouring</i>	£10.000.000
3.3 Subestação Offshore	£120.000.000
3.3.1 Sistema elétrico	£45.000.000
3.3.1.1 Sistema HVAC	-
3.3.1.2 Sistema HVDC	-
3.3.2 Facilidades	£20.000.000
3.3.3 Estrutura	£60.000.000
3.4 Subestação Onshore	£30.000.000
3.4.1 Instalações, acesso e segurança	£8.000.000
3.5 Base de Operação	£3.000.000

Continua

CAPEX (ABORDAGEM DE ENGENHARIA)	
4. Instalação e Comissionamento (Turbinas e Componentes Adicionais da Usina Eólica)	£650.000.000
4.1 Instalação das Fundações	£100.000.000
4.1.1 Embarcação para instalação das fundações	Taxa embarcação = £200.000/dia
4.1.1.1 Equipamentos de manuseio de fundações	Taxa equipamentos = £10.000/dia
4.1.1.2 Equipamentos de instalação de fundações	Taxa equipamentos = £50.000/dia
4.1.1.3 Sistemas de fixação marítima (fastening)	Incluso no custo do contrato de instalação
4.2 Instalação da Subestação Offshore	£35.000.000
4.2.1 Embarcação para instalação da subestação offshore	Taxa embarcação = £180.000/dia
4.3 Construção da Subestação Onshore	£25.000.000
4.4 Instalação do Cabo Elétrico Onshore	£5.000.000
4.5 Instalação do Cabo Elétrico Submarino	£220.000.000
4.5.1 Embarcação para instalação do cabo elétrico	Taxa embarcação = £90.000/dia
4.5.1.1 Veículos de operação remota (ROVs)	Incluso no custo do contrato de instalação
4.5.1.2 Equipamento de manuseio/instalação do cabo submarino	Incluso no custo do contrato de instalação
4.5.2 Enterramento do cabo submarino	£50.000.000,00
4.5.2.1 Embarcação para enterramento do cabo	Taxa embarcação = £95.000/dia
4.5.2.2 Arado para enterramento/intrincheiramento do cabo	Incluso no custo do contrato de instalação, taxa = £5.000/dia
4.5.2.3 ROV para intrincheiramento do cabo	Incluso no custo do contrato de instalação, taxa = £10.000/dia
4.5.2.4 Injetor vertical e trenó de jateamento	Incluso no custo do contrato de instalação, taxa = £18.000/dia
4.5.3 Conexão (pull-in) do cabo submarino	£8.000.000
4.5.3.1 Testes elétricos e terminações	£10.000.000
4.6 Instalação das Turbinas	£50.000.000
4.6.1 Embarcação para instalação das turbinas	Taxa = £90.000-£130.000/dia
4.6.1.1 Combustível para embarcação (viagem porto-usina eólica)	Taxa = £20.000/viagem
4.6.1.2 Equipamento para manuseio da turbina e fixação marítima (fastening)	Incluso no custo do contrato de instalação
4.6.2 Comissionamento	Incluso no custo do contrato de fornecimento da turbina e subestação
4.7 Porto de Construção	Incluso no custo do contrato de instalação
4.8 Logística Offshore	£3.500.000
4.8.1 Embarcações de apoio à instalação	£2.500.000
4.8.2 Atividades de coordenação marítima	£850.000
4.8.3 Previsão do tempo e dados meteorológicos	£300.000
CAPEX TOTAL (£)	£2.370.000.000

Fonte: Adaptado de BVG Associates (2019)

A Tabela 7.12 consolida os valores do CAPEX apresentados detalhadamente na Tabela 7.11:

Tabela 7.12 – CAPEX para abordagem de engenharia	
CAPEX (ABORDAGEM DE ENGENHARIA)	
1. Desenvolvimento e Gerenciamento de Projeto (£)	120.000.000
2. Turbinas (£)	1.000.000.000
3. Componentes Adicionais (Balance of Plant) (£)	600.000.000
4. Construção, Instalação e Comissionamento (Turbinas e BOP) (£)	650.000.000
TOTAL (£)	£2.370.000.000
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Real - (£/R\$)	4,9509
TOTAL (R\$)	R\$ 11.733.633.000
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/ Dólar Americano - (£/US\$)	1,2907
TOTAL (US\$)	US\$3.058.959.000
Taxa de Conversão Cambial Euro/Dólar Americano - (€/US\$)	1,1294
TOTAL (€)	€ 2.708.481.495

Fonte: Elaborado pelo Autor com dados de BVG Associates (2019)

Aplicando a Tabela 5.1 para as condições de ambas UEOs, a usina do estudo da BVG Associates (2019) e a proposta neste estudo de caso, obtém-se um fator de ajuste (1,04/1,26) igual a 0,8254. Tal fator é aplicado a todos os itens do CAPEX apresentado na Tabela 7.12, com exceção do item 1 – *Desenvolvimento e Gerenciamento de Projeto*.

O resultado obtido para o CAPEX ajustado com fator redutor de custos é apresentado na Tabela 7.13:

Tabela 7.13 - CAPEX ajustado para abordagem de engenharia

CAPEX AJUSTADO (ABORDAGEM DE ENGENHARIA)	
1. Desenvolvimento e Gerenciamento de Projeto (£)	120.000.000
2. Turbinas (£)	825.396.825
3. Componentes Adicionais (<i>Balance of Plant</i>) (£)	495.238.095
4. Construção, Instalação e Comissionamento (Turbinas e BOP) (£)	536.507.937
TOTAL (£)	£1.977.142.857
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Real - (£/R\$)	4,9509
TOTAL (R\$)	R\$ 9.788.636.571
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Dólar Americano - (£/US\$)	1,2907
TOTAL (US\$)	US\$2.551.898.286
Taxa de Conversão Cambial Euro/Dólar Americano - (€/US\$)	1,1294
TOTAL (€)	€ 2.259.516.810,44

Fonte: Elaborado pelo Autor com dados de BVG Associates (2019), Madariaga *et al.* (2012) e Green e Vasilakos (2011)

A Tabela 7.14 apresenta os custos associados ao OPEX obtidos a partir do estudo da BVG Associates (2019):

Tabela 7.14 – OPEX para abordagem de engenharia

OPEX (ABORDAGEM DE ENGENHARIA)	
5. Operação, Manutenção e Serviços (£/ano)	75.000.000,00
5.1. Operações (£/ano)	25.000.000,00
5.2 Manutenções e Serviços (£/ano)	50.000.000,00
Tempo	25
TOTAL (£)	£1.875.000.000,00
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Real - (£/R\$)	4,9509
TOTAL (R\$)	R\$9.282.937.500,00
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Dólar Americano - (£/US\$)	1,2907
TOTAL (US\$)	US\$2.420.062.500,00
Taxa de Conversão Cambial Euro/Dólar Americano - (€/US\$)	1,1294
TOTAL (€)	€ 2.142.785.992,56

Fonte: Elaborado pelo Autor com dados de BVG Associates (2019)

O DECEX para abordagem de engenharia é o mesmo utilizado na abordagem comparativa, apresentado anteriormente na Tabela 7.10.

7.5.4 Custos da UEO pela Abordagem Paramétrica

Conforme abordado no item 6.2.1.2, para a obtenção de custos na abordagem paramétrica foi realizada uma revisão bibliográfica sistemática de literatura para obtenção dos artigos com modelos e equações paramétricas de custos de UEOs.

As equações propostas pelos autores, apresentadas no Quadro 6.1, foram avaliadas e posteriormente selecionadas as aplicáveis e de melhor adequação ao estudo de caso. No Apêndice B, se encontra o memorial de cálculo com as equações de custo e as respectivas referências adotadas, bem como os resultados de custos para cada item da usina.

As Tabelas 7.15, 7.16 e 7.17 detalham, respectivamente, o CAPEX, OPEX e DECEX da UEO estimados pela abordagem paramétrica. Não há o ajuste do CAPEX em função dos parâmetros de distância à costa e profundidade marítima, visto que, nesta abordagem, não há uma UEO padrão de referência definida para as estimativas dos custos.

Tabela 7.15 - CAPEX para abordagem paramétrica

CAPEX (ABORDAGEM PARAMÉTRICA)	
1. Desenvolvimento e Gerenciamento de Projeto (£)	£78.637.233
2. Turbinas (£)**	£941.207.966
3. Fundações (£)**	£483.689.350
4. Cabos Elétricos (£) **	£289.126.422
5. Subestações <i>offshore</i> e <i>onshore</i> (£)**	£168.275.846
6. Sistema de Monitoramento (£)**	£4.994.000
TOTAL (£)	£1.965.930.817
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Real - (£/R\$)	4,9509
TOTAL (R\$)	R\$ 9.733.126.884
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Dólar Americano - (£/US\$)	1,2907
TOTAL (US\$)	US\$2.537.426.906
Taxa de Conversão Cambial Euro/Dólar Americano - (€/US\$)	1,1294
TOTAL (€)	€ 2.246.703.476,19
** Custos com instalação e comissionamento inclusos	

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

Tabela 7.16 – OPEX para abordagem paramétrica

OPEX (ABORDAGEM PARAMÉTRICA)	
7. Operação, Manutenção e Serviços (£/ano)	56.697.000,00
Tempo	25
TOTAL (£)	£1.417.425.000,00
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Real - (£/R\$)	4,9509
TOTAL (R\$)	R\$7.017.529.432,50
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Dólar Americano - (£/US\$)	1,2907
TOTAL (US\$)	US\$1.829.470.447,50
Taxa de Conversão Cambial Euro/Dólar Americano - (€/US\$)	1,1294
TOTAL (€)	€ 1.619.860.498,94

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

Tabela 7.17 - DECEX para abordagem paramétrica

DECEX (ABORDAGEM PARAMÉTRICA)	
8. Descomissionamento	202.369.500,00
TOTAL (£)	£202.369.500,00
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Real - (£/R\$)	4,9509
TOTAL (R\$)	R\$1.001.911.157,55
Taxa de Conversão Cambial Libra Esterlina/Dólar Americano - (£/US\$)	1,2907
TOTAL (US\$)	US\$261.198.313,65
Taxa de Conversão Cambial Euro/Dólar Americano - (€/US\$)	1,1294
TOTAL (€)	€ 231.271.749,29

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

7.5.5 Custo Médio Ponderado de Capital para Financiamento da UEO

Conforme abordado no item 5.2.1.1, a taxa de desconto a ser utilizada para financiamento do empreendimento será calculada pela metodologia do custo médio ponderado de capital, WACC (*Weighted Average Cost of Capital*). Para o cálculo do custo de capital próprio, será utilizada a metodologia CAPM (*Capital Asset Pricing Model*).

Rodrigues (2013) avalia que o mercado de capitais brasileiros é pequeno se comparado com outros países e, em virtude disso, utilizar variáveis do mercado local para calcular WACC e CAPM pode enviesar os resultados do modelo. Sendo assim, com o intuito de obter uma taxa de adequada e condizente com a realidade, optou-se por utilizar dados do mercado norte-americano, que é considerado maduro e diversificado.

Esta opção feita por Rodrigues (2013) também foi adotada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e incluída em estudos referenciados em ANEEL (2018), ANEEL (2017) e ANEEL (2006). Neles são propostas metodologias e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da taxa de remuneração de investimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A exceção adotada neste estudo foi o custo de financiamento da empresa empreendedora da UEO, em que foi considerado o praticado atualmente pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para o setor de energia eólica *onshore* do Brasil.

Para o cálculo do CAPM e WACC foram utilizadas as seguintes variáveis:

Para o CAPM, as variáveis da Eq. 59 são discutidas a seguir:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i * [E(R_m) - R_f] \quad (\text{Eq. 59})$$

- **Taxa de Livre Risco (Rf):** foi utilizado o retorno médio anualizado de 1995 a 2019 dos *Treasury Bonds (T-Bonds)*, que são títulos de 10 anos do tesouro americano e são considerados livres de risco. A taxa estimada foi de 3,98% ao ano (MACROTRENDS, 2019a).
- **Prêmio de Risco País (valor adicional somado ao Rf):** considerou-se o CDS (*Country Default Spreads*) calculado com base na nota de risco país da agência de classificação de risco Moody's. No primeiro semestre de 2019, a taxa em vigor para o Brasil era de 3,39% (NYU STERN, 2019a).
- **Prêmio de Risco de Mercado (termo $[E(R_m) - R_f]$):** foi adotada a diferença entre o retorno médio anualizado entre 1995 e 2019 do índice de ações americano *S&P 500* e dos títulos *T-Bonds*. O valor obtido para o retorno do índice S&P 500 foi 9,09% (MACROTRENDS, 2019b). Desta forma a diferença entre ambos ($E(R_m) - R_f$), é a diferença entre 9,09% e 3,98%, resultando em 5,11%.
- **Beta Desalavancado ($\beta_{\text{desalavancado}}$):** foi adotado o *beta* desalavancado relativo ao retorno mensal de 51 empresas que compunham o setor elétrico norte-americano em 2019, igual a 0,35 (NYU STERN, 2019b). Possivelmente esta seja a variável mais controversa deste modelo, visto que um projeto eólico no Brasil não está sujeito às mesmas incertezas que o setor elétrico norte-americano como um todo. No entanto, a ausência de dados de empresas que estão inseridas na geração eólica no Brasil levou à adoção dessa variável como uma aproximação para o *beta* desalavancado neste estudo de caso.
- **Relação Dívida-Capital Próprio (D/E):** A relação *D/E* é um índice de alavancagem. Os índices de dívida em capital entre os projetos de energia *offshore* da Europa aumentaram entre 2006 e 2017 (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2018). Tal fato tem relação direta com a confiança crescente dos investidores internacionais em relação a projetos baseados em energias renováveis. Assumiu-se a relação *D/E* igual a 0,8. Tal valor é referente ao *D/E* médio de 51 empresas do setor de geração de energia norte-americano (NYU STERN, 2019b). No Brasil, o BNDES financia até 80% do valor da construção de uma usina eólica (BNDES, 2019a).
- **Beta Alavancado ($\beta_i = \beta_{\text{alavancado}}$):** Uma vez que haverá a tomada de empréstimo pela empresa empreendedora da UEO, há necessidade de se corrigir a medida do beta desalavancado pelo beta alavancado, pois este passa a considerar a

alavancagem financeira do empreendedor. A Eq. 65 apresenta a expressão que relaciona ambos os betas:

$$\beta_{alavancado} = \beta_{desalavancado} * [1 + (D/E)] \quad (\text{Eq. 65})$$

Aplicando a Eq. 65 para um beta desalavancado de 0,35 e uma relação D/E igual a 0,8, obtém-se beta alavancado de 0,63.

Utilizando a Eq. 59 do modelo CAPM para os valores apresentados, obtém-se o valor de 10,59% para a taxa de juros relativa ao custo de capital próprio, K_e , conforme calculado na Eq.66:

$$K_e = (3,98\% + 3,39\%) + 0,63 * (9,09\% - 3,98\%) = 10,59\% \quad (\text{Eq. 66})$$

De posse do valor da taxa para o K_e , foi calculado em sequência o valor da taxa de juros do financiamento a ser contraído pela empresa empreendedora da UEO, K_d . Para este parâmetro, foi utilizado o que atualmente é praticado pelo BNDES para financiamento de projetos de energia eólica no Brasil.

Neste sentido, utilizou-se como o custo básico da dívida o valor de 6,92% ao ano, equivalente à Taxa de Longo Prazo ⁹(TLP) em Março de 2019. A esse valor é acrescido a taxa de 1,3% ao ano referente à remuneração do BNDES para financiamento de empreendimentos eólicos, mais 1% referente à taxa de risco variável, conforme risco do cliente e prazos de financiamento (BNDES, 2019b). Somando-se todas as parcelas descritas, obtém-se K_d igual a 9,22%.

De posse das taxas K_e e K_d , são calculados os parâmetros W_e e W_d a serem utilizados na Eq. 58 do modelo WACC, referentes às proporções de capital próprio e de terceiros, respectivamente, no projeto da UEO:

As Eqs. 67 e 68 apresentam as expressões para cálculo de W_e e W_d :

$$W_e = \left(\frac{E}{E+D} \right) = \left(\frac{1}{1+\frac{D}{E}} \right) \quad (\text{Eq. 67})$$

⁹ A Taxa de Longo Prazo (TLP), desde 1º de janeiro de 2018, é o principal custo financeiro dos financiamentos do BNDES. Ela compõe a taxa de juros final, junto com remunerações (*spreads*) do BNDES e dos bancos repassadores e a taxa de risco de crédito do cliente.

$$W_d = \left(\frac{D}{E+D} \right) = \left(\frac{1}{1+\frac{E}{D}} \right) \quad (\text{Eq. 68})$$

Aplicando as Eqs. 67 e 68 para uma relação D/E de 0,8, obtém-se, respectivamente, $W_e = 0,5556$ e $W_d = 0,4444$.

De posse dos parâmetros W_e , W_d , Ke e Kd , a Eq. 58 é aplicada para o cálculo do custo médio ponderado de capital (WACC) conforme a expressão a seguir:

$$WACC = (10,59\% * 0,5556) + (9,22\% * 0,4444) = 9,98\% \quad (\text{Eq. 69})$$

Desta forma, o custo médio ponderado de capital calculado para o empreendimento da UEO foi de 9,98%.

7.6 Impostos, Taxas e Depreciação

Neste estudo de caso não são considerados: (i) impostos sobre a receita provenientes da geração da UEO, (ii) taxas operacionais; (iii) tarifas e (iv) custo de depreciação dos equipamentos. O foco neste estudo de caso são os custos associados ao investimento, operação, manutenção e descomissionamento da UEO.

7.7 Receitas da UEO

7.7.1 Receitas com Geração de Energia Elétrica

O preço de referência para venda da energia elétrica adotado neste estudo foi o valor de R\$ 234,63/MWh, referente ao preço marginal de venda de energia no 30º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração no Brasil (A-6 de 2019), realizado outubro de 2019. Este leilão foi destinado à compra de energia elétrica pelo governo brasileiro proveniente de novos empreendimentos de geração, com concomitante outorga de concessão/autorização, a partir das fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2025 (CCEE, 2019).

Também foram adotados preços mínimos e máximos de venda da energia elétrica para o estudo de caso. Tais valores serão utilizados como os limites inferior e superior do preço de venda de energia nas análises de sensibilidade dos indicadores econômicos da UEO.

Neste sentido, foi adotado como limite inferior o valor de R\$ 97/MWh, referente ao lance vencedor com menor valor ofertado para empreendimentos de energia eólica *onshore* no 30º Leilão de Energia Nova A-6 (CCEE, 2019).

Já para definição do preço máximo, foi realizada pesquisa na literatura para obtenção do preço de venda de energia dos 10 maiores empreendimentos de energia eólica *offshore* da Europa, com previsão de comissionamento até 2025. Nesta pesquisa, foram considerados apenas projetos que já entraram nas fases de pré-construção ou construção, ou que obtiveram licença de operação e/ou apoio formal do governo do país onde a usina será instalada. A Tabela 7.18 apresenta os dados compilados desses dez empreendimentos:

Tabela 7.18 - Preço de venda da energia elétrica das dez maiores UEOs da Europa a serem comissionadas até 2025

Usina	País	Capacidade [MW]	Aerogeradores	Ano do Leilão	Ano de Comissionamento	Preço de Venda (£/MWh)	Preço de Venda (US\$/MWh)	Preço de Venda (R\$/MWh)
East Anglia ONE	Reino Unido	714	102 x 7 MW	2015	2020	119,89	154,74	593,56
Borssele 3 & 4	Holanda	732	102 x 9,5 MW	2016	2021	47,98	61,93	237,54
Borssele 1 & 2	Holanda	752	94 x 8 MW	2016	2020	64,00	82,61	316,87
Hollandse Kust Zuid 1&2	Holanda	760	76 x 10 MW	2018	2023	58,88	76,00	291,52
Baltic Eagle	Alemanha	476	52 x 9,5 MW	2018	2023	56,87	73,40	281,56
Triton Knoll	Reino Unido	855	90 x 9,5 MW	2017	2021	74,75	96,48	370,08
He Dreiht	Alemanha	900	(Não definido) 13-15 MW	2017	2025	65,86	85,00	326,05
Moray East	Reino Unido	950	100 x 9,5 MW	2017	2021	57,50	74,22	284,68
Hornsea 1	Reino Unido	1220	174 x 7 MW	2014	2019/2020	140,00	180,70	693,13
Hornsea 2	Reino Unido	1386	173 x 6 MW	2017	2022	57,50	74,22	284,68

Fonte: Adaptado de 4C *Offshore* e Radowitz (2020)

Dentre os dez empreendimentos pesquisados, adotou-se o critério de exclusão dos empreendimentos cujos leilões ocorreram antes do ano de 2016, com o objetivo de capturar os preços de venda dos empreendimentos mais recentes do setor. Com isso, foram excluídos os preços de venda das usinas *Hornsea 1* e *East Anglia One*.

Desta forma, foi calculado o preço médio de venda dos oito empreendimentos restantes. O valor obtido foi de R\$ 299,12/MWh (£ 60,42/MWh), com desvio padrão de R\$ 36,49/MWh (£ 6,95/MWh). A partir destes resultados, foi adotado o valor de R\$ 335,61/MWh, referente a soma entre preço médio de venda e o respectivo desvio padrão, como o limite superior para o preço de venda da energia elétrica neste estudo de caso.

7.7.2 Receitas com Créditos de Carbono

Créditos de carbono são certificações dadas a empresas e indústrias que conseguem reduzir a emissão de gases poluentes na atmosfera. Os créditos funcionam como um tipo de moeda de troca por setores da economia, por meio da adoção de medidas

alternativas como reflorestamento, troca de energias fósseis por energias renováveis, controle da poluição, projetos de produção sustentável, entre outros (COELHO, 2016).

Cada tonelada de dióxido de carbono (CO₂) que é absorvida (sequestro de carbono) ou a quantidade de gases poluentes que deixa de ser produzida por uma empresa classificada como poluidora é convertida em uma unidade de crédito de carbono, que é negociada em mercado. A redução das emissões de outros gases além do CO₂, igualmente geradores de efeito estufa no planeta, também pode ser convertida em créditos de carbono equivalente (COELHO, 2016).

O mercado de carbono tem crescido e já inclui em alguns países os sistemas de comercialização de emissões, denominados *Emissions Trade Systems* (ETS). Os ETS operam sob o princípio de *cap and trade*. Nele, é estabelecido um limite (*cap*) para a quantidade total de gases de efeito estufa que pode ser emitida pelas instalações cobertas pelo sistema em um determinado período. O limite é reduzido ao longo do tempo para que as emissões totais caiam periodicamente (EUROPEAN COMMISSION, 2019).

Dentro do limite, as empresas recebem ou compram licenças de emissão, que podem ser negociadas entre si, conforme necessário. As empresas participantes também podem comprar quantidades limitadas de créditos internacionais de projetos de redução de emissões em todo mundo. O limite do número total de licenças disponíveis garante que eles tenham um valor de mercado. Após cada ano, uma empresa participante deve vender licenças suficientes para cobrir todas as suas emissões, caso contrário, multas de alto valor são impostas. Se uma empresa reduz suas emissões, ela pode manter as licenças de emissão não utilizadas para cobrir necessidades futuras ou vendê-las para outra empresa (EUROPEAN COMMISSION, 2019).

Existe também o mercado voluntário, onde uma empresa que não é poluidora gera créditos de compensação e os vende para uma empresa poluidora (COELHO, 2016).

Em alguns países europeus, já ocorre também a aplicação de taxas sobre a geração de energia a partir de combustíveis fósseis (*carbon pricing*) (THI; TUYET; CHOU, 2018). Em 2019, 46 países e entidades regionais já estabeleceram sistemas de comercialização de emissões de CO₂ (ETS) ou taxas de carbono (KRAMER, 2020). Globalmente, 1,95 bilhão de créditos de carbono foram emitidos desde 2005 até fevereiro de 2019, dos quais aproximadamente 245 milhões de créditos foram provenientes de projetos de energia eólica (ROUBICEK, 2019).

Os preços da tonelada de CO₂ evitada, ou seja, não emitida para atmosfera varia amplamente de acordo com o país. Por convenção, uma tonelada de CO₂ corresponde a um crédito de carbono. Neste estudo de caso, conservativamente, será adotado o preço de referência de US\$ 6/tCO₂ (R\$ 23,01/tCO₂). O ETS da União Europeia (EU ETS) é atualmente o maior sistema de comercialização de emissões do mundo. Em 2019, o preço médio do crédito de carbono foi de US\$ 24,72. Considerando um período de 5 anos entre janeiro de 2015 e janeiro de 2020, o preço médio foi de US\$ 12,47 (MARKETS INSIDER, 2020). Na China, em 2019, o ETS piloto de Pequim operou com preço médio de US\$ 11 por crédito de carbono. No mesmo ano, nos EUA, o preço médio do crédito de carbono no ETS da Califórnia foi de US\$ 16 (KRAMER, 2020).

Ressalta-se que o Brasil ainda não possui um sistema de comercialização de emissões consolidado e não há taxas para emissões de gases de efeito estufa. Contudo, a comercialização de créditos de carbono de projetos executados no Brasil pode ser realizada em mercados internacionais.

7.7.2.1 Taxa de Conversão da Energia Elétrica Produzida pela UEO em Emissões Evitadas de CO₂

O Ministério da Ciência Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) utiliza um método de análise de despacho para estimar o fator de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Resumidamente, o fator de emissão de CO₂ do SIN é uma combinação do fator de emissão da margem de operação, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ da energia despachada na margem do sistema, com o fator de emissão da margem de construção, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ das últimas usinas construídas do sistema (MCTIC, 2020).

O algoritmo utilizado pelo MCTIC quantifica a contribuição futura de uma usina que vai gerar energia elétrica para a rede em termos de redução de emissões de CO₂ no SIN, em relação a um cenário de base. O fator serve para quantificar a emissão que está sendo deslocada na margem e se aplica para estimar reduções de emissões certificadas (RCEs) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo¹⁰ (MDL) (MCTIC, 2020).

¹⁰ O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo consiste no desenvolvimento de projetos que reduzam a emissão de gases de efeito estufa (GEE). Os projetos no âmbito do MDL são implementados em países menos desenvolvidos e em desenvolvimento, os quais podem vender as reduções de emissão de GEE,

Para este estudo de caso, foi assumida a simplificação de que as emissões de CO₂ da UEO durante o seu ciclo de vida são marginais e, por conseguinte, desprezáveis. Adicionalmente, o fator médio de emissão anual de CO₂ do SIN referente ao período entre 2015 e 2019 foi adotado para o cálculo das receitas da UEO provenientes da comercialização de créditos de carbono. No cálculo deste fator são consideradas as margens de construção e operação do sistema. O valor obtido foi de 0,6762 tCO₂/MWh, conforme dados apresentados na Tabela 7.19:

Tabela 7.19 – Fator médio de emissão anual de CO₂ do SIN, período 2015-2019

Ano	Margem de Construção (Anual) (tCO ₂ /MWh)	Margem de Operação (Anual) (tCO ₂ /MWh)	Total (tCO ₂ /MWh)
2015	0,2553	0,5597	0,8150
2016	0,1581	0,6228	0,7809
2017	0,0028	0,5882	0,5910
2018	0,1370	0,5390	0,6760
2019	0,0000	0,5181	0,5181
Média Anual (tCO₂/MWh)			0,6762

Fonte: Adaptado de MCTIC (2020)

7.8 Premissas e Considerações sobre o Fluxo de Caixa da UEO

Para o cálculo do LCoE e dos indicadores de viabilidade econômica da UEO, algumas premissas com relação ao empreendimento foram assumidas:

- O ciclo de vida do empreendimento é de 30 anos, dos quais os 5 anos iniciais são para o projeto, construção e instalação da usina. A UEO inicia a geração de energia elétrica ao final do 5º ano do empreendimento e termina ao final do 30º ano, completando assim 25 anos de operação.
- Os custos de desenvolvimento e gerenciamento do projeto ocorrem nos cinco anos iniciais do empreendimento, divididos em parcelas anuais iguais. Nos dois anos iniciais, os custos de desenvolvimento e gerenciamento do projeto são desembolsados exclusivamente pela empresa empreendedora. Neste caso, a taxa de desconto no fluxo de caixa para os dois anos iniciais é $Ke = 10,59\%$ a.a, calculada no item 7.5.5.
- Ao final do 2º ano do empreendimento ocorre a aprovação do financiamento do projeto. Utilizou-se o prazo máximo do BNDES de 16 anos para financiamento de empreendimentos de usinas eólicas *onshore* (BNDES, 2015). Neste sentido, o

denominadas Reduções Certificadas de Emissão (RCEs) para os países desenvolvidos, auxiliando-os assim a cumprir as suas metas e compromissos de redução de GEE assumidos junto ao Protocolo de Quioto. Tais projetos devem implicar em reduções adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do projeto, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para mitigação da mudança do clima (MCTIC, 2016).

pagamento do financiamento se inicia ao final do 3º ano e termina no 18º ano do empreendimento. Nesse período, a taxa de desconto é $WACC = 9,98\%$ a.a. Após o término do financiamento, entre o 19º e 30º ano, a taxa de desconto retorna ao valor de $Ke = 10,59\%$ a.a, calculada no item 7.5.5.

- O CAPEX é dividido em parcelas anuais iguais entre o 3º e o 18º ano.
- Ao final do 5º ano ocorre o início de operação da usina, que passa a gerar receitas com a geração de energia elétrica (receita principal) e também com a venda de créditos de carbono (receita complementar). A entrada de receitas no fluxo de caixa ocorre ao longo da vida operacional da usina, entre o 6º e o 30º ano. Os preços de venda do Megawatt-hora (MWh) de energia elétrica e da tonelada de CO₂ evitada constam nos itens 7.7.1 e 7.7.2.1, respectivamente.
- Ao final do 5º ano, ocorre o início do desembolso do OPEX da usina. O OPEX é dividido no fluxo de caixa entre o 6º e 30º ano, em parcelas anuais iguais.
- O 30º ano é o último de operação da usina. Nele, há o desembolso para descomissionamento da UEO a partir do ano seguinte (DECEX). Neste caso, apenas o desembolso financeiro relativo ao DECEX ocorre no 30º ano e não o descomissionamento da usina em si.

A Figura 7.9 resume as premissas e considerações discutidas para o fluxo de caixa:

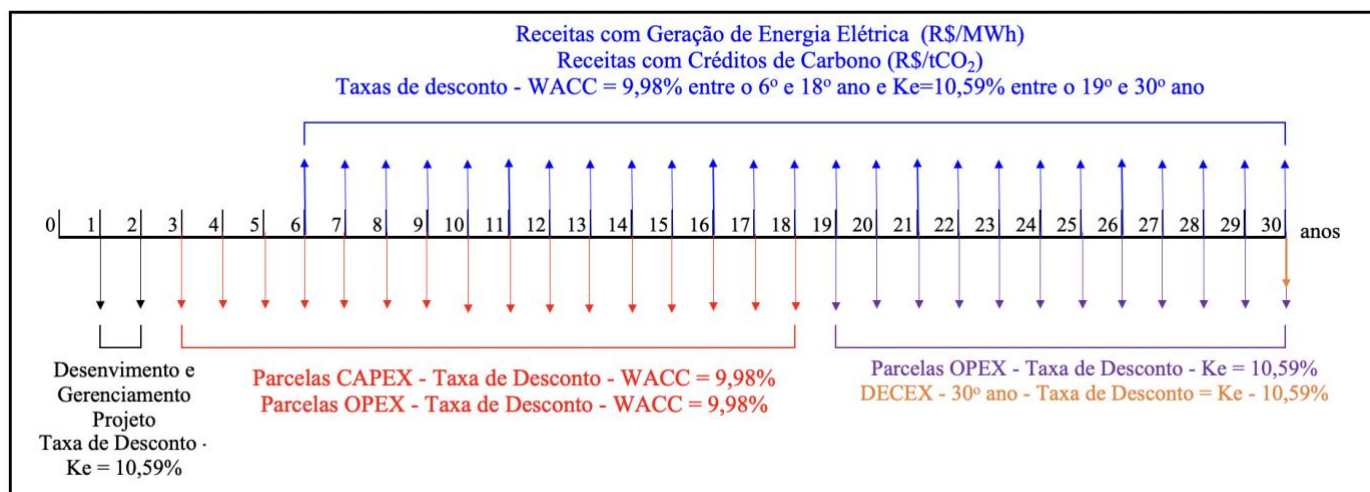


Figura 7.9 - Premissas e Considerações do Fluxo de Caixa

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

7.9 Dados de Consumo de Energia Elétrica

Para o cálculo de estimativas de abastecimento de energia elétrica a partir da UEO em escalas nacional, regional (Nordeste) e estadual (RN), foram utilizados dados oficiais de consumo no Brasil publicados pela EPE (2019b) no *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019: ano Base 2018*. No caso, foram utilizados os dados relativos ao consumo médio mensal residencial e ao consumo médio anual *per capita* de energia elétrica, conforme resumido na Tabela 7.20:

Tabela 7.20 - Dados de consumo de energia elétrica em 2018

Abrangência	Consumo médio residencial mensal [kWh/residência/mês]	Consumo médio <i>per capita</i> anual [kWh/habitante/ano]
Brasil	159,1	2.543
Nordeste	120,5	1.414
Rio Grande do Norte	142,2	1.006

Fonte: Adaptado de EPE (2019b)

CAPÍTULO 8 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos para o estudo de caso proposto no capítulo 7 e as análises e discussões decorrentes.

8.1 Caracterização Estatística do Recurso Eólico

8.1.1 Função Densidade de Probabilidade

A Tabela 7.1 (item 7.2) traz o número de medições e a probabilidade de ocorrência por faixa de velocidade do vento a 10 m e a 100 m de altura para o Ponto RN *Offshore*. A Figura 7.5 (b) apresenta o histograma gerado para os dados a 100 metros de altura.

A partir do histograma da Figura 7.5 (b) foi obtida a curva da função densidade de probabilidade de Weibull (Eq. 31) de melhor ajuste aos dados de velocidade do vento a 100 m de altura, no Ponto RN *Offshore*. O ajuste foi feito com a função *solver* do programa *Microsoft Excel*. No caso, o programa busca o par de valores para o fator de forma k (Eq. 35) e fator de escala c (Eq. 36) da Distribuição de Weibull, que resulte na curva da função densidade de probabilidade de melhor ajuste às probabilidades (frequências) de ocorrência obtidas.

A Figura 8.1 ilustra a função de densidade de probabilidade de melhor ajuste para os dados de vento a 100 m de altura, no Ponto RN *Offshore*:

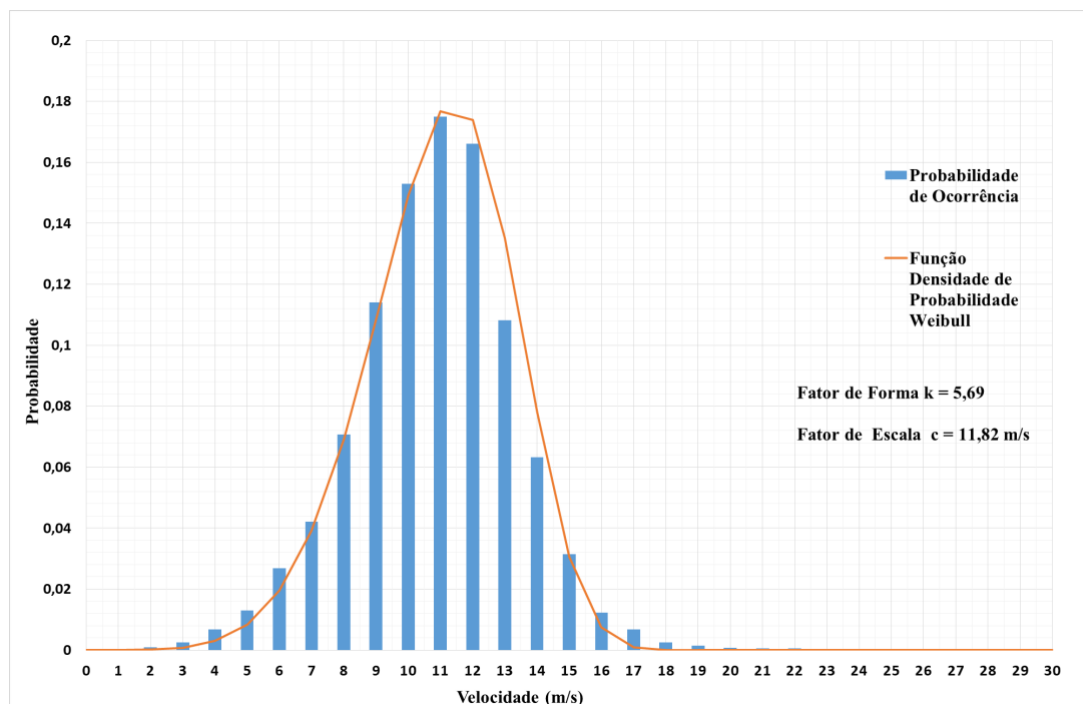


Figura 8.1 - Probabilidade de Ocorrência das Faixas de Velocidades do Vento x Função Densidade de Probabilidade - Ponto RN *Offshore*

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

De acordo com a Figura 8.1, o melhor ajuste da função densidade de probabilidade de Weibull aos dados do histograma ocorreu para o fator de forma $k = 5,69$ e o fator de escala $c = 11,82$ m/s.

Desta forma, a Eq. 70 traz a função densidade de probabilidade $p(V)$ em função da velocidade do vento V , obtida para o Ponto RN *Offshore* a 100 m de altura, apresentada na Figura 8.1:

$$p(V) = 4,4483 \cdot 10^{-6} * V * \exp^{-7,8137 \cdot 10^{-7} V} \quad (\text{Eq. 70})$$

8.1.2 Função de Confiabilidade

A Figura 8.2 ilustra a função de confiabilidade $R(V)$ (Eq. 33) para o Ponto RN *Offshore* a 100 m de altura. Esta função indica a fração acumulada de valores de velocidade do vento maiores que uma velocidade arbitrada V e é expressa na Eq. 71:

$$R(V) = \exp^{-(0,0846V)^{5,69}} \quad (\text{Eq. 71})$$

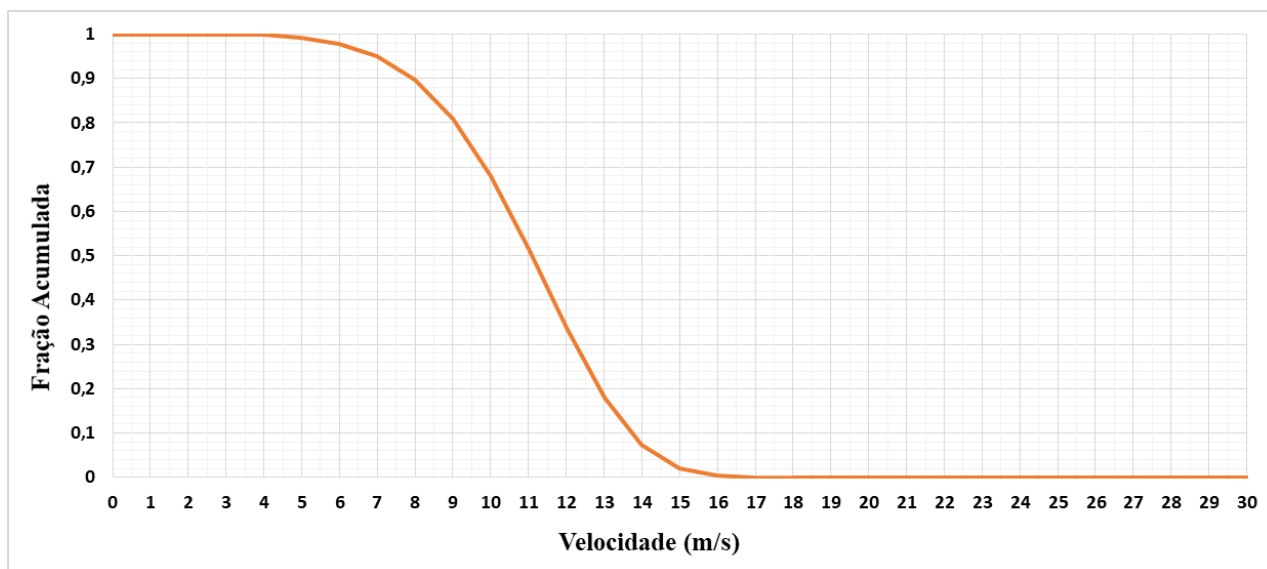


Figura 8.2 - Função de Confiabilidade $R(V)$ para o Ponto RN *Offshore*
Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

8.1.3 Velocidade, Direção e Densidade de Potência do Vento

De posse da série histórica de dados, dos fatores de forma e escala e da função densidade de probabilidade, foram calculadas para o vento a 100 m de altura no Ponto

RN *Offshore*: (i) a média (Eqs. 35 e 36), mediana, moda e desvio padrão (Eqs. 37 e 38) da velocidade, (ii) velocidades mínima e máxima, (iii) direção média do vento e o desvio padrão e (iv) densidade média de potência (Eqs. 7 e 41). Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 8.1:

Tabela 8.1 – Estatísticas de velocidade, direção e densidade de potência do vento

Velocidade Média (Vmed)	10,81 m/s
Desvio Padrão Vmed	2,51 m/s
Velocidade (Mediana)	10,88 m/s
Velocidade (Moda)	9,84 m/s
Velocidade Mínima (Vmin)	0,96 m/s
Velocidade Máxima (Vmax)	29,52 m/s
Direção Média do Vento (DMV)	114°
Desvio Padrão DMV	29,5°
Densidade Média de Potência	853 W/m ²

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

8.1.4 Velocidade e Direção do Vento em Função do Mês e da Estação do Ano

As Tabelas 8.2 e 8.3 apresentam os resultados obtidos para a velocidade e direção médias do vento a 100 m de altura, com os respectivos desvios-padrão, em função do mês e da estação do ano, respectivamente:

Tabela 8.2 - Velocidade e direção médias mensais do vento no Ponto RN *Offshore*

	Velocidade Média	Desvio Padrão Velocidade Média	Ângulo de Direção Médio	Desvio Padrão Ângulo de Direção Médio
Janeiro	9,85 m/s	2,40 m/s	100°	27°
Fevereiro	9,71 m/s	2,53 m/s	102°	33°
Março	9,32 m/s	2,70 m/s	107°	39°
Abril	9,39 m/s	2,55 m/s	115°	41°
Mai	9,98 m/s	2,53 m/s	128°	32°
Junho	10,88 m/s	2,38 m/s	132°	22°
Julho	11,67 m/s	2,15 m/s	133°	20°
Agosto	12,48 m/s	2,03 m/s	130°	19°
Setembro	12,37 m/s	1,91 m/s	119°	19°
Outubro	11,93 m/s	1,95 m/s	110°	19°
Novembro	11,15 m/s	1,96 m/s	102°	19°
Dezembro	10,50 m/s	1,91 m/s	98°	21°
Anual	10,81 m/s	2,51 m/s	114°	30°

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 8.3 - Velocidade e direção médias do vento por estação do ano no Ponto RN *Offshore*

	Velocidade Média	Desvio Padrão Velocidade Média	Ângulo de Direção Médio	Desvio Padrão Ângulo Médio
Verão	9,77 m/s	2,45 m/s	101°	31°
Outono	9,87 m/s	2,59 m/s	121°	35°
Inverno	12,10 m/s	2,15 m/s	129°	20°
Primavera	11,38 m/s	2,01 m/s	105°	20°
Anual	10,81 m/s	2,51 m/s	114°	30°

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

8.1.5 Distribuição das Direções do Vento

A Figura 8.3 apresenta a rosa dos ventos com a distribuição das direções do vento no Ponto RN *Offshore*, durante o período de observação do estudo de caso. A direção do vento se refere à direção de onde ele vem.

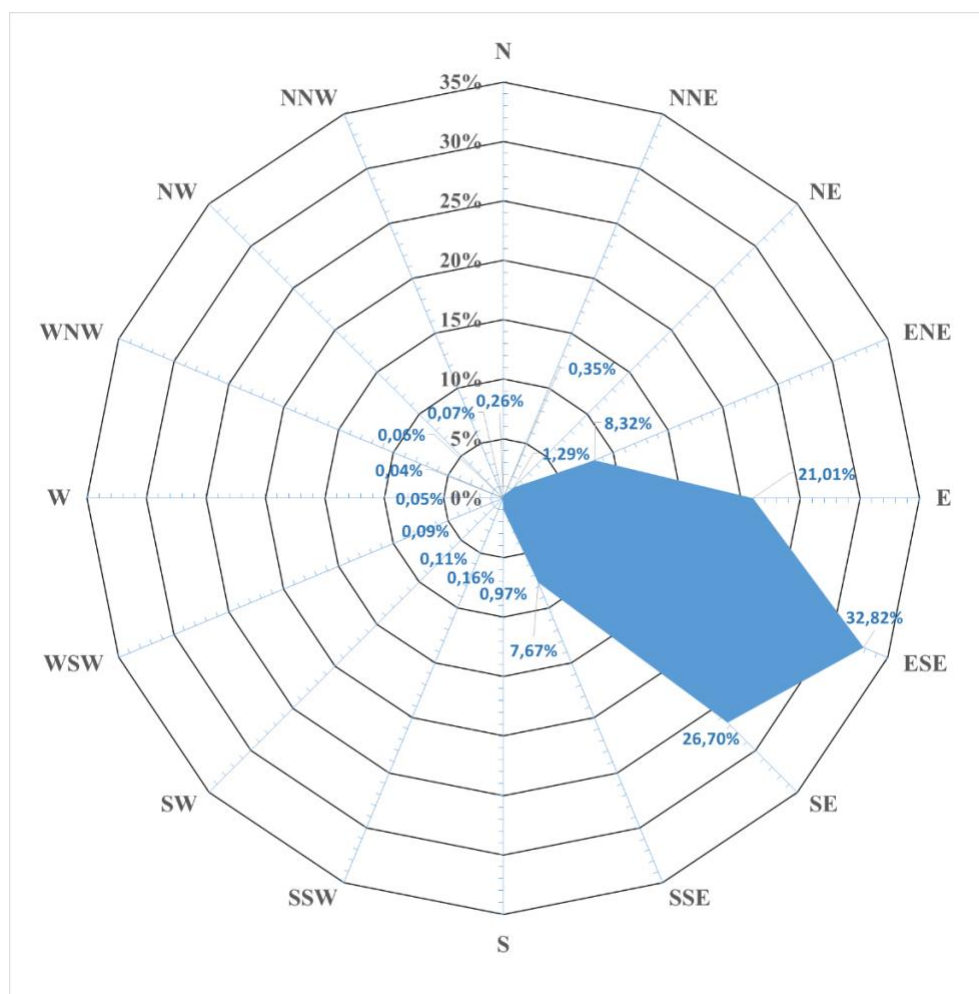


Figura 8.3 - Distribuição de Direções do Vento
Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

8.1.6 Teste de Normalidade dos Dados de Velocidade do Vento

A distribuição de Weibull foi utilizada para o estudo de probabilidade das faixas de velocidade do vento. Os cálculos de produção energética são realizados considerando os cenários de nível de confiança de 90% (EAP_{P90}) e 50% (EAP_{P50}). Conforme apresentado na Eq.53, item 2.4.2.7, para o cálculo de EAP_{P90} a partir de EAP_{P50}, é utilizada a variável padronizada da distribuição normal, considerando a probabilidade de ocorrência de 10%, uma vez que o cálculo na Eq. 53 se refere à uma estimativa P90. Neste sentido, foi realizado teste para verificar a suposição de normalidade dos dados de velocidade, antes do cálculo de EAP_{P90}.

O teste quantil-quantil (Q-Q) é uma técnica gráfica para determinar se dois conjuntos de dados provêm de populações com distribuição de probabilidades em comum. Trata-se de um método gráfico que compara duas distribuições de probabilidade traçando seus quantis¹¹ uns contra os outros. Se as duas distribuições a serem comparadas são semelhantes, os pontos no gráfico Q-Q vão repousar aproximadamente em uma linha de referência, por exemplo, $y=x$. Quanto maior é o distanciamento dos pontos do gráfico da linha de referência, maior é a evidência de que os dois conjuntos de dados provêm de populações com distribuições diferentes (MONTGOMERY; RUNGER, 2009).

Desta forma, para verificar a suposição de normalidade dos dados de velocidade do vento, foram calculados quantis teóricos normais e, depois, estes quantis foram comparados aos quantis dos dados de velocidade do vento, resultando no gráfico Q-Q da Figura 8.4:

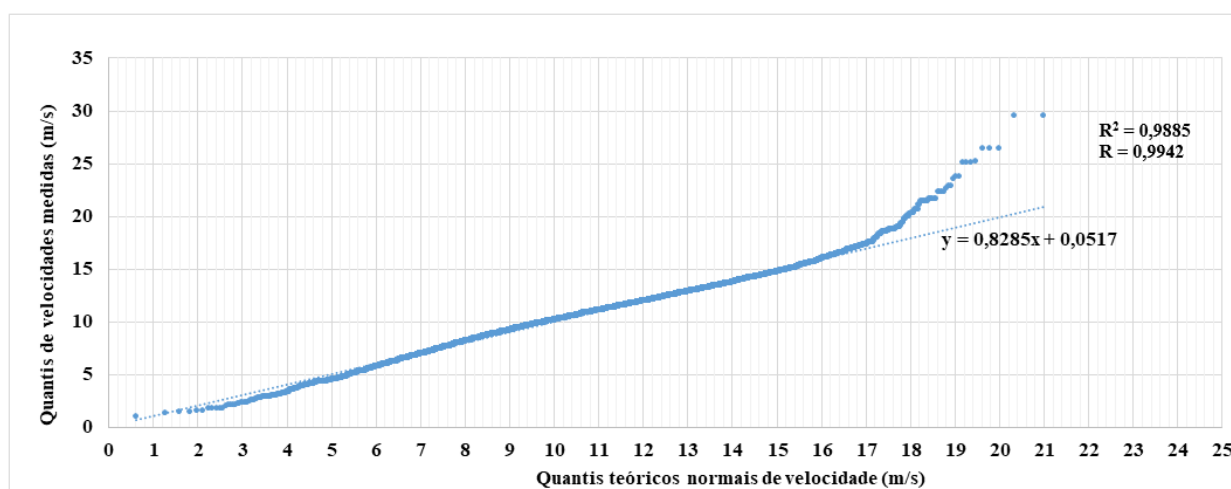


Figura 8.4 - Teste quantil-quantil para análise da suposição de normalidade dos dados de vento

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

¹¹ Quantil é a fração (ou porcentagem) de pontos abaixo de um valor fornecido. Por exemplo, o quantil de 0,3 (ou 30%) é o ponto em que 30% dos dados ficam abaixo e 70% ficam acima deste valor.

Observa-se na Figura 8.4 a correlação linear dos quantis teóricos e de velocidade de vento medidas no intervalo entre 0 a 17 m/s. A partir da velocidade de 17 m/s, há o início do deslocamento dos pares de dados da linha de referência. As velocidades entre 0 e 17 m/s respondem por 99,12% do total de medições, ao passo que os dados de velocidade maiores que 17 m/s representam apenas 0,88%. Foi obtido um coeficiente de correlação de Pearson (R) de 0,9942, o que indica uma forte relação entre os quantis teóricos normais e os quantis das medições de velocidade de vento (MONTGOMERY; RUNGER, 2009).

Desta maneira, a partir do gráfico Q-Q da Figura 8.4, foi confirmada a suposição de normalidade dos dados. A divergência dos dados da linha de referência a partir da velocidade de 17 m/s foi interpretada como sendo proveniente das rajadas de vento de alta velocidade, de baixa probabilidade de ocorrência. Adicionalmente, velocidades de vento superiores a 25 m/s não são relevantes para os cálculos de produção energética do aerogerador DTU-10 MW, visto que esta é a velocidade de *cut out* da máquina, onde ela deixa de produzir energia elétrica. Tal observação restringe os dados com velocidades superiores a 17 m/s e inferiores a 25 m/s a 0,81% do total da amostra.

8.1.7 Discussão dos Resultados

A velocidade média do vento obtida de 10,81 m/s a 100 m de altura indica que a área apresenta excelente recurso eólico. Um estudo da EPE (2020) para estimativa do potencial eólico *offshore* ao longo da costa brasileira indica velocidades médias do vento entre 9,5 m/s e 10 m/s, a 100 m de altura, para região marítima próxima à costa setentrional do RN, que abrange a área selecionada para este estudo de caso.

O estudo da EPE (2020) utilizou a base de dados ERA-5 disponibilizada pelo ECMWF, para um período de 17 anos (2000 – 2017). No caso, as medições obtidas neste estudo de caso resultaram em velocidade média no Ponto RN *Offshore* de 8% a 13,7% superior, respectivamente, aos limites superior e inferior da faixa de velocidade obtida pela EPE (2020), para ventos na região marítima que abrange a área selecionada.

Com relação ao fator de forma, k , o valor obtido de 5,69 se mostrou consistente e dentro da faixa de valores esperados ($5 \leq k < 6$) para a região, segundo dados do *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013* (NEIVA *et al.*, 2017, p. 25). A magnitude do fator de forma obtido acentua o pico da curva função densidade de probabilidade (Figura 8.1), indicando a regularidade característica dos ventos alísios que sopram na

região, com menor variabilidade em torno da média e baixa probabilidade de ocorrência de rajadas.

As velocidades mínima e máxima calculadas foram de 0,96 m/s e 29,52 m/s, respectivamente, para o intervalo de 26 anos e 11 meses de medições. A probabilidade de ventos com velocidades inferiores à velocidade de *cut-in* e superiores à velocidade de *cut-out* do aerogerador DTU-10MW é de 0,76%, o que representa 66 horas por ano de perdas técnicas por histerese devido à inatividade do aerogerador. A curva da função confiabilidade apresentada na Figura 8.2 indica que apenas cerca de 0,5% das medições de vento apresentam velocidade superiores a 16 m/s. Isto corrobora com a observação da baixa probabilidade ocorrência de rajadas de vento de alta velocidade na área em estudo.

A proximidade dos valores obtidos para a mediana (10,88 m/s) e para a velocidade média do vento (10,81 m/s) indicam a tendência de simetria da distribuição de dados. A moda de 9,84 m/s informa o valor de velocidade mais frequente da distribuição.

Os resultados de velocidade média mensal do vento apresentados na Tabela 8.2 mostram que o período entre os meses de julho a novembro são os com ventos de maior velocidade média. Tais resultados corroboram com a observação empírica, visto que este período é conhecido com o de “safra dos ventos” na região Nordeste do Brasil (BEDINELLI, 2018). Por outro lado, os meses de março e abril são os de ventos menos intensos, com menor velocidade média. Desta maneira, conforme dados da Tabela 8.3, a estação do ano na área em estudo mais atrativa para aproveitamento energético dos ventos é o inverno, seguido da primavera. Já o verão é a estação do ano que provê o menor recurso eólico para aproveitamento energético, seguido do outono.

Com relação à direção média do vento, o valor obtido de 114° indica que os ventos sopram na área em estudo predominantemente na direção colateral de sudeste (SE). Tal resultado é consistente com a direção dos ventos alísios na margem setentrional do Rio Grande Norte, segundo dados do *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013* (NEIVA *et al.*, 2017, p. 27). Conforme o gráfico do tipo rosa dos ventos apresentado na Figura 8.3, a direção subcolateral este-sudeste (ESE) é a direção mais frequente dos ventos alísios na área em estudo, com 32,82% das observações.

8.2 Produção Energética, Desempenho e Capacidade de Abastecimento da UEO

8.2.1 EAP Bruta, EAP P₅₀ e EAP P₉₀ do Aerogerador DTU-10MW

A partir da curva de potência corrigida do aerogerador DTU-10MW (Tabela 7.3), da distribuição de probabilidades das faixas unitárias de velocidade de vento (Tabela 7.1 e Figura 7.5) e da função densidade de probabilidade de Weibull obtida para a série de dados (Figura 8.1), foi calculada a EAP_{Bruta} para o aerogerador, utilizando a Eq. 50. Esta equação foi resolvida por meio de métodos numéricos de integração.

A EAP_{Líquida} (EAP_{P50}) é calculada por meio da Eq. 52, descontando-se da EAP_{Bruta} o valor de 16,17% referente às perdas energéticas calculadas no item 7.4.2. Em sequência, foi calculada a EAP_{P90} utilizando a Eq. 53, considerando-se incerteza de 10% nos dados de velocidade de vento do produto BSW.

Os resultados de produção energética são apresentados na Tabela 8.4:

Tabela 8.4 - Energia anual produzida pelo aerogerador DTU-10MW

Produção Energética Anual	(GWh/ano)
EAP_{Bruta}	64,83
EAP_{Líquida} (EAP_{P50})	54,34
EAP_{P90}	47,38

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

No Apêndice A se encontra o memorial de cálculo com os resultados obtidos para a produção energética do aerogerador DTU-10MW.

8.2.2 Parâmetros de Desempenho do Aerogerador DTU-10 MW

De posse dos resultados de produção energética do aerogerador DTU-10MW (EAP_{P50} e EAP_{P90}), foram calculados os seguintes parâmetros de desempenho da turbina eólica: (i) fator de capacidade (FC) (Eq. 54); (ii) EAPAR (Eq. 55) e (iii) EAPCI (Eq. 56):

Tabela 8.5 - Parâmetros de desempenho do aerogerador DTU-10MW

FC (EAP_{P50})	62%
FC (EAP_{P90})	54%
EAPAR (P50) [MWh/m²/ano]	2,18
EAPCI (P50) [MWh/MW/ano]	5434
EAPAR (P90) [MWh/m²/ano]	1,90
EAPCI (P90) [MWh/MW/ano]	4738

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

A partir das probabilidades de ocorrência das faixas de velocidade do vento no Ponto RN *Offshore* e da curva de potência da máquina DTU-10MW, foi calculado que o

aerogerador operaria 39% do tempo na potência nominal, o que em termos anuais é equivalente a 3454 horas.

8.2.3 EAP P₅₀, EAP P₉₀ e Fator de Capacidade da UEO

Com os dados de produção energética nos cenários P50 e P90 e os respectivos fatores de capacidade obtidos para o aerogerador DTU-10MW, estas mesmas variáveis foram recalculadas para uma UEO de 1 GW de capacidade instalada, ou seja, para cem aerogeradores DTU-10MW. Para este cálculo foram consideradas: (i) perdas energéticas de 16,17% (item 7.4.2); (ii) incerteza de 10% nos dados de velocidade de vento do BSW; (iii) taxa anual de perda de produção energética de 0,5% (item 7.4.2) e (iv) 25 anos de operação (item 7.4).

A Tabela 8.6 resume os valores de produção energética (EAP_{P90} e EAP_{P50}) e fatores de capacidade anuais ao longo dos 25 anos de operação da usina, bem como a energia total produzida (ETP_{UEO}), a energia anual produzida média (EAP Média) e o fator de capacidade médio para os cenários P50 e P90:

Tabela 8.6 – EAP, ETP e Fator de Capacidade da UEO

Ano	EAP _{P50} (GWh/ano)	Fator de Capacidade	EAP _{P90} (GWh/ano)	Fator de Capacidade
1	5.434,45	0,62	4.737,75	0,54
2	5.407,28	0,62	4.714,06	0,54
3	5.380,24	0,61	4.690,49	0,54
4	5.353,34	0,61	4.667,04	0,53
5	5.326,57	0,61	4.643,71	0,53
6	5.299,94	0,61	4.620,49	0,53
7	5.273,44	0,60	4.597,38	0,52
8	5.247,07	0,60	4.574,40	0,52
9	5.220,84	0,60	4.551,53	0,52
10	5.194,73	0,59	4.528,77	0,52
11	5.168,76	0,59	4.506,12	0,51
12	5.142,92	0,59	4.483,59	0,51
13	5.117,20	0,58	4.461,18	0,51
14	5.091,61	0,58	4.438,87	0,51
15	5.066,16	0,58	4.416,68	0,50
16	5.040,83	0,58	4.394,59	0,50
17	5.015,62	0,57	4.372,62	0,50
18	4.990,54	0,57	4.350,76	0,50
19	4.965,59	0,57	4.329,00	0,49
20	4.940,76	0,56	4.307,36	0,49
21	4.916,06	0,56	4.285,82	0,49
22	4.891,48	0,56	4.264,39	0,49
23	4.867,02	0,56	4.243,07	0,48
24	4.842,69	0,55	4.221,85	0,48
25	4.818,47	0,55	4.200,74	0,48
ETP UEO (GWh)	128.013,61	-	111.602,26	-
EAP Média (GWh/ano)	5.120,54		4.464,09	
Fator de Capacidade Médio	-	0,58	-	0,51

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

As Figuras 8.5 e 8.6 representam graficamente as informações contidas na Tabela 8.6 para os cenários P50 e P90, respectivamente:

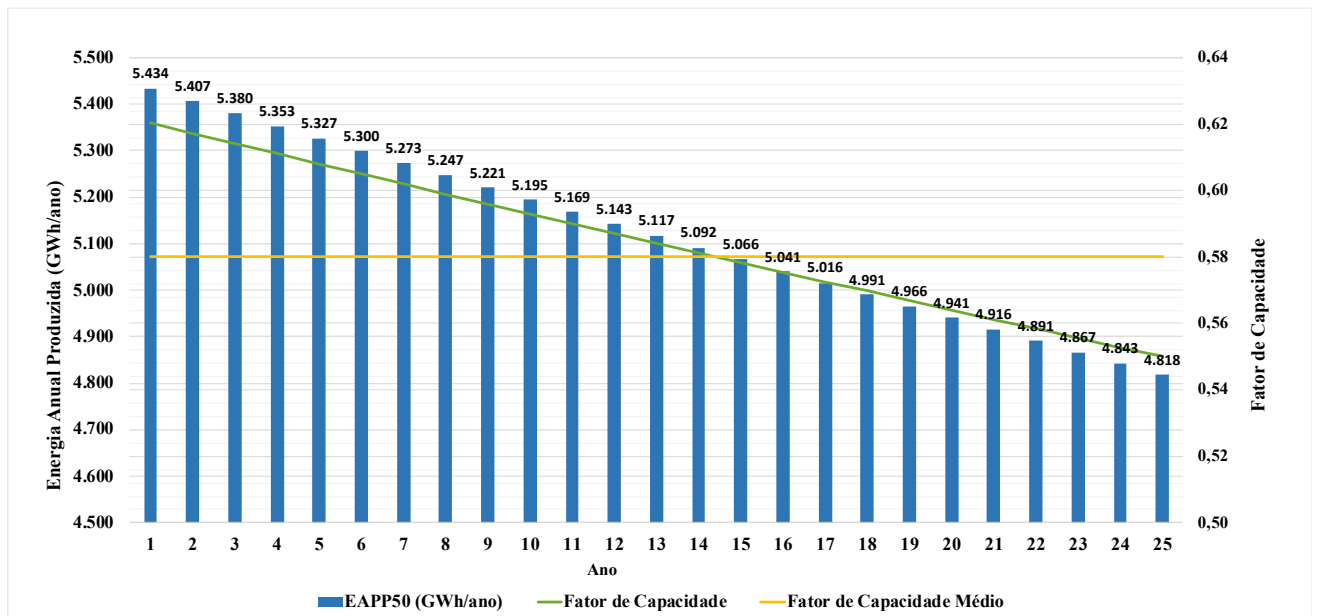


Figura 8.5 - Produção Energética P50 e Fator de Capacidade da UEO
Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

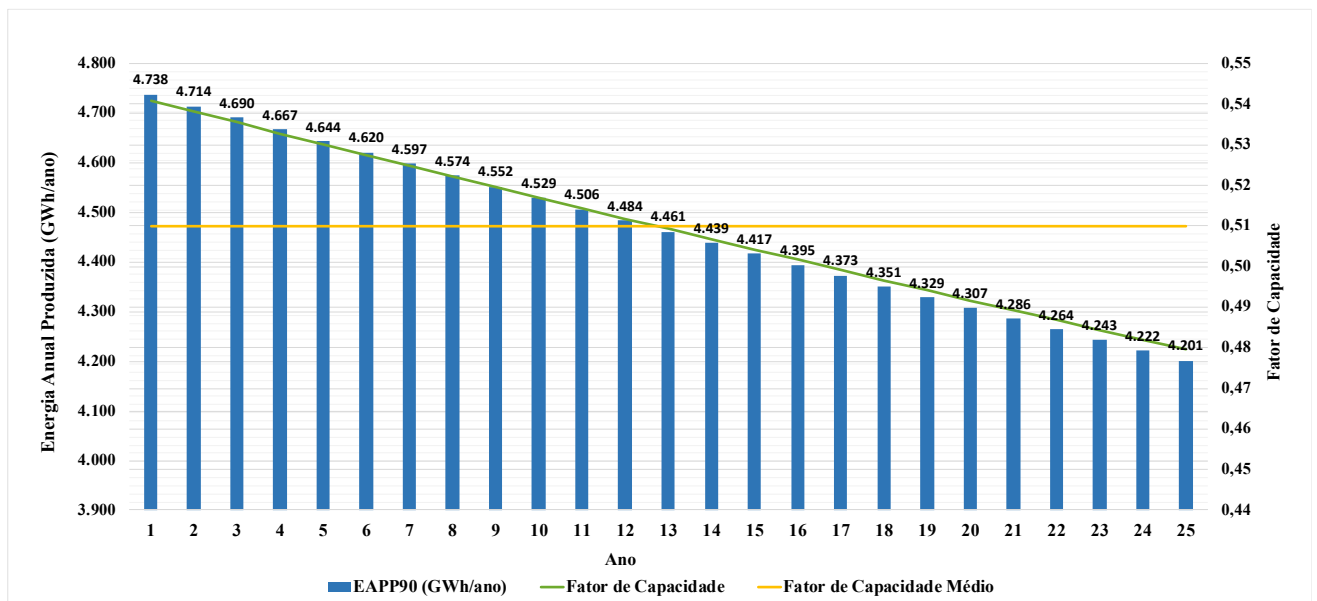


Figura 8.6 - Produção Energética P90 e Fator de Capacidade da UEO
Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

8.2.4 Capacidade de Abastecimento da UEO

A estimativa da capacidade de abastecimento de energia elétrica da UEO foi calculada a partir do cenário mais conservador de produção energética, o EAP_{P90}, considerando o primeiro ano de operação da usina, conforme resultado apresentado no item 8.2.3.

Os dados oficiais do consumo médio residencial mensal e o consumo médio *per capita* anual de energia elétrica no Brasil, na região Nordeste e no estado do Rio Grande do Norte se encontram na Tabela 7.20, no item 7.9.

As Tabelas 8.7 e 8.8 trazem as estimativas do número médio de residências abastecidas e de habitantes abastecidos, respectivamente, com a energia elétrica gerada a partir da UEO proposta neste estudo:

Tabela 8.7 - Estimativa do número de residências abastecidas com energia elétrica

Residências Abastecidas	
Brasil	2.481.538
Nordeste	3.273.737
Rio Grande do Norte	2.776.461

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 8.8 - Estimativa do número de habitantes abastecidos com energia elétrica

Habitantes abastecidos	
Brasil	1.863.056
Nordeste	3.350.603
Rio Grande do Norte	4.709.495

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

8.2.5 Discussão dos Resultados

O fator de capacidade obtido para a UEO em estudo variou entre 54% no cenário P90 e 62% no cenário P50. Tais resultados são consistentes com a faixa de fatores de capacidade entre 50% e 60% obtidas em estudo conjunto da IEA e o *Imperial College London*, a partir de dados do *Renewables.ninja*, para região marítima na margem setentrional do Rio Grande do Norte que abrange a área em estudo (IEA, 2019, p. 49).

Segundo a IEA (2019), é esperado que novos projetos de usinas eólicas marítimas apresentem fatores de capacidade superiores a 40% em condições moderadas de ventos e acima de 50% em áreas com recursos eólicos de alta qualidade. A IEA (2019) destaca

ainda que novas UEOs que entraram em operação nos últimos anos apresentam fator de capacidade entre 40% e 50%.

Globalmente, o fator de capacidade médio de usinas eólicas *onshore* foi de 34% em 2018, enquanto que nas usinas marítimas o fator de capacidade médio foi de 43% no mesmo ano (IRENA, 2019c). No Brasil, o fator de capacidade médio registrado em 2018 para as usinas eólicas *onshore* foi de 42,2% (ABEEÓLICA, 2019).

Em virtude da taxa anual de perda de produção energética de 0,5% assumida para UEO em estudo, os fatores de capacidade médios obtidos para os 25 anos de operação da usina foram reduzidos para 58% no cenário P50 e 51% no cenário P90. Tais reduções implicam em uma perda de produção energética adicional de 11,33% ao longo dos 25 anos de operação da usina.

Destaca-se que a estabilidade dos ventos alísios na margem setentrional do Rio Grande do Norte, conforme discutido no item 8.1.7, contribui para os elevados fatores de capacidade observados na área em estudo.

As estimativas de abastecimento de energia elétrica em três níveis de abrangência apresentadas nas Tabelas 8.7 e 8.8 indicam que a UEO proposta seria capaz de suprir o país com energia elétrica em grande escala, assegurando o abastecimento de milhões de habitantes e/ou residências no Brasil.

8.3 Contribuição da UEO para Redução das Emissões de CO₂

A partir do fator médio de emissão anual de CO₂ do Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentado na Tabela 7.19 de 0,6762 tCO₂/MWh e da produção energética da UEO apresentada na Tabela 8.6, foram calculadas as estimativas de redução das emissões de CO₂ provenientes da operação da UEO proposta para os cenários P50 e P90 de produção energética.

A Tabela 8.9 apresenta as emissões de CO₂ evitadas anualmente e o total de emissões evitadas em 25 anos de operação da usina, sob as premissas adotadas, para ambos os cenários, P50 e P90:

Tabela 8.9 – Emissões evitadas de CO₂ pela UEO para os cenários P50 e P90

Ano	EAP _{P50} (GWh/ano)	Emissões de CO ₂ evitadas (tCO ₂)	EAP _{P90} (GWh/ano)	Emissões de CO ₂ evitadas (tCO ₂)
1	5.434,45	3.674.774	4.737,75	3.203.668
2	5.407,28	3.656.400	4.714,06	3.187.650
3	5.380,24	3.638.118	4.690,49	3.171.712
4	5.353,34	3.619.928	4.667,04	3.155.853
5	5.326,57	3.601.828	4.643,71	3.140.074
6	5.299,94	3.583.819	4.620,49	3.124.373
7	5.273,44	3.565.900	4.597,38	3.108.751
8	5.247,07	3.548.070	4.574,40	3.093.208
9	5.220,84	3.530.330	4.551,53	3.077.742
10	5.194,73	3.512.678	4.528,77	3.062.353
11	5.168,76	3.495.115	4.506,12	3.047.041
12	5.142,92	3.477.639	4.483,59	3.031.806
13	5.117,20	3.460.251	4.461,18	3.016.647
14	5.091,61	3.442.950	4.438,87	3.001.564
15	5.066,16	3.425.735	4.416,68	2.986.556
16	5.040,83	3.408.606	4.394,59	2.971.623
17	5.015,62	3.391.563	4.372,62	2.956.765
18	4.990,54	3.374.606	4.350,76	2.941.981
19	4.965,59	3.357.733	4.329,00	2.927.271
20	4.940,76	3.340.944	4.307,36	2.912.635
21	4.916,06	3.324.239	4.285,82	2.898.072
22	4.891,48	3.307.618	4.264,39	2.883.581
23	4.867,02	3.291.080	4.243,07	2.869.164
24	4.842,69	3.274.625	4.221,85	2.854.818
25	4.818,47	3.258.251	4.200,74	2.840.544
ETP UEO (GWh)	128.013,61	-	111.602,26	-
EAP Média (GWh/ano)	5.120,54	-	4.464,09	-
Total de Emissões de CO₂				
Evitadas (tCO₂)	-	86.562.802	-	75.465.451

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

As emissões de CO₂ evitadas podem ser comercializadas e monetizadas em créditos de carbono, conforme discussão apresentada no item 7.7.2.

8.4 Indicadores de Viabilidade Econômica da UEO

O cálculo dos indicadores de viabilidade econômica da UEO ocorreu para 6 diferentes cenários, considerando as duas alternativas de estimativa de produção energética (P50 e P90) e as três diferentes abordagens para obtenção dos custos da usina marítima (comparativa, de engenharia e paramétrica).

O cálculo dos indicadores foi realizado conforme as etapas a seguir:

- 1 - Obtenção dos dados de CAPEX, OPEX e DECEX para as abordagens de custo comparativa (Tabelas 7.8, 7.9 e 7.10), de engenharia (Tabelas 7.13, 7.14 e 7.10) e paramétrica (Tabelas 7.15, 7.16 e 7.17);

- 2 - Definição das taxas de conversão cambial, conforme Tabela 7.4;
- 3 - Cálculo do custo médio de ponderado de capital, WACC = 9,98% e do custo de capital próprio, $K_e = 10,59\%$, para realização do empreendimento da usina eólica, conforme item 7.5.5;
- 4 - Definição do preço de venda da energia elétrica produzida pela UEO em R\$ 234,63/MWh, conforme item 7.1.1;
- 5 - Definição do preço de venda da tonelada de CO₂ evitada (não emitida para atmosfera) com a operação da UEO em US\$ 6t/CO₂ (R\$ 23,01/tCO₂), conforme item 7.7.2;
- 6 - Cálculo da produção energética da UEO ao longo da sua vida operacional para os cenários P50 e P90, conforme apresentado na Tabela 8.6;
- 7 - Cálculo das emissões de CO₂ evitadas pela UEO ao longo da sua vida operacional, conforme Tabela 8.9;
- 8 - Estruturação do fluxo de caixa do empreendimento da usina eólica ao longo do seu ciclo de vida útil, conforme premissas e considerações apresentadas no item 7.8.

No Apêndice C se encontra, a título exemplificativo, o memorial de cálculo do fluxo de caixa para um dos seis cenários estudados. No caso, o cenário apresentado é o de produção energética P90 da UEO com abordagem de custos comparativa. As receitas da usina provêm exclusivamente da comercialização de energia elétrica.

8.4.1 Resultados dos Indicadores de Viabilidade Econômica

A Tabela 8.10 apresenta os resultados do LCoE calculados para os 6 cenários analisados, nas seguintes moedas: (i) real (R\$), (ii) libra esterlina (£), (iii) dólar norte-americano (US\$) e (iv) euro (€):

Tabela 8.10 - Resultados de LCoE obtidos para UEO proposta

Método de Análise de Custos	LCOE (R\$/MWh)		LCOE (£/MWh)		LCOE (US\$/MWh)		LCOE (€/MWh)	
	EAP P90	EAP P50	EAP P90	EAP P50	EAP P90	EAP P50	EAP P90	EAP P50
Comparativa (Top-Down)	206,84	180,33	41,78	36,42	53,92	47,01	47,75	41,63
De Engenharia (Bottom-Up)	249,91	217,87	50,48	44,01	65,15	56,80	57,69	50,29
Paramétrica	225,40	196,50	45,53	39,69	58,76	51,23	52,03	45,36

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

A Tabela 8.11 apresenta os resultados do VPL para o empreendimento da UEO calculados para os seis cenários propostos, considerando duas situações para as receitas da usina: (i) receitas apenas com comercialização de energia elétrica (ii) receitas com comercialização de energia elétrica e de créditos de carbono;

Tabela 8.11 - Resultados de VPL obtidos para a UEO proposta

Resultados de VPL considerando receitas apenas com comercialização de energia elétrica								
Método de Análise de Custos	VPL (R\$)		VPL (€)		VPL (US\$)		VPL (€)	
	EAP P90	EAP P50	EAP P90	EAP P50	EAP P90	EAP P50	EAP P90	EAP P50
Comparativa (<i>Top-Down</i>)	698.853.477	1.566.645.947	141.156.856	316.436.597	182.191.154	408.424.716	161.316.764	361.629.817
De Engenharia (<i>Bottom-Up</i>)	-384.200.605	483.591.865	-77.602.174	97.677.567	-100.161.126	126.072.435	-88.685.255	111.627.798
Paramétrica	232.193.789	1.099.986.259	46.899.309	222.179.050	60.532.938	286.766.500	53.597.431	253.910.483

Resultados de VPL considerando receitas com comercialização de energia elétrica e créditos de carbono								
Método de Análise de Custos	VPL (R\$)		VPL (€)		VPL (US\$)		VPL (€)	
	EAP P90	EAP P50	EAP P90	EAP P50	EAP P90	EAP P50	EAP P90	EAP P50
Comparativa (<i>Top-Down</i>)	1.090.273.960	2.015.625.624	220.217.326	407.123.073	284.234.503	525.473.751	251.668.588	465.268.063
De Engenharia (<i>Bottom-Up</i>)	7.219.877	932.492.214	1.458.296	188.348.020	1.882.223	243.100.790	1.666.569	215.247.733
Paramétrica	623.614.272	1.548.965.936	125.959.779	312.865.527	162.576.287	403.815.535	143.949.254	357.548.730

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

As Tabelas 8.12 e 8.13 apresentam os resultados da TIR e do período de *payback* descontado da UEO, respectivamente:

Tabela 8.12 - Resultados da TIR obtidos para a UEO proposta

Resultados de TIR considerando receitas apenas com comercialização de energia elétrica			Resultados de TIR considerando receitas com comercialização de energia elétrica e de créditos de carbono		
Método de Análise de Custos	TIR (%)		Método de Análise de Custos	TIR (%)	
	EAP P90	EAP P50		EAP P90	EAP P50
Comparativa (<i>Top-Down</i>)	15,03	20,29	Comparativa (<i>Top-Down</i>)	17,45	22,87
De Engenharia (<i>Bottom-Up</i>)	8,32	13,06	De Engenharia (<i>Bottom-Up</i>)	10,51	15,37
Paramétrica	11,82	16,59	Paramétrica	14,00	18,97

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

Tabela 8.13 - Resultados do período de *payback* descontado para a UEO proposta

Resultados de <i>payback</i> descontado considerando receitas apenas com comercialização de energia elétrica			Resultados de <i>payback</i> descontado considerando receitas com comercialização de energia elétrica e de créditos de carbono		
Método de Análise de Custos	Payback Descontado (anos)		Método de Análise de Custos	Payback Descontado (anos)	
	EAP P90	EAP P50		EAP P90	EAP P50
Comparativa (<i>Top-Down</i>)	18,14	11,25	Comparativa (<i>Top-Down</i>)	13,75	10,04
De Engenharia (<i>Bottom-Up</i>)	Não ocorre dentro do ciclo de 30 anos	20,78	De Engenharia (<i>Bottom-Up</i>)	27,77	17,04
Paramétrica	23,36	15,22	Paramétrica	19,66	12,39

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

8.4.1.1 Discussão dos Resultados

Em 2018, o LCoE médio global das UEOs foi de US\$ 127/MWh (IRENA, 2019c). Entretanto, observa-se uma redução significativa no preço de comercialização da energia elétrica nos projetos europeus de UEOs leiloados desde 2016 e com previsão de início de operação entre 2021 e 2025, conforme dados apresentados na Tabela 7.18, item 7.7.1. Isto sugere uma redução no LCoE destes novos empreendimentos. O preço de venda da energia elétrica deve no mínimo igualar o LCoE dos empreendimentos para torná-los atrativos economicamente.

A partir dos dados apresentados na Tabela 7.18, verifica-se que o preço médio de venda de energia elétrica dos oito maiores projetos europeus já com decisão final de

investimento e com previsão de início de operação entre 2021 e 2025 foi de £ 60,42/MWh (US\$ 77,98/MWh). Destes projetos, o de menor preço de venda de energia foi o *Borssele 3 e 4*, na Holanda, com o valor de £ 47,98/MWh (US\$ 61,92/MWh).

Segundo análise da *BloombergNEF*, em 2019, os custos da energia elétrica produzida a partir de fonte eólica *offshore* foram reduzidos em 32% comparativamente ao ano de 2018 (LEE, 2019). Esta redução se deve principalmente à opção por novos modelos de aerogeradores com potência igual ou superior a 10 MW, que propiciam importante redução de custos no CAPEX das UEOs. O preço médio de referência da energia elétrica obtida a partir da fonte eólica *offshore* no segundo semestre de 2019 foi US\$ 78,00/MWh (LEE, 2019).

Musial *et al.* (2019) apresentaram estudo ao *U.S. Department of Energy*, resultante de uma pesquisa com compilação de estimativas e projeções de LCoE para UEOs com fundações fixas. Os dados pesquisados são provenientes de uma ampla gama de órgãos de pesquisas e consultorias especializadas. O gráfico da Figura 8.7 resume os resultados obtidos por Musial *et al.* (2019).

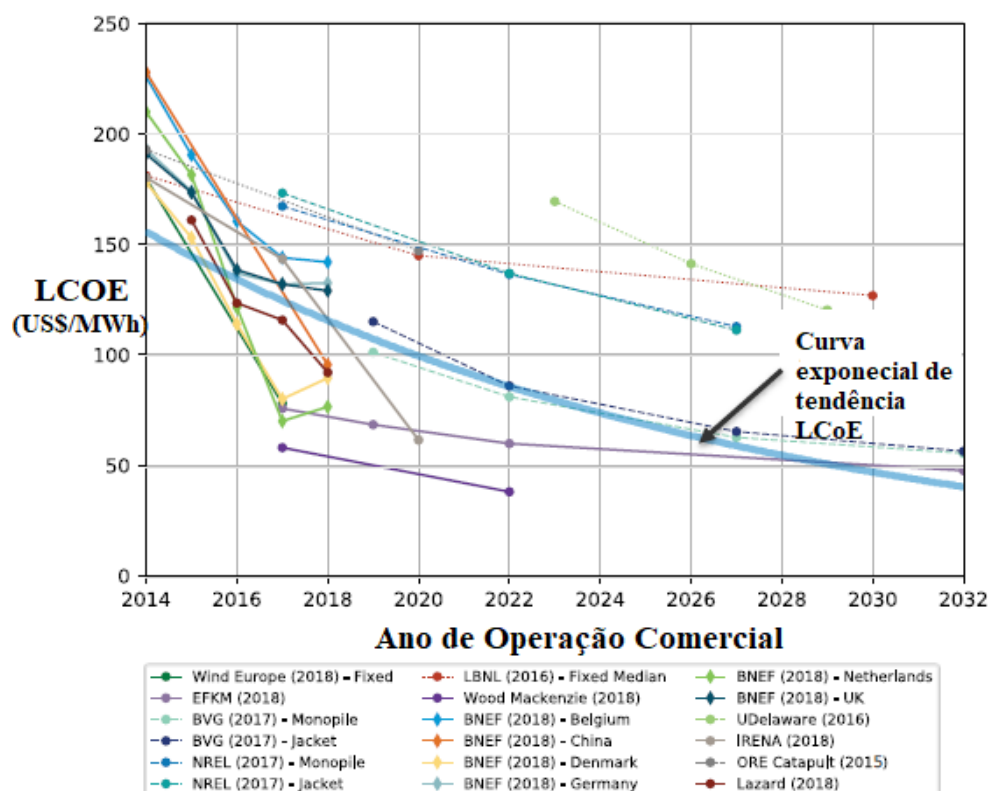


Figura 8.7 - Estimativas globais de LCoE para UEOs de fundação fixa
Fonte: Adaptado de Musial *et al.* (2019)

Na Figura 8.7, a curva azul mais espessa representa a linha de tendência com ajuste exponencial para os dados de LCoE mais recentes, publicados em 2018, assim como as projeções de Valpy *et al.* (2017), que se estendem até 2032. Esta linha de tendência apresentada por Musial *et al.* (2019) sugere uma queda nos valores de LCoE de aproximadamente US\$ 120/MWh em 2018 para US\$ 50/MWh até 2030. Para o período entre 2020 e 2026, é possível observar por meio da Figura 8.7 valores de LCoEs entre US\$ 100/MWh e US\$ 60/MWh.

Em setembro de 2019, ocorreu no Reino Unido o leilão *Round 4*, no qual teve-se como um dos vencedores o complexo *Dogger Bank*, com capacidade instalada total de 3,6 GW. O complexo é dividido em três usinas, *Dogger Bank A*, B e C, cada uma com 1,2 GW. O preço de venda da energia elétrica para as três usinas foi, respectivamente, de: (i) £39,65/MWh (US\$ 51,18/MWh), (ii) £41,61/MWh (US\$ 53,71/MWh) e (iii) £41,61/MWh (US\$ 53,71/MWh). A previsão é que o projeto de *Dogger Bank* tenha sua decisão final de investimento ao final de 2020, com início de operação das usinas entre 2023 e 2025 (DOGGER BANK, 2019).

A Tabela 8.10 apresenta os valores de LCoE obtidos neste estudo de caso. Para o cenário de produção energética P90, o LCoE calculado variou entre o mínimo de US\$ 53,92/MWh (R\$ 206,84/MWh) e o máximo de US\$ 65,15/MWh (R\$ 249,91/MWh), considerando-se as três abordagens de custos. Já para o cenário de maior produção energética, P50, o LCoE calculado variou entre US\$ 47,01/MWh (R\$ 180,33/MWh) e US\$ 56,80/MWh (R\$ 217,87/MWh).

Observa-se que os valores de LCoE obtidos são coerentes com a faixa de preços de venda de energia elétrica dos principais projetos europeus a serem entregues entre 2021 e 2025, bem como com as faixas de valores de LCoE apresentadas no estudo de Musial *et al.* (2019), conforme Figura 8.7.

Estes resultados sugerem que, respeitando-se as premissas deste estudo, os LCoEs da energia elétrica gerada a partir da UEO proposta são competitivos e com valores próximos aos LCoEs dos principais projetos de energia eólica *offshore* em execução no mundo.

O LCoE obtido para o cenário de produção energética P50 é 14,70% menor do que para P90, em todas as três abordagens de custos. Tal resultado era esperado, uma vez a geração de energia elétrica no cenário P50 é 14,70% maior do que em P90.

Conforme dados da Tabela 8.10, a abordagem de custos que resultou no menor LCoE foi a abordagem comparativa, seguida, em ordem crescente de valores, da abordagem paramétrica e da abordagem de engenharia. A variação entre o menor e o maior valor de LCoE em função da abordagem de custos foi de 20,82%, para ambos os cenários de produção energética (P50 e P90). Avaliou-se que o OPEX sensivelmente mais oneroso na abordagem de engenharia foi um fator preponderante, mas não único, para obtenção de LCoEs maiores nesta abordagem de custos comparativamente às outras.

Os menores valores de LCoE obtidos neste estudo para o cenário P90 de R\$ 206,84/MWh (US\$ 53,92/MWh) e para o cenário P50 de R\$ 180,33/MWh (US\$ 47,01/MWh) são 2,13 vezes e 1,86 vez maiores, respectivamente, ao preço mínimo de venda de R\$ 97/MWh (US\$ 25,3/MWh) da energia eólica *onshore* no Brasil, obtido no leilão A-6 de 2019 (CCEE, 2019).

Conforme os dados apresentados na Tabela 8.11, ao considerar as receitas da UEO provenientes da comercialização de energia elétrica, dos seis cenários analisados neste estudo, em cinco deles o VPL do empreendimento foi positivo, tendo por referência o valor de R\$ 234,63/MW como preço de venda da energia elétrica. Para a abordagem de custos comparativa, o VPL da UEO foi R\$ 698,85 milhões em P90 e R\$ 1,56 bilhão em P50; para a abordagem de custos paramétrica o VPL foi R\$ 232,19 milhões em P90 e R\$ 1,09 bilhão em P50; por fim, para abordagem de engenharia, o VPL foi negativo em P90, com valor de R\$ -384,20 milhões e em P50 o valor do VPL passar a ser positivo, com resultado de R\$ 483,59 milhões.

Ao considerar que a UEO gera receitas provenientes da comercialização de energia elétrica e de créditos de carbono, o VPL do empreendimento foi positivo em todos os seis cenários analisados neste estudo, conforme Tabela 8.11. A venda de créditos de carbono pelo preço de referência de US\$ 6/tCO₂ (R\$ 23,01/tCO₂), ao longo dos 25 anos de operação da usina, é responsável por 6,22% da receita total do empreendimento. Esta receita complementar provê VPLs adicionais de aproximadamente R\$ 391,4 milhões em P90 e R\$ 448,9 milhões em P50, considerando-se as três abordagens de custos. Cada US\$ 1/tCO₂ (R\$ 3,836/tCO₂) acrescenta R\$ 65,2 milhões de VPL em P90 e R\$ 74,8 milhões em P50, sob as premissas deste estudo. Tais resultados ressaltam a importância dos créditos de carbono como receita complementar ao caixa da UEO.

Com relação à taxa interna de retorno da usina, conforme dados apresentados na Tabela 8.12 e considerando-se as receitas obtidas apenas com a comercialização de

energia elétrica, dos 6 cenários analisados, em cinco deles a TIR foi superior à taxa mínima de atratividade, representada neste estudo pelo custo médio ponderado de capital, WACC, de 9,98%. Para a abordagem de custos comparativa, o resultado da TIR foi 15,83% no cenário P90 e 20,29% em P50. Na abordagem paramétrica, a TIR foi 11,82% em P90 e 16,59% em P50. O resultado da TIR foi 8,32% para o cenário P90 da abordagem de engenharia, único onde a TIR foi inferior à taxa mínima de atratividade de 9,88%. Já no cenário P50 da abordagem de engenharia, a TIR foi 13,06%, sendo assim superior à taxa mínima de atratividade. Com a receita adicional de créditos de carbono, a TIR foi superior à taxa mínima de atratividade de 9,88% em todos os cenários, sendo a menor TIR obtida igual a 10,51% para o cenário P90 da abordagem de engenharia.

Com relação ao período de *payback* descontado da UEO, conforme dados apresentados na Tabela 8.13 e considerando-se as receitas obtidas apenas com a comercialização de energia elétrica, dos seis cenários avaliados, em cinco deles o período de retorno ficou dentro dos 30 anos do ciclo de útil do empreendimento. Para a abordagem de custos comparativa, o período de *payback* descontado foi 18,14 anos para o cenário P90 e 11,25 anos para P50. Para a abordagem de custos paramétrica, o período foi de 23,36 anos para o cenário P90 e 15,22 anos para P50. Por fim, para a abordagem de custos de engenharia, o período de *payback* descontado não ocorre dentro do ciclo de 30 anos do empreendimento no cenário P90, entretanto, ocorre em 20,78 anos em P50.

Os resultados obtidos indicam que, apenas com receitas provenientes da venda de energia elétrica, a UEO proposta traria retorno financeiro em cinco de seis cenários avaliados, em horizonte de médio-longo prazo. Com a receita adicional de créditos de carbono, o período de *payback* descontado é atingindo dentro dos 30 anos do ciclo de vida útil do empreendimento em todos os cenários, sendo 27,77 anos o período de retorno mais longo, obtido no cenário P90 da abordagem de engenharia.

8.5 Análise de Sensibilidade dos Indicadores de Viabilidade Econômica

8.5.1 Custo Nivelado de Energia da UEO

Neste item são apresentados os resultados da análise de sensibilidade do LCoE da UEO proposta para as três abordagens de custo, considerando os dois cenários de produção energética (P50 e P90) e a receita proveniente apenas da comercialização de energia elétrica. A sensibilidade do LCoE foi analisada em função: (i) da taxa de câmbio;

(ii) do custo médio ponderado de capital, WACC; (iii) do prazo de financiamento da usina eólica.

A estratégia de análise de sensibilidade consistiu em avaliar o comportamento do LCoE variando apenas uma das três variáveis de influência, mantendo as outras duas constantes, conforme subitens a seguir:

8.5.1.1 Análise de Sensibilidade do LCoE em Função do Câmbio

As Figuras 8.8, 8.9 e 8.10 apresentam os resultados da análise de sensibilidade do LCoE em função da taxa de câmbio (£/R\$) para os seis cenários, mantendo constantes o prazo de financiamento do empreendimento de 16 anos e o WACC igual de 9,98%.

A partir da análise dos gráficos das Figuras 8.8, 8.9 e 8.10 evidencia-se a elevada sensibilidade do LCoE da UEO em função da taxa de câmbio. Variando-se a taxa de câmbio em 100%, o LCoE varia na mesma proporção. Para as três abordagens de custos, o LCoE em P90 é 14,70% maior do que em P50.

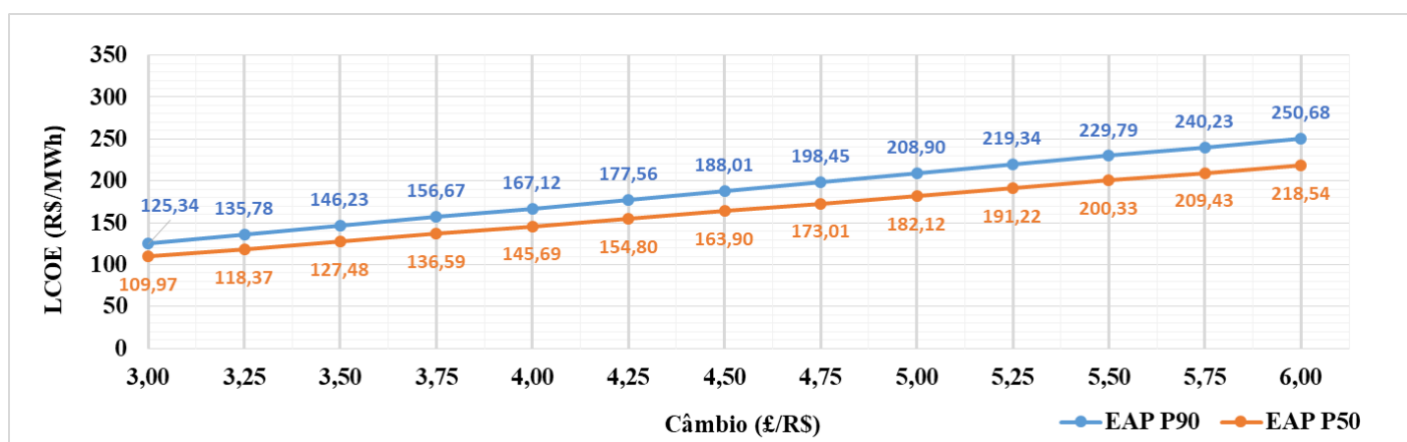


Figura 8.8 - Abordagem comparativa (*top-down*) – LCoE em função do câmbio (£/R\$)

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

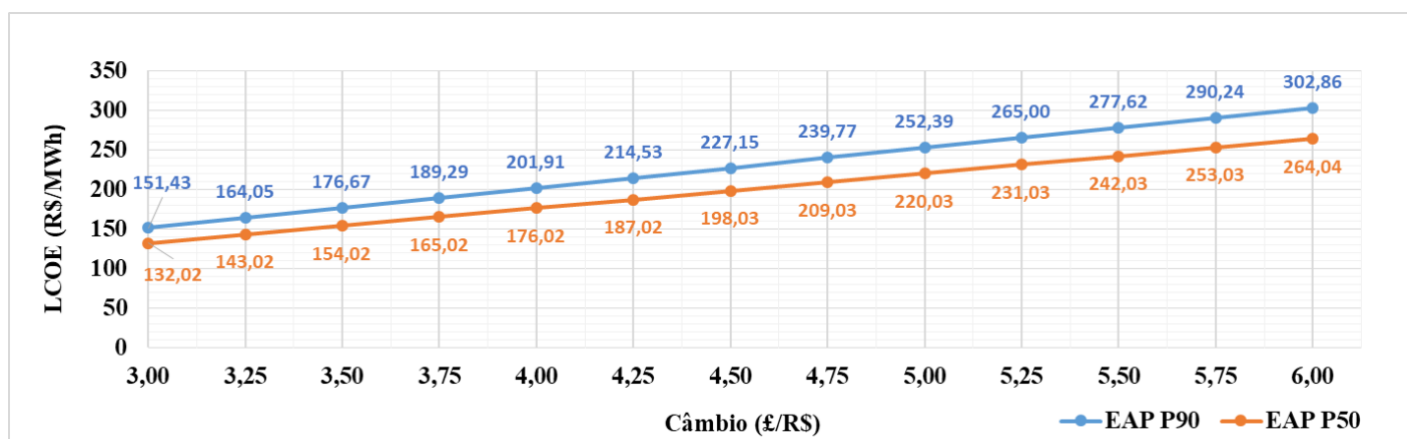


Figura 8.9 - Abordagem de engenharia (*bottom-up*) – LCoE em função do câmbio (£/R\$)

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

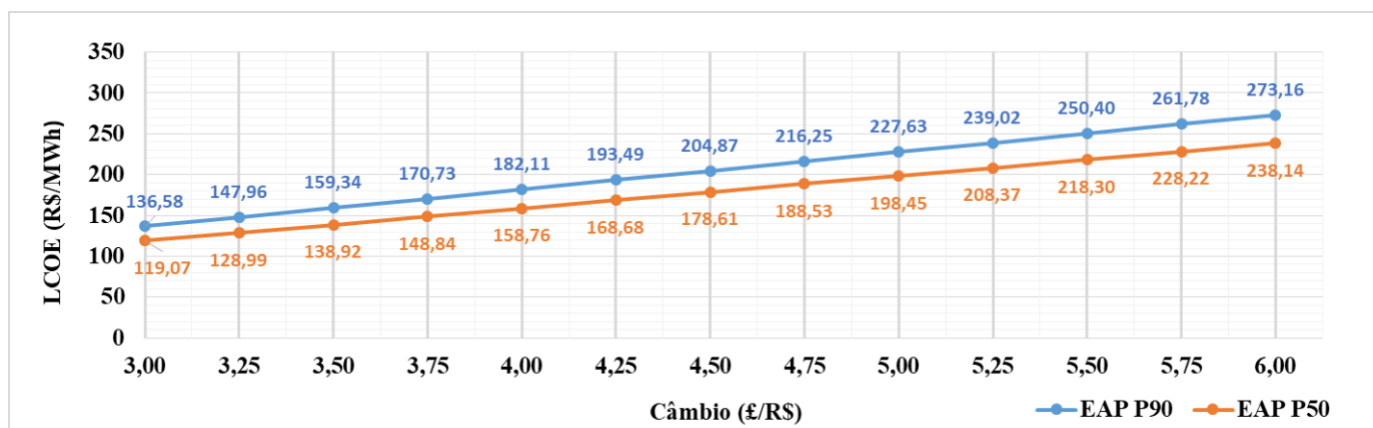


Figura 8.10 - Abordagem paramétrica – LCoE em função do câmbio (£/R\$)

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

8.5.1.2 Análise de Sensibilidade do LCoE em Função do WACC

As Figuras 8.11, 8.12 e 8.13 apresentam os resultados da análise de sensibilidade do LCoE para cada abordagem de custos, em função do custo médio ponderado de capital (WACC), mantendo-se constante a taxa de câmbio libra esterlina/real (£/R\$) em 4,9509. Diferentemente do caso base, nas análises de sensibilidade deste subitem, o WACC é igualmente aplicado ao longo de todos os anos do fluxo de caixa, e não somente nos 16 anos nos quais o financiamento do empreendimento da UEO está vigente.

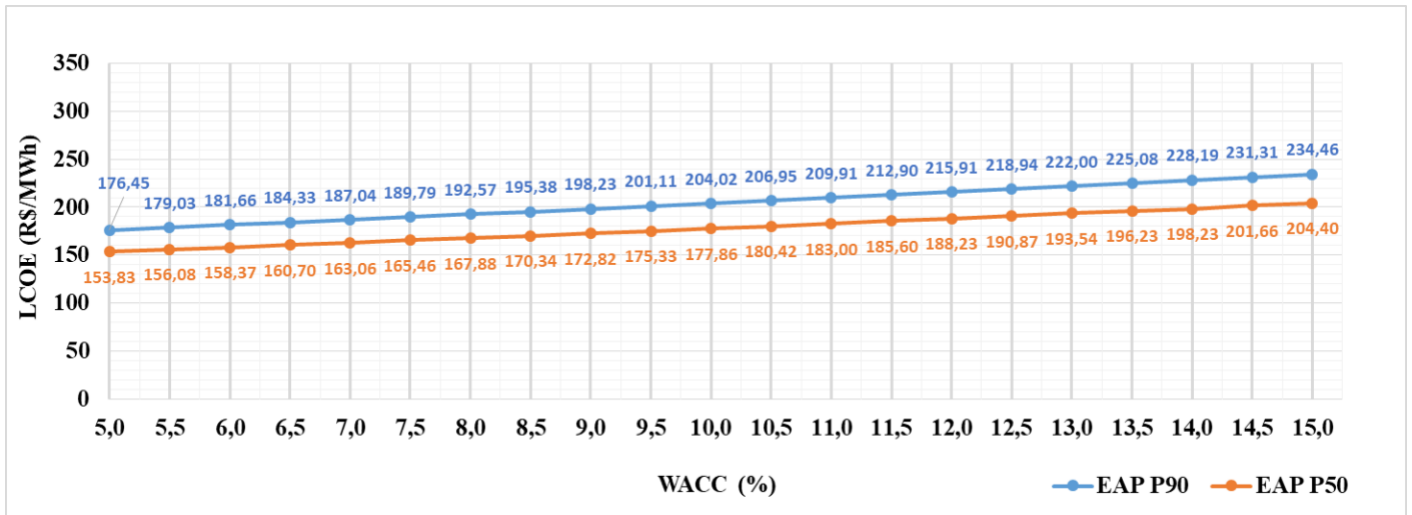


Figura 8.11 - Abordagem comparativa (*top-down*) – LCoE em função do WACC (%)
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

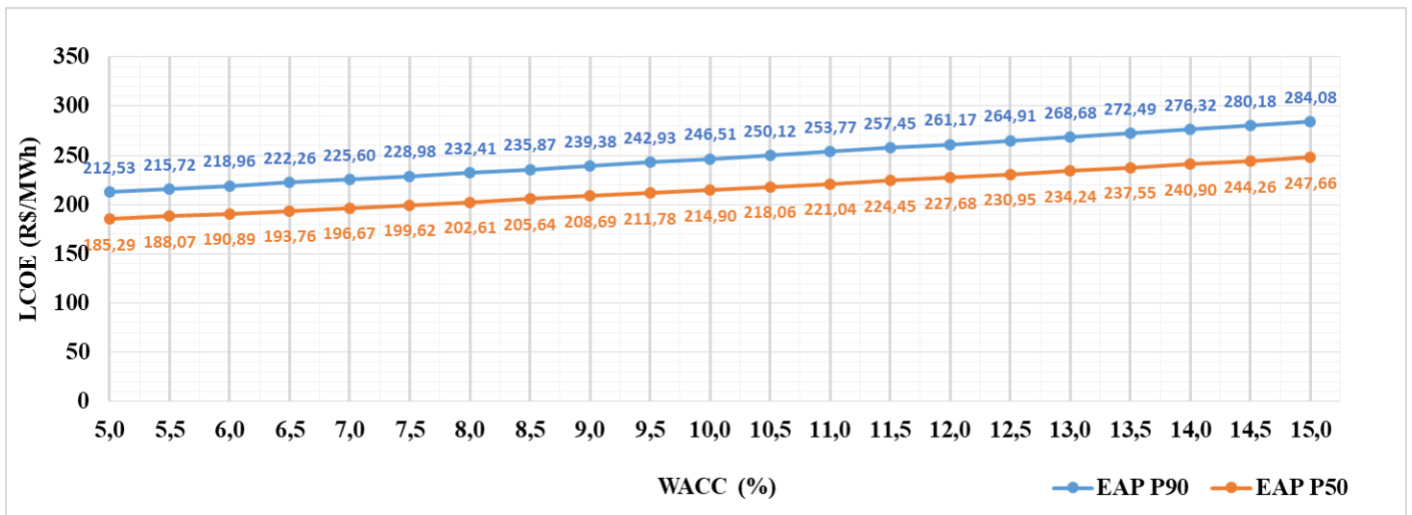


Figura 8.12 - Abordagem de engenharia (*bottom-up*) – LCoE em função do WACC (%)
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

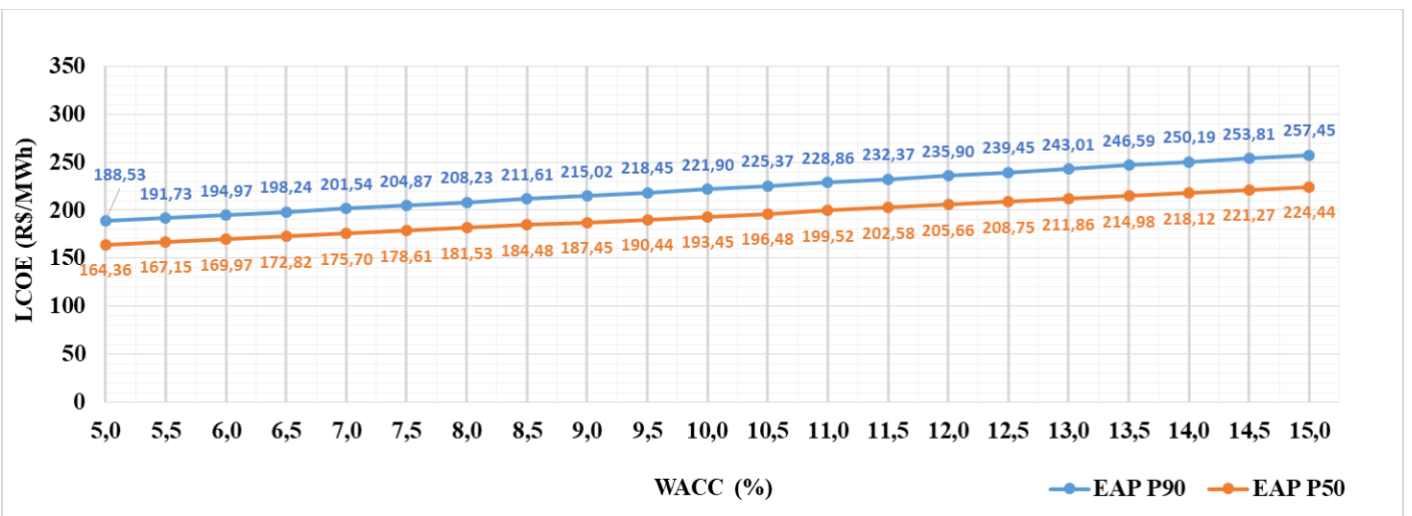


Figura 8.13 - Abordagem comparativa paramétrica – LCoE em função do WACC (%)
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

A partir da análise dos gráficos das Figuras 8.11, 8.12 e 8.13, foi calculado que uma variação de 5% para 15% no WACC resulta em: (i) aumento de 32,87% no LCoE obtido na abordagem comparativa; (ii) aumento de 33,66% no LCoE obtido na abordagem de engenharia e (iii) aumento de 36,55% no LCoE obtido na abordagem paramétrica. Para as três abordagens de custos, o LCoE em P90 é 14,7% maior do que em P50.

8.5.1.3 Análise de Sensibilidade do LCoE em Função do Prazo de Financiamento

As Figuras 8.14, 8.15 e 8.16 apresentam os resultados da análise de sensibilidade do LCoE em função do prazo de financiamento do empreendimento da UEO, mantendo constantes o WACC de 9,98% e a taxa de câmbio (£/R\$) de 4,9509.

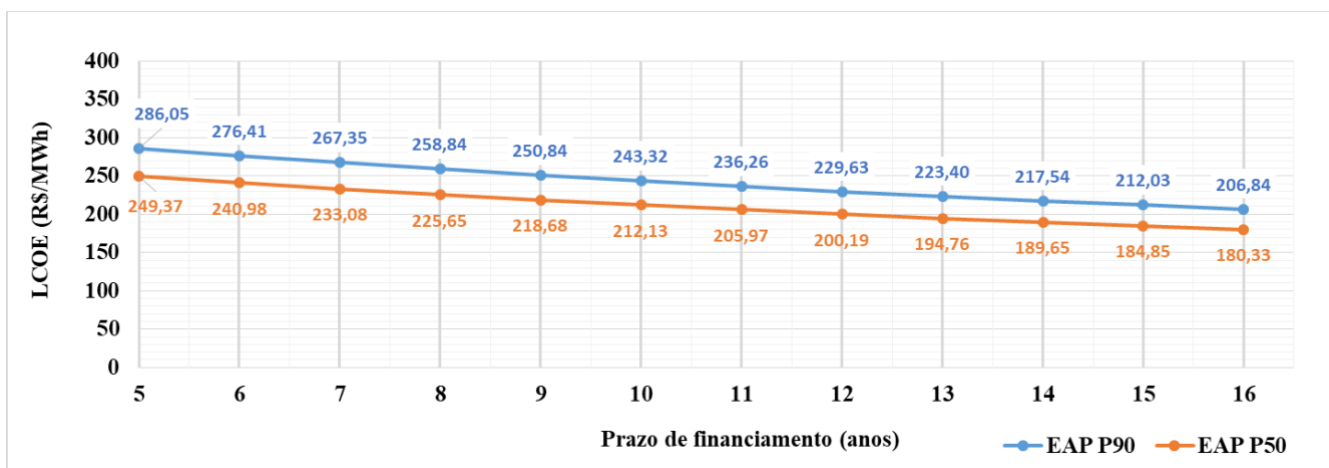


Figura 8.14 - Abordagem comparativa (*top-down*) – LCoE em função do prazo de financiamento

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

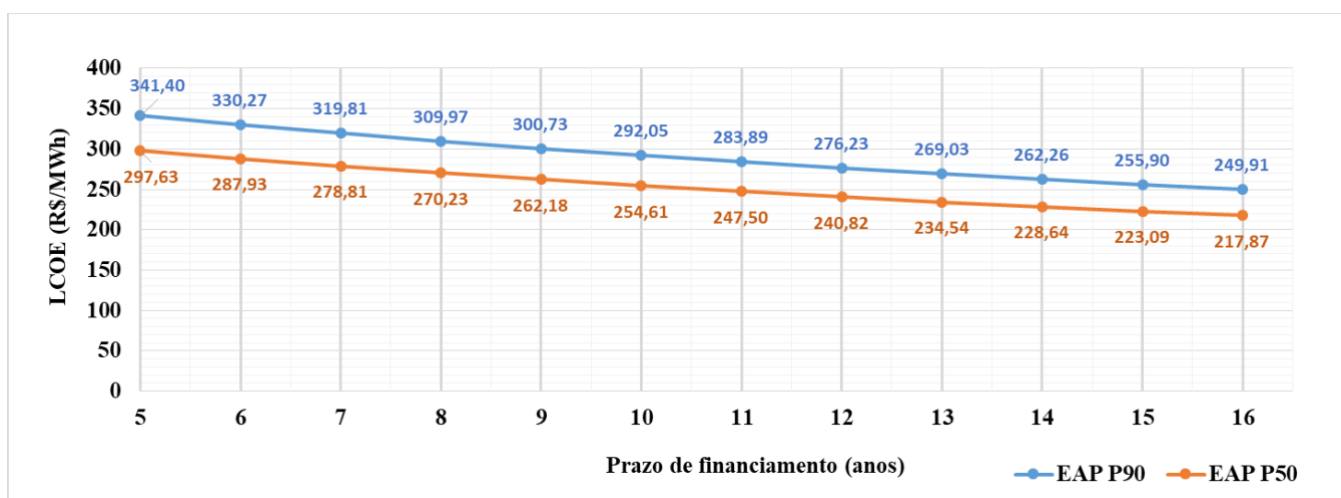


Figura 8.15 - Abordagem de engenharia (*bottom-up*) – LCoE em função do prazo de financiamento

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

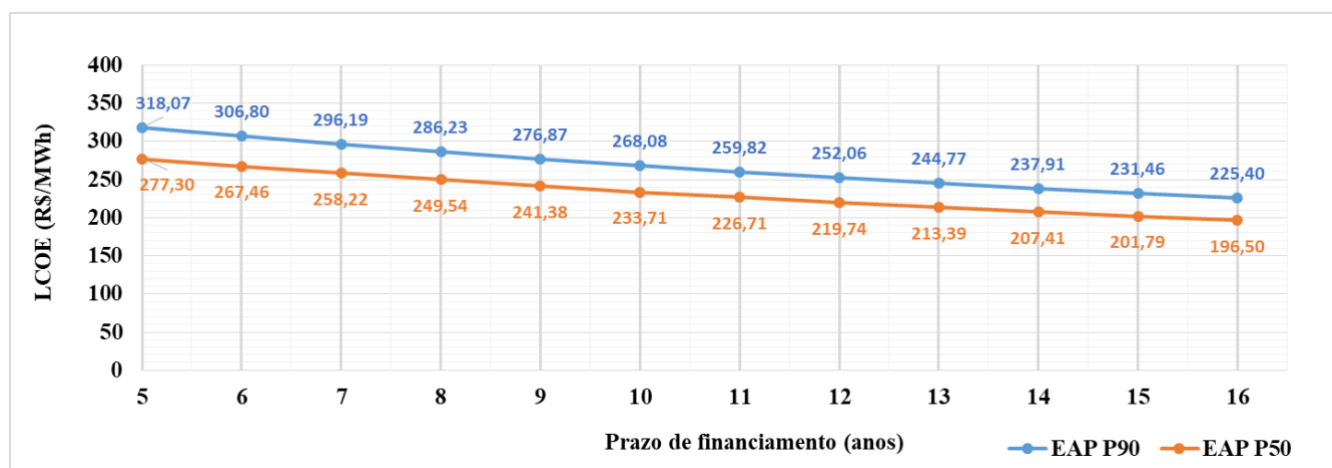


Figura 8.16 - Abordagem paramétrica – LCoE em função do prazo de financiamento

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

A partir da análise dos gráficos das Figuras 8.14, 8.15 e 8.16 observa-se que a redução do prazo de financiamento de 16 anos para 5 cinco anos resultou em: (i) aumento de 38,3% no LCoE obtido na abordagem comparativa; (ii) aumento de 36,6% no LCoE obtido na abordagem de engenharia e (iii) aumento de 41,1% no LCoE obtido na abordagem paramétrica. Para as três abordagens de custos, o LCoE em P90 é 14,7% maior do que em P50.

8.5.2 Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno da UEO

Neste item são apresentados os resultados da análise de sensibilidade do VPL e da TIR da UEO proposta para as três abordagens de custo, considerando os dois cenários de produção energética (P50 e P90). A sensibilidade do VPL e TIR foi analisada em função do preço de venda da energia elétrica produzida (R\$/MWh).

8.5.2.1 Análise de Sensibilidade do VPL em Função do Preço da Energia Elétrica

As Figuras 8.17, 8.18 e 8.19 apresentam os resultados da análise de sensibilidade do VPL em função do preço de venda da energia elétrica produzida, o qual varia entre R\$ 96/MWh e R\$ 336/MWh, mantendo-se constante as demais variáveis: (i) prazo de financiamento do empreendimento, em 16 anos; (ii) WACC de 9,98% (iii) taxa de câmbio (£/R\$) de 4,9509;

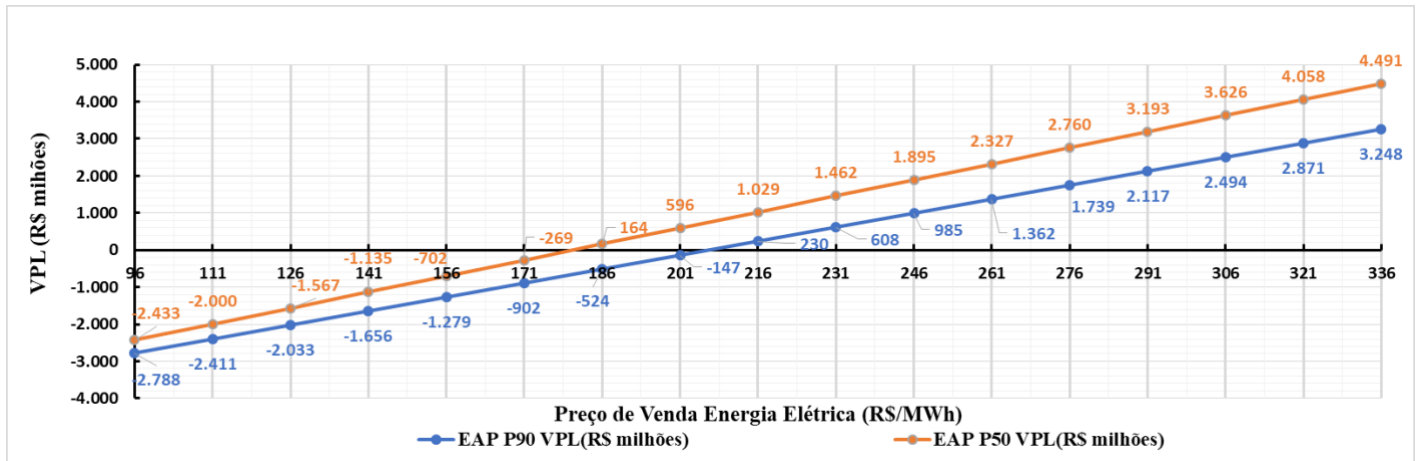


Figura 8.17 - Abordagem comparativa (*top-down*) – VPL em função do preço de venda da energia elétrica
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

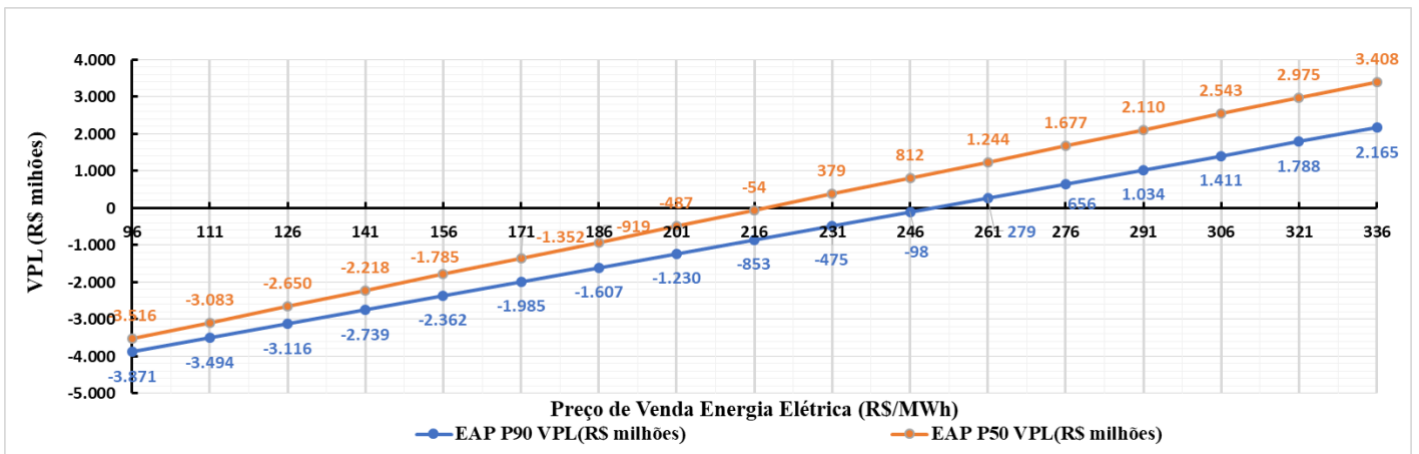


Figura 8.18 - Abordagem de engenharia (*bottom-up*) – VPL em função do preço de venda da energia elétrica
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

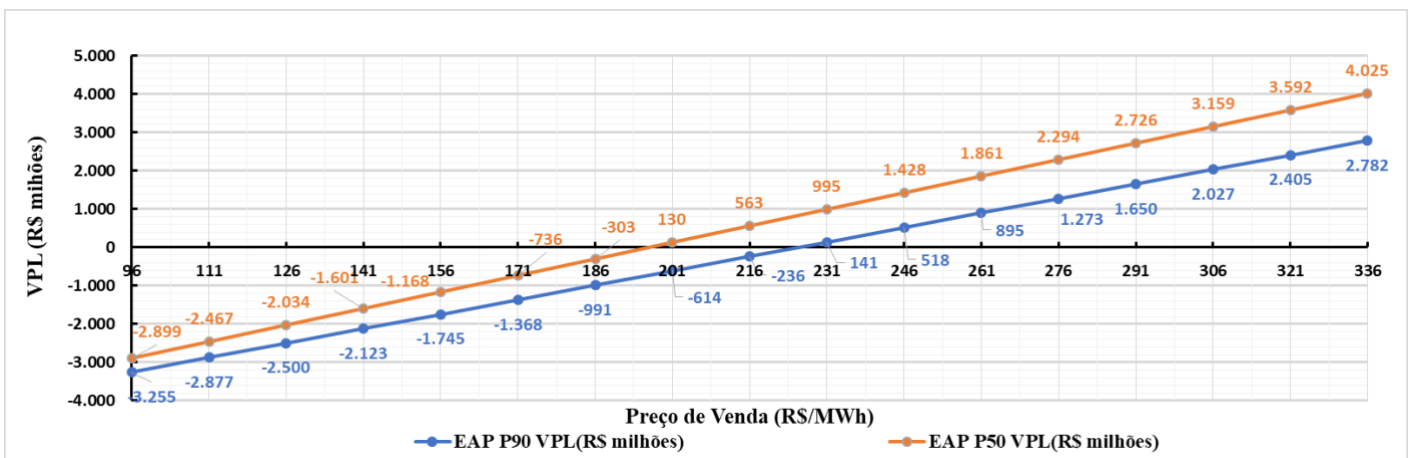


Figura 8.19 - Abordagem paramétrica – VPL em função do preço de venda da energia elétrica
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

A partir das Figuras 8.17, 8.18 e 8.19 é possível observar que o VPL da usina se torna nulo quando o preço de venda da energia elétrica iguala o respectivo LCoE de cada cenário considerado, conforme valores apresentados na Tabela 8.10. Nas situações em que o preço de venda da energia elétrica assume valores maiores que o respectivo LCoE de cada cenário, o VPL da UEO se torna crescentemente positivo.

8.5.2.2 Análise de Sensibilidade da TIR em Função do Preço da Energia Elétrica

As Figuras 8.20, 8.21 e 8.22 apresentam os resultados da análise de sensibilidade da TIR em função do preço de venda da energia elétrica, mantendo constante as demais variáveis do fluxo de caixa, nas mesmas condições apresentadas no item 8.5.2.1.

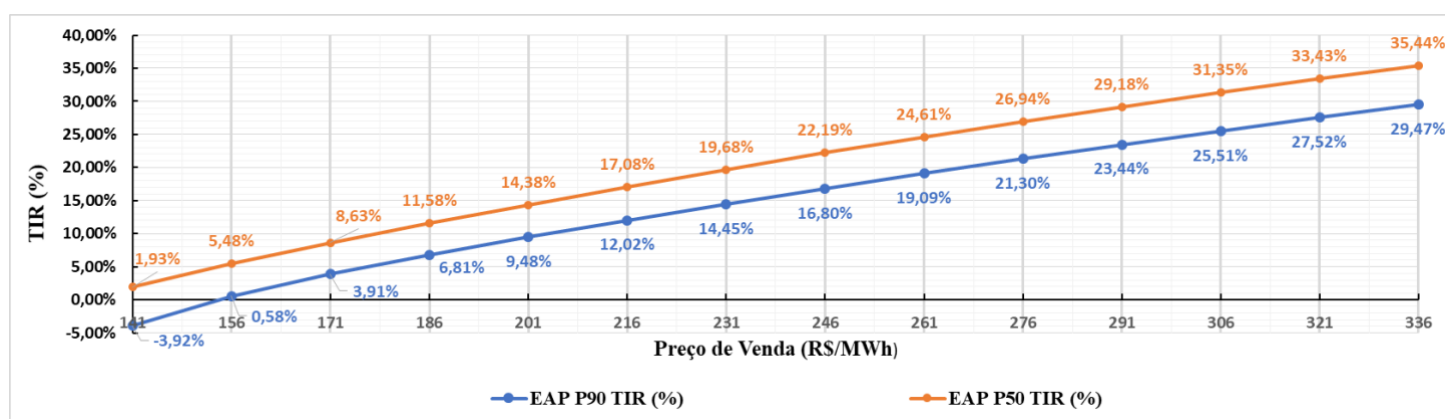


Figura 8.20 - Abordagem comparativa – TIR em função do preço de venda da energia elétrica
Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

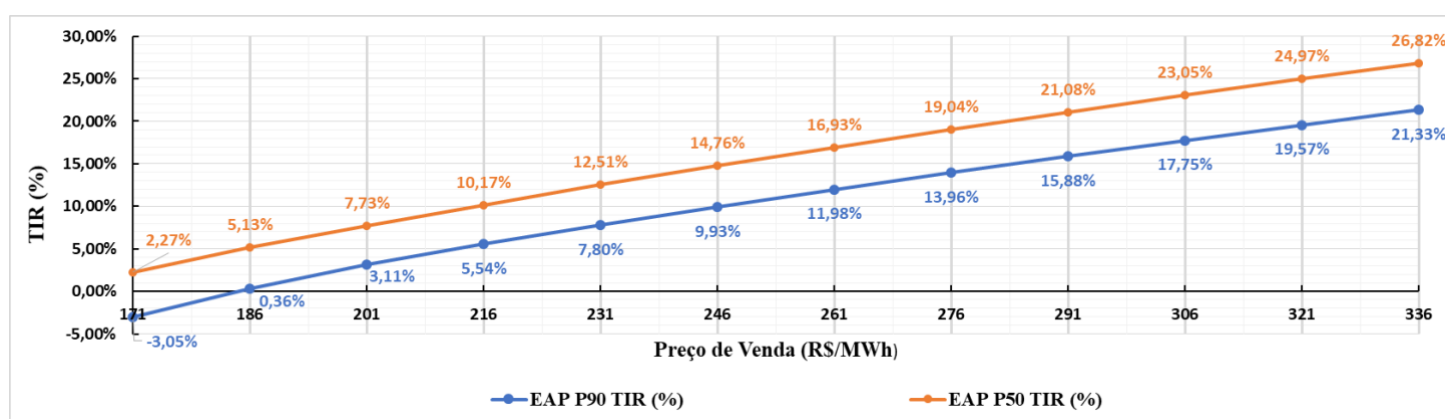


Figura 8.21 - Abordagem de engenharia – TIR em função do preço de venda da energia elétrica
Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

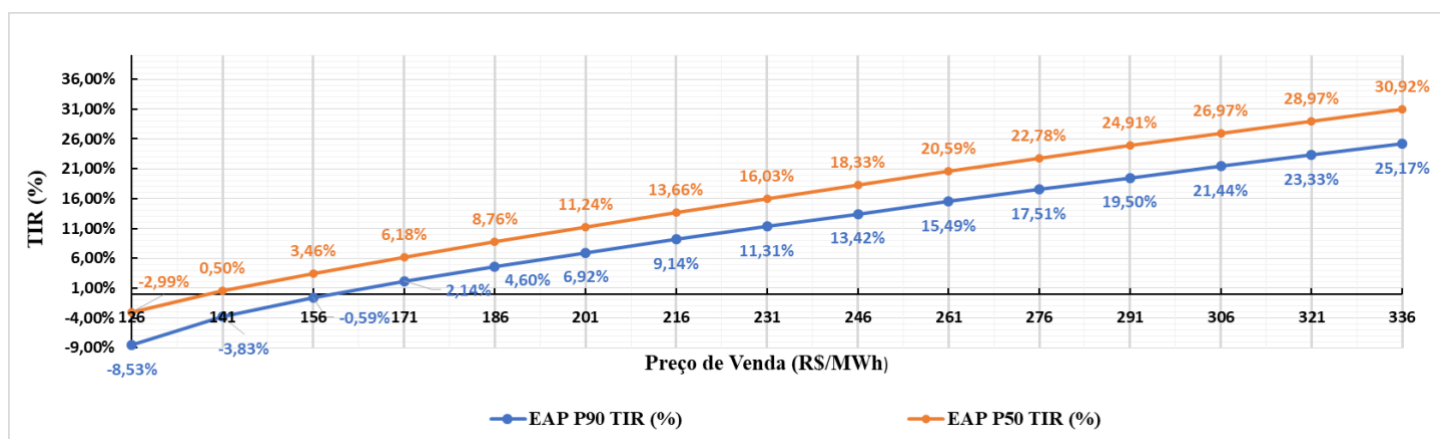


Figura 8.22 - Abordagem paramétrica – TIR em função do preço de venda da energia elétrica
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

Considerando-se a situação em que o preço de venda da energia elétrica iguala o respectivo LCoE de cada cenário considerado, conforme valores apresentados na Tabela 8.10, a TIR do empreendimento se torna igual a 10,4%. Este valor da TIR é uma taxa que se situa entre o WACC de 9,98% e o Ke de 10,59%, que são as taxas de desconto utilizadas ao longo dos anos no fluxo de caixa do empreendimento da UEO. Quando a TIR assume valores maiores que 10,4%, significa que o preço de venda da energia elétrica passar a ser maior do que o LCoE e, então, a UEO passa a ter VPLs positivos.

A partir das Figuras 8.20, 8.21 e 8.22 é possível observar o crescimento da TIR para os seis cenários propostos, com o aumento do preço de venda da energia elétrica produzida na UEO. Conforme discutido anteriormente, quando a TIR alcança valores superiores a 10,4%, o VPL da usina passa a ser positivo para todos os cenários analisados.

CAPÍTULO 9 – CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

Neste capítulo são apresentadas as considerações finais e conclusões da pesquisa, com o registro das limitações do estudo e sugestões para trabalhos futuros.

9.1 Considerações sobre as Bases Teóricas do Trabalho

No capítulo 2, a partir da revisão de literatura, foram analisados os principais mecanismos de geração dos ventos, bem como sua característica intrinsecamente variável, temporal e espacialmente. Ainda nesse capítulo, foram detalhados temas associados ao tratamento matemático e estatístico necessário para o estudo do aproveitamento energético do recurso eólico.

No capítulo 3, foi levantado o potencial eólico *offshore* existente em escala global e nacional. No Brasil, a EPE (2020) estima o potencial eólico do país em 697 GW e uma produção energética de 2.536 TWh, a 100 m de altura, em áreas marítimas com profundidade de até 50 m e com velocidade média do vento igual ou superior a 7 m/s. Esta produção representa 4,74 vezes o consumo anual de eletricidade no Brasil em 2018, de 535,4 TWh. Destaca-se que este potencial se encontra em águas rasas, mais facilmente aproveitável com tecnologias *offshore* em estágio de maior maturidade, já consolidadas na instalação e operação de usinas eólicas marítimas em outros países.

A região Nordeste destaca-se como a de maior potencial eólico *offshore* no Brasil, especialmente entre o Maranhão e a porção setentrional do Rio Grande do Norte, região sob forte influência dos ventos alísios e com áreas *offshore* de fatores de capacidade elevados, entre 50% e 65%, valores acima da média nacional *onshore* de 42,2% (ABEEÓLICA, 2019) e da média mundial de 43% das usinas *offshore* já em operação (IRENA, 2019c).

A revisão de literatura apresentada no capítulo 4 permitiu a identificação dos principais elementos que compõem um sistema de energia eólica *offshore*. A partir dela, observou-se que as usinas marítimas são empreendimentos que exigem equipamentos de alta sofisticação tecnológica, aptos à operação em ambientes hostis e agressivos à integridade de sistemas, bem como soluções logísticas complexas, especialmente para instalação dos equipamentos em alto mar.

Outro aspecto importante abordado no capítulo 4 foi avaliação do recurso eólico. Além de fornecer informações sobre o comportamento e características do vento em uma determinada localidade e, conseqüentemente, do seu conteúdo energético, esta atividade permite selecionar o tipo mais apropriado de aerogerador a ser instalado. Atualmente, a tecnologia LIDAR se mostra confiável e de melhor relação custo-benefício para medições *in situ* de velocidade do vento em ambientes marítimos.

No capítulo 5, houve a identificação do ciclo de vida útil de uma UEO e a estrutura de custos existente nele. As macrofases de *fabricação e aquisição e operação e manutenção* são as mais onerosas do ciclo e respondem por mais de 80% dos custos dos projetos mais recentes de UEOs. Identificou-se também que as variáveis internas ao projeto de maior influência nos custos de uma usina marítima são: (i) a capacidade instalada da usina; (ii) a potência dos aerogeradores; (iii) o tempo de vida útil operacional, (iv) a distância à costa da usina e (v) a profundidade marítima da usina.

A revisão bibliográfica sistemática apresentada no capítulo 6 para as abordagens de custos comparativa, de engenharia e paramétrica permitiu a identificação do estado da arte para este assunto, no que tange às usinas eólicas marítimas. O estudo dos custos levou à compreensão de que UEOs são empreendimentos de grande porte e intensivos em capital, em geral com retorno de médio e longo prazo. Os custos associados à energia eólica *offshore* experimentaram significativa redução ao longo da última década, especialmente nos leilões de energia realizados na Europa, após o ano de 2017.

A conjunção entre o aumento da potência dos aerogeradores, que permite ganhos de escala, o amadurecimento da cadeia de valor *offshore* e a diminuição dos custos de instalação, de operação e manutenção (O&M) e financeiros associados às UEOs resultam em custos nivelados de energia cada vez mais competitivos para esta fonte energética em países que já geram eletricidade a partir de usinas eólicas marítimas, permitindo a existência de projetos de usinas *offshore* viáveis economicamente, sem a necessidade de subsídios governamentais.

9.2 Conclusões do Estudo de Caso

Considerando-se a UEO de 1GW proposta neste estudo de caso, localizada a cerca de 20 km da costa do município de Guamaré/RN, em profundidade marítima variando entre 10 e 20 metros, localizada nas coordenadas *Latitude: 4° 55,01'S; Longitude: 36° 22,44'W*, conclui-se que:

- A velocidade média anual dos ventos a 100 m de altura foi de 10,81 m/s, com desvio padrão de 2,51 m/s. O fator de forma k e o fator de escala c da distribuição de Weibull obtidos foram de 5,69 e 11,82 m/s, respectivamente. A magnitude do fator de forma obtido acentua o pico da curva da função densidade de probabilidade, indicando a regularidade característica dos ventos alísios que sopram na região, com menor variabilidade em torno da média e baixa probabilidade de ocorrência de rajadas.
- O período entre os meses de julho a novembro são os com ventos de maior velocidade, mais atrativos para aproveitamento energético na área em estudo. Tais resultados corroboram com a observação empírica, visto que este período é conhecido com o de “safra dos ventos” na região Nordeste e, em especial, no Rio Grande do Norte. O inverno é a estação do ano de ventos mais intensos, com velocidade média de 12,10 m/s e desvio padrão de 2,15 m/s. Por outro lado, o verão é a estação de ventos menos intensos, com velocidade média de 9,77 m/s e desvio padrão de 2,45 m/s.
- Os ventos alísios sopram na região predominantemente na direção colateral de sudeste (SE), com ângulo de direção médio de 114°. A direção subcolateral este-sudeste (ESE) é a direção mais frequente dos ventos alísios na área em estudo.
- Com relação à produção energética anual, os resultados obtidos para o primeiro ano de operação da UEO proposta foram de: (i) $EAP_{Bruta} = 64,83$ GWh/ano; (ii) $EAP_{P50} = 54,34$ GWh/ano e (iii) $EAP_{P90} = 47,38$ GWh/ano.
- Considerando-se as premissas adotadas e os 25 anos de operação, a estimativa de produção energética total da usina proposta para os cenários P50 e P90 foi de respectivamente: (i) $ETP_{UEO P50} = 128.013$ GWh; $ETP_{UEO P90} = 111.602$ GWh.
- Os fatores de capacidade obtidos para a UEO nos cenários P50 e P90 foram, respectivamente, 62% e 54%. Estes resultados indicam fatores de capacidade superiores ao fator de capacidade médio global de 43% para usinas eólicas marítimas. É esperado que novos projetos de UEOs apresentem fatores de capacidade superiores a 40% em condições moderadas de ventos e acima de 50% em áreas com recursos eólicos de alta qualidade (IEA, 2019).
- Considerando-se a premissa da taxa de 0,5% ao ano de perda de produção energética dos aerogeradores, os fatores de capacidade médios da usina ao longo de 25 anos para os cenários P50 e P90 foram, respectivamente, 58% e 51%.
- A estimativa do número médio de residências e habitantes abastecidos com energia elétrica a partir da UEO proposta, considerando-se as médias nacionais de consumo,

são: (i) 2.481.538 residências ou (ii) 1.863.056 habitantes. Os demais resultados em âmbito regional (Nordeste) e estadual (RN) se encontram no item 8.2.4.

- Os LCoEs calculados para os cenários de abordagem de custos comparativa, de engenharia e paramétrica, considerando apenas a produção energética P90 da usina, foram respectivamente: (i) R\$ 206,84/MWh; (ii) 249,91/MWh e (iii) 225,40/MWh;
- Os LCoEs calculados para os cenários de abordagem de custos comparativa, de engenharia e paramétrica, considerando a produção energética P50 da usina, foram respectivamente: (i) R\$ 180,33/MWh; (ii) 217,87/MWh e (iii) 196,50/MWh;
- Considerando-se as premissas deste estudo, os LCoEs da energia elétrica gerada a partir da UEO proposta são competitivos e com valores próximos aos LCoEs dos principais projetos de energia eólica *offshore* em execução no mundo.
- Com relação ao valor presente líquido do empreendimento da UEO proposta, dos seis cenários analisados neste estudo, em cinco deles o VPL do projeto foi positivo, considerando-se apenas receitas com comercialização de energia elétrica, a um preço de referência de R\$ 234,63/MW. Para abordagem de custos comparativa, o VPL da UEO foi R\$ 698,85 milhões no cenário P90 e R\$ 1,56 bilhão no cenário P50. Para abordagem de custos paramétrica o VPL foi R\$ 232,19 milhões em P90 e R\$ 1,09 bilhão em P50. O VPL foi negativo para o cenário P90 da abordagem de engenharia, com valor de R\$ -384,20 milhões. Já no cenário P50 o valor do VPL foi positivo, com resultado de R\$ 483,59 milhões.
- Com relação à taxa interna de retorno da UEO proposta neste estudo, dos 6 cenários analisados, em cinco deles a TIR foi superior à taxa mínima de atratividade, WACC, de 9,98%. Para a abordagem de custos comparativa, o resultado da TIR foi 15,03% no cenário P90 e 20,29% em P50. Na abordagem paramétrica, a TIR foi 11,82% em P90 e 16,59% em P50. O resultado da TIR foi 8,32% para o cenário P90 da abordagem de engenharia, único cenário onde a TIR foi inferior à taxa mínima de atratividade de 9,88%. Já no cenário P50 da abordagem de engenharia, a TIR foi 13,06%.
- Com relação ao período de *payback* descontado do empreendimento da UEO, em cinco deles o período de retorno ficou dentro dos 30 anos do ciclo de útil. Para a abordagem de custos comparativa, o período de *payback* descontado foi 18,14 anos para o cenário P90 e 11,25 anos para P50. Para a abordagem de custos paramétrica, o período foi 23,36 anos para o cenário P90 e 15,22 anos para P50. Por fim, para a abordagem de custos de engenharia, o período de *payback* descontado não ocorre

dentro do ciclo de 30 anos do empreendimento no cenário P90, entretanto, ocorre em 20,78 anos em P50.

- A eventual venda de créditos de carbono pelo preço de referência de US\$ 6/tCO₂ (R\$ 23,01/tCO₂) proveria, em 25 anos de operação da UEO, 6,22% da receita total do empreendimento e VPLs adicionais de aproximadamente R\$ 391,4 milhões em P90 e R\$ 448,9 milhões em P50, considerando-se as três abordagens de custos. Cada US\$ 1/tCO₂ (R\$ 3,836/tCO₂) acrescenta R\$ 65,2 milhões de VPL em P90 e R\$ 74,8 milhões em P50, sob as premissas deste estudo. Tais resultados destacam a importância dos créditos de carbono como receita complementar ao caixa da UEO.

9.2.1 Limitações do Estudo de Caso

- As estimativas de produção energética obtidas neste estudo foram calculadas a partir de medições indiretas de velocidade do vento, a partir de um produto de satélite, o BSW. Para qualificação de um projeto real, dados de medições de velocidade *in situ* são importantes, no intuito de se diminuir a incerteza das medições de velocidade e obter a “verdade do mar”. Quanto mais precisas as medições de velocidades, menor a probabilidade das estimativas de produção energética estarem sub ou superdimensionadas. Entretanto, para fins acadêmicos ou para projetos preliminares (conceituais) de usinas eólicas, avalia-se que os dados oriundos de produtos de satélites robustos e confiáveis atendem aos objetivos.
- As referências de custos utilizadas neste estudo de caso provêm de projetos europeus. Na Europa, já existe mercado e cadeia de valor da indústria eólica *offshore* consolidados, em maior estágio de maturidade. No Brasil, ainda não há uma indústria *offshore* com cadeia de valor consolidada para o setor eólico, como já existe para o setor de óleo e gás. Desta forma, os custos utilizados neste estudo podem não refletir com fidelidade as particularidades no que tange à infraestrutura portuária e à indústria naval.
- Neste estudo de caso não foram considerados: (i) impostos sobre a receita proveniente da geração de energia elétrica da UEO, (ii) taxas operacionais e (iii) tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia. Tal opção se deu porque, no Brasil, ainda não estão consolidadas as regulamentações técnica e tributária para o setor eólico *offshore*. Outro aspecto é que, no futuro, poderá haver políticas de incentivos fiscais (subsídios) para consolidação desta fonte energética no país.

- Não fez parte do escopo deste trabalho a investigação dos custos com a transmissão e distribuição da energia elétrica gerada pela UEO no Sistema Interligado Nacional (SIN). O foco neste estudo foram os custos associados ao financiamento, construção, operação, manutenção e descomissionamento da UEO.
- Taxas de câmbio tendem a flutuar ao longo do tempo e taxas de inflação são específicas para cada moeda. Para comparações, todos os valores monetários devem ser convertidos em valores padronizados. Estas conversões podem causar erros e tendências. Ademais, a inflação no Brasil não foi considerada neste estudo.
- As variações no preço de *commodities*, como petróleo e minério de ferro, apresentam forte influência no custo de insumos e recursos logísticos para instalação de UEOs, impactando diretamente no custo de aerogeradores, cabos e fundações. O presente estudo não considerou a influência de longo prazo destas variações nos custos das UEOs.
- A região Nordeste do Brasil, especialmente em sua porção setentrional, apresenta ventos marítimos intensos sobre águas rasas, o que é uma vantagem especialmente relevante para a construção de usinas eólicas marítimas. Entretanto, há deficiências de estrutura portuária na região, tanto em termos de quantidade de portos, quanto das instalações dos portos existentes. Adicionalmente, a distância dos portos à usina é uma variável importante para consolidação dos custos do empreendimento. O aumento desta distância afeta diretamente os custos de instalação dos equipamentos e estruturas da UEO, pois aumenta o tempo em trânsito das embarcações responsáveis pela instalação, as quais geralmente são contratadas por diárias de serviço. Este trabalho não estuda o impacto da distância dos portos existentes na região no custo da UEO proposta, tampouco a adequação das instalações portuárias existentes.
- Os custos considerados como referência para este estudo, levantados do mercado europeu, podem ser maiores, em alguns componentes, quando comparados à realidade do Brasil. Por exemplo, no estudo descrito no relatório FOWIND (2018) para implantação de usinas eólicas marítimas na Índia, realizado com especialistas europeus, os custos na Índia foram avaliados como menores do que na Europa, mesmo com a experiência da cadeia produtiva da Europa. Desta forma, uma limitação deste estudo foi não considerar a tropicalização dos custos para o Brasil.

9.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

Para futuros trabalhos, registram-se as seguintes sugestões:

- Estudo para desenvolvimento de um programa computacional com auxílio de sistemas de informação geográfica (GIS) que possibilite, de maneira flexível, agregar características técnicas das UEOs, dados meteoceanográficos, de custos e logísticos para simular valores de LCoE ao longo da costa brasileira, indicando as áreas mais favoráveis para construção de usinas marítimas.
- Estudo para analisar a viabilidade técnico-econômica de uma UEO flutuante em águas profundas, no Brasil.
- Estudo para analisar a produção energética de uma usina marítima híbrida (eólica-fotovoltaica, eólica-ondomotriz, eólica-maremotriz), no Brasil.
- Estudo detalhado das tecnologias emersas e submersas de inspeção e manutenção de usinas eólicas *offshore*, com investigação de custos.
- Estudo para analisar a influência de tributos, impostos e taxas no LCoE de usinas eólicas marítimas no Brasil.
- Estudo para quantificar os custos de transmissão e distribuição da energia elétrica da UEO proposta neste estudo e para definir a melhor localização da subestação *onshore*.

REFERÊNCIAS

ABDELHADY, S.; BORELLO, D.; SHABAN, A. Assessment of levelized cost of electricity of offshore wind energy in Egypt. 2017. *Wind Engineering*, v. 41, n.3, p. 160-173, 2017.

ABEEÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2018.**, 2019. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/05/Boletim-Anual_2018.pdf>

AL-NASSAR, W. K. *et al.* Feasibility of offshore wind energy as an alternative source for the state of Kuwait. **Energy**, v. 169, p. 783–796, 2019.

AKDAĞ, S. A.; DINLER, A. A new method to estimate Weibull parameters for Wind energy applications. **Energy Conversion and Management**, v. 50, n. 7, p. 1761–1766, jul. 2009.

AL-NASSAR, W. K. *et al.* Feasibility of offshore wind energy as an alternative source for the state of Kuwait. **Energy**, v. 169, p. 783–796, 2019.

AMARAL, B. M. **Modelos VARX para Geração de Cenários de Vento e Vazão Aplicados à Comercialização de Energia.** 2011. 155 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/>>. Acesso em: 04 out. 2019.

AMARAL, L.; CASTRO, R. Offshore wind farm layout optimization regarding wake effects and electrical losses. **Engineering Applications of Artificial Intelligence**, v. 60, n. November 2016, p. 26–34, 2017.

AMARANTE, O. A. C. do *et al.* **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, Ministério de Minas e Energia - Brasília, Brasil, 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm>. Acesso em: 21 set. 2019.

AMARANTE, O. A. C. do *et al.* **Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte.** [s.l]: Cosern - Aneel, 2003. 58 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_RN.pdf>. Acesso em: 21 set. 2019.

ANAYA-LARA, O. *et al.* **Offshore Wind Energy Technology.** [s. L.]: Wiley, 2018. 423 p.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Nota Técnica nº 164/2006-SRE/ANEEL.** Brasília, 2006. Metodologia e critérios gerais para definição da remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica a ser considerada no segundo ciclo de revisões tarifárias.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Nota Técnica nº 161/2017-SRM/ANEEL.** Brasília, 2017. Metodologia e critérios gerais para definição do

custo de capital a ser utilizado no cálculo da taxa de remuneração dos investimentos das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Banco de Informações de Geração. Capacidade de Geração do Brasil**. Brasília, 2020.

Disponível em: < <https://tinyurl.com/yyr2hb3s>>. Acesso em: 22 abr. 2020.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Taxa Regulatória de Remuneração do Capital**: Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 3/2018-SRM/ANEEL. Brasília, 2018. 49 p. Anexo da Nota Técnica 132/2018-SRM/ANEEL Processo nº 48500.001761/2018-10.

ANTUNES, F. J. P. **Desenvolvimento Actual e Perspectivas Futuras da Energia Eólica Offshore em Portugal**. 2016. 90 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia das Energias Renováveis, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2016. Disponível em: <<https://run.unl.pt/handle/10362/23422>>. Acesso em: 29 dez. 2019.

ARENT, D. *et al.* **Improved Offshore Wind Resource Assessment in Global Climate Stabilization Scenarios**. National Renewable Energy Laboratory, 2012.

ARRAMBIDE, I.; ZUBIA, I.; MADARIAGA, A. Electric Power Systems Research critical review of offshore wind turbine energy production and site potential assessment. 2018.

ATALLAH, A. N. **Medicina Baseada em Evidências: fundamentos para a pesquisa clínica**. São Paulo: Lemos-Editorial, 1998.

BACEN (BANCO CENTRAL DO BRASIL). **Cotações e Boletins**. 2019. Cotações de fechamento de uma moeda em um período. Disponível em: < <https://tinyurl.com/y3rf4wyv> >. Acesso em: 03 jul. 2019.

BAK, C. *et al.* **Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine**. [s. l.]: Technical Univeristy Of Denmark, Dtu Wind Energy, 2013. 138 p. DTU Wind Energy Report-I-0092.

BARBOSA, R. **Inserção da Energia Eólica Offshore no Brasil**: Análise de Princípios e Experiências Regulatórias. 2018. 281 f. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018. Disponível em: <<https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-10042019-150844/pt-br.php>>. Acesso em: 29 dez. 2019.

BARRETO, F. B. **Mapeamento tecnológico da geração de energia eólica offshore**. 2019. 123f. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2020.

BARROS, M. M. M., VARELLA, V. S. Q., **Fontes Renováveis Geração Eólica**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Engenharia, Depto. de Eletrotécnica, 1999. Disponível em: < <https://tinyurl.com/y75j7944>>. Acesso em: 03 jan. 2020.

BEDINELLI, T. **O Brasil em busca da revolução dos ventos**. 2018. El País. Disponível em: <https://brasil.elpais.com/brasil/2018/03/06/politica/1520357276_456424.html>. Acesso em: 01 abr. 2020.

BERTRAND, J. W. M.; FRANSOO, J. C. Operations management research methodologies using quantitative modeling. **International Journal of Operations and Production Management**, v. 22, n. 2, p. 241–264, 2002.

BLANCO, M. I. The economics of wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 6–7, p. 1372–1382, ago. 2009.

BNDES. **Leilão de geração de energia de novembro de 2015 - Eólica e Solar**. 2015. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/leiloes-infraestrutura/leilao-eolica-solar-2015>>. Acesso em: 03 mar. 2019.

BNDES (BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL). **BNDES Finem - Geração de energia**. 2019a. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>>. Acesso em: 03 mar. 2019.

BNDES (BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL). **Taxa de Longo Prazo - TLP**. 2019b. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/tlp-taxa-de-longo-prazo>>. Acesso em: 03 mar. 2019.

BURTON, T. *et al.* **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley & Sons, 2001. 617 p.

BVG ASSOCIATES. **Guide to an offshore wind farm**: Updated and extended. UK: The Crown State, 2019. 128 p. Published on behalf of The Crown State and the Offshore Renewable Energy Catapult. Disponível em: <<https://bvgassociates.com/wp-content/uploads/2019/04/BVGA-Guide-to-an-offshore-wind-farm-r2.pdf>>. Acesso em: 24 out. 2019.

BVG ASSOCIATES. **Offshore Wind: Oil and Gas 'Seize the Opportunity' Guides**. Glasgow: BVG Associates, 2016. 32 p. Produced for: Scottish Enterprise. Disponível em: <<https://bvgassociates.com/publications/>>. Acesso em: 13 jan. 2020.

BYRNE, R. *et al.* A Study of Wind Turbine Performance Decline with Age through Operation Data Analysis. **Energies**, v. 13, n. 2086, p. 1–18, 2020.

CALI, U. *et al.* Techno-economic analysis of high potential offshore wind farm locations in Turkey. **Energy Strategy Reviews**, v. 22, n. November, p. 325–336, 2018.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Câmara vai analisar criação de usinas eólicas e solares no mar.** 2019. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/551357-camara-vai-analisar-criacao-de-usinas-eolicas-e-solares-no-mar/>>. Acesso em: 02 set. 2019.

CAVAZZI, S.; DUTTON, A. G. **An Offshore Wind Energy Geographic Information System (OWE-GIS) for assessment of the UK's Offshore Wind Energy Potential.** *Renewable Energy*, v. 87, p. 212–228, 2016.

CCEE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA). **Leilões: Resultados do 30º Leilão de Energia Nova (A-6).** 2019. Data do Leilão: 18/10/2019. Planilha para *download*. Disponível em: <<https://tinyurl.com/swjzgw>>. Acesso em: 15 fev. 2020.

COELHO, I. P. **Contrato de Compra e Venda de Créditos de Carbono.** [s. L.]: Jusbrasil, 2016. Disponível em: <<https://tinyurl.com/v6953cc>>. Acesso em: 27 fev. 2020.

CONFORTO, E. C.; AMARAL, D. C.; SILVA, S. L. da. **Roteiro para revisão bibliográfica sistemática: aplicação no desenvolvimento de produtos e gerenciamento de projetos.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GESTÃO DE DESENVOLVIMENTO DE PRODUTO, 8., 2011, Porto Alegre. *Anais*. [s.l.]: CBGDP, 2011. p. 1 - 12.

CRESESB – **Energia Eólica: Princípios e Tecnologias.** Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf>. Acesso em 24 nov. de 2019.

CRESWELL, J.W. *Research design: qualitative, quantitative, and mixed methods approaches.* Thousand Oaks, California: Sage, 2009.

CRIAÇÃO. **Ciclo de vida de uma usina eólica offshore,** 2019.

DALMAZ, A. **Estudo do potencial Eólico e Previsão de ventos para Geração de Eletricidade em Santa Catarina.** 2007. 174 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

DEMO, P. **Metodologia do conhecimento científico.** São Paulo: Atlas, 2000

DNV (DET NORSKE VERITAS). **DNV-RP-C205: Environmental Conditions and Environmental Loads.** [s. L.]: Det Norske Veritas, 2010. 124 p. Disponível em: <<https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNV/codes/docs/2009-04/RP-C205.pdf>>. Acesso em: 04 dez. 2019.

DOGGER BANK. **Dogger Bank Wind Farm.** 2019. Disponível em: <<https://doggerbank.com/>>. Acesso em: 10 maio 2020.

EL-SHARKAWI, M. A. **Wind Energy – An Introduction.** Boca Raton: CRC Press, 2016.

EMEIS S. **Wind energy meteorology: atmospheric physics for wind power generation**. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Ministério de Minas e Energia. **Expansão da Geração: Empreendimentos Eólicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica**. Brasília: EPE, 2017. 41 p. Número: EPE-DEE-017/2009-R14. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 20 dez. 2019.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2019. Relatório Síntese – Ano Base 2018**. Rio de Janeiro, Maio de 2019a.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Ministério de Minas e Energia. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019: ano base 2018**. Brasília: EPE, 2019b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 18 jan. 2020.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Ministério de Minas e Energia. **Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e Caminhos para a Energia Eólica Marítima**. Brasília: EPE, 2020. 141 p. Número: NT-EPE-PR-001/2020-r0. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 26 jan. 2020.

ENAMORADO, C. **The Role of Ports in the Offshore Wind Energy Sector**. 2016. Disponível em: <<https://blog.ferrovial.com/en/2016/03/ports-in-the-offshore-wind-energy-sector/>>. Acesso em: 10 jan. 2020.

ESTEBAN, M. D. *et al.* Why offshore wind energy? **Renewable Energy**, v. 36, n. 2, p. 444–450, 2011.

EUREK, K. *et al.* An improved global wind resource estimate for integrated assessment models. **Energy Economics**, v. 64, p. 552–567, 2017.

EUROPEAN COMMISSION. **EU Emissions Trading System (EU ETS)**. 2019. European Union. Disponível em: <https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en>. Acesso em: 08 mar. 2020.

FALKNER, R. The Paris Agreement and the new logic of international climate politics. **International Affairs**, v. 92, n. 5, p. 1107–1125, 1 set. 2016.

FOWIND (FACILITATING OFFSHORE WIND IN INDIA). **Feasibility study for offshore wind farm development in Tamil Nadu**. 2018, March 2018. Disponível em: <<https://tinyurl.com/y882muqx>>. Acesso em 20 de maio de 2020.

GARBI, G. **O Custo Médio Ponderado de capital Regulatório no Setor de Transmissão de Energia Elétrica: Estudo da Metodologia da ANEEL**. 2018. 98 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

GARRAT, J. R. **The atmospheric boundary layer**. [S.I.]: Cambridge, 1992.

GOMES, M. S. S. **Proposta de Uma Metodologia para Utilização de Energia Eólica Offshore no Litoral Sudeste do Brasil**. 2018. 126 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Centro de Ciências em Gestão e Tecnologia, Universidade Federal de São Carlos, Sorocaba, 2018.

GONZALEZ-RODRIGUEZ, A. G. Review of offshore wind farm cost components. **Energy for Sustainable Development**, v. 37, p. 10–19, 2017.

GONZÁLEZ, M. O. A. **Processo para Gerenciar a Integração de Clientes no Processo de Desenvolvimento do Produto**. 2010. 242 f. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Centro de Ciências Exatas e Tecnologia, Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2010.

GONZÁLEZ, M. O. A.; DE TOLEDO, J. C. Customer integration in the product development process: A systematic bibliographic review and themes for research. **Producao**, v. 22, n. 1, p. 14–26, 2012.

GONZÁLEZ, M. O. A. GONÇALVES, J. S.; VASCONCELOS, R. M. Sustainable development : Case study in the implementation of renewable energy in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 142, p. 461-475, 2017.

GOOS-BRASIL – **The Global Ocean Observing System Brasil**. PIRATA / PNBOIA, 2020. Disponível em: < <http://www.goosbrasil.org/>>. Acesso em: 07 jan. 2020

GOVINDJI, A.; JAMES, R.; CARVALLO, A. **Appraisal of the offshore Wind industry in Japan**. **The Carbon Trust**. London, 2014. Disponível em: < <https://tinyurl.com/yb62yjdn>>. Acesso em 30 dez. 2019.

GREEN, R.; VASILAKOS, N. The economics of offshore wind. **Energy Policy**, v. 39, n. 2, p. 496–502, fev. 2011.

GWEC (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL) . **Global Wind Report 2018**. Brussels, Belgium, 2019.

GWEC (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL). **Global Wind Report 2019**. Brussels, Belgium, 2020.

HOSSAIN, J. *et al.* **World Wind Resource Assessment Report** . World Wind Energy Association (WWEA). Bonn, Alemanha, dez. 2014.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). Global Energy & CO2 Status Report. **Global Energy & CO2 Status Report**, n. March, p. 1–29, 2019.

IOANNOU, A.; ANGUS, A.; BRENNAN, F. A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances. **Applied Energy**, v. 221, n. April, p. 406–424, 2018.a.

IOANNOU, A.; ANGUS, A.; BRENNAN, F. Parametric CAPEX , OPEX , and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters. **Energy**

Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, v. 13, n. 5, p. 281–290, 2018.b.

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Offshore innovation widens renewable energy options**: Opportunities, challenges and the vital role of international co-operation to spur the global energy transformation. 2018.

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Wind Energy**. Disponível em: <<https://www.irena.org/wind>>. Acesso em: 22 ago. 2019.

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Renewable Energy Statistics 2019**. 2019.a.

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050**. 2019.b.

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Future of Wind**: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation Paper). Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019c. 88 p.

ISLAM, M. R.; SAIDUR, R.; RAHIM, N. A. Assessment of wind energy potentiality at Kudat and Labuan, Malaysia using Weibull distribution function. **Energy**, v. 36, n.2, p. 985-992, fev. 2011.

JAIN, P. **Wind Energy Engineering**. [s.i.]: Mc Graw Hill, 2011. 330 p.

JAMIL, M. Wind power statistics and evaluation of wind energy density. **Wind Engineering**, v. 18, n. 5, p. 227–240, 1994.

JUDGE, F. *et al.* A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, p. 370–383, 1 abr. 2019.

KAISER, M. J.; SNYDER, B. F. **Offshore Wind Energy Cost Modeling – Installation and Decommissioning**. 1.ed. Londres: Springer-Verlag, 2012. 235 p.

KARIMIRAD, M. **Offshore Energy Structures**: For Wind Power, Wave Energy and Hybrid Marine Plataforms. [s. L.]: Springer, 2014. 301 p. DOI 10.1007/978-3-319-12175-8.

KAUSCHE, M. *et al.* Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. **Renewable Energy**, v. 126, p. 270–280, 2018.

KROHN, S., MORTHST, P.E., AWERBUCH, S. **The Economics of Wind Energy**: A Report by the European Wind Energy Association. European Wind Energy Association EWEA, 2009.

KRAMER, D. Should carbon emissions be taxed or capped and traded ? **Physics Today**, v. 28, n. 2019, 2020.

LAURENCEL, L. da C.; R FILHO, M. **Engenharia Financeira: Fundamentos para avaliação e seleção de projetos de investimentos e tomada de decisão**. Rio de Janeiro: LTC, 2013. 376 p. ISBN 978-85-216-2253-6.

LEE, A. **Offshore wind power price plunges by a third in a year: BNEF**. 2019. Recharge - Global news and intelligence for the energy transition. Disponível em: <<https://tinyurl.com/wcwyqup>>. Acesso em: 10 abr. 2020.

LEE, J. *et al.* Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England. **Renewable Energy**, v. 99, p. 452–464, 2016.

LETCHER, T. M. **Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines**. [s.l.]: Elsevier, 2017. 600 p.

LEVITT, A. C. *et al.* Pricing offshore wind power. **Energy Policy**, v. 39, p. 6408–6421, 2011.

LYNN, P. A.. **Onshore and Offshore Wind Energy: An Introduction**. [s.l.]: John Wiley And Sons Ltd., 2012. 223 p.

LUN, I. Y. F.; LAM, J. C. A study of Weibull parameters using longterm Wind observations. **Renewable Energy**, v. 20, n. 2, p. 145–153, jun. 2000.

MACROTRENDS. **10 Year Treasury Rate - 54 Year Historical Chart**. 2019a. Disponível em: <<https://www.macrotrends.net/2016/10-year-treasury-bond-rate-yield-chart>>. Acesso em: 25 jan. 2019.

MACROTRENDS. **S&P 500 Index - 90 Year Historical Chart**. 2019b. Disponível em: <<https://www.macrotrends.net/2324/sp-500-historical-chart-data>>. Acesso em: 25 jan. 2019.

MADARIAGA, A. *et al.* Current facts about offshore wind farms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 3105–3116, jun. 2012.

MALHOTRA, S. **Selection, design and construction of offshore wind turbine foundations**. Ibrahim H. Al-Bahadly, IntechOpen. 2011. Doi: 10.5772/15461. Disponível em: <<https://tinyurl.com/ygafpoh2>>. Acesso em: 07 jan. 2020.

MARINHA DO BRASIL. **Cartas da Costa Brasileira: Brasil - Costa Norte - de Areia Branca a Guamaré**. [s. L.]: Marinha do Brasil, 2019. Carta Número 720. Disponível em: <<https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-segnav-cartas-raster/de-areia-branca-guamare>>. Acesso em: 31 jan. 2020.

MARKETS INSIDER. **CO2 European Emission Allowances in USD - Historical Prices**. Disponível em: <https://markets.businessinsider.com/commodities/historical-prices/co2-european-emission-allowances/eur/1.1.2015_1.1.2020>. Acesso em: 08 mar. 2020.

MARVEL, K.; KRAVITIZ, B.; CALDIERA, K. Geophysical limits of global wind power. **Natural Climate Change** 3, 2013, p. 118-221.

MATTAR, C.; GUZMÁN-IBARRA, M. C. A techno-economic assessment of offshore wind energy in Chile. **Energy**, v. 133, p. 191–205, 2017.

MEDEIROS, M. L. A. **Cadeia de valor da energia eólica offshore: diretrizes e boas práticas para o Brasil**. 2019. 128 f. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2020.

MELO, D. C. de. **Framework de um sistema especialista de análise econômica para empreendimentos de usinas eólicas offshore**. 2020. 152 f. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2020.

MME (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA); EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **NOTA TÉCNICA PR 04/18 - Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. p. 186, 2018.

MME (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA); EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, 2007.

MME (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA); EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília, 2020.

MMA (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE). **Acordo de Paris**. Brasília, 2017. Disponível em: <<https://tinyurl.com/ydd7gwf7>>. Acesso em: 29 ago. 2019.

MARTINS, F.R.; GUARNIERI, R.A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 30, n.1, p. 1304.1-1304.13, 2008.

MANWELL, J.F.; MCGOWAN, J.G.; ROGERS, A.L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. 2. ed. [s.i]: John Wiley And Sons Ltd., 2009. 689 p.

MARTÍNEZ, C. Princípios de conversión de la energia eólica. In: Amenedo, J. L. R.; Gómez, S. A.; Díaz, J. C. B. **Sistemas eólicos de producción de energia eléctrica**. Madrid:Rueda, 2003, p. 27-96.

MCTIC (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES). **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)**. 2016. Disponível em: <<https://tinyurl.com/spdj26h>>. Acesso em: 29 fev. 2020.

MCTIC (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES). **Método da análise de despacho: Fatores de emissão da margem de operação pelo método da análise do despacho**. 2020. Arquivos dos Fatores de Emissão da Margem de Operação pelo Método da Análise de Despacho (Planilhas em Excel). Disponível em: <<https://tinyurl.com/yy9gej85>>. Acesso em: 20 fev. 2020.

MONTE, C. *et al.* **2015 Cost of Wind Energy Review**. 2017.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros**. 4. ed. [s. L.]: LTC, 2009. 490 p.

MURTHY, K. S. R.; RAHI, O. P. A comprehensive review of wind resource assessment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, n. October 2016, p. 1320–1342, 2017.

MUSIAL, W. *et al.* **2016 Offshore Wind Technologies Market Report**. U.S. Department of Energy. DOE, 2017. Disponível em: < <https://tinyurl.com/rcvww26>>. Acesso em: 30 dez. 2019.

MUSIAL, W. *et al.* **2018 Offshore Wind Technologies Market Report**. U.S. Department of Energy. DOE, 2019. Disponível em: <<https://tinyurl.com/tjm77aw>>. Acesso em: 04 abr. 2020.

NAÇÕES UNIDAS BRASIL. **Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável**. 2015.

Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/pos2015/agenda2030/>>. Acesso em: 31 ago. 2019.

NEIVA, A. C. de B. *et al.* **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), 2017. 50 p. Disponível em: <<https://novoatlas.cepel.br/>>. Acesso em: 12 out. 2019.

NG, C.; RAN, L. **Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation**. [s.i.]: Woodhead Publishing, 2016. 634 p.

NGUYEN, T. A. T.; CHOU, S. Y. Impact of government subsidies on economic feasibility of offshore wind system: Implications for Taiwan energy policies. **Applied Energy**, v. 217, n. December 2017, p. 336–345, 2018.

NUNES, H. M. P. **Avaliação do Potencial Eólico ao Largo da Costa Nordeste do Brasil**. 2012. 119 f. Dissertação (Mestrado) - Mestrado em Geoprocessamento e Análise Ambiental, Instituto de Geociências, Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

NYU STERN. **Country Default Spreads and Risk Premiums**. 2019a. Last Updated January 2019. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html>. Acesso em: 26 jan. 2019.

NYU STERN. **Betas by Sector (US)**. 2019b. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html>. Acesso em: 26 jan. 2019.

OH, K.-Y. *et al.* Wind resource assessment around Korean Peninsula for feasibility study on 100 MW class offshore wind farm. **Renewable Energy**, v. 42, p. 217–226, 2012.

ORTIZ, G.; KAMPEL, M. Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. **V Simpósio Brasileiro de Oceanografia**, p. 1–4, 2011.

PEIXOTO, J. P., OORT, A. H. (1992) *Physics of Climate*. **Institute of Physics**. Nova Iorque, 1992.

PENA, R. F. A. Ventos alísios. **Brasil Escola**. Disponível em: <<https://brasilecola.uol.com.br/geografia/ventos-alisios.htm>>. Acesso em 19 de março de 2019.

PETROBRAS. **Meteocean Data**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2018. 19 p. I-ET-3418.51-7504-941-PPC-001 - Rev B.

PINTO, M. O. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro: LTC, 2014. 368 p.

PINTO, M. O. **Estudo Estimativo Básico para Implantação de Turbinas Eólicas Offshore no Litoral do estado do Rio Grande do Norte**. 132 p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

POLICH, R., BREWITT, K., FRANCK, P. GOESSWEIN, J. **Engineering and Economic Evaluation of Offshore Wind Technology**. Electric Power Research Institute, 2011.

RADOWITZ, B. **The ten biggest projects in European offshore wind power**. 2019. Recharge - Global news and intelligence for the energy transition. Disponível em: <<https://www.rechargenews.com/wind/the-ten-biggest-projects-in-european-offshore-wind-power/2-1-595098>>. Acesso em: 07 jan. 2020.

RAPOSO, D. M. M. **Estudo da solução da Eólica Offshore**. 2014. 59 f. Dissertação (Mestrado) - Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico de Lisboa, Lisboa, 2014. Disponível em: <<https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/563345090412845/dissertacao.pdf>>. Acesso em: 29 dez. 2019.

RODRIGUES, L. B. **Avaliação de Investimento em Geração de Energia Eólica: Uma Abordagem Utilizando Opções Reais**. 2013. 90 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Economia, Faculdade de Economia, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2013. Cap. 5.

ROUBICEK, M. **Crédito de carbono: a aposta de mercado contra o efeito estufa**. 2019. Nexo Jornal. Disponível em: <<https://tinyurl.com/y5tqflvm>>. Acesso em: 29 fev. 2020.

SCOPUS. **What is Scopus about?** 2019. Disponível em: <https://service.elsevier.com/app/answers/detail/a_id/15100/supporthub/scopus/>. Acesso em: 06 out. 2019.

SILVA, A. J. V. C. **Potencial Eólico Offshore no Brasil: Localização de Áreas Nobres Através de Análise Multicritério**. 2019. 90 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<https://tinyurl.com/sh89lrx>>. Acesso em: 28 dez. 2019.

SHAFIEE, M.; BRENNAN, F.; ESPINOSA, I. A. A parametric whole life cost model for

offshore wind farms. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 21, n. 7, p. 961–975, 2016.

SHI, W. *et al.* Feasibility study of offshore wind turbine substructures for southwest offshore wind farm project in Korea. **Renewable Energy**, v. 74, p. 406–413, 2014.

SHU, Z. R.; LI, Q. S.; CHAN, P. W. Investigation of offshore wind energy potential in Hong Kong based on Weibull distribution function. **Applied Energy**, v. 156, p. 362–373, 2015.

SILVA, A. R. **Energia eólica em alto mar: distribuição dos recursos e complementariedade hídrica**. 2015. 139 f. Tese (Doutorado) - Doutorado em Ciências Climáticas, Departamento de Ciências Atmosféricas e Climáticas, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015. Cap. 3.

SNYDER, B.; KAISER, M. J. Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. **Renewable Energy**, v. 34, n. 6, p. 1567–1578, 2009.

SOHONI, V.; GUPTA, S. C.; NEMA, R. K. A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems. **Journal of Energy**, v. 2016, n. region 4, p. 1–18, 2016.

SOUKISSIAN, T. H.; PAPADOPOULOS, A. Effects of different wind data sources in offshore wind power assessment. 2015.

SOUZA, Girlene Santos de; SANTOS, Anacleto Ranulfo dos; DIAS, Viviane Borges. **METODOLOGIA DA PESQUISA CIENTÍFICA: a construção do conhecimento científico no processo de aprendizado**. Porto Alegre: Animal, 2013. 164 p.

SOUZA, J. M. de. Mar Territorial, Zona Econômica Exclusiva ou Plataforma Continental? **Revista Brasileira de Geofísica**, Rio de Janeiro, v. 17, n. 1, p.79-82, jan. 1999. Disponível em: <<https://tinyurl.com/yxv3uspx>>. Acesso em: 07 nov. 2019.

STAFFELL, I.; GREEN, R. How does wind farm performance decline with age? 2014. TEMPEL, J. Van der *et al.* Design of support structures for offshore wind turbines. **WIT Transactions on State of the Art in Science and Engineering**, v. 44, 2010. Wit Press. doi: 10.2495/978-1-84565-205-1/17

STEHLY, T. *et al.* **2017 Cost of Wind Energy Review**. [s. L.]: National Renewable Energy Laboratory, 2018. 61 p. Technical Report NREL/TP-6A20-72167. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/72167.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2019.

THI, N.; TUYET, A.; CHOU, S. Impact of government subsidies on economic feasibility of offshore wind system : Implications for Taiwan energy policies. **Applied Energy**, v. 217, n. December 2017, p. 336–345, 2018.

THIOLLENT, Michel. **Metodologia da pesquisa-ação**. 12. ed. São Paulo: Cortez, 1997.

THOMSEN, K. E. **Offshore Wind: A Comprehensive Guide to Successful Offshore Wind Farm Installation**. [S.L.]: Elsevier, 2012. 324 p.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **2017 Offshore Wind Technologies Market Update**: September 2018. Oak Ridge, 2018. 83 p. OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/09/f55/71709_V4.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2019.

VALK, P. L. C. van der. **Coupled Simulations of Wind Turbines and Offshore Support Structures Strategies based on the Dynamic Substructuring Paradigm**. 2014. 213 p. Thesis - Department Of Engineering Mechanics, Technical University of Delft, Delft, 2014.

VALPY, B. *et al.* **Future renewable energy costs: 57 technology innovations that will have great impact on reducing the cost of electricity from European offshore wind farms**. UK: InnoEnergy & BVG Associates, 2017. 100 p. Disponível em: <<https://tinyurl.com/ydc3n2pz>>. Acesso em: 04 abr. 2019.

VAN WYLEN, G. J.; SONNTAG, R. E.; BORGNAKKE, C. **Fundamentos da Termodinâmica**. 5. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1998. 537 p.

VOSS, C.; TSIKRIKTSIS, N.; FROHLICH, M. Case research in operations management. **International Journal of Operations and Production Management**, v. 22, n. 2, p. 195–219, 2002.

WEBSTER, J.; WATSON, J.T. **Analyzing the past to prepare for the future: writing a literature review**. MIS Quarterly & The Society for Information Management, v. 26, n. 2, pp.13-23, 2002.

WILLIAMS, C. Research methods. **Journal of Business & Economic Research**, v. 5, n. 3, p. 65–72, 2007.

WISER, R. *et al.* **Reducing Wind Energy Costs through Increased Turbine Size: Is the Sky the Limit? Berkeley Lab study shows significant potential for further turbine scaling**. 2016.

YIN, R. K. **Estudo de caso**. planejamento e métodos. 2 ed. Porto Alegre: Bookman. 2001.

ZANELLA, L. C. H. **Metodologia da Pesquisa**. 2. ed. Florianópolis: Departamento de Ciências da Administração, UFSC, 2013. 134 p. Disponível em: <<https://tinyurl.com/r1cj5xq>>. Acesso em: 23 set. 2019.

ZHANG, H. M. **Blended Sea Surface Winds Product**. [s.L.]: NCDC/NOAA, 2017. 5 p.

ZHANG, H. M. **Blended and gridded high resolution global sea surface winds from multiple satellites**. NOAA –NESDIS National Climatic Data Center, Asheville, USA, 2006.

ZHANG, H. M.; BATES, J. J.; REYNOLDS, R. W. Assessment of composite global sampling: Sea surface wind speed. **Geophysical Research Letters**, v. 33, n. 17, p. 1–5, 2006.

APÊNDICES

APÊNDICE A – MEMORIAL DE CÁLCULO PARA PRODUÇÃO ENERGÉTICA DO AEROGERADOR DTU-10MW

Tabela A.1 - Memória de cálculo da produção energética do aerogerador DTU-10MW

Velocidade do Vento (V) [m/s]	Probabilidades (Frequências) por Faixa de Velocidade - p(V)	Distribuição Horária Vento (h)	Curva de Potência DTU 10 MW Corrigida - P'(v) - [KW]	P'(v)*p(v) (kWh)	Energia Anual Produzida Integração - Método dos Retângulos [MWh/ano]	Energia Anual Produzida Integração - Método dos Trapézios [MWh/ano]
0	0,0000	0,00	0	0,00	0,00	0,00
1	0,0002	2,17	0	0,00	0,00	0,00
2	0,0009	8,25	0	0,00	0,00	0,00
3	0,0025	22,15	0	0,00	0,00	0,00
4	0,0068	59,93	265	1,82	15,91	7,95
5	0,0129	113,35	734	9,50	83,23	49,57
6	0,0269	235,83	1437	38,69	338,97	211,10
7	0,0421	368,73	2383	100,30	878,67	608,82
8	0,0708	620,19	3575	253,11	2217,28	1547,97
9	0,1141	999,34	5078	579,30	5074,66	3645,97
10	0,1530	1340,71	6943	1062,66	9308,89	7191,78
11	0,1750	1532,67	9206	1610,63	14109,13	11709,01
12	0,1661	1455,37	9495	1577,54	13819,23	13964,18
13	0,1083	948,53	9495	1028,15	9006,62	11412,93
14	0,0633	554,61	9495	601,17	5266,24	7136,43
15	0,0315	276,22	9495	299,41	2622,81	3944,52
16	0,0122	106,84	9495	115,81	1014,48	1818,65
17	0,0068	59,50	9495	64,49	564,98	789,73
18	0,0024	21,28	9495	23,07	202,07	383,52
19	0,0014	12,59	9495	13,65	119,59	160,83
20	0,0006	5,65	9495	6,12	53,61	86,60
21	0,0006	5,21	9495	5,65	49,49	51,55
22	0,0005	4,34	9495	4,71	41,24	45,36
23	0,0002	1,74	9495	1,88	16,50	28,87
24	0,0001	0,87	9495	0,94	8,25	12,37
25	0,0002	1,74	9495	1,88	16,50	12,37
26	0,0001	1,30	0	0,00	0,00	8,25
27	0,0000	0,00	0	0,00	0,00	0,00
28	0,0000	0,00	0	0,00	0,00	0,00
29	0,0000	0,00	0	0,00	0,00	0,00
30	0,0001	0,87	0	0,00	0,00	0,00
Verificação	1,00	8760		7400,49	64828,34	64828,34
				EAP Bruta [GWh/ano]	64,83	64,83
				EAP Líquida (EAP_{P50}) [GWh/ano]	54,34	54,34
				EAP_{P90} [GWh/ano]	47,38	47,38

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

APÊNDICE B – MEMORIAL DE CÁLCULO PARA CUSTOS DA UEO NA ABORDAGEM PARAMÉTRICA

Quadro B.1 - Composição do CAPEX da UEO na abordagem paramétrica

CAPEX (ABORDAGEM PARAMÉTRICA)						
Capacidade Instalada (Cap)				1000 MW		
1. Turbinas (custos de instalação inclusos)						
Item	Variável	Valor Original	Equação	Referência	Observação	Valor(€)
1.1	Cost	€ 1.069.118.129	$Cost = 1081 * C_{ap}^{0,9984}$	Gonzalez - Rodriguez (2017)	Valor original - (€) Fonte: Eq.2 da Referência	£941.207.966
2. Fundações - Estrutura de Suportação (custos de instalação inclusos)						
2.1	CoF	€ 549.422.733	$CoF = 363 * P^{1,06}$	Gonzalez-Rodriguez (2017)	$P = Cap$ Valor original - (€) Fonte: Eq.5 da Referência	£483.689.350
3. Cabos Elétricos Submarinos de Coleta (sem custo de instalação)						
3.1	L (km)	145	$L = 1,6065 * N_{aerog} - 16,065$	Shafiee, Brennan e Espinosa (2016)	Fonte: Eq. 44 da Referência $N_{aerog} = 100$	£27.447.727
3.2	CC_{subcol}	£27.447.727	$C_{subcol} = 189.838 * L$	Ioannou, Angus e Brennan (2018)	$A_{seção} = 250-400 \text{ mm}^2$ £ 189.838/km; L=145 km Fonte: Tabela 5 da Referência	
4. Cabos Elétricos Submarinos de Exportação (sem custo de instalação)						
4.1	C_{subexp}	£93.335.520	$C_{subexp} = 777.796 * L_2$	Ioannou, Angus e Brennan (2018)	$A_{seção} = 800 \text{ mm}^2$ £ 777,996/km; L2 = 6 x 20 km = 120 km Fonte: Tabela 5 da Referência	£93.335.520
5. Cabos Elétricos Terrestres de Exportação (sem custo de instalação)						
5.1	$C_{terrexp}$	£15.556.020	$C_{terrexp} = 259.267 * L_3$	Ioannou, Angus e Brennan (2018)	$A_{seção} = 800 \text{ mm}^2$ £ 259.267/km; L3 = 6 x 10 km = 60 km Fonte: Tabela 5 da Referência	£15.556.020
6. Instalação Cabos Submarinos de Coleta e Exportação						
6.1	$C_{instcsubs}$	£116.430.155	$C_{instcsubs} = 593.771 * L + 252.778 * L_2$	Ioannou, Angus e Brennan (2018) - Tabela 9	£ 593.771/km (coleta); L=145 km £ 252.778/km (exportação); L2 = 120 Km Fonte: Tabela 9 da Referência	£116.430.155

Continuação

CAPEX (ABORDAGEM PARAMÉTRICA)						
Capacidade Instalada (Cap)				1000 MW		
7. Instalação Cabos Terrestres de Exportação						
7.1	$C_{\text{Instcaterrep}}$	£36.357.000	$C_{\text{Instcaterrep}} = 605.950 * L_3$	Dados do Autor (2019)	$L_3 = 6 \times 10 \text{ km} = 60 \text{ km}$	£36.357.000
8. Subestações Offshore (Aquisição)						
8.2	$C_{\text{of-subst}}$	£109.066.600	$C_{\text{of-subst}} = (583.300 + 107.900 * (IC)) * N$	Shafiee, Brennan e Espinosa (2016)	IC = 500 MW N=2 subestações	£109.066.600
					Fonte: Eq. 17 da Referência	
9. Subestação Onshore (Construção)						
9.1	$C_{\text{on-subst}}$	£54.533.300	$C_{\text{on-subst}} = (C_{\text{off-subst}}) / 2$	Shafiee, Brennan e Espinosa (2016)	1 GW 1 subestação	£54.533.300
					Fonte: Eq. 18 da Referência	
10. Instalação Subestação Offshore						
10.1	$C_{\text{inst off subst}}$	£4.000.000	-	Ioannou, Angus e Brennan (2018)	2 subestações offshore x 500 MW Fonte: Tabela 10 da Referência	£4.000.000
11. Conexão ao Sistema de Transmissão (Grid)						
11.1	$C_{\text{C Sist Trans}}$	€ 768.483	$C_{\text{C Sist Trans}} = 8,047 * P^{1,66}$	Gonzalez-Rodriguez (2017)	Eq.6 da Referência Valor original - (€)	£675.946
12. Sistema de Monitoramento (SCADA)						
12.1	$C_{\text{Sist Monit}}$	£4.994.000	$C_{\text{Sist Monit}} = 4994 * P$	Shafiee, Brennan e Espinosa (2016)	P=Cap = 1000 MW Fonte: Tabela 2 da Referência	£4.994.000
13. Desenvolvimento e Gerenciamento do Projeto						
13.1	$C_{\text{Desen e Gproj}}$	£78.637.233	$C_{\text{Desen e Gproj}} = 0,04 * \text{CAPEX}$	Shafiee, Brennan e Espinosa (2016)	Aprox. 4% CAPEX Fonte: Eq.3 e Tabela 2 da Referência	£78.637.233
					Gerenciamento de Projeto, licenças, surveys, engenharia	
CAPEX						£1.965.930.817
						R\$ 9.733.126.884
						US\$2.537.426.906
						€ 2.246.703.476

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

Quadro B.2 - Composição do OPEX da UEO na abordagem paramétrica

OPEX (ABORDAGEM PARAMÉTRICA)						
Capacidade Instalada (Cap)				1000 MW		
1. OPEX						
Item	Variável	Valor Original	Equação	Referência	Observação	Valor(£)
1.1	OPEX	£1.414.925.000	OPEX = 56.597.000*N	Ioannou, Angus e Brennan (2018)	£ 56.697.000/ano; N=25 anos Fonte: Tabela 15 da Referência	£1.414.925.000
OPEX						£1.414.925.000
						RS 7.005.152.183
						US\$1.826.243.698
						€ 1.617.003.450,95

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

Quadro B.3 - Composição do DECEX da UEO na abordagem paramétrica

DECEX (ABORDAGEM PARAMÉTRICA)						
Capacidade Instalada (Cap)				1000 MW		
1. DECEX						
Item	Variável	Valor Original	Equação	Referência	Observação	Valor(£)
1.1	DECEX	£202.369.500	-	Shafiee, Brennan e Espinosa (2016)	DECEX para uma UEO com 100 turbinas (500MW) Fonte: Tabela 4 da Referência	£202.369.500
DECEX						£202.369.500
						RS 1.001.911.158
						US\$261.198.314
						€ 231.271.749,29

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

APÊNDICE C – EXEMPLO DE FLUXO DE CAIXA - CENÁRIO EAP P90 E ANÁLISE DE CUSTOS COMPARATIVA

Tabela C.1 - Exemplo de fluxo de caixa

	Câmbio (£/R\$)	4,9509	4,9509	Câmbio (£/US\$)	1,2907	Câmbio (€/US\$)	1,1294	Câmbio (US\$/R\$)	3,8358					
	CPMC	9,98%			9,98%	Preço Carbono (R\$/tCO2)	0							
						Fator emissão anual	0,6762							
						CO2 (tCO2/MWh)								
Parâmetro/Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
1. Desenvolvimento e Gerenciamento de Projeto (R\$)	0,00	78.450.060,47	78.450.060,47	78.450.060,47	78.450.060,47	78.450.060,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
2. Turbinas (R\$)	0,00	0,00	0,00	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53			
3. Componentes Adicionais (Balance of Plant) (R\$)	0,00	0,00	0,00	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14			
4. Instalação e Comissionamento (Turbinas e Balance of Plant) (R\$)	0,00	0,00	0,00	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04			
CAPEX [1+2+3+4] (R\$)	0,00	78.450.060,47	78.450.060,47	576.787.786,17	576.787.786,17	576.787.786,17	498.337.725,70	498.337.725,70	498.337.725,70	498.337.725,70	498.337.725,70			
OPEX (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41			
DECEX (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
CAPEX + OPEX + DECEX (R\$)	0,00	78.450.060,47	78.450.060,47	576.787.786,17	576.787.786,17	576.787.786,17	790.346.284,11	790.346.284,11	790.346.284,11	790.346.284,11	790.346.284,11			
CMPC (%)	10,59%	10,59%	9,98%	9,98%	9,98%	9,98%	9,98%	9,98%	9,98%	9,98%	9,98%			
Valor Presente CAPEX + OPEX + DECEX (R\$)	0,00	70.937.752,48	64.144.816,42	433.585.659,00	394.240.460,99	358.465.594,65	446.616.870,09	406.089.170,84	369.239.107,87	335.732.958,61	305.267.283,69			
Somatório Valor Presente CAPEX + OPEX + DECEX (R\$)	0,00	70.937.752,48	135.082.568,90	568.668.227,90	962.908.688,90	1.321.374.283,54	1.767.991.153,63	2.174.080.324,47	2.543.319.432,35	2.879.052.390,96	3.184.319.674,65			
Receita com Geração de Energia Elétrica (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.111.618.831,71	1.106.060.737,55	1.100.530.433,86	1.095.027.781,69	1.089.552.642,78			
Receita com Créditos de Carbono (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Recitas Total (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.111.618.831,71	1.106.060.737,55	1.100.530.433,86	1.095.027.781,69	1.089.552.642,78			
Valor Presente Recitas Total (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	628.164.809,95	568.306.952,08	514.152.952,65	465.159.290,67	420.834.237,33			
Somatório Valor Presente Receita Total (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	628.164.809,95	568.306.952,08	514.152.952,65	465.159.290,67	420.834.237,33			
Fluxo de Caixa (Receitas - Despesas) (R\$)	0,00	-78.450.060,47	-78.450.060,47	-576.787.786,17	-576.787.786,17	-576.787.786,17	321.272.547,60	315.714.453,44	310.184.149,75	304.681.497,58	299.206.358,67			
Somatório Fluxo de Caixa (R\$)	0,00	-78.450.060,47	-156.900.120,94	-733.687.907,11	-1.310.475.693,28	-1.887.263.479,65	-1.565.990.931,85	-1.250.276.478,41	-940.092.328,66	-635.410.831,08	-336.204.472,41			
Valor Presente Fluxo de Caixa (R\$)	0,00	-70.937.752,48	-64.144.816,42	-433.585.659,00	-394.240.460,99	-358.465.594,65	181.547.939,86	162.217.781,24	144.913.844,77	129.426.332,07	115.566.953,64			
Somatório Valor Presente Fluxo de Caixa (R\$)	0,00	-70.937.752,48	-135.082.568,90	-568.668.227,90	-962.908.688,90	-1.321.374.283,54	-1.139.826.343,69	-977.608.562,45	-832.694.717,68	-703.268.385,61	-587.701.431,97			
Geração Anual de Energia (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.737.752,34	4.714.063,58	4.690.493,26	4.667.040,79	4.643.705,59			
Valor Presente da Geração Anual de Energia (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.677.257,00	2.422.141,04	2.191.335,09	1.982.522,66	1.793.607,97			
Somatório Valor Presente da Geração Anual de Energia (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.677.257,00	2.422.141,04	2.191.335,09	1.982.522,66	1.793.607,97			
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	251.543.656,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	120.399.051,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	126.395.018,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
498.337.725,70	498.337.725,70	498.337.725,70	498.337.725,70	498.337.725,70	498.337.725,70	498.337.725,70	498.337.725,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
790.346.284,11	790.346.284,11	790.346.284,11	790.346.284,11	790.346.284,11	790.346.284,11	790.346.284,11	790.346.284,11	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41
9,98%	9,98%	9,98%	9,98%	9,98%	9,98%	9,98%	9,98%	10,59%	10,59%	10,59%	10,59%	10,59%	10,59%	10,59%
277.566.179,03	252.378.777,07	229.476.974,97	208.653.368,77	189.719.375,13	172.503.523,49	156.849.903,15	142.616.751,37	43.131.471,70	39.001.240,35	35.266.516,28	31.889.426,06	28.835.722,99	26.074.439,82	23.577.574,66
3.461.885.853,68	3.714.264.630,75	3.943.741.605,72	4.152.394.974,49	4.342.114.349,62	4.514.617.873,11	4.671.467.776,26	4.814.084.527,63	4.857.215.999,33	4.896.217.239,68	4.931.483.755,96	4.963.373.182,02	4.992.208.905,01	5.018.283.344,82	5.041.860.919,48
1.084.104.879,57	1.078.684.355,17	1.073.290.933,40	1.067.924.478,73	1.062.584.856,34	1.057.271.932,05	1.051.985.572,39	1.046.725.644,53	1.041.492.016,31	1.036.284.556,23	1.031.103.133,45	1.025.947.617,78	1.020.817.879,69	1.015.713.790,29	1.010.635.221,34
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.084.104.879,57	1.078.684.355,17	1.073.290.933,40	1.067.924.478,73	1.062.584.856,34	1.057.271.932,05	1.051.985.572,39	1.046.725.644,53	1.041.492.016,31	1.036.284.556,23	1.031.103.133,45	1.025.947.617,78	1.020.817.879,69	1.015.713.790,29	1.010.635.221,34
380.732.920,66	344.452.860,58	311.629.929,33	281.934.696,93	255.069.124,79	230.763.574,44	208.774.101,26	188.880.006,14	153.834.817,98	138.408.214,02	124.528.594,77	112.040.828,10	100.805.338,60	90.696.547,52	81.601.469,20
2.977.351.163,34	3.321.804.023,92	3.633.433.953,25	3.915.368.650,17	4.170.437.774,96	4.401.201.349,40	4.609.975.450,65	4.798.855.456,79	4.952.690.274,77	5.091.098.488,79	5.215.627.083,56	5.327.667.911,66	5.428.473.250,25	5.519.169.797,78	5.600.771.266,98
293.758.595,46	288.338.071,06	282.944.649,28	277.578.194,62	272.238.572,22	266.925.647,94	261.639.288,28	256.379.360,42	249.483.457,90	244.275.997,82	239.094.575,04	233.939.059,37	228.809.321,28	223.705.231,88	218.626.662,93
-42.445.876,95	245.892.194,11	528.836.843,39	806.415.038,01	1.078.653.610,24	1.345.579.258,18	1.607.218.546,46	1.863.597.906,88	2.163.081.364,78	2.457.357.362,60	2.749.451.937,64	3.037.390.997,01	3.319.200.318,29	3.595.905.550,17	3.868.213.213,10
103.166.741,64	92.074.083,50	82.152.954,35	73.281.328,16	65.349.749,66	58.260.050,95	51.924.198,11	46.263.254,77	41.107.303,46,27	36.940.697,67	33.262.078,49	30.151.402,04	27.196.615,61	24.462.107,71	21.903.894,54
-484.534.690,33	-392.460.606,83	-310.307.652,48	-237.026.324,32	-171.676.574,66	-113.416.523,71	-61.492.325,61	-15.229.070,84	95.474.275,44	194.881.249,11	284.143.327,60	364.294.729,64	436.264.345,25	500.886.452,95	558.910.347,49
4.620.487,06	4.597.384,63	4.574.397,70	4.551.525,72	4.528.768,09	4.506.124,25	4.483.593,63	4.461.175,66	4.438.869,78	4.416.675,43	4.394.592,05	4.372.619,09	4.350.756,00	4.329.002,22	4.307.357,21
1.622.694,97	1.468.068,28	1.328.175,98	1.201.614,02	1.087.112,15	983.521,18	889.801,39	805.012,17	655.648,54	589.899,90	530.744,55	477.521,32	429.635,33	386.551,37	347.787,88
12.689.558,72	14.157.627,00	15.485.802,98	16.687.417,00	17.774.529,15	18.758.050,33	19.647.851,73	20.452.863,90	21.108.512,44	21.698.412,35	22.229.156,90	22.706.678,22	23.136.313,56	23.522.864,93	23.870.652,80

Continuação

Parâmetro/Ano	25	26	27	28	29	30
1. Desenvolvimento e Gerenciamento de Projeto (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Turbinas (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Componentes Adicionais (<i>Balance of Plant</i>) (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Instalação e Comissionamento (Turbinas e <i>Balance of Plant</i>) (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAPEX [1+2+3+4] (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OPEX (R\$)	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41
DECEX (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.485.270.000,00
CAPEX + OPEX + DECEX (R\$)	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	292.008.558,41	1.777.278.558,41
CMPC (%)	10,59%	10,59%	10,59%	10,59%	10,59%	10,59%
Valor Presente CAPEX + OPEX + DECEX (R\$)	23.577.574,66	21.319.807,09	19.278.241,33	17.432.174,10	15.762.884,61	86.752.052,68
Somatório Valor Presente CAPEX + OPEX + DECEX (R\$)	5.041.860.919,48	5.063.180.726,57	5.082.458.967,90	5.099.891.142,00	5.115.654.026,61	5.202.406.079,29
Receita com Geração de Energia Elétrica (R\$)	1.010.635.221,34	1.005.582.045,23	1.000.554.135,01	995.551.364,33	990.573.607,51	985.620.739,47
Receita com Créditos de Carbono (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Receitas Total (R\$)	1.010.635.221,34	1.005.582.045,23	1.000.554.135,01	995.551.364,33	990.573.607,51	985.620.739,47
Valor Presente Receitas Total (R\$)	81.601.469,20	73.418.448,19	66.056.023,10	59.431.904,32	53.472.054,25	48.109.859,82
Somatório Valor Presente Receita Total (R\$)	5.600.771.266,98	5.674.189.715,16	5.740.245.738,27	5.799.677.642,58	5.853.149.696,84	5.901.259.556,66
Fluxo de Caixa (Receitas - Despesas) (R\$)	718.626.662,93	713.573.486,82	708.545.576,60	703.542.805,92	698.565.049,10	-791.657.818,94
Somatório Fluxo de Caixa (R\$)	7.001.532.213,10	7.715.105.699,92	8.423.651.276,52	9.127.194.082,45	9.825.759.131,55	9.034.101.312,61
Valor Presente Fluxo de Caixa (R\$)	58.023.894,54	52.098.641,10	46.777.781,77	41.999.730,22	37.709.169,64	-38.642.192,86
Somatório Valor Presente Fluxo de Caixa (R\$)	558.910.347,49	611.008.988,59	657.786.770,36	699.786.500,58	737.495.670,22	698.853.477,37
Geração Anual de Energia (MWh)	4.307.357,21	4.285.820,42	4.264.391,32	4.243.069,36	4.221.854,01	4.200.744,74
Valor Presente da Geração Anual de Energia (MWh)	347.787,88	312.911,60	281.532,72	253.300,53	227.899,48	205.045,65
Somatório Valor Presente da Geração Anual de Energia (MWh)	23.870.652,80	24.183.564,40	24.465.097,12	24.718.397,66	24.946.297,14	25.151.342,78
LCOE (R\$/MWh)						206,84
LCOE (£/MWh)						41,78
LCOE (US\$/MWh)						53,92
LCOE (€/MWh)						47,75
VPL (R\$)						698.853.477
VPL (£)						141.156.856
VPL (US\$)						109.364.574
VPL (€)						96.834.225
TIR (%)						15,03%
Payback Simples (anos)						11,12
Payback Descontado (anos)						18,14

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020)

ANEXOS

ANEXO A – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DTU-10MW

Tabela A.2 – Características Técnicas Aerogerador DTU-10MW

Parâmetro	DTU-10 MW
Regime de ventos	IEC Classe 1 A
Orientação do rotor	Rotação horário - velocidade variável contra o vento
Sistema de Controle	<i>Pitch</i> coletivo
Velocidade de <i>cut in</i>	4 m/s
Velocidade de <i>cut out</i>	25 m/s
Velocidade nominal	11,4 m/s
Potência nominal	10 MW
Número de pás	3
Diâmetro do rotor	178,3 m
Diâmetro do cubo	5,6 m
Altura do cubo	119,0 m
Sistema de transmissão	Velocidade média, caixa de engrenagens de múltiplo estágio
Velocidade mínima do rotor	6,0 rpm
Velocidade máxima do rotor	9,6 rpm
Velocidade máxima do gerador	480 rpm
Relação de transmissão da <i>gear box</i>	50
Velocidade máxima da ponta da pá	90,0 m/s
Projeção do cubo	7,1 m
Ângulo de inclinação do eixo	5°
Ângulo de precone do rotor	-2,5°
Massa do rotor	227.962 kg
Massa da nacele	446.036 kg
Massa da torre	628.442 kg

Fonte: Adaptado de Bak *et al.* (2013)