A POTENCIAL SINERGIA ENTRE A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E A GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: O CASO DO BRASIL

Lívia Paiva de Carvalho

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

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Rio de Janeiro,
Março de 2019

A POTENCIAL SINERGIA ENTRE A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E A GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: O CASO DO BRASIL

Lívia Paiva de Carvalho

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

Examinada por:

_____

Prof. Emilio Lèbre La Rovere, D.Sc.

_____

Dr. José Cesário Cecchi, D.Sc.

_____

Prof. Luiz Eduardo Duque Dutra, Ph.D.

_____

Dr. Ricardo Marques Dutra, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MARÇO DE 2019

Carvalho, Lívia Paiva de

A Potencial Sinergia Entre A Exploração E Produção De Petróleo E Gás Natural E A Geração De Energia Eólica Offshore: O Caso Do Brasil/ Lívia Paiva de Carvalho – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XXIII, 245 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

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

Referências Bibliográficas: p. 233 – 245.

1. Inserção do setor eólico offshore no Brasil 2. Sinergia campos maduros e parques eólicos 3. Sinergia setor petrolífero e eólico no mar I. La Rovere, Emilio Lèbre II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

“Those who do not move, do not notice their chains” (Tradução livre: “Quem não se movimenta. Não sabe as amarras que o prendem”) Rosa Luxemburg

AGRADECIMENTOS

À minha mãe que sempre foi incansável no apoio e incentivo aos meus estudos.

Agradeço aos amigos que fiz durante esse período no PPE, não só pelas longas horas de estudo compartilhadas na salinha, mas também pelo divertimento e luta, especialmente à Giovanna, Marianne e Luli.

Também agradeço muito às pessoas que aceitaram o convite para participar da banca: ao Ricardo Dutra, ao José Cesário e ao Luiz Duque Dutra, em especial, que me norteia durante a descoberta do Planejamento Energético de Energia;

Agradeço a todo o corpo docente do PPE/UFRJ. É uma honra ter professores como vocês. Meu muito obrigada também à equipe do PPE, em especial à Sandra e Paulo que muito me ajudaram nessa jornada, e à equipe do LIMA, em especial à Carmen por toda a dedicação e carinho.

Aos meus amigos que sempre acreditaram no meu potencial e no término desta dissertação meu Muito Obrigada, sem o suporte de vocês não teria sido possível, bem como às à minhas amigas irmãs de infância (Débora, Michelle, Gabriela, Juliana, Mariana S. e Mariana C.) pela presença constante e a todos os parceiros e parceiras que tenho feito nessa jornada e que participaram de momentos cruciais: Júlia, Rodrigo, Camila, Ângela, Luiza, Juliane e Caroline. Agradeço também a minha família de Recife, em especial ao Caio, a Ariane e ao Lelo.

Agradeço, em especial, ao meu orientador Emilio La Rovere pelo incentivo e orientação ao longo do desenvolvimento deste trabalho

Enfim, agradeço também à CAPES pelo apoio financeiro.

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

A POTENCIAL SINERGIA ENTRE A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E A GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: O CASO DO BRASIL

Lívia Paiva de Carvalho

Março/2019

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Programa: Planejamento Energético

A geração eólica é peça importante na transição energética e sua expansão para o mar representa a possibilidade de ganhos econômicos de escala de projeto e eficiência. O esforço global de queda de custos pode ter as petroleiras como importantes aliadas. Se, a curto e médio prazo a cooperação entre os setores pode trazer benefícios principalmente para o eólico, a longo prazo a diversificação de atividades parece ser estratégica para a garantia de lucratividade para as petroleiras dentro de uma economia de baixo carbono. A extensão de vida útil dos campos e o reaproveitamento de dados, estruturas, conhecimento e experiência pode trazer benefícios para todos os atores envolvidos. Apesar dos altos custos diretos principais não poderem ser reduzidos através da cooperação, é sobre os custos indiretos que reside o potencial ganho econômico. O desenvolvimento em bases sustentáveis das atividades marítimas pode diversificar a economia da região e reduzir os custos associados às operações marítimas. A fase de abandono dos campos foi identificada como oportunidade para o apoio do setor petrolífero brasileiro nesta fase inicial da expansão da indústria eólica para o mar. A ausência de marco regulatório da eólica *offshore* somada à necessidade de atualização da regulação de descomissionamento de campos petrolíferos permitem ao Estado sinalizar ao mercado seu apoio. O trabalho avalia o potencial de sinergia entre os setores no caso brasileiro e identifica campos com elevados recursos eólicos, principalmente no litoral nordestino, onde a instalação de parques eólicos poderia ser feita com a base tecnológica disponível no mercado.

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

POTENTIAL SYNERGY BETWEEN OFFSHORE OIL&GAS EXPLORATION AND PRODUCTION AND WIND ENERGY GENERATION: THE CASE OF BRAZIL

Lívia Paiva de Carvalho

March/2019

Advisor: Emilio Lèbre La Rovere

Department: Energy Planning

The wind power is an important part of the energy transition and its expansion into sea represents the possibility to bring economic benefits for the project scale and efficiency. The overall cost-cutting effort may have the oil companies as major allies. If in the short-term cooperation among sectors can bring benefits mainly to the wind power, in the medium and long-term diversification of activities seems to be strategic to guarantee profitability for oil companies within a low carbon economy. The extension of the field life and the reuse of data, structures, knowledge and experience can bring benefits to all stakeholders involved. Although high direct costs cannot be reduced through cooperation, the potential economic gain comes from indirect costs. The sustainable development of maritime activities can diversify the economy of the region and reduce the costs associated with maritime operations. The phase of decommissioning of the fields was identified as an opportunity for the support of the Brazilian oil company in this initial phase of the expansion of the wind industry into the sea. The absence of a regulatory framework for offshore wind power, added to the need to update the decommissioning regulation, allow the State to show its support to the market. The project evaluates the potential for synergy among sectors in the Brazilian case and identifies fields with high wind resources, mainly in the northeastern coast where the commissioning of the wind farms could be done based on the available technology in the market.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS XI

ÍNDICE DE TABELAS XV

ÍNDICE DE EQUAÇÕES XVIII

LISTA DE SIGLAS XIX

INTRODUÇÃO 1

1 CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL E NACIONAL: O PAPEL DO PETRÓLEO E DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE 8

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO ENERGÉTICA 8
1.1.1 DAS QUESTÕES ENERGÉTICAS E AMBIENTAIS À ALTERNATIVA EÓLICA NOS MARES 8
1.1.2 O CENÁRIO MUNDIAL DE UMA INDÚSTRIA INFANTE 11
1.1.3 O CENÁRIO BRASILEIRO DE ABUNDÂNCIA EM TERRA 16
1.1.4 O CENÁRIO BRASILEIRO DA EÓLICA NO MAR 20
1.1.5 A ELETRICIDADE NO BRASIL DE AMANHÃ E OPORTUNIDADE EM ALTO-MAR 24
1.2 EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE MERCADO 27
1.2.1 TEORIA E METODOLOGIA DE PENETRAÇÃO NO MERCADO EUROPEU 27
1.2.2 BARREIRAS E OPORTUNIDADES 36
1.2.3 EXPANSÃO DAS EMPRESAS PETROLÍFERAS 38
1.3 POLÍTICAS DE INCENTIVOS E A EXPERIÊNCIA BRASILEIRA 46
1.3.1 PRINCIPAIS MECANISMOS DE INCENTIVOS PARA ENERGIAS RENOVÁVEIS 46
1.3.2 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS 51
1.3.3 EXPERIÊNCIA BRASILEIRA: 55

2 O PROJETO DE GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE 61

2.1 BASE TECNOLÓGICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* 61
2.1.1 PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*: DEFINIÇÃO CONCEITUAL 62
2.1.2 INSTALAÇÃO 67
2.1.3 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M) 72

2.1.4 A INTERCONEXÃO ELÉTRICA DO SISTEMA: OS CABOS E AS SUBESTAÇÕES 76
2.1.5 FUNDAÇÕES: TURBINAS E SUBESTAÇÕES 79
2.2 CUSTO DE GERAÇÃO 87
2.2.1 DEFINIÇÃO CONCEITUAL DE LCOE 87
2.2.2 MERCADO ATUAL DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* 88
2.2.3 CUSTO FUTURO: INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS E PROSPECTOS 93

3 POTENCIAL DE COOPERAÇÃO ENTRE A GERAÇÃO EÓLICA E A E&P DE PETRÓLEO E GÁS OFFSHORE 102

3.1.1 FORMAS DE INTERAÇÃO ENTRE SETORES - CONCEITUAL 102
3.1.2 COOPERAÇÃO PARA REDUÇÃO DE IMPACTO AMBIENTAL DO SETOR ENERGÉTICO 106
3.1.3 COGERAÇÃO – FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DE UM SETOR PARA O OUTRO . 129
3.1.4 PESQUISA E DESENVOLVIMENTO: NOVAS TECNOLOGIAS 131
3.1.5 OUTROS 133
3.2 ANÁLISE DE CUSTO 135
3.2.1 DEFINIÇÃO DO VALOR DE BASE 137
3.2.2 ESTIMATIVA DE CUSTO 138

4 ANÁLISE DOS CAMPOS BRASILEIROS COM MAIOR POTENCIAL DE SINERGIA ENTRE A E&P DE PETRÓLEO E GÁS E A GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE 159

4.1 APRESENTAÇÃO ESPAÇO AMOSTRAL 160
4.2 PRIMEIRA ETAPA: RESTRIÇÕES E ELIMINAÇÃO 161
4.2.1 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS 161
4.2.2 ANÁLISE RESULTADO - PRIMEIRA ETAPA 170
4.3 SEGUNDA ETAPA: MAXIMIZAÇÃO POTENCIAL DE REDUÇÃO 172
4.3.1 APRESENTAÇÃO DOS CAMPOS 179
4.3.2 ANÁLISE FINAL 189

5 ESTUDO DE CASO DE UM PROJETO DE GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE EM UM CAMPO PETROLÍFERO DA COSTA BRASILEIRA 190

5.1 DESCRIÇÃO DO PROJETO 190
5.2 BALANÇO DO SISTEMA 191

5.3 GERAÇÃO ANUAL DE ENERGIA.....193
5.4 ESTIMATIVA DE CUSTO DOS CAMPOS DE UBARANA E XARÉU 197
5.5 AVALIAÇÃO DE SINERGIA POTENCIAL PARA OS CAMPOS PROPOSTOS.....197
5.5.1 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO CAMPO MADURO – CASOS UBARANA E XARÉU 202
5.5.2 CUSTO DE DESCOMISSIONAMENTO O&G.....209
5.5.3 RESUMO DOS RESULTADOS 214
5.6 ANÁLISE DO POTENCIAL DE REPLICAÇÃO DO CASO ESTUDADO EM OUTROS CAMPOS DA COSTA BRASILEIRA 215

6 CONCLUSÃO 218

BIBLIOGRAFIA.....233

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 – EVOLUÇÃO DO FATOR DE CAPACIDADE MÉDIO ENTRE 2011 E 2015 NA ALEMANHA, DINAMARCA E HOLANDA PARA PARQUES EÓLICOS NA TERRA E NO MAR (FONTE: IEA, 2018) 11

FIGURA 2 - CAPACIDADE INSTALADA GLOBAL DA EÓLICA *OFFSHORE* POR REGIÃO, 2007-2017 (FONTE: REN21, 2018) 12

FIGURA 3 – POTÊNCIA DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* INSTALADA ANUALMENTE E ACUMULADA ATÉ 2017 NA EUROPA (FONTE: WINDEUROPE, 2017) 12

FIGURA 4 - CARTEIRA DE PROJETOS ENTRE 2018 E 2022, POR PAÍS (FONTE: WINDEUROPE, 2017) 13

FIGURA 5 - MÉDIA DOS PROJETOS OBSERVADA E PROJETADA EM FUNÇÃO DOS PROJETOS NO PIPELINE EUROPEU (FONTE: WINDEUROPE, 2017) 14

FIGURA 6 – HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA PRIMÁRIA DE 1970 ATÉ 2017 EM MTEP (À DIREITA) E % (À ESQUERDA) (FONTE: EPE, 2018A) 17

FIGURA 7 – EÓLICA EM TERRA - POTÊNCIA INSTALADA NO MUNDO DIVIDIDA ENTRE GERAÇÃO, POTÊNCIA, FATOR DE CAPACIDADE E EXPANSÃO ANUAL POR PAÍS (2016) (FONTE: LIMA, 2016) 19

FIGURA 8 – BRASIL – A GERAÇÃO E A POTÊNCIA INSTALADA POR ESTADO ATÉ 2016 (FONTE: LIMA, 2016) 20

FIGURA 9 – PLATAFORMA PUB-3 NO CAMPO DE UBARANA, RGN (FONTE: PETROBRAS, 2018) 22

FIGURA 10 - LOCALIZAÇÃO DO COMPLEXO EÓLICO MARÍTIMO ASA BRANCA I (FONTE: IBAMA, 2017) 22

FIGURA 11 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE DE GERAÇÃO PARA A EXPANSÃO DE REFERÊNCIA (FONTE: EPE, 2017) 24

FIGURA 12 - VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO A 100 M DE ALTURA (M/S) (FONTE: CEPEL, 2018) 26

FIGURA 13 – CURVA S DO MODELO DA APLICAÇÃO DE INOVAÇÕES (FONTE: DEDECCA *ET AL.*, 2016) 27

FIGURA 14 – PADRÃO DE DESENVOLVIMENTO E DIFUSÃO, CASO EÓLICA *OFFSHORE* (FONTE: DEDECCA *ET AL.*, 2016) 29

FIGURA 15 – QUANTIDADE E REPARTIÇÃO DO MERCADO DE FORNECEDORES DE TURBINAS (ACIMA À ESQUERDA); FUNDAÇÃO (ACIMA À DIREITA); CABOS DE EXPORTAÇÃO (ABAIXO À ESQUERDA); CABOS DE INTERLIGAÇÃO (ABAIXO À DIREITA) ATÉ O FINAL DE 2017 (FONTE: WINDEUROPE, 2017)..... 34
FIGURA 16 – DISTRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NA EUROPA ATÉ 2017 POR OPERADORA (FONTE: WINDEUROPE, 2017)..... 37
FIGURA 17 - CAMINHOS DE RECONFIGURAÇÃO (FONTE: HANSEN, STEEN, 2015) 40
FIGURA 18 – HARMONIZAÇÃO DOS MECANISMOS DE INCENTIVO EM FUNÇÃO DO ESTÁGIO DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO (FONTE: DUTRA, 2007; MIDTTUN; GAUTESEN, 2007) 50
FIGURA 19 – TENDÊNCIA MUNDIAL NA ADOÇÃO DO SISTEMA DE *FEED-IN* E DE LEILÕES (2004-2016) (FONTE: IRENA, OECD/IEA, REN21, 2018)..... 51
FIGURA 20 – PROJETOS EÓLICOS CONTRATADOS POR MEIO DE LEILÃO, SEPARADOS DE ACORDO COM A CARACTERÍSTICA SOCIETÁRIA ENTRE 2009 E 2014 (FONTE: DINIZ, 2018) 56
FIGURA 21 – EVOLUÇÃO DO PREÇO DE ENERGIA EÓLICA CONTRATADO NO PROINFA E NOS LEILÕES DE ENERGIA ENTRE 2004 E 2013 (EM R$/MWH) (FONTE: CCEE; ELETROBRÁS, 2019; DUTRA, 2007) 59
FIGURA 22 – ESQUEMA DA FUNDAÇÃO DOS TIPOS MONOESTACA E JAQUETA (FONTE: DOHERTY *ET AL.*, 2014)) 69
FIGURA 23 – ILUSTRAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO NO MAR (FONTE: CROWN ESTATE, 2008) 74
FIGURA 24 - ILUSTRAÇÃO DOS TIPOS DE FUNDAÇÃO (FONTE: IRENA, 2016B) 82
FIGURA 25 - DIFERENTES TIPOS DE FUNDAÇÕES FLUTUANTES (FONTE: IRENA, 2016A; 2016B) 86
FIGURA 26 - CONTRIBUIÇÃO DE CADA ELEMENTO NO CUSTO DA ENERGIA GERADA NO FINAL DE 2015 (FONTE: IRENA, 2016)..... 90
FIGURA 27 – CUSTO DE ENERGIA DOS PROJETOS COMISSIONADOS ENTRE 2001-2045 (FONTE: IRENA, 2016)..... 94
FIGURA 28- IMPACTO DA INOVAÇÃO EM CADA ELEMENTO NO CUSTO DE ENERGIA (LCOE/MWH) EM PROJETOS COMISSIONADOS ENTRE 2015 E 2045 (FONTE: IRENA, 2016) 95

FIGURA 29 - ESTIMATIVAS DE CUSTO FIXO ENTRE 2016 E 2040 EM FUNÇÃO DO GRAU DE APRENDIZAGEM (FONTE: IEA, 2018) 96
FIGURA 30 - VALORES HISTÓRICOS, ESTIMATIVAS DE LCOE MÉDIO E PREÇO DOS LEILÕES NA EUROPA (FONTE: IEA, 2018) 97
FIGURA 31 – LCOE FUTURO PARA EÓLICAS EM TERRA E MAR E SOLAR FOTOVOLTAICA (FONTE: IEA, 2018) 98
FIGURA 32 – REDUÇÃO DE CUSTO DE GERAÇÃO ESPERADO POR INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS ENTRE 2015 E 2045, POR ELEMENTO (FONTE: IEA, 2018) 99
FIGURA 33 - COMERCIALIZAÇÃO ANTECIPADA E IMPORTÂNCIA RELATIVA DE INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS (2016-2045) (FONTE: IRENA, 2016) 100
FIGURA 34 – ESQUEMA DE AVALIAÇÃO DE ALTURA APARENTE E DE OCUPAÇÃO DO HORIZONTE (FONTE: MASLOV *ET AL.*, 2017) 109
FIGURA 35 - ESTIMATIVA ANUAL ATÉ 2040 DE DESCOMISSIONAMENTO DE ATIVIDADE DE O&G POR REGIÃO E TIPOS DE ESTRUTURA (FONTE: IEA, 2018) 115
FIGURA 36 – IDADE DAS PLATAFORMAS POR BACIA (FONTE: MACEDO, 2018) 115
FIGURA 37 - LOCALIZAÇÃO DO CORAL-SOL NA COSTA BRASILEIRA (FONTE: PETROBRAS, 2016) 118
FIGURA 38 – MODELAGEM NUMÉRICA DE ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA DE CONVERSÃO DE UMA JAQUETA EM ESTRUTURA DE TURBINA EÓLICA *OFFSHORE* (FONTE: BARROS *ET AL.* 2017) 121
FIGURA 39 - SUBESTAÇÃO *OFFSHORE* (FONTE: CROWN ESTATE, 2008) 122
FIGURA 40 - CURVA DE DECLÍNIO DE UM RESERVATÓRIO GENÉRICO (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE NA TEORIA DE HUBBERT) 123
FIGURA 41 - REPARTIÇÃO DE CUSTOS DE DESCOMISSIONAMENTO POR CATEGORIA (FONTE: PROSERV, 2010) 124
FIGURA 42 – PREVISÃO DE ABANDONO DAS PLATAFORMAS FIXAS DA COSTA BRASILEIRA (FONTE: ADAPTAÇÃO DE BARROS *ET AL.*, 2017) 127
FIGURA 43 - MAPA TEMÁTICO FATOR DE ESCALA "C" (M/S) DE *WEIBULL* A CEM METROS (FONTE: CEPEL, 2018) 128
FIGURA 44 - VOLUME DE OBRIGAÇÕES GERADAS POR ANO ATÉ O 3º TRIMESTRE DE 2018 (FONTE: ANP, 2018) 133
FIGURA 45 – CAPEX DO PROJETO DE REFERÊNCIA COM FUNDAÇÃO FIXA (FONTE: NREL, 2018) 140

FIGURA 46 – ESQUEMA DE SELEÇÃO DO ESTUDO DE CASO 159
FIGURA 47 - CAMPOS EM DESINVESTIMENTO PETROBRAS (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM DADOS DA ANP) 161
FIGURA 48 – PROJETOS GLOBAIS DE PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE* EM FUNÇÃO DA DISTÂNCIA DA COSTA E PROFUNDIDADE (FONTE: BEITER *ET AL.*, 2016) 163
FIGURA 49 - MÉDIA DE VELOCIDADE DO VENTO A 100 M DO NÍVEL DO MAR EM PROJETOS COMISSIONADOS COM OBJETIVO COMERCIAL ENTRE 2001-2015 (FONTE: IRENA, 2016) 163
FIGURA 50 – CONFIGURAÇÃO CONCEITUAL DE UM PROJETO GENÉRICO COM 100 TURBINAS DE 6 MW (FONTE: EIA WIND, 2016)..... 178
FIGURA 51 - HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE GÁS E ÓLEO DESDE O INÍCIO DA PRODUÇÃO DE XARÉU (FONTE: ANP) 181
FIGURA 52 - HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE GÁS E ÓLEO DESDE O INÍCIO DA PRODUÇÃO DE AGULHA (FONTE: ANP)..... 183
FIGURA 53 - HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE GÁS E ÓLEO DESDE O INÍCIO DA PRODUÇÃO DE CIOBA (FONTE: ANP) 184
FIGURA 54 - HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE GÁS E ÓLEO DESDE O INÍCIO DA PRODUÇÃO DE UBARANA (FONTE: ANP)..... 186
FIGURA 55 - HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE GÁS E ÓLEO DESDE O INÍCIO DA PRODUÇÃO DE ARABAIANA (FONTE: ANP) 188
FIGURA 56 - METODOLOGIA PARA CÁLCULO DO IMPACTO DA POTENCIAL SINERGIA SOBRE O CUSTO NIVELADO DE CADA PROJETO 190
FIGURA 57 – CURVAS DE CARGA E DE COEFICIENTE DE POTÊNCIA DA TURBINA DA VESTAS DE POTÊNCIA NOMINAL DE 8 MW (FONTE: ADAPTADO DE C. DESMOND *ET AL.* 2016) 194
FIGURA 58 - CURVA DE DISTRIBUIÇÃO DE *WEIBULL* CALCULADA PARA OS CAMPOS DE XARÉU E UBARANA (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 195
FIGURA 59 - DISTRIBUIÇÃO DE POTÊNCIA ESTIMADA DO VENTO E PARA A TURBINA DE 8MW EM XARÉU E UBARANA (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA)..... 196
FIGURA 60 – CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO DA EXPANSÃO PARA ATENDIMENTO APENAS À CARGA DE ENERGIA (FONTE: PDE, 2026) 215

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 - QUANTIDADE DE PARQUES EÓLICOS INSTALADOS, DE TURBINAS CONECTADAS, CAPACIDADE INSTALADA ACUMULADA E ANUAL NA EUROPA POR PAÍS EM 2017 (MW) (FONTE: WINDEUROPE, 2017)..... 35
TABELA 2 - PARTIÇÃO DO LCOE ENTRE 2001 E 2015 (FONTE: IRENA, 2016)..... 89
TABELA 3 - DESAGREGAÇÃO DO LCOE EM 2015, 2030 E 2045 (FONTE: IRENA, 2016). 95
TABELA 4 - ESTIMATIVAS DE CUSTO DE CAPITAL ENTRE 2016 E 2040 EM FUNÇÃO DO GRAU DE APRENDIZAGEM (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE NO IEA (2018)..... 96
TABELA 5 – SEIS CAMPOS UTILIZADOS PARA ESTIMATIVA DE CUSTO DE DESCOMISSIONAMENTO (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM PROSERV, 2010) 125
TABELA 6 - TABELA DE CONVERSÃO DOS RELATÓRIOS PARA USD DATA DE REFERÊNCIA 31/12/2018 137
TABELA 7 – ESTIMATIVA DE CUSTO DE CAPEX POR ELEMENTO EM USD/KW (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 138
TABELA 8 – COMPARAÇÃO DE VALOR DE CUSTO (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA)..... 141
TABELA 9 – DEFINIÇÃO DE PROBABILIDADES (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA)..... 143
TABELA 10- ANÁLISE DO IMPACTO DA POTENCIAL SINERGIA NO ITEM – EXEMPLO: SUBESTAÇÃO *OFFSHORE* (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA)..... 149
TABELA 11 – ITENS DE CUSTO DETALHADOS E POTENCIAL DE SINERGIA (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE NO CROWN ESTATE (2008), EM LARANJA, E NREL (2018), EM AZUL)..... 151
TABELA 12 –SÍNTESE DA ESTIMATIVA DE REDUÇÃO DE CUSTO OPERACIONAL EM RAZÃO DA POTENCIAL SINERGIA (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EIA (2016) E NREL (2018)) 157
TABELA 13 – CAMPOS EM DESINVESTIMENTOS PETROBRAS (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 160
TABELA 14 - RESTRIÇÃO EÓLICA *OFFSHORE* – ESTRUTURAS FIXAS (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017 E HIGGINS; FOLEY, 2013 E IRENA, 2016)..... 162
TABELA 15 – POTENCIAL EÓLICO CAMPOS PETROLÍFEROS (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 165

TABELA 16 – PARAMETRIZAÇÃO DA SUPERFÍCIE DE RESPOSTA PARAMÉTRICA LINEAR (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 166
TABELA 17 – ESTIMATIVA CAPEX E OPEX EM FUNÇÃO DA LÂMINA D'ÁGUA E DISTÂNCIA DA COSTA (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 167
TABELA 18 - CAPEX E OPEX ESTIMADO PARA TODAS AS ALTERNATIVAS (BASE ATB 2018 – NREL) (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 169
TABELA 19 – PARÂMETROS RESTRITIVOS DE SELEÇÃO DOS CAMPOS DE O&G (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 170
TABELA 20 – ESTRUTURAS FIXAS E TRANSMISSÃO AC (CENÁRIO BASE) (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 171
TABELA 21 – DESCRITIVA DOS CAMPOS PETROLÍFEROS (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 174
TABELA 22 - DESCRITIVA DAS CORRENTES DE ÓLEO DOS CAMPOS PETROLÍFEROS (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 176
TABELA 23 – FATOR DE FORMA ESTIMADO PARA AS ALTERNATIVAS PRÉ-SELECIONADAS (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 177
TABELA 24 – ESTIMATIVA DE DENSIDADE DE POTÊNCIA EM FUNÇÃO DE VARIAÇÕES DE POTÊNCIA NOMINAL DE TURBINA, FORNECEDORES, DIÂMETROS DE ROTOR E ESPAÇAMENTO (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM BEITER *ET AL.*, 2016; DEUTSCHE WINDGUARD GMBH, 2018; EIA WIND, 2016) 178
TABELA 25 – FAIXA DE CAPACIDADE INSTALADA POR CAMPO EM FUNÇÃO DA ÁREA (KM^2) DO BLOCO E DENSIDADE DE POTÊNCIA (DP) (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 179
TABELA 26 – DESCRIÇÃO DAS DUAS ALTERNATIVAS DE PROJETO (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 191
TABELA 27 – DESCRIÇÃO DO BALANÇO DO SISTEMA (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 191
TABELA 28 – DESCRIÇÃO DAS PLATAFORMAS DE UBARANA (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 193
TABELA 29 - DESCRIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DE PROJETO DA TURBINA BASE (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE NO RELATÓRIO DA *VESTAS*) 193
TABELA 30 – FATOR DE CAPACIDADE LÍQUIDA DE CADA PROJETO (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 196
TABELA 31 – ESTIMATIVA LCOE UBARANA E XARÉU (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE NREL, 2018 E CEPEL, 2018) 197

TABELA 32 – ESTIMATIVA DE FAIXA DE REDUÇÃO DE LCOE 198
TABELA 33 - PARÂMETROS BASE UTILIZADO ANÁLISE DE SENSIBILIDADE MONOPARAMÉTRICA (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 198
TABELA 34 - VARIÁVEIS DE INCERTEZA UTILIZADAS NA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 199
TABELA 35 - PREMISSAS DOS CENÁRIOS ANALISADOS (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA)204
TABELA 36 - VALOR DE REFERÊNCIA BRENT PDE 2026 (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 204
TABELA 37 – ESTIMATIVA DE FLUXO DE CAIXA DO CASO BASE ATÉ O FIM DA CONCESSÃO DOS CAMPOS DE UBARANA E XARÉU (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 207
TABELA 38 – PROPOSTA DE CAPITAL DISPONÍVEL PARA INVESTIMENTO NOS PARQUES EÓLICOS EM UBARANA E XARÉU (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 209
TABELA 39 - PREMISSAS DOS PROJETOS (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA) 211
TABELA 40 – ESTIMATIVA DE CUSTO DE DESCOMISSIONAMENTO (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM ICF *ET AL.*, 2015) 211
TABELA 41 - CUSTO ESTIMADO DE DESCOMISSIONAMENTO DE UBARANA E XARÉU (FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM PROSERV., 2010) 213
TABELA 42 – ESTIMATIVA DE CUSTOS DE GERAÇÃO ELÉTRICA NOS CAMPOS DE UBARANA E XARÉU, ANTES E DEPOIS DA POTENCIAL REDUÇÃO EM DECORRÊNCIA DA SINERGIA ESTIMADA 226

ÍNDICE DE EQUAÇÕES

EQUAÇÃO 1 - CUSTO NIVELADO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA..... 87
EQUAÇÃO 2 - CUSTO ESTIMADO A PARTIR DA SUPERFÍCIE DE RESPOSTA PARAMÉTRICA LINEAR 166
EQUAÇÃO 3 - POTÊNCIA DO VENTO (W)..... 194
EQUAÇÃO 4 - DISTRIBUIÇÃO DE *WEIBULL* 195
EQUAÇÃO 5 - POTÊNCIA ANUAL DA TURBINA..... 195
EQUAÇÃO 6 - LUCRO LÍQUIDO CAMPO PETROLÍFERO 205

LISTA DE SIGLAS

ANP – Agência Nacional do Petróleo

A - área

AAAS- Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares

AAE - Avaliação Ambiental Estratégico

ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica

AC - Corrente alternada

º API - grau de densidade do petróleo *American Petroleum Institute*

ATB - Annual Technology Database do NREL

BAR - Boletim Anual de Reservas

bbl - barril de petróleo

BEM - Balanço Energético Nacional

BOS - Balanço do Sistema

BSW - Basic sediment and water

CAPEX - Capital Expenditure

CCS - Carbon Capture & Storage

CE- Ceará

CEPEL - Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CfD – Contratos por Diferença

CMO - Custo Marginal de Operação da Expansão

COP21 - 21ª Conferência das Partes de Paris

CP - Coeficiente de potência

DC - Corrente contínua

DECEX- custo de descomissionamento

DP - Densidade de Potência

EEG - “Erneuerbare Energien Gesetz”

EIA - Estudo de Impacto Ambiental

EIA - *U.S. Energy Information Administration*

EPCI - *Engine-Procure-Construct-Install*

EPE - Empresa de Planejamento Energético

EUA - Estados Unidos da América

EUR – Euro

E&P - Exploração e Produção de petróleo

FC - Fator de Capacidade

FED - Federal Reserve System

FEED - Front-end engineering and design

FMI - Fundo Monetário Internacional

FR - Fator de recuperação

GBP - libra esterlina

GIS - Geographic Information System

GW - Gigawatt

HSE - Health, Safety & Environment

HVAC - Corrente alternada de alta voltagem

HVDC - Corrente contínua de alta voltagem

Ibama - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo

IEA - *International Energy Agency*

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change

IRENA - International Renewable Energy Agency

kbopd - mil barris de petróleo por dia

km – quilômetros

KNOC - Korean National Oil Corporation

kW - kilowatt

kWh - kilowatt-hora

LA – Lâmina d'água

LCOE – *Levelized Cost of Energy*

LiDAR - Lightning Detection and Ranging

Máx. - máxima

m - metros

m/s - Metros por segundo

mD – miliDarcy

Min – mínima

MMbbl – milhões de barris

MME - Ministério de Minas e Energia

Mtep - Milhões de toneladas equivalentes de petróleo

MWh - Megawatt-hora

NFFO - *Non-Fossil Fuel Obligation*

NREL - National Renewable Energy Laboratory

O&G – Óleo e Gás

O&M - Operação & Manutenção

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPEX - Operating Expenditure

OR – Obrigação de Renováveis

OTC - *Offshore* Technology Conference

P10 - 10% de probabilidade de o valor ser superior

P50 - 50% de probabilidade do valor ser superior

P90 - 90% do valor ser superior

PAG - Plataforma de Agulha

PARB - Plataforma de Arabaiana

PCIO - Plataforma de Cioba

PD&I - Planejamento, Desenvolvimento e Inovação

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.

$P_{máxima}$ - Potência máxima ou nominal

P_n - Potência nominal ou máxima

P_t - Potência das turbinas

PTV - *Personnel Transfer Vessel*

PUB - Plataforma de Ubarana

P_v - Potência do vento

PXA - Plataforma de Xaréu

RGN - Rio Grande do Norte

ROC - Certificado de Obrigação de Renováveis

rho - densidade do ar

RJ – Rio de Janeiro

ROV - *Remotely Operated Underwater Vehicle*

SCADA - Controle de Supervisão de Aquisição de Dados

SCOE - Society's Costs of Electricity

SE - Sergipe

SOV - Service Operation Vessel

STOOIP – Stock Tank of Oil in Place

SP – São Paulo

TWh - Terawatt-hora

UEP - Unidade de Produção

USD – dólar americano

VOIP - *Volume of Oil in Place*

WWF - World Wide Fund

INTRODUÇÃO

> « La consommation d'énergie par tête représente sans doute le meilleur indice des forces mises en œuvre pour transformer le monde : l'homme primitif, avant l'invention du feu, ne dépensait de ce point de vue que sa propre nourriture, doit 2 à 3 000 kilocalories par jour ; puis il apprit à utiliser le feu, à domestiquer les animaux, à de servir de la force du vent et de l'eau, de celle de la vapeur, de l'électricité, du pétrolé, de toutes les énergies fossiles ou physico-chimiques ; sa consommation énergétique par tête passait alors à 12 000 kilocalories avec les premières sociétés agricoles (8000 ans avant J.-C), 26 000 au XVe siècle, 77 000 à la fin du XIXe siècle, 150 000 aujourd'hui en Europe et plus de 230 000 aux Etats-Unis. » (PASSET, 1979)

A economia industrializada, resultante do uso de combustíveis fósseis, carrega em si uma contradição ecológica. Sua lógica de crescimento ilimitada a uma velocidade insustentável tem esgotado os recursos necessários para a sua reprodução, ameaçando o equilíbrio do planeta.

A necessidade de enfrentamento das mudanças climáticas indica a transição para uma economia de baixo carbono em que a eletrificação do consumo de energia da sociedade será fundamental, como por exemplo a eletrificação veicular ou industrial. Entretanto, ela não ocorrerá de forma espontânea e o planejamento energético deve direcionar o uso racional dos recursos naturais e fomentar a penetração das fontes renováveis na matriz energética mundial.

A geração de eletricidade por vento foi o setor de maior crescimento nas últimas três décadas. Sua migração para o ambiente marinho pode representar um crescimento significativo de escala de projeto e eficiência de conversão dos ventos em eletricidade. Entretanto, em razão da sua complexidade técnica e da grande intensidade de investimentos, ainda apresenta custos elevados e necessidade de políticas de incentivo para o seu desenvolvimento.

Embora a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética tenha sido incontornável nos últimos anos, apesar da maré recessiva, o incremento da participação da eólica não deixa de ser notável na economia brasileira. Infante no mundo, a indústria eólica *offshore* no Brasil ainda é inexistente.

A zona de interesse econômico de cada país, além de ser um aspecto geopolítico relevante ainda não desenvolveram atividades econômicas diversas e de grande escala que representassem um crescimento natural, sustentável e integrado. A industrialização plena do oceano inclui além de petroleiras e operadoras de parques eólicos, empresas de construção naval, de equipamentos submarinos e dos setores portuários, sem esquecer as firmas de navegação. O conjunto industrial se capacitaria para explotar[1] o espaço marinho, suas profundezas e seu subsolo, com inúmeros desdobramentos, através de atividades produtivas estreitamente articuladas.

A articulação entre os atores envolvidos facilitaria a efetiva ocupação dentro de bases sustentáveis ambientalmente e traria enormes benefícios em termos de geração de renda e emprego para a população brasileira. A economia do mar brasileiro não dependeria tão somente das jazidas de hidrocarbonetos para a sua ocupação. A geração eólica diversificaria as atividades oceânicas, daria bom destino aos campos a serem abandonados e adicionaria clientes à economia costeira, hoje fortemente abalada pelos desinvestimentos da Petrobras e pela concentração das atenções no pré-sal.

As mesmas restrições de distância da costa e lâmina d'água, enfrentadas pelo setor petrolífero na década de 1970, são hoje entraves para o setor eólico. À época, os Sistemas de Posicionamento Dinâmico eram unidades móveis de flutuação; convertidas às unidades de produção, as plataformas semissubmersíveis viabilizaram a exploração de águas ultra profundas da Bacia de Campos.

É o que ocorre no Mar do Norte neste momento, onde estão sendo testadas as primeiras turbinas eólicas colocadas em unidades flutuantes. O aprendizado encontra-se em fase inicial e, segundo o IRENA (*International Renewable Energy Agency*) (2016), ele será longo e lento, com a expectativa de competir com os suportes fixos, ocorrendo somente por volta de 2030.

É dentro da perspectiva de criação de uma potencial sinergia entre diferentes atores e interesses que a penetração da energia eólica *offshore* pode ser concebida no Brasil. Além disso, parece claro que, estratégica e politicamente, a abertura de novas

[1] Explotar é o termo técnico utilizado pelas geociências para se referir ao aproveitamento econômico de um recurso natural extraído, sendo ele geralmente não renovável. Ele se contrapõe a explorar, que se refere a etapa de prospecção, pesquise e análise da viabilidade econômica do recurso natural.

fronteiras oceânicas deve interessar a uma potência regional com um litoral extenso, o maior do Atlântico Sul.

A geração eólica no mar pode ser vista como um novo segmento de uma indústria maior que envolve o aproveitamento dos recursos marinhos, inclusive suas riquezas minerais. A extração de óleo bruto e gás natural é a mais conhecida. Existem também as fontes renováveis: os ventos, as correntes, as ondas e as marés. A convergência das atividades é condição *sine qua non* para uma explotação em escala industrial que seja sustentável.

O nível de investimento esperado na geração de energia no mar é alto e será ancorado, ainda por muito tempo, pelo aproveitamento dos hidrocarbonetos guardados no subsolo marinho. Na teoria, parece evidente as diversas possibilidades de interação, não só entre os setores eólico e de óleo e gás (O&G), mas também destes com os demais para a redução das despesas sempre elevadas das operações no mar. Do ponto de vista da articulação de um sistema oceânico de produção, da maior integração da intervenção do homem neste ambiente particular, cabe perguntar sobre o potencial de sinergia que estes dois setores podem ter.

A reutilização de áreas já plenamente conhecidas, abrigando campos de produção em declínio acelerado, relegados pela concessionária ao lento abandono, pode ser uma alternativa que o mercado não valorize de imediato. Na verdade, pelo visto a questão não entrou no radar das empresas. Em compensação, o estado possui todas as ferramentas para sinalizar a oportunidade e, mais importante, tem o controle da maior operadora *offshore* do País.

Sendo assim, a interseção entre as atividades de descomissionamento e a penetração do setor eólico pode ser vista como uma oportunidade de expansão do setor de energia no mar do Brasil. A perspectiva da revisão da regulamentação do descomissionamento pela ANP e o eminente marco regulatório do setor eólico representam uma oportunidade para a elaboração de uma política energética de minimização de impacto ambiental do setor energético do país.

Nesse contexto, o presente trabalho busca avaliar a possibilidade de interação entre o setor eólico e o petrolífero no litoral brasileiro. O compartilhamento de elementos

da cadeia de ativos petrolíferos pode reduzir os custos diretos e indiretos, trazer benefícios mútuos, abrir novos espaços de negócio e sedimentar uma indústria oceânica.

Não há o que falar de sinergia sem identificar onde ela pode ocorrer. Dessa forma, o objetivo é analisar a interseção entre os campos maduros e potencial eólico da costa brasileira e definir um estudo de caso que avalie o impacto da sinergia potencial sobre a atratividade do projeto.

Metodologia

Primeiramente foi necessário realizar uma revisão bibliográfica sobre todas as etapas necessárias para a instalação e operação de um parque eólico e as futuras inovações capazes de reduzir os elevados custos de geração. A fim de entender as possíveis interações e oportunidades de redução de custo, em razão de uma cooperação entre os setores, foi analisada a evolução da estrutura do mercado, desde a fase inicial de penetração do setor no Mar do Norte até o posicionamento atual das grandes operadoras de petróleo.

A primeira etapa foi a definição de uma metodologia capaz de acessar o impacto sobre os custos diretos e indiretos de um projeto eólico em qualquer campo maduro do litoral brasileiro. O modelo de custo com valores representativos da base tecnológica do ano de referência (2018) foi definido e sua representatividade confirmada através da comparação com outros modelos. Para tanto, foi necessário trazer todos ao mesmo ano base, convertê-los para a mesma moeda (USD) e elencá-los em categorias similares.

De posse do custo do caso de referência de geração eólica, buscou-se sua decomposição em subitens que permitissem a avaliação do potencial de sinergia. O alto grau de incerteza e diversidade dos casos motivou a definição de faixas de possíveis ganhos (alto, muito alto, razoavelmente baixo, baixo e inexistente) associadas a probabilidades mínimas e máximas de impacto sobre os custos. Cada item de custo foi avaliado pelo seu potencial benefício em razão da explotação prévia do campo e da cadeia de fornecimento desenvolvida.

O processo de seleção do campo a ser avaliado economicamente envolveu três etapas: definição do espaço amostral, avaliação restritiva e escolha do caso que maximizasse o benefício para ambos os setores e, por isso, o potencial de colaboração.

Durante todo o processo de seleção buscou-se campos que pudessem a curto prazo serem convertidos em parques eólicos com objetivo comercial.

No processo de seleção, foram definidos os parâmetros principais capazes de avaliar o potencial eólico e as limitações tecnológicas da indústria eólica no mar, são eles: a velocidade média do vento, a distância da costa e a lâmina d'água. A existência de recursos petrolíferos não garante a de recursos eólicos e, por isso, foi utilizado o mapa online de Potencial Eólico Brasileiro, do CEPEL, para definir o recurso eólico de cada campo.

A etapa de definição do campo a ser avaliado no estudo de caso definiu variáveis que permitissem identificar a possibilidade de reutilização dos itens de custo, de geração de receita petrolífera adicional e de instalação de parques com objetivo comercial. Após análise de cada caso, dois campos foram definidos por representarem benefícios tanto para o setor petrolífero, como para o eólico.

O impacto da reutilização do campo foi acessado através do custo nivelado de energia (LCOE – *Levelized Cost of Energy*). O LCOE representa o custo constante por unidade de energia (kWh ou MWh) de um fluxo de caixa, o qual possui o mesmo valor presente que o custo total de geração ao longo da vida útil de uma usina. Assim, representa o custo médio de geração (USD/MWh).

O estudo de caso buscou avaliar a capacidade de geração de energia elétrica no campo, o custo mínimo para o pagamento dos investimentos e o impacto sobre a viabilidade do projeto caso o potencial de sinergia se concretizasse. Para tanto, foram necessárias a descrição das características físicas e das tecnológicas para o cálculo da estimativa de geração de eletricidade e de custo.

Em razão das incertezas inerentes da ausência de projetos no país foi realizada uma análise de sensibilidade sobre os parâmetros principais do custo de geração, são eles: custo de capital, de operação, taxa de desconto e fator de capacidade líquida. A discussão dos resultados apresentou dois potenciais benefícios adicionais, um para o setor eólico e o outro para o petrolífero. A aceleração de receitas a partir da estimativa do perfil de produção petrolífera de cada campo pode permitir a redução do custo de capital dos parques eólicos e a estimativa de custo de abandono ou descomissionamento, por sua vez, pode motivar a operadora a cooperar com o infante setor.

A originalidade deste trabalho está em avaliar um projeto inteiramente pioneiro no Brasil. Entretanto, tem como ônus a incerteza do custo de nacionalização e a viabilidade técnico econômica da reutilização de elementos do campo maduro previamente instalado no local. A formação exata do custo total de projeto, a identificação de quais atividades têm potencial sinergético e a velocidade de redução de custo de cada subitem representaram dificuldades adicionais no presente trabalho.

Estrutura do trabalho

O primeiro capítulo expõe o contexto energético mundial e nacional e o papel do petróleo e da energia eólica *offshore*. As perspectivas internacionais da expansão do setor eólico *offshore* e as barreiras e oportunidades que ocorrem mercado europeu. O setor energético brasileiro e a expansão do setor eólico *onshore* são apresentados.

A comparação com a expansão do setor petrolífero no país e entre as áreas com campos maduros e recursos eólicos demonstra uma potencial sinergia entre os setores no caso brasileiro, ao menos na fase de penetração. Então, a estrutura de mercado do setor eólico *offshore* europeu é analisada a fim de entender o papel que o setor petrolífero desempenhou e desempenha.

O segundo capítulo descreve as características de um projeto eólico no mar com o estado da arte do ano de referência 2018 e suas perspectivas futuras. Em razão dos altos custos e da velocidade de desenvolvimento tecnológico, a base tecnológica e os custos foram apresentados a curto, médio e longo prazo.

A evolução do custo médio de geração elétrica é revista e seus custos diretos são detalhados. A previsão da comercialidade das inovações tecnológicas e seu impacto sobre os custos de investimento e de operação são apresentados.

O terceiro capítulo analisa a interação tanto em uma perspectiva sistêmica, impactando os setores como um todo, ou em uma escala de projeto. Primeiramente, é definido conceitualmente os tipos de interação entre os setores. As três alternativas setorial analisadas foram a cooperação para a redução do impacto ambiental, de cogeração de recursos petrolíferos e eólicos e de pesquisa, desenvolvimento e inovação.

Em uma escala de projeto, optou-se por uma estimativa de impacto de redução de custos em razão da reutilização da área de um campo petrolífero já explotado. Para tanto, foi necessária a definição de uma linha de base dos custos de capital e de operação e a

definição de uma faixa de potencial de sinergia entre as atividades. Os valores estimados neste capítulo são a base da faixa de redução de custo proposta para o estudo de caso.

O quarto capítulo analisa os campos brasileiros com maior potencial de sinergia entre a E&P de petróleo e gás e a geração eólica no mar. Através da aplicação da metodologia proposta no presente trabalho são definidos os campos maduros dotados de recursos eólicos e com características geográficas dentro dos limites tecnológicos do setor, representados pelas restrições aplicadas na primeira etapa de seleção do caso a ser estudado.

O objetivo do projeto é a avaliação da potencial sinergia entre os setores para viabilizar a penetração do setor eólico *offshore* no país. As variáveis que representam atratividade para o setor eólico foram definidas, assim como para o de petróleo e gás. Os campos que foram selecionados devem ser estrategicamente atrativos e, por isso, permitirem a penetração do setor com apoio mútuo.

O quinto capítulo apresenta o estudo de caso de um projeto de geração eólica *offshore* em um campo petrolífero da costa brasileira. A primeira parte descreve as características da base tecnológica e da localização do campo, a fim de estimar o potencial de geração de eletricidade, os custos e o impacto sobre os mesmos decorrentes da reutilização das áreas de campos maduros. Os resultados são discutidos, incorporando as perspectivas de benefícios adicionais de aceleração de retorno de investimento e a extensão da vida útil de estruturas. Por fim, é realizada uma análise de sensibilidade a fim de incorporar as incertezas e avaliar seu impacto sobre os custos de geração.

1 CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL E NACIONAL: O PAPEL DO PETRÓLEO E DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE

1.1 Contextualização energética

1.1.1 Das questões energéticas e ambientais à alternativa eólica nos mares

A energia desempenha um papel-chave no desenvolvimento do homem em toda a sua história. A revolução industrial representou um momento de ruptura ao encerrar o apogeu do uso da energia biológica como força motriz e iniciar a fase do uso dos combustíveis fósseis como forma de aumentar a produção de bens manufaturados através da redução do tempo de produção.

O alto consumo energético per capita, necessário para a manutenção da sociedade de consumo, demanda uma expansão econômica constante do setor energético. As limitações tecnológicas, instabilidades político-econômicas e pressões ambientais atuais sinalizam o esgotamento do modelo com base em combustíveis fósseis.

O aumento da escala da ação antropogênica, desde o final do século XIX, resultou na elevação da temperatura média do planeta em 0.78º C. As projeções de aumento de emissões indicam que, se mantivermos a política energética e o cenário atual socioeconômico continuar, teremos elevações na temperatura de 1,8 a 4º C até 2100. As consequências previstas incluem catástrofes, rupturas na produção agrícola, perda de biodiversidade, maior acidez da água e aumento no nível dos oceanos (IPCC WGIII, 2014).

Os choques do petróleo, em 1973 e 1979, foram um alerta para o mundo quanto à dependência energética e garantia de suprimento. A preocupação global a respeito das externalidades negativas do uso dos combustíveis fósseis impulsionou o uso das fontes renováveis. Entretanto, foi somente na década de 1990 que a variável ambiental ganhou espaço nas discussões sobre o tema. Os debates sobre a mudança do clima culminaram na Conferência do Rio, na assinatura do Protocolo de Quioto e, mais recentemente, do Acordo do Clima na COP21.

A geração elétrica é parte essencial da mudança, o planejamento energético tem a missão de garantir o uso racional dos recursos naturais e, no contexto de restrição ambiental, fomentar a penetração das fontes renováveis na matriz energética mundial.

Assim, o cumprimento das metas ambientais e de desenvolvimento social não se fará sem planejamento e gestão cuidadosa dos recursos energéticos.

Entre as fontes renováveis com o maior crescimento, nas últimas três décadas, encontra-se a energia eólica. Embora conhecida por séculos, a força dos ventos não é fácil de ser domada. O avanço técnico e científico recente se reflete em turbinas que pouco se assemelham aos cata-ventos ou moinhos.

A gradativa, mas incessante, redução dos custos, com a melhoria dos processos de conversão, marca um percurso com passos decisivos dados nos últimos vinte anos. A maior independência do setor elétrico em relação aos combustíveis fósseis também interessa às grandes empresas e tem evidente apelo político no que diz respeito à segurança do abastecimento dos países mais fortes na geopolítica internacional.

Do ponto de vista ambiental, para a produção de energia elétrica em substituição aos combustíveis fósseis derivados do carvão, do petróleo e do gás natural, a energia eólica apresenta emissões diretas nulas de gases de efeito estufa. Esta se configura em uma vantagem decisiva. Por outro lado, é óbvio que a implantação de turbinas eólicas em grande escala tem impacto sobre a paisagem, além de alguns outros descritos posteriormente.

Como um obstáculo físico de grandes dimensões e caracterizado como uma intervenção paisagística maior, a solução deve ser avaliada dentro dos mais restritos métodos científicos, mesmo que a valoração dos danos seja feita por meios indiretos. Vale lembrar, a propósito, que o campo de Manati, no município de Cairu, Bahia, dispõe da última estrutura instalada em águas rasas (menos de trinta metros) na costa brasileira e visível da praia. Depois disso, nenhum desenvolvimento de campo nessas condições teve a licença de construção concedida pelo Ibama.

Além da interferência paisagística, outra poluição decorrente dos parques eólicos é a sonora. Os sons produzidos por uma turbina eólica não são danosos sob o ponto de vista fisiológico aos homens e animais; isto porque não são prejudiciais ao sistema auditivo e tampouco interferem nas atividades diárias daqueles que habitam a área de influência do parque eólico.

Embora o ruído incomode sempre, o impacto ambiental mais discutido em relação às turbinas se refere à morte de pássaros por colisão com as pás. A possibilidade parece

evidente em razão do número de turbinas, do diâmetro das pás, da velocidade em que rodam, da altura e de sua disposição no terreno. Sobre o assunto, longe de esgotar a discussão, contudo, os estudos feitos pelo Ministério do Meio Ambiente Dinamarquês demonstraram que há maiores riscos de colisão de pássaros em cabos de linhas de transmissão do que em turbinas eólicas (WWF-NORWAY, 2014).

Superados os impactos negativos do aproveitamento em escala industrial, o conhecimento acumulado pelo homem sobre a energia eólica é bastante sólido. Existem duas maneiras de aproveitar a força dos ventos e a geografia se revelou como fator determinante. Em terra, o aproveitamento ocorre há mais de dois mil anos e representa a maioria da geração de energia a partir dos ventos. Não podia ser diferente, a tecnologia encontra-se amplamente dominada. Para tanto, o crescente e recente aumento no consumo de energia através de eletricidade foi um fator decisivo (IPCC WGIII, 2014) .

O aproveitamento é ainda mais antigo no mar, contudo, a vela foi substituída pelas caldeiras e, em seguida, pelos motores, o que proporcionou a Revolução nos transportes marítimos no século XIX. A migração da geração eólica de eletricidade para o ambiente marinho está a se fazer. Hoje, a complexidade técnica e a intensidade do capital se apresentam como os maiores desafios. Não existe o pacote tecnológico padrão disponível no mercado e o aumento de escala de projetos se faz necessário para garantir a viabilidade econômica, uma vez que o custo *offshore* é duas a três vezes superior ao *onshore* (IEA, 2018).

Apesar de mais onerosa, a justificativa para investir na solução eólica, em alto-mar, repousa nos ventos marinhos. A geração no mar se beneficia de fatores de capacidade bem superiores. Este fator representa a razão entre a energia produzida e o máximo teórico que poderia ser gerado, caso todas as turbinas funcionassem continuamente. No Reino Unido, estimaram-se fatores de carga da ordem de 36% nas eólicas *offshore* e 27% nas *onshore* (GREEN; VASILAKOS, 2011). A diferença pode ser ainda maior, conforme ilustra a Figura 1. Na Alemanha, Dinamarca e Holanda o fator de capacidade dos projetos no mar é aproximadamente o dobro daquele encontrado em terra.

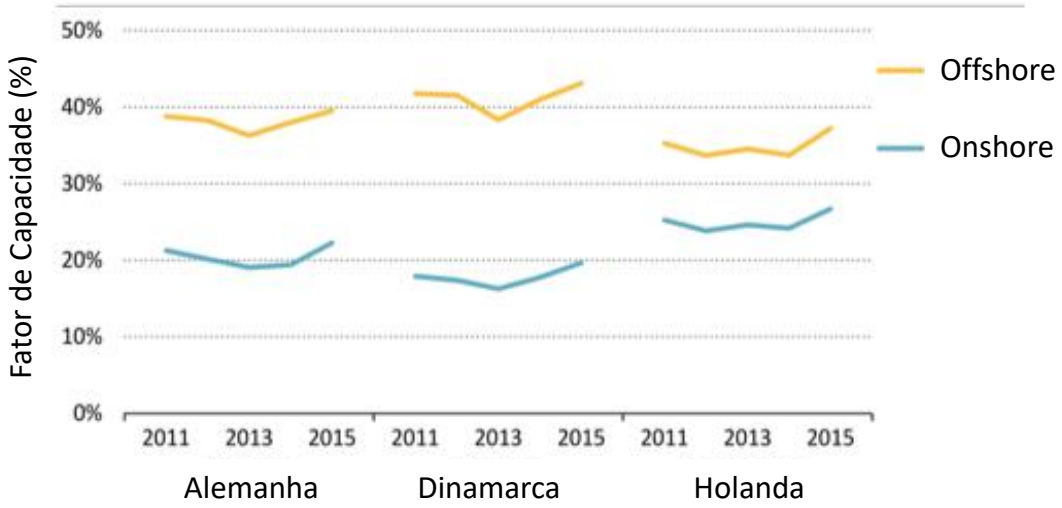


Figura 1 – Evolução do fator de capacidade médio entre 2011 e 2015 na Alemanha, Dinamarca e Holanda para parques eólicos na terra e no mar (Fonte: IEA, 2018)

Além de permitir o maior aproveitamento em razão da regularidade e da velocidade dos ventos, no mar, existem outras vantagens em relação às turbinas em terra, principalmente no que diz respeito à logística das turbinas, aos limites de transporte em rodovia e, por fim, à proximidade da maior demanda elétrica, que ocorre nas cidades costeiras (KRIEGLER et al., 2014).

1.1.2 O cenário mundial de uma indústria infante

Em 2017, a capacidade acumulada de energia eólica *offshore* mundial era de 18,8 GW, ou seja, menos de 4% de toda a capacidade mundial de energia eólica. Portanto, trata-se de uma atividade infante, marginal e sem expressão por enquanto. A Europa concentra 84% dos parques, com destaque para o Reino Unido com a maior capacidade (6,8 GW) e a Alemanha (5,4 GW) (REN21, 2018).

A Figura 2 mostra a distribuição da capacidade instalada até 2017 e fica evidente o domínio do Velho Continente no setor. O único país não europeu com relevância, a China, pontua como a maior novidade na expansão internacional da geração eólica no mar e confirma a limitação geográfica do fenômeno. A expansão da capacidade chinesa, somente em 2017, somou 2,8 GW.

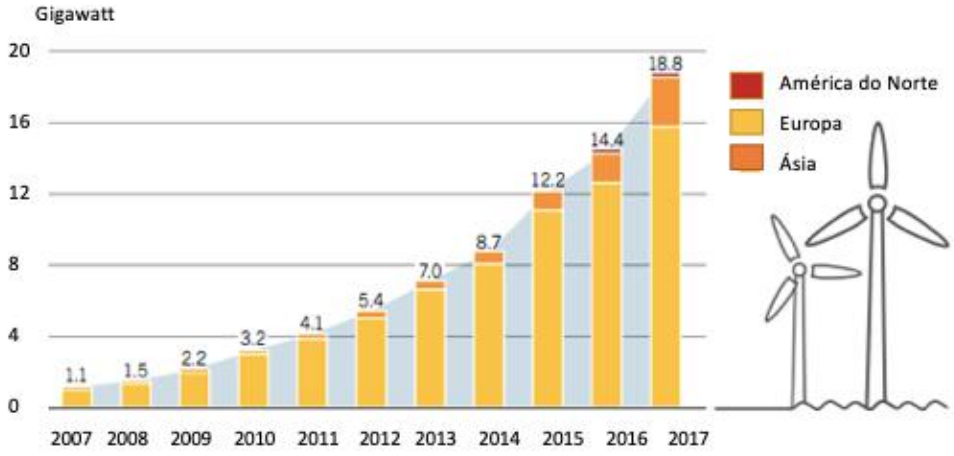


Figura 2 - Capacidade instalada global da eólica *offshore* por região, 2007-2017 (Fonte: REN21, 2018)

A Figura 3 permite acompanhar a atividade na Europa desde os primórdios em meados da década de 1990. Depois de um lento arranque, a partir de 2007 o crescimento mundial da potência instalada passou a um ritmo exponencial. Entre 2010 e 2017, a capacidade instalada mais que quintuplicou, saindo de 3,2 para 18,7 GW, sendo pouco mais de 16 GW instalados somente no continente europeu (WINDEUROPE, 2017).

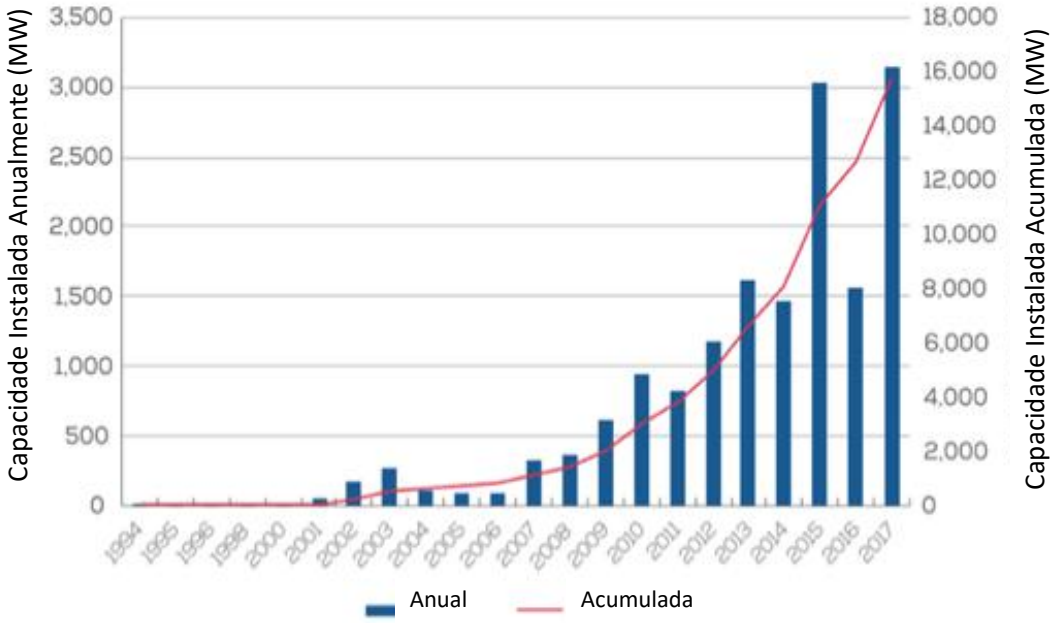


Figura 3 – Potência de energia eólica *offshore* instalada anualmente e acumulada até 2017 na Europa (Fonte: WINDEUROPE, 2017)

Contabilizando os projetos em construção, em carteira e à espera de aprovação, até 2022 a potência acumulada na Europa será expandida em 31,3 GW, conforme pode ser visto na Figura 4.

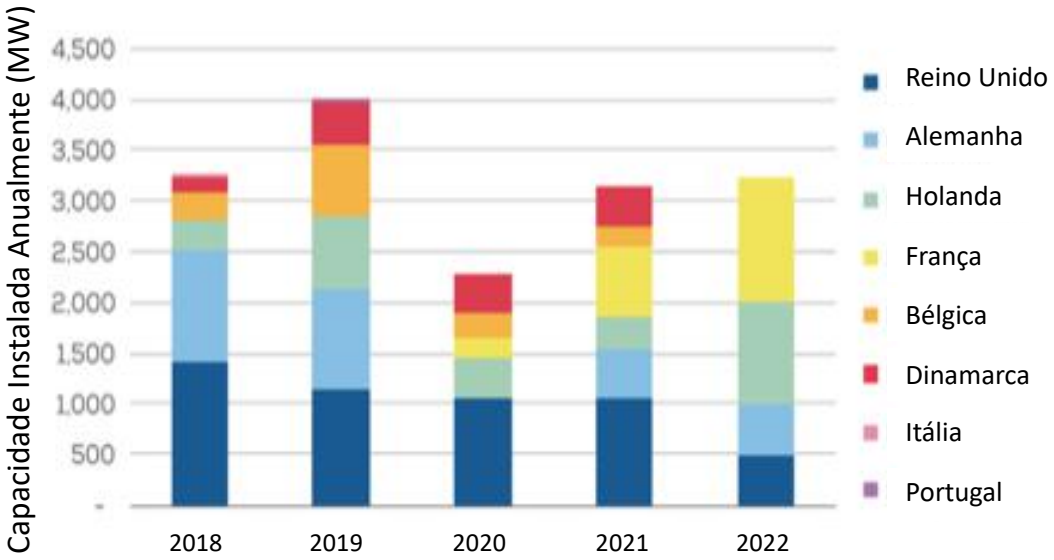


Figura 4 - Carteira de projetos entre 2018 e 2022, por país (Fonte: WINDEUROPE, 2017)

A pujante e recente expansão dos parques eólicos europeus e chineses é uma clara indicação de que a trajetória ultrapassou seus entraves tecnológicos e econômicos iniciais. Pela Figura 5 é possível acompanhar a média dos projetos em termos de capacidade de geração. A penetração da alternativa ocorreu ao mesmo tempo em que, a partir de 2009, a escala dos parques marinhos aumentava de forma significativa. Cinco anos depois, ela já era quatro vezes maior. A fase de protótipos parece vencida e os ganhos de escala passaram a imperar como principal fonte de redução dos custos.

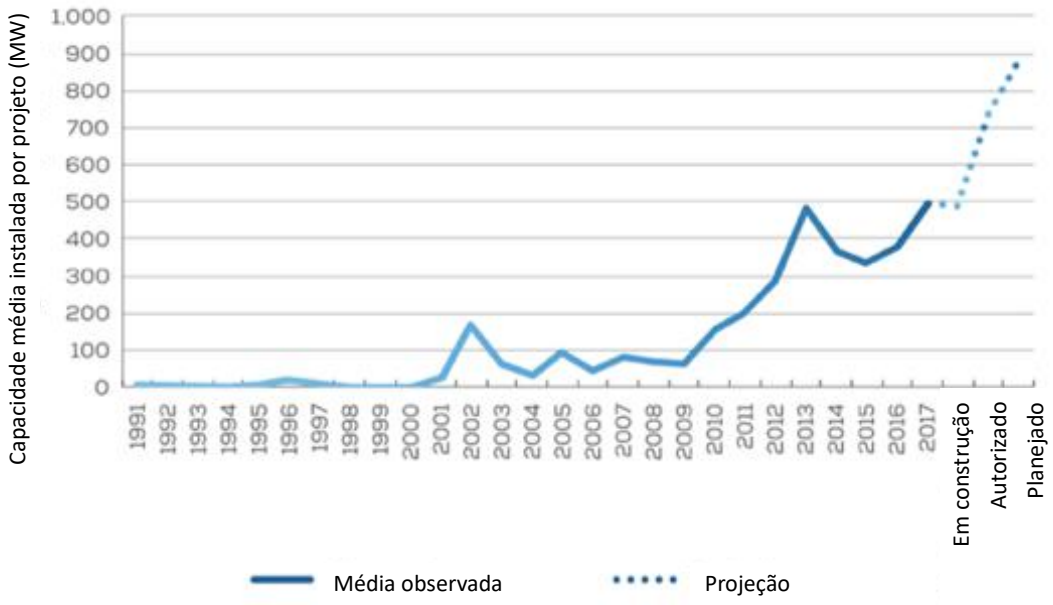


Figura 5 - Média dos projetos observada e projetada em função dos projetos no pipeline europeu (Fonte: WINDEUROPE, 2017)

A geração eólica no mar pode ser vista como um novo segmento de uma indústria maior, que envolve o aproveitamento dos recursos marinhos inclusive suas riquezas minerais. A economia do mar abrange a pesca, a geração de energia, a mineração, o lazer e o turismo, além evidentemente do transporte. A energia no mar (*offshore*) tem diversas facetas desiguais até aqui. A extração de óleo bruto e gás natural é a mais conhecida. Existem também as fontes renováveis: os ventos, as correntes, as ondas e as marés. A convergência das atividades é condição *sine qua non* para uma explotação em escala industrial que seja sustentável.

Na teoria, parece evidente as diversas possibilidades de interação, não só entre os setores eólico e de óleo e gás (O&G), mas também destes com os demais. O compartilhamento de infraestruturas, serviços, tecnologias e equipamentos pode ser importante fonte para a redução das despesas sempre elevadas das operações no mar. Trata-se da instalação de gigantescas estruturas fixas, ou móveis, que demanda tempo maior que em terra e as condições encontradas podem ser muito mais severas. Como será visto adiante, a base comum para o melhor aproveitamento do mar é a competência adquirida no gerenciamento desses grandes projetos.

O nível de investimento esperado na geração de energia no mar é alto e será ancorado, ainda por muito tempo, pelo aproveitamento dos hidrocarbonetos guardados no

subsolo marinho. As empresas de petróleo e seus fornecedores de equipamentos e serviços compõem o seleto grupo de atores com larga experiência na construção e operação de ativos em alto-mar.

Atualmente, a produção *offshore* de óleo representa um quarto da produção total, enquanto a produção de gás no mar responde por 30%. A expectativa é que essa última participação continue crescendo na próxima década. Vale ressaltar que, entre todas as descobertas de petróleo, metade ocorreu em reservatórios ultra profundos, dos quais o pré-sal brasileiro é o melhor exemplo. Este é um recurso estritamente oceânico (IEA, 2018).

É claro que, desde a queda de preços em 2014, a atividade *offshore* das petroleiras diminuiu drasticamente; quase metade do investimento de exploração e desenvolvimento de novos campos foi cortado. Dois a três anos ainda serão necessários para retomar a exploração das novas fronteiras, como o próprio pré-sal, ou também na América do Sul, como as bacias sedimentares da Margem Equatorial.

Contudo, a súbita desvalorização do barril de petróleo não foi suficiente para refrear o progresso técnico do capital que representou a liquefação do gás natural em alto-mar, realizado entre 2016 e 2018 em duas unidades, uma no Oceano Índico, outra no Golfo da Guiné. O gás é processado e liquefeito em navios-plataformas com elevado grau de sofisticação de posicionamento dinâmico. A construção de parques eólicos *offshore* segue o mesmo sentido.

Em resumo, considerando as tendências recentes, as atividades de óleo e gás continuarão a liderar a extração dos recursos submarinos e a elas se juntará o aproveitamento da força dos ventos. Para tanto, extensos parques eólicos não muito distante da costa, mas em alto-mar, deverão ser construídos, como demonstrou a experiência europeia. Do ponto de vista da articulação de um sistema de produção oceânica, da maior integração da intervenção do homem neste ambiente particular, cabe perguntar sobre o potencial de sinergia que esses dois setores podem ter.

Pelo menos ao se considerar as metas estabelecidas pelas políticas energéticas nacionais não faltarão projetos em que a cooperação poderá ser testada e desenvolvida. O Reino Unido estabeleceu como objetivo possuir 10 GW até 2020 em capacidade de geração elétrica por eólicas *offshore*. A Alemanha pretende chegar a 15 GW até 2030. A

meta da Holanda é atingir 4,5 GW até 2023 e da França 9 GW até 2030. A China, através de seu 13º Plano Quinquenal, atingirá de 5 GW até 2020, o que significa triplicar a capacidade de 2016.

1.1.3 O cenário brasileiro de abundância em terra

O Brasil é reconhecidamente um país que dispõe de abundantes recursos renováveis. A oferta de energia elétrica sobre a base de grandes empreendimentos hidroelétricos revela um lado da abundância e foi responsável pela consolidação de uma matriz energética notavelmente "limpa" (SILVA , 2006).

Não por acaso, o Brasil é referência mundial com 41,3% de sua oferta energética gerada por fontes renováveis. A média mundial, em 2015, era muito menor: apenas 13,7% (EPE, 2018a). Frente a este registro positivo, cabe um contraponto importante por ser atual. Entre 2008 e 2017, houve uma redução da participação das duas principais fontes renováveis na matriz energética: energia hidráulica e cana-de-açúcar.

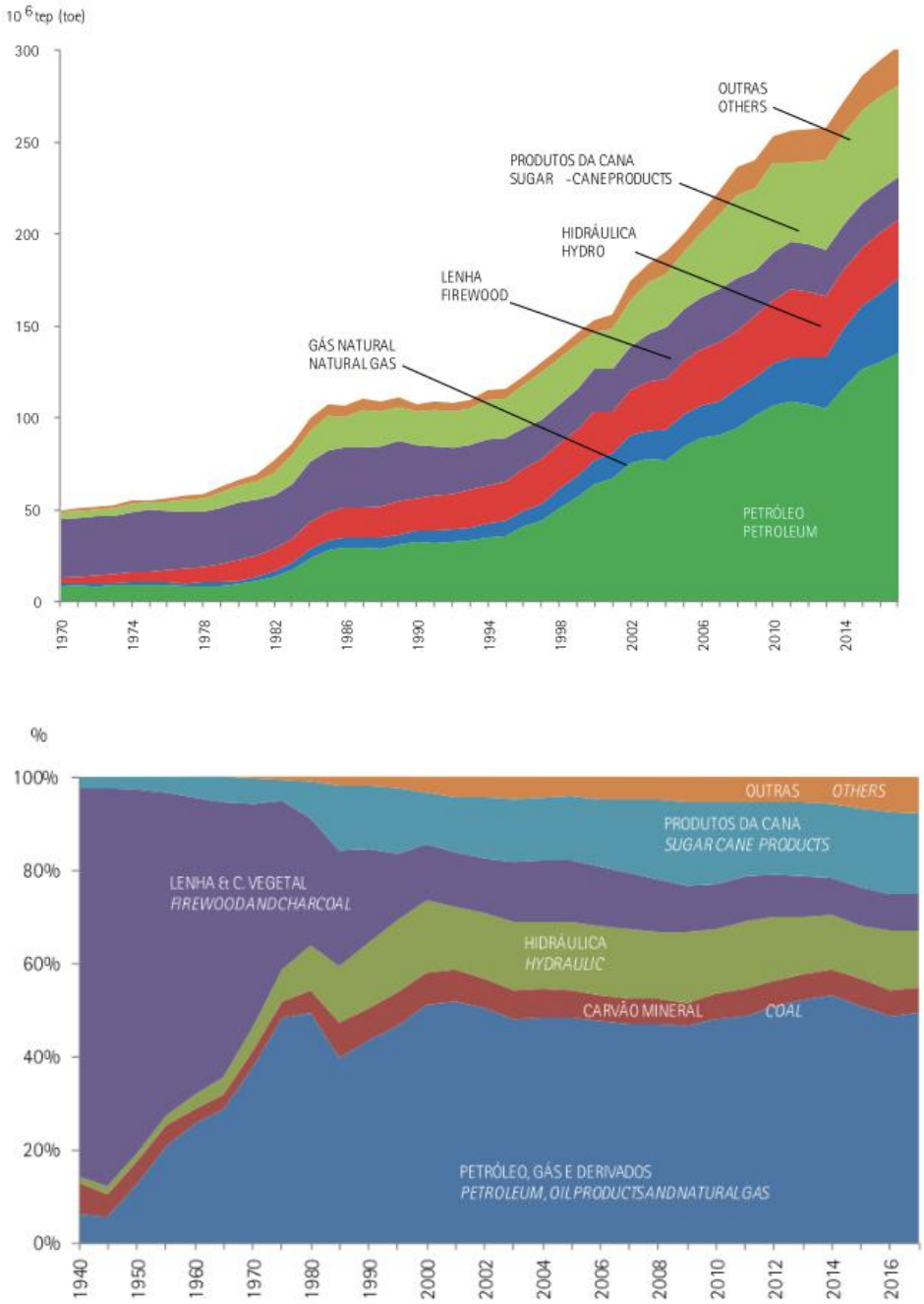


Figura 6 – Histórico de produção de Energia Primária de 1970 até 2017 em Mtep (à direita) e % (à esquerda) (Fonte: EPE, 2018a)

Para agravar, como ilustram os dois gráficos anteriores, nos quais é possível acompanhar a produção de energia primária entre 1970 e 2017, por fontes, o petróleo e o gás natural expandiram sua contribuição relativa para 45% e 13,2% do total e nada indica, respectivamente, uma queda desse ritmo nos próximos cinco a dez anos.

Nos últimos dez anos, a eletricidade correspondeu à aproximadamente 17,5% do total. Segundo o Balanço Energético de 2018 (EPE, 2018b), a oferta interna de energia elétrica foi de 624,3 TWh em 2017, sendo 36,4 TWh importados, uma contribuição marginal que corrobora com a abundância e a relativa autossuficiência. Conforme assinalado anteriormente, a principal fonte é a hidrelétrica com 65,2% do total gerado.

A expansão da geração eólica aconteceu muito recentemente e, hoje, é a fonte que se encontra em expansão mais acelerada no país. Esse impulso foi suficiente para posicioná-la como a quarta maior fonte, o equivalente a 6,8% do total gerado de eletricidade em 2017. No mesmo ano, a capacidade anual instalada foi de 6,77 GW, o equivalente a 21,3% de toda a potência adicional do país.

Embora a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética tenha sido incontornável e crescente, nos últimos anos ela foi contrabalançada pelo incremento da participação eólica que não deixa de ser notável. Ademais, o Brasil não incorre nos custos de aprendizado e desenvolvimento das tecnologias que, hoje, são de "prateleiras", ou seja, existem projetos-padrões regionalizados e especificados. Por fim, os custos crescentes do potencial de aproveitamento hidráulico e a evidente complementaridade entre água, ventos e insolação interessaram às empresas que atuam na produção de eletricidade.

Na América Latina, o Brasil se colocou como líder da geração eólica em terra. O recente crescimento do setor também o içou para uma posição relevante no mundo, sendo o sétimo, conforme ilustra a Figura 7. Observe que, entre todos os países listados, foi o quinto com maior incremento na capacidade em 2016.

Mundo - Potência Instalada e Geração por País (2016)

País	Geração (TWh)	% do Total Gerado no País	Potência Instalada (MW)	Fator de Capacida-de (%)	Expansão no Ano (MW)
China	241,0	4,0	148.640	20	19.300
Estados Uni	228,8	5,3	82.453	33	8.193
Alemanha	77,4	12,0	49.534	19	4.993
Espanha	48,9	18,0	23.026	24	38
Índia	44,8	3,0	28.700	19	3.612
Reino Unid	37,5	11,2	15.695	29	1.404
Brasil	33,5	5,8	10.129	42	2.496
Canadá	27,2	4,2	11.890	27	681
França	20,7	3,8	11.670	21	1.346
Itália	17,6	6,2	9.257	22	120
Turquia	16,5	6,0	5.376	37	873
Suécia	15,1	9,8	6.618	27	490
Austrália	13,2	5,1	4.576	33	140
Dinamarca	12,8	42,5	5.133	29	167
Polônia	12,6	7,6	5.831	26	682
Portugal	12,5	22,1	5.005	29	235
México	10,6	3,3	3.678	35	454
Holanda	7,9	6,9	4.191	24	789
Japão	7,1	0,7	3.280	25	196
Romênia	6,7	9,9	3.037	25	52
Outros	67,1	1,0	31.271	27	3.983
Total	**959,5**	**3,9**	**468.989**	**24,7**	**50.244**
%/total*	**3,9**		**7,3**		**23,4**

*** % da eólica sobre os totais mundiais**

Figura 7 – Eólica em terra - Potência instalada no mundo dividida entre geração, potência, fator de capacidade e expansão anual por país (2016) (Fonte: LIMA, 2016)

Além disso, novamente corroborando com a abundância local, o Brasil é o que possui o maior fator de capacidade, ou seja, onde os ventos podem ser mais aproveitados durante o ano. E, nesta matéria, o aumento do fator de capacidade dos parques brasileiros acompanhou a tendência mundial que incorporou rapidamente os avanços da tecnologia.

Segundo a ABEEÓLICA (2017), Associação Brasileira de Energia Eólica, que representa as empresas do setor, em setembro de 2017 a capacidade instalada de geração estava estimada em 11,5 GW, distribuída em 486 parques eólicos. Ainda segundo a associação, mais 5,45 GW encontravam-se em construção, em uma demonstração do vigor atual das atividades.

A distribuição geográfica dos ativos eólicos no Brasil, por estados, encontra-se na Figura 8. O Rio Grande do Norte é o principal estado gerador desse tipo de fonte, representando 34,7%. O Piauí possui o maior fator de capacidade médio dos seus parques já implantados (48.4%) (LIMA , 2016).

Estado	Geração (GWh)	Estrutura da Gera-ção (%)	Potência Instalada (MW)	Fator de Capacida-de (%)	Expansão no Ano (MW)
RN	11.616	34,7	3.312	44,8	923
BA	6.295	18,8	1.750	46,5	532
RS	4.671	13,9	1.619	33,6	86
CE	4.956	14,8	1.539	39,8	304
PI	3.133	9,4	885	48,4	382
PE	2.238	6,7	648	46,8	269
SC	283	0,8	243	13,3	0
PB	163	0,5	69	27,0	-
SE	63	0,2	35	20,9	-
RJ	68	0,2	28	27,9	-
PR	3	0,0	3	15,4	-
Brasil	**33.489**	**100**	**10.129**	**41,6**	**2.496**

Figura 8 – Brasil – a Geração e a Potência Instalada por Estado até 2016 (Fonte: LIMA, 2016)

Um fator importante que sustenta a penetração da energia eólica no Brasil é a complementaridade entre as fontes hídrica e eólica. Na região Nordeste, as maiores velocidades de vento coincidentemente ocorrem quando o fluxo de água do Rio São Francisco é mínimo. A região detentora do maior potencial de ventos se vê ainda mais atrativa, assim, porque seus ventos permitiriam economizar água nos períodos secos, em uma região notoriamente carente de recurso hídrico e onde a competição pela água não poupa o cidadão mais pobre. Uma complementaridade semelhante entre os regimes hídricos e dos ventos foi identificada no Subsistema Hidráulico da Região Sul (ONS, 2016; SILVA, 2006; VALLIM, 2016).

Em resumo, não faltam motivos para que a recente expansão que experimentou o setor eólico não prossiga em ritmo acelerado. O custo em ascensão do aproveitamento do potencial hidráulico, as restrições quanto ao alagamento de grandes reservatórios na Amazônia, o compromisso de reforçar a base renovável da matriz energética brasileira e as características dos regimes de vento, em território nacional, são fatores que continuarão a ditar as decisões de investimento durante a próxima década.

1.1.4 O cenário brasileiro da eólica no mar

Infante, no mundo, no Brasil, a indústria eólica *offshore* é inexistente e está longe de se tornar uma realidade. Neste ponto, nem o recente arranque na instalação das numerosas fazendas de vento *onshore*, nem a tradição da produção de óleo e gás natural no mar ajudou. No início de 2019, ainda não havia nenhuma licença expedida para a instalação de um parque eólico *offshore* no Brasil.

As pretensões das empresas petroleiras na matéria serão um facilitador de peso para o início da atividade nas costas brasileiras. Será visto que não faltam sítios disponíveis. Em seu Plano de Negócios (2019-2023), a Petrobras indica que buscará ampliar seu portfólio de atividades alinhado com a perspectiva de uma economia de baixo carbono. Tudo indica, a propósito, que os biocombustíveis deixarão de ser prioridade, com os ativos em produção de álcool e biodiesel sendo destinados (sem exceção) à alienação.

No mesmo documento, a estatal confirma a intenção de implantar projetos *offshore* de aproveitamento eólico na próxima década. Sem dúvida, em meio ao reposicionamento como uma empresa dedicada ao óleo do pré-sal e considerando a tradição nos biocombustíveis, tornar-se operadora de imensos parques geradores de eletricidade representaria uma guinada na estratégia empresarial digna de nota.

Talvez, por isso, ao dar crédito às pretensões do novo negócio, a empresa fale no estabelecimento de parcerias com outras petroleiras com alguma experiência em geração elétrica em alto-mar: a francesa Total e norueguesa Equinor (ex-Statoil). Ao chegar mais tarde e ser seguidor da nova tecnologia, a construção de competências e ativos se beneficiarão dos investimentos afundados realizados pelas empresas pioneiras. Ao que parece, no entanto, a iniciativa da Petrobras se resume, até aqui, em instalar uma torre anemométrica para medição do potencial eólico e uma turbina eólica *offshore* até 2022 (PETROBRAS, 2019). Isso deve acontecer no campo petrolífero de Ubarana, na Bacia Potiguar, em uma lâmina d'água entre 12 e 16 metros. A turbina de potência de 5 MW será conectada através de um cabo umbilical submarino à plataforma PUB-3 que terá um cabo de exportação de energia instalado para transmitir a eletricidade para a costa (IBAMA, 2018).

A plataforma se constitui em uma das instalações centrais do campo petrolífero em questão. A estrutura é fixa, construída em concreto e dispõe de capacidade para separação e processamento de petróleo e gás natural. Ela pode ser vista na Figura 9. Segundo a Petrobras, trata-se de um projeto de PD&I e, portanto, se beneficiará das condições especiais estabelecidas pela cláusula de gastos em inovação dos contratos de grandes campos assinados com a ANP, órgão regulador do setor no Brasil.

Figura 9 – Plataforma PUB-3 no campo de Ubarana, RGN (Fonte: PETROBRAS, 2018)

Além deste projeto piloto, foram repertoriados três processos abertos de licenciamento ambiental no Ibama para aqueles que seriam os primeiros projetos a serem construídos no oceano. Não passam de manifestações de intenções e nada garante que serão levados adiante, como também, até a conclusão deste estudo, não foi dada resposta aos pedidos por parte do órgão regulador do meio ambiente no Brasil.

O projeto do Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I foi protocolado pela Eólica Brasil Ltda, em junho de 2017. A ficha de caracterização de proposta apresenta uma usina eólica *offshore* com potência instalada de 400 MW em linha com as dimensões dos parques construídos nos últimos cinco anos (IBAMA, 2017).

O projeto inclui 50 turbinas, cada uma com 8 MW (Figura 10). As turbinas serão construídas em uma área total de 15 km (frente ao continente) por 5 km (em direção ao alto-mar). Localizado no litoral do município de Amontada, Ceará, o sítio escolhido possui lâmina d'água entre 7 e 12 m e a distância da costa, em linha reta, é de 8 km.

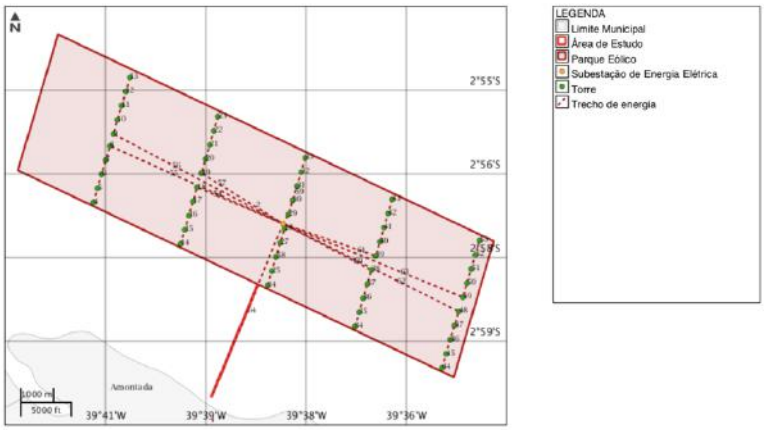


Figura 10 - Localização do Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I (Fonte: IBAMA, 2017)

Como foi assinalado, existem mais dois outros pedidos junto ao Ibama e eles foram apresentados pelo órgão no 10º Fórum Nacional Eólico, em 2018, como processos em análise. São dois parques eólicos de geração *offshore*, ambos no litoral do Nordeste. O Complexo Eólico Caju pretende instalar uma fazenda eólica na zona de transição terra-mar no Maranhão, nos municípios de Tutoia e Araioses. A potência prevista de 30 MW é reduzida, mas as condições de vento são extremamente favoráveis, bem como a baixa profundidade da lâmina d'água (SANTOS, 2018).

O terceiro projeto tem dimensão mais próxima do que se constrói no mundo recentemente. É o Parque Eólico *offshore* Caucaia Parazinho da empresa BI Energia do grupo italiano "Community Power". Ele está localizado nas águas rasas do litoral do município de Caucaia, no estado do Ceará. A capacidade de geração elétrica da instalação seria de 310 MW. A localização dos três projetos no Nordeste, como foi assinalado, decorre do regime de vento e do fator de capacidade elevado. Ainda sobre esse ponto, vale colocar que a escolha do campo de Ubarana pela Petrobras como local para seu projeto piloto no setor eólico *offshore* foi posterior à mesma escolha feita neste estudo.

Entre as iniciativas anteriores, apesar de acanhadas em termos financeiros, técnicos e físicos, o projeto piloto da Petrobras foi identificado pela EPE como o mais promissor. A empresa de pesquisa energética do MME assinala que, na ausência do marco regulatório para as atividades do setor eólico *offshore*, não se deve esperar a instalação de ativos dedicados em curto e médio prazo.

Como foi colocado, para serem economicamente viáveis e proporcionarem economias de escala suficientes, os projetos são de dimensões gigantescas. Eles envolvem instalações portuárias, empresas de navegação, de construção naval e geradoras de eletricidade. Sem normas definidoras do negócio, a imprescindível articulação entre os atores não acontecerá e a construção dos parques eólicos em alto-mar tornou-se inviável.

A ausência de marco regulatório e mesmo a ausência de qualquer menção à alternativa das eólicas em alto-mar no planejamento e na política energética não deixa de intrigar a quem pesquisa o assunto. Sem dúvida, trata-se do primeiro obstáculo a ser vencido para que os investidores se atrevam a ingressar no negócio de eólicas nos mares brasileiros.

1.1.5 A eletricidade no Brasil de amanhã e oportunidade em alto-mar

Apesar de apontarem para o contrário, a participação crescente do óleo e do gás natural na matriz energética brasileira, a queda da participação da biomassa, da fonte hídrica na matriz elétrica e a persistente retração da economia nacional, poucos duvidam do potencial do País em gerar eletricidade com baixíssima emissão de carbono. As fontes alternativas renováveis são numerosas e existe a oportunidade de diversificar as fontes primárias de geração para cumprir as metas de redução das emissões.

As projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026, encontram-se na Figura 11. É possível acompanhar o incremento da capacidade entre 2016 e 2026. Uma potência adicional de 48,2 GW foi prevista pelo documento da EPE. Cerca de 38%, ou 18,4 GW, deverão vir de novos parques eólicos. Se comparado com a capacidade instalada em 2017, representa um aumento de 121,7% e, se assim for, entre todas as fontes, a eólica será aquela que realizará a maior penetração até 2026. Embora as maiores adições ainda sejam da fonte hídrica.

FONTE[a]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RENOVÁVEIS	**118.445**	**127.711**	**136.886**	**141.212**	**143.548**	**146.974**	**150.687**	**154.477**	**158.383**	**162.489**	**166.690**
HIDRO[b]	89.698	94.846	99.846	102.008	102.008	102.008	102.150	102.268	102.501	102.937	103.466
OUTRAS RENOVÁVEIS	28.747	32.865	37.040	39.204	41.540	44.966	48.538	52.209	55.882	59.552	63.223
PCH e CGH	5.820	6.052	6.270	6.393	6.658	6.658	6.958	7.258	7.558	7.858	8.158
EÓLICA	10.025	12.843	15.598	16.645	17.645	19.450	21.254	23.058	24.862	26.666	28.470
BIOMASSA[c]	12.881	13.010	13.182	13.506	13.577	14.199	14.666	15.234	15.802	16.368	16.936
SOLAR CENTRALIZADA	21	960	1.990	2.660	3.660	4.660	5.660	6.660	7.660	8.660	9.660
NÃO RENOVÁVEIS	**22.947**	**23.538**	**23.566**	**23.906**	**25.427**	**25.427**	**25.427**	**26.735**	**25.751**	**24.852**	**26.634**
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395
GÁS NATURAL[d]	12.532	13.123	13.151	13.151	14.672	14.672	14.672	16.172	16.172	16.756	17.339
CARVÃO	3.174	3.174	3.174	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514
ÓLEO COMBUSTÍVEL[e]	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.287	1.805	1.774
ÓLEO DIESEL[e]	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.337	787	787	612
ALTERNATIVA INDICATIVA DE PONTA[f]						**994**	**2.532**	**4.334**	**8.002**	**12.198**	**12.198**
TOTAL DO SIN	**141.392**	**151.249**	**160.452**	**165.118**	**168.974**	**173.395**	**178.646**	**185.546**	**192.136**	**199.539**	**205.522**
Itaipu 50Hz [g]	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
TOTAL DISPONÍVEL	**148.392**	**158.249**	**167.452**	**172.118**	**175.974**	**180.395**	**185.646**	**192.546**	**199.136**	**206.539**	**212.522**

Notas:
(a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.
(b) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.
(c) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.
(d) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
(e) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.
(f) A Alternativa Indicativa de Ponta pode contemplar termelétricas ciclo aberto, Usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas, baterias ou gerenciamento da demanda.
(g) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Figura 11 – Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência (Fonte: EPE, 2017)

O potencial hídrico remanescente está concentrado na Região Norte, como foi dito. A expansão das hidrelétricas se vê condicionada a severos critérios ambientais, técnicos e econômicos. Isso porque a maioria dos sítios apropriados está localizada em bacias hidrográficas (Amazônia e Tocantins-Araguaia) onde há grandes extensões de

áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas e terras ocupadas por remanescentes das comunidades dos quilombos). A preservação do *status quo* legal de proteção impede a realização do potencial remanescente (EPE, 2016).

Ausente da política energética e do planejamento oficial, a geração eólica de eletricidade no mar pode ser peça importante para garantir a maior participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira. Experiência não falta na indústria local. Da terra ao mar, a trajetória foi percorrida por alguns setores produtivos a reboque da extração de óleo e gás natural nas últimas décadas.

Em 1968, a primeira produção comercial ocorreu em águas rasas na costa sergipana. Guaricema se constituiu em um marco: o primeiro campo de petróleo brasileiro no mar. Das águas rasas (até trinta metros de profundidade) às águas profundas (lâminas d'águas superiores a trezentos metros), os ativos instalados e a competência construída no espaço de cinquenta anos foram singulares. A Petrobras e a rede de empresas fornecedoras se posicionam, hoje, na vanguarda da indústria petrolífera mundial. O domínio das águas ultra profundas (lâminas d'água superiores a mil metros), com a descoberta do pré-sal, abre a mais nova fronteira.

Perto de completar cinquenta anos, com uma história de sucesso e elevada produção acumulada, era de se esperar que os primeiros campos de petróleo no Brasil estejam próximos ao fim de sua vida útil. Na próxima década, um número significativo de atividades de abandono está programado e essa é uma questão pouco salientada. A previsão de abandono é compulsória em todo o projeto de desenvolvimento de um campo de óleo e gás natural e, muitas vezes, ela é deixada de lado por estar no final do projeto, quando o interesse econômico pela jazida desaparece.

Até o momento, não cabe ao Ibama, mas sim ao regulador setorial, a normatização e fiscalização do abandono de poços e demais instalações de produção. A revisão da regulação das atividades de abandono estava prevista para 2018 e foi postergada para 2019. Entre outros objetivos, segundo a ANP, a nova regulação deverá incorporar boas práticas, não restringir às novas tecnologias, ampliar as alternativas para o reaproveitamento dos ativos e definir o que deve ser monitorado.

Alguma complementaridade pode ser aventada, afinal a maioria dos campos maduros se localizam no Nordeste. Foi onde nasceu a indústria petrolífera nacional.

Como visto, hoje a região é líder na geração eólica de eletricidade com numerosos ativos e vários outros em construção ou planejados a curto prazo. O Nordeste abriga 85% da capacidade de geração total no país (ANEEL, 2019) e, como ilustra o mapa do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro Figura 12, apresenta as mais elevadas velocidades médias de vento.

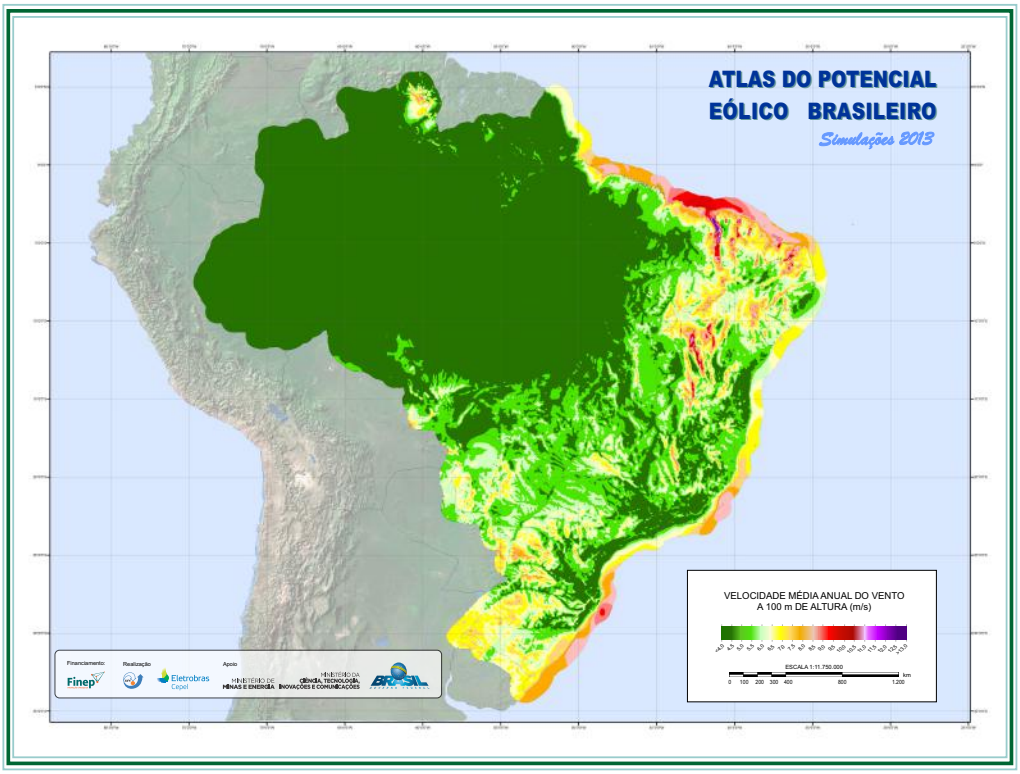


Figura 12 - Velocidade média anual do vento a 100 m de altura (m/s) (Fonte: CEPEL, 2018)

A propósito das incógnitas na matéria, uma questão que surge é o destino do passivo ambiental dos campos que a Petrobras pretende se desfazer, antes do término dos contratos assinados na chamada Rodada Zero da ANP, quando o monopólio foi legalmente extinto. Diversos campos no Nordeste terão seus prazos de concessão expirados entre 2023 e 2027. A compra desses ativos por terceiros pressupõe primeiro a extensão contratual e, em seguida, uma solução para o passivo da operadora até aqui.

O prazo restante é relativamente curto, seja em termos da indústria petrolífera, seja em termos da construção naval. O abandono deve retirar todas as estruturas de superfície, selar todos os poços e se assegurar de que o que for deixado no leito do mar não traz dano futuro. De fato, muitas vezes servirá de habitat natural da flora e fauna submarina. Apesar deste único benefício, o custo do abandono de campos no mar é três a

cinco vezes mais oneroso do que em terra. Não existem fundos disponíveis que assegurem o financiamento de uma despesa irrecuperável e iminente por parte das operadoras.

Ainda sobre o problema, não se tem notícia de seguros que cubram a atividade e, pelo que se sabe, as garantias são regularmente feitas em barril de petróleo; espera-se que não sejam aqueles provenientes dos mesmos campos em declínio. Não existe outra provisão legal ou contratual e toda uma cadeia de serviço especializada está para ser montada. Ora, diante da importância econômica e ambiental, a ausência de informação sobre o assunto por parte da estatal e das autoridades é objeto de evidente preocupação.

1.2 Evolução da estrutura de mercado

1.2.1 Teoria e metodologia de penetração no mercado europeu

Dedecca *et al.* (2016) propõem um modelo para compreensão de padrões de desenvolvimento e difusão de tecnologias disruptivas. À primeira vista a difusão de inovações parece se encaixar no modelo clássico de curva S (Figura 13). A penetração da inovação ocorre através dos atores pioneiros. O nível de adoção cresce de forma acentuada durante o tempo até a maior parte do setor ter adotado a tecnologia. Isto justifica a menor inclinação no fim da Figura 13 em decorrência dos atores retardatários.

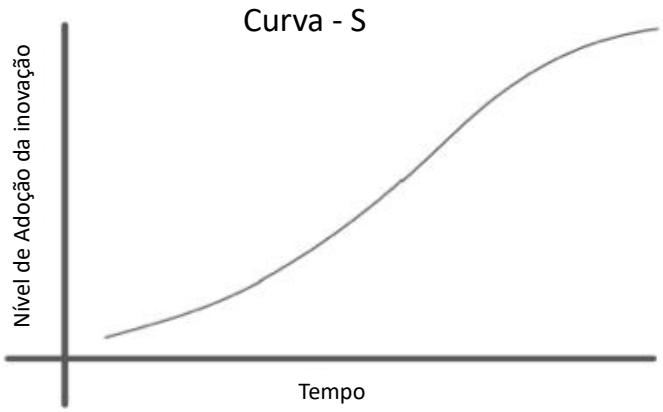


Figura 13 – Curva S do modelo da aplicação de inovações (Fonte: DEDECCA *et al.*, 2016)

Após a invenção são necessários alguns anos antes que as tecnologias cruas ou imaturas possam ser introduzidas no mercado. Após a introdução do primeiro produto, frequentemente um padrão de difusão errático é seguido ao invés da curva suave de difusão inicialmente proposta. Este modelo deve ser adaptado para cada caso em função

da variação de comprimento, ou pela interrupção de um sistema específico, quando alguma inovação mais promissora é desenvolvida e o ultrapassa.

O padrão de difusão e de desenvolvimento divide o processo em três etapas principais: inovação, adaptação e estabilização. A primeira é a fase de inovação que inclui o período de invenção de uma tecnologia até a primeira introdução do produto no mercado incorporando a tecnologia. Essa fase, que pode durar décadas, é caracterizada pelo envolvimento de centros de pesquisa e incertezas em relação ao *design* do produto, performance e comercialidade. Apesar dos princípios tecnológicos serem demonstrados na invenção, a implementação pode ser difícil e provocar atrasos no desenvolvimento de projetos (DEDECCA *et al.*, 2016).

A próxima fase se refere à adaptação do mercado e se inicia com a introdução do primeiro produto baseado na invenção. Esta fase dura uma década em média e inclui o desenvolvimento dos primeiros nichos, seguido pela padronização e depois pela difusão em uma escala maior. Nesta etapa, a infraestrutura é construída, produtos e serviços complementares são criados e instituições são rearranjadas. É caracterizada por um período de experimentação em que há uma competição para definição do padrão e busca por economias de escala. Isto leva a um desenvolvimento não linear de tecnologia, com o aparecimento e desaparecimento de conceitos e atores, vantagens prometidas e reveses decepcionantes. A última etapa é a estabilização do mercado em que um conceito dominante emerge e uma aplicação é estabelecida, mesmo que ainda haja espaços para adaptações, tanto para o produto, quanto para o mercado pretendido (DEDECCA *et al.*, 2016).

A Figura 14 apresenta um resumo da metodologia adaptada ao caso da eólica *offshore*. Dessa forma, o autor propõe uma fase de inovação de 11 anos, sendo iniciada a partir da primeira turbina instalada em águas rasas na década de 90, resultante de uma "marimitização" da turbina *onshore*. Diversos conceitos são testados, com parques em média de 10 MW e há uma intensa participação do setor de óleo e gás (DEDECCA *et al.*, 2016).

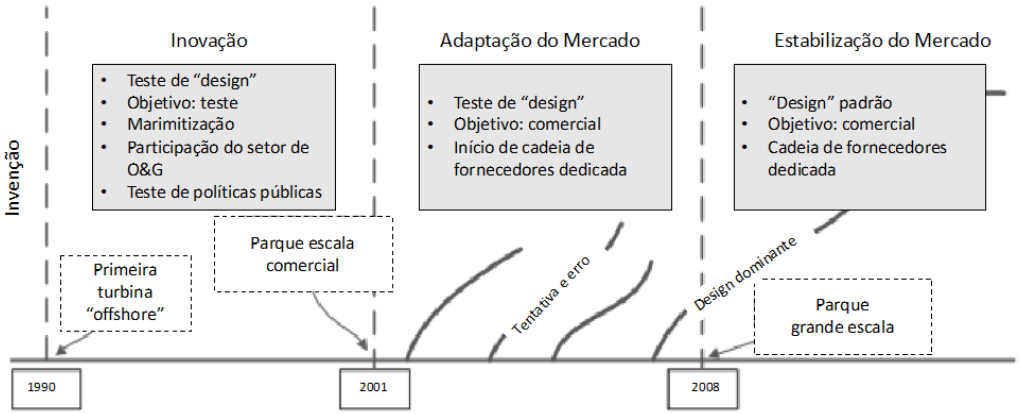


Figura 14 – Padrão de desenvolvimento e difusão, caso eólica *offshore* (Fonte: DEDECCA *et al.*, 2016)

Em seguida, iniciada em 2001 a fase de adaptação durou sete anos na Europa com projetos que apesar de ainda testarem novas tecnologias e conceitos buscavam lucratividade. Ocorreu a especialização da cadeia de fornecimento direta, como os fornecedores de turbina e embarcações. Somente a partir de 2009, quase 20 anos depois, ocorreu uma estabilização do mercado caracterizada principalmente, pelo aumento de escala de projetos, definição das tecnologias e concepção de projetos dominantes (fundação monoestaca com geradores de ímã permanente). A cadeia de fornecimento apresenta soluções especializadas, porém ainda há considerável concentração em todos os setores, operação e fornecimento. A seguir é feito um detalhamento de cada uma dessas fases (DEDECCA *et al.*, 2016).

1.2.1.1 Primeira fase: inovação (1990 - 2001)

As iniciativas pioneiras ocorreram há quase três décadas na Escandinávia e o conceito de parque foi imediatamente testado. A primeira turbina no mar de 200 kW de capacidade foi instalada na Suécia em 1990 a uma distância da costa de 250 metros e lâmina d'água de 6 metros. No ano seguinte, o *Vindeby Offshore Wind*, primeiro parque eólico marítimo, foi comissionado na Dinamarca com 11 turbinas com fundação de concreto e 450 kW de potência cada, totalizando uma capacidade de 5 MW (DEDECCA *et al.*, 2016).

A partir de então, começou-se a instalar vários projetos em uma sequência típica dos processos de aprendizado e escalonamento. As águas rasas do Mar do Norte, combinadas com as condições climáticas favoráveis, políticas energéticas de incentivo ao

setor e restrições espaciais e de ruído da eólica *onshore*, reforçaram o ímpeto inicial, embora os preços do barril de petróleo se mantivessem fortemente deprimidos (DEDECCA *et al.*, 2016).

Em relação à concepção de projetos, a fase de inovação (1990-2001) tem como característica avanços e retrocessos tecnológicos com múltiplos testes de tipos possíveis de serem usados nas fundações, estrutura de apoio e trens de acionamento. Um processo de seleção em franca competição marcado pela tentativa e pelo erro. A fase de experimentos, de projetos pioneiros e de aprendizado inicial é dominada por projetos pilotos, de teste de conceitos, de alternativas práticas e adaptações, sem estritas pretensões comerciais (DEDECCA *et al.*, 2016).

O ganho de escala não é a primeira preocupação das empresas, mas sim os testes das novas tecnologias em condições reais de operação. Até 2001, contavam-se 10 turbinas por parque em média, que totalizavam uma capacidade de geração de apenas 10 MW. O maior projeto comissionado até então tinha 20 turbinas, com potência de 40 MW e se chama *Middelgrund*, ainda na Dinamarca. Sua dimensão, o número de unidades instaladas e o *layout* sinalizavam o estágio no desenvolvimento e a transição, para um processo de adaptação e aperfeiçoamento dos conceitos selecionados anteriormente (DEDECCA *et al.*, 2016).

Duas características são marcantes nesta primeira fase: uma tendência à de "marimitização" de turbinas *onshore* e uma significativa contribuição na cadeia de fornecimento dos setores de O&G. Primeiramente, todos os projetos na fase de inovação foram instalados em águas rasas e, por isso, poderiam ser chamados de *near-offshore*. Estas turbinas representavam a “marimitização” do conceito que já era empregado para a eólica *onshore*. Tratam-se de três modificações basicamente: a proteção contra a corrosão, a desumidificação dos equipamentos e a capacidade de elevação. Neste estágio do desenvolvimento, o setor de óleo e gás contribuiu para a escolha da concepção e testes das fundações, principalmente as jaquetas (DEDECCA *et al.*, 2016).

A concentração dos fornecedores de turbina era alta, mas o número de projetos, baixo (somente a dinamarquesa *Vestas* instalou mais de uma turbina no período). Excluindo o parque de *Middelgrund*, descrito acima, a soviética *Nordtank* liderava o mercado com 28% de participação. O mercado, longe de estabelecido, começava a atrair

novos participantes sempre naquela região da Europa. Na segunda metade da fase de inovação, houve assim um crescimento expressivo da holandesa *Nuon* e da dinamarquesa DONG (DEDECCA *et al.*, 2016).

O desconhecimento existia também por parte dos atores públicos, buscavam-se padrões técnicos e organizacionais que iam além da operação em alto-mar e não seria a política de fomento que teria as respostas prontas. De fato, durante a década de 1990, em alguns casos o planejamento energético também tateou e errou. Como por exemplo na Alemanha, onde a não inclusão da eólica *offshore* dentro da política de fomento resultou em atraso considerável em relação aos vizinhos, comissionando sua primeira turbina somente uma década depois dos escandinavos (GAUDIOSI, 1998).

Vale ressaltar, que em termos de países protagonistas, eles podem variar de uma fase para a outra e, neste ponto, a geografia parece determinante. A Suécia foi a primeira a instalar uma turbina eólica marítima e construiu um dos primeiros parques. Não lhe faltou, nem empresas, nem competência tecnologia, muito menos espírito inovador. No entanto, não se tornou líder da atividade, embora as empresas suecas possuam significativa atuação em outros países.

1.2.1.2 Segunda fase: adaptação (2002 - 2008)

Um grande marco para o setor eólico *offshore* foi a instalação e comissionamento de *Horns Rev I* em 2002, na Dinamarca, primeiro parque com objetivo comercial. A escala da atividade ganhou uma nova dimensão. O projeto conta com 80 turbinas (2 MW de potência cada) que totalizavam 160 MW de capacidade instalada, ultrapassando pela primeira vez 100 MW de potência instalada. Em seguida, no mesmo país, foi instalado, um parque com menos turbinas, mas, com maior capacidade de geração por unidade: *Rødsand* I, que dispunha de 73 turbinas de 2,3 MW cada. O conceito dava os primeiros sinais de consolidação, assim como o mercado (DEDECCA *et al.*, 2016).

O pilar da fase de adaptação (entre 2002 e 2008) foi a melhoria da viabilidade comercial através do aproveitamento de ganhos de escala. A definição do conceito de projeto padrão ainda estava em aberto na medida que continuaram os testes em relação ao trem de acionamento e fundação. O estado da arte permitia a instalação em profundidades de até 20 metros e distância da costa de 30 km (DEDECCA *et al.*, 2016).

Ademais, a etapa foi marcada também por certos retrocessos e abandonos (permanentes ou temporários), principalmente na cadeia de fornecimento e no *design* de projeto. O aspecto organizacional, envolvendo operações em mar aberto, a instalações de estruturas fixas imensas, a crescente capacidade de geração e a coordenação de competências as mais diversificadas mostram-se fatores determinantes na redução dos custos. Por exemplo, estava sendo utilizado como padrão o uso de um contrato único com formato de EPCI (*Engine-Procure-Construct-Install*), com alta competição entre os fornecedores. Ele é habitual no setor petrolífero *offshore*, mas devido aos subsequentes problemas foi interrompido para as eólicas e só retornou a ser utilizado em meados de 2010 (DEDECCA *et al.*, 2016).

1.2.1.3 Terceira fase: estabilização (2009 -)

A fase de estabilização do mercado europeu foi iniciada em 2009 quando as primeiras economias de escala foram alcançadas através do aumento de potência instalada e da crescente padronização dos projetos. As estatísticas do ano demonstram tal mudança com média anual de capacidade instalada entre 2009 e 2015 de mais de 1 GW e os primeiros parques, com potencial superior a 100 MW, foram comissionados no Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, Bélgica e Holanda (DEDECCA *et al.*, 2016).

Também diferente das fases anteriores, o padrão de turbina foi estabelecido através do aumento da utilização de fundações do tipo monoestacas e geradores de ímã permanente. A escolha por este tipo de estrutura de suporte ocorreu pela maior simplicidade de instalação e pelas características de escolha de locação de projetos em águas rasas. Os ímãs permanentes foram a tecnologia selecionada por garantirem maior confiabilidade, eficiência da carga parcial e a flexibilidade de integração das turbinas com diferentes equipamentos eletrônicos como, por exemplo, a caixa de engrenagens (*gearbox*) (DEDECCA *et al.*, 2016).

Com o aumento da escala, as primeiras especializações da atividade de fornecedores diretos do setor *offshore* foram realizadas como é o caso dos fabricantes de turbinas, que inicialmente manufaturavam no mesmo ambiente turbinas para terra e mar e passaram a dissociar tais atividades. Entretanto, os fornecedores indiretos permaneceram com uma forma de trabalho flexível (DEDECCA *et al.*, 2016).

A característica de concentração em diversos segmentos da indústria continua ocorrendo mesmo após a mudança de escala. Entre as fornecedoras de turbinas, a hispano-germânica *Siemens Gamesa* e a dinamarquesa *MHI Vestas* juntas possuem 73% do mercado (Figura 15) e apesar do aumento de diversidade dado pelo crescimento das alemãs *Senvion* e *Adwen* em 2017 ainda se mantem concentrado (WINDEUROPE, 2017).

O setor de fundações compartilha fornecedores do mercado petrolífero, como as três principais empresas a alemã EEW, a holandesa *Sif* e a dinamarquesa *Bladt*. O fornecimento de cabos de exportação se organiza em um oligopólio de três firmas. A líder de mercado possui fábricas no Brasil e já atua no país tanto no setor de eletricidade como no de O&G. Entre as fabricantes de cabos de interligação, a líder de mercado, a inglesa JDR *Cables* não possui fábrica no país, porém as outras duas principais sim, a italiana *Prysmian* e a francesa *Nexans* (WINDEUROPE, 2017).

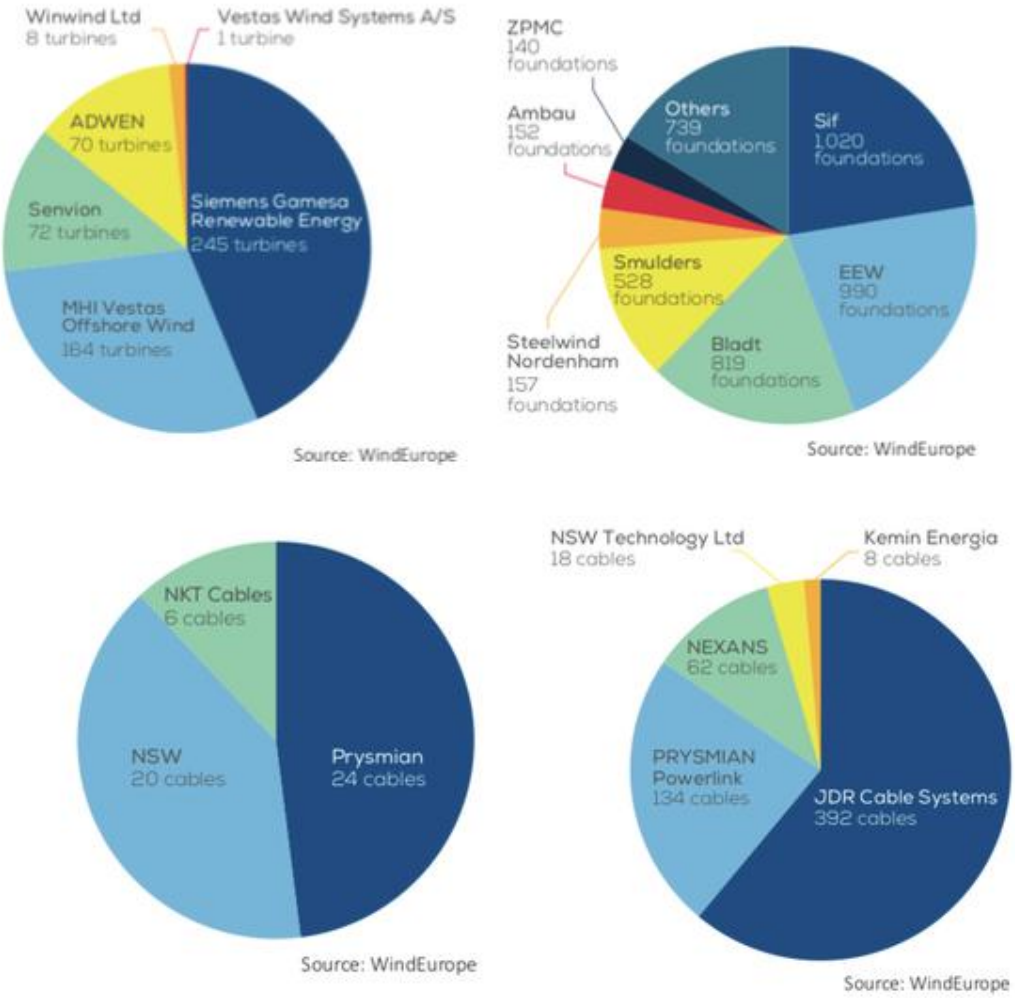


Figura 15 – Quantidade e repartição do mercado de fornecedores de turbinas (acima à esquerda); fundação (acima à direita); cabos de exportação (abaixo à esquerda); cabos de interligação (abaixo à direita) até o final de 2017 (Fonte: WINDEUROPE, 2017)

No mercado europeu, as empresas do setor eólico *offshore* seguem em geral uma tendência de expansão através de uma estratégia de nicho. Isso porque se, por um lado, a complexidade, altos investimentos e multidisciplinaridade dos projetos provocam uma alta concentração, por outro, o domínio de uma só empresa aumenta a exposição dos atores a riscos, como atraso de projeto e atitudes oportunistas dos fornecedores.

Em geral, devido ao custo e à competição entre outras fontes, as empresas se aproveitam de mecanismos de subsídios das políticas públicas, e de oportunidades geográficas para testar projetos pilotos e desenvolver nichos de mercado. Por exemplo, o desenvolvimento do Mar do Norte, equivalente a 67% das instalações em 2017 na Europa, representa uma economia de aglomeração onde as lâminas d'água são pequenas, há

sinergias com os fornecedores do setor de O&G e a opinião pública é resistente aos parques eólicos *onshore*. A elevada quantidade de operações no Reino Unido e na Alemanha em comparação com outros países, apresentada na Tabela 1, ilustra a concentração geográfica (WINDEUROPE, 2017).

Tabela 1 - Quantidade de parques eólicos instalados, de turbinas conectadas, capacidade instalada acumulada e anual na Europa por país em 2017 (MW) (Fonte: WINDEUROPE, 2017)

País	Número de parques	Quantidade de turbinas conectadas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Instalada/Abandonada em 2017 (MW)
Reino Unido	31	1.753	6.835	1.679
Alemanha	23	1.169	5.355	1.247
Dinamarca	12	506	1.266	-5
Holanda	7	365	1.118	0
Bélgica	6	232	877	165
Suécia	5	86	202	0
Finlândia	3	28	92	60
Irlanda	2	7	25	0
Espanha	1	1	5	0
Noruega	1	1	2	0
França	1	1	2	2
Total	92	4.149	15.779	3.148

A Dinamarca apesar de não ter adicionado capacidade em 2017, continua sua trajetória de expansão do setor eólico. Em 2018, a energia eólica, incluindo a *onshore* foi

responsável por 44% da geração elétrica do país e a meta é de suprimento de 50% até 2020 (WINDEUROPE, 2017).

Em 2017, houve um recorde de 3000 MW de capacidade adicional instalada no setor eólico *offshore*. Em 11 países o total acumulado de capacidade alcançou 15,8 GW através de 4149 turbinas conectadas aos *grids* nacionais espalhadas, 560 somente em 2017. A expansão é resultado do ganho de competitividade do setor devido a reduções de custo e aumento de eficiência de geração elétrica (WINDEUROPE, 2017).

1.2.2 Barreiras e oportunidades

As barreiras características que definiram as condições de base e determinaram a estrutura, o comportamento e o desempenho do setor foram o custo elevado se comparado com outras indústrias. O custo reflete os altos investimentos iniciais, o risco de projeto, a competência multidisciplinar e a complexidade tecnológica da produção eólica de eletricidade em alto-mar.

Em função do entrave de custo e da incerteza dos projetos pioneiros, várias "concepções" foram testadas. O risco e a complexidade dos projetos marítimos eliminaram algumas das alternativas mais baratas. O resultado foi a adoção no mercado europeu das fundações do tipo monoestaca para as turbinas, além do uso dos ímãs permanentes, como já explicitado.

Entretanto, o mercado ainda tem espaço para conceitos alternativos, incluindo as fundações flutuantes. O uso de semicondutores e de conversores AC/DC pode representar também uma mudança da tecnologia padrão, uma vez que potencialmente reduziriam os custos de instalação e comissionamento, ao permitir o aumento de escala das turbinas.

Em resumo, duas questões dificultam a expansão da eólica *offshore*: a contínua dependência dos subsídios governamentais e o aumento de custo direto das turbinas, apesar da redução do custo total em razão do uso de turbinas com maior potência nominal. A tendência do mercado é o desenvolvimento tecnológico para aumentar a potência das turbinas a fim de maximizar a densidade de potência e, assim, diminuir a quantidade de turbinas necessárias para uma mesma capacidade instalada do parque. Entretanto, em função do aumento da complexidade e dos investimentos iniciais, há um aumento do

custo direto das turbinas que não é contrabalançado em todos os casos, por uma queda no preço total do projeto.

Tanto em relação aos fornecedores, quanto aos operadores (Figura 16) o alto custo inicial, a natureza multidisciplinar das competências requeridas e a complexidade dos projetos representam barreiras de entrada difíceis de serem ultrapassadas. Sem perspectiva de incremento exponencial, não se deve esperar uma concentração muito diferente do que a atual. Talvez, a principal modificação advenha do ingresso das empresas petroleiras com tradição em operações no mar.

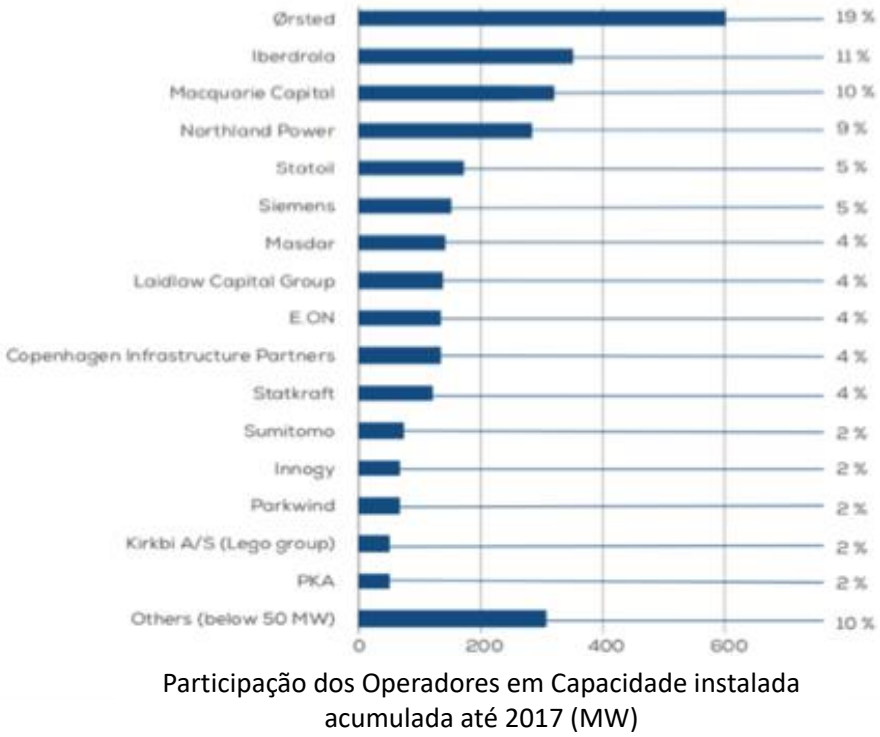


Figura 16 – Distribuição da capacidade instalada na Europa até 2017 por operadora (Fonte: WINDEUROPE, 2017)

Duas singularidades foram identificadas durante a penetração no mercado europeu: a necessidade de uso de políticas públicas de apoio ao setor e a elevada concentração dos atores. O apoio das entidades públicas pode ser tratado como um fator exógeno ao sistema. Ele permaneceu durante o período analisado, entre 1990 e 2018, porém, com um aumento progressivo de exposição dos projetos eólicos à competição nos mercados de eletricidade e o uso de mecanismos de concorrenciais para alocação de parques. O objetivo evidente é forçar uma redução de custo que viabilize sua produção de forma competitiva.

1.2.3 Expansão das empresas petrolíferas

Uma tendência das empresas do setor de O&G, tanto operadoras como fornecedoras, é a busca pela ampliação de sua carteira de projetos a fim de se posicionarem no mercado como empresas de energia. Essas iniciativas visam garantir um crescimento contínuo a longo prazo dentro da perspectiva de significativa mudança climática (SCHAFFEL *et al.*, 2017).

Em estudos de transição tecnológica, mudanças no sistema vigente frequentemente demandam uma luta constante entre tecnologias antigas, vitoriosas e estabelecidas e as novas, recém-criadas por empreendedores dinâmicos e visionários. Apesar desse discurso ser, por vezes, correto e conveniente, também ilustra uma versão simplista e romantizada da complexa realidade (HANSEN; STEEN, 2015).

A ameaça do aquecimento global favorece o desenvolvimento desses novos nichos. Dentro de grandes empresas é maior a aceitação de risco para projetos inovadores se comparado com aqueles que utilizam tecnologias convencionais. Segundo Freeman & Soete (1997), as capazes de sobreviver às mudanças tecnológicas e manter seu crescimento precisam se adaptar às novas tendências do mercado. Eles diferenciam as estratégias de inovação em seis tipos: ofensiva, defensiva, imitativa, dependente, tradicional e oportunista. Não basta investir, o planejamento segundo o posicionamento da empresa é elemento crítico.

Tanto a estratégia ofensiva, quanto a defensiva demandam grande investimento em pesquisa. A diferença principal entre elas é a busca da primeira pela liderança técnica de mercado, enquanto a segunda procura acompanhar a mudança tecnológica diminuindo assim a sua exposição ao risco, aprendendo com os erros iniciais dos concorrentes e evitando a despesa afundada.

A estratégia imitativa, assim como as anteriores, também busca a transição, porém por não ser capaz de inovar segue o ritmo dos líderes com certo atraso. É mais frequente em fases de estabilização e sua principal diferença em relação à defensiva é que aperfeiçoa a tecnologia, corrige problemas comuns após a fase de inovação, enquanto aquela somente copia a inovação.

A estratégia dependente é reativa em relação às demandas do mercado. Já a estratégia tradicional é possível em mercados com baixa concorrência e sem demanda

específica por produtos inovadores. Por fim, a oportunista é apresentada como uma estratégia de nicho em que a empresa age ao perceber uma oportunidade de mercado, sem necessidade de grande capacidade de pesquisa ou projeto.

As grandes empresas do setor petrolífero tendem a utilizar uma das estratégias descritas acima para garantir seu crescimento contínuo a longo prazo e responder à demanda de seus acionistas ou terceiros interessados. Entretanto, é preciso regular a ação das grandes empresas dos regimes convencionais no momento em que as mesmas começam a atuar nos nichos emergentes, como é o caso das petrolíferas nas energias renováveis. Isso porque, em um ambiente de negócios emergente, o apoio pode se transformar em barreiras.

As empresas já estabelecidas tendem a buscar não só a manutenção de seu protagonismo no mercado, mas também uma expansão constante. Dessa forma, se bem posicionadas elas podem tentar inibir o aumento de escala de um novo nicho, caso o mesmo ameace seus resultados financeiros, como ocorreu com o carro elétrico na década de 1990.

As sobreposições de atividades podem causar competição, como também uma relação sinergética. Quando as tecnologias disputam um mesmo mercado ocorre a sobreposição entre elas, como seria o caso, se as energias renováveis ameaçarem substituir as energias com base em combustíveis fósseis, ou os salários forem maiores para os técnicos ou se as margens para os fornecedores de embarcações que trabalhem para o setor eólico fossem mais elevadas.

Entretanto, quando ambos se beneficiam quando existe a interação, por exemplo, com o compartilhamento de ativos e competências, o nicho é incorporado ao regime sem criar distúrbio. A reutilização das plataformas que seriam abandonadas nos campos de petróleo em projeto eólicos ilustra uma possível simbiose.

A Figura 17 sintetiza os movimentos dos elementos entre o nicho e o regime, sendo estes multilaterais. Os três níveis principais são representados pelo meio, regime e nicho. Como pode ser visto, há diversos caminhos que os agentes podem seguir ao migrar do nicho para o regime e vice-versa. A pressão capaz de impulsionar uma mudança de direção representa o contexto em que as interações ocorrem. Um exemplo ocorre quando as empresas de O&G (regime) em função da demanda por aumento da proteção ambiental

(pressão do meio) expandem suas atividades para incluírem projetos de parques eólicos no mar (elementos de nicho).

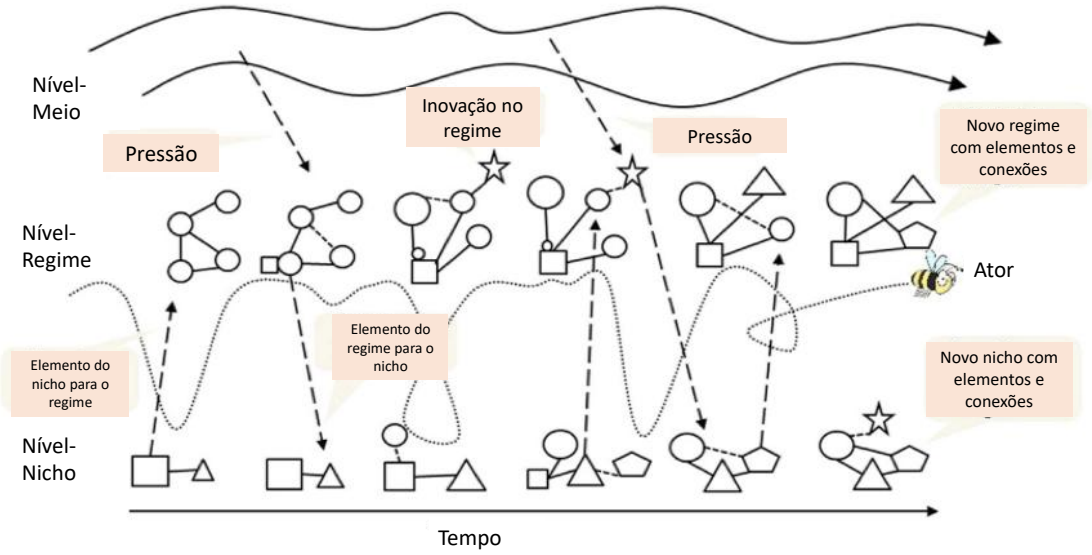


Figura 17 - Caminhos de reconfiguração (Fonte: HANSEN, STEEN, 2015)

Outro elemento proposto no esquema de Hansen & Steen. (2015), de bastante interesse, são os atores representados pelas "abelhas". Elas são capazes de influenciar ativamente a interação entre o regime estabelecido e o novo nicho. Ao trabalharem simultaneamente nos dois setores geram polinização cruzada de conhecimentos, recursos e rotinas, ilustrados através de círculos, quadrados, pentágonos e triângulos que podem migrar do nicho para o regime e vice-versa.

As motivações das petrolíferas de óleo e gás podem ser divididas em quatro categorias principais (HANSEN; STEEN, 2015):

- Foco em lucratividade: os projetos eólicos devem sem competitivos economicamente e operar de forma suplementar às atividades petrolíferas dentro da carteira de projetos
- Longo prazo: o setor eólico segue um crescimento exponencial e as estimativas futuras apontam para uma competitividade maior. As empresas buscam se posicionar no presente e investem em desenvolvimentos para negócios futuros. Para complementar, o setor em que operam possui tendências, opostas, de declínio.

- Mão de obra: preservação dos talentos da indústria de óleo e gás, que se movem por fatores subjetivos como estímulo à criatividade e ao entusiasmo, além do desenvolvimento de tecnologias promissoras e da cultura de responsabilidade ambiental.
- Acionistas, investidores e opinião pública: o clamor social por ações concretas na direção do cumprimento das metas estipuladas pelo Acordo do Clima de Paris durante a COP21, junto com a demanda dos acionistas por uma clareza no gerenciamento de risco e investimento das operadoras em relação à transição para uma economia de baixo carbono.

Existem motivação e oportunidade para as empresas envolvidas com a exploração e produção no mar, as petroleiras são protagonistas e não faltam "abelhas" (Figura 17) para dar coesão entre os atores interessados.

1.2.3.1 Grandes operadoras petrolíferas

A *Dansk Naturgas* A/S foi a operadora estatal dinamarquesa fundada em 1972 para desenvolver os recursos de óleo e gás do país no Mar do Norte. Em 2005, iniciou a expansão de suas atividades para o setor elétrico através da aquisição de duas geradoras *Elsam* e *Energi E2* e de três distribuidoras NESA, *Kobenhavns Energi* e *Frederiksberg Forsyning* e da mudança de nome para DONG em 2006 (MORRIS, 2018).

Em 2002, uma dessas empresas incorporadas pelo grupo, a *Elsam*, instalou o *Horns Rev*, primeiro parque de grande escala com capacidade de 160 MW na Dinamarca. Se, inicialmente, a operadora buscou desenvolver diversos setores energéticos, em 2014 desinvestiu do seu último parque eólico em terra e três anos depois de todos os projetos de carvão e O&G, focando todos seus esforços na eólica *offshore* e mudando novamente de nome para *Ørsted* (MORRIS, 2018). Em 2017, possuía ativos na Alemanha, Holanda, Noruega e Reino Unido, bem como na Dinamarca, com um pouco mais de 2 GW de potência instalada e com uma meta de chegar entre 11 e 12 GW até 2020 (WINDEUROPE, 2017).

A empresa possui capital misto com 50,1% das ações controladas pelo governo dinamarquês e está listada na Bolsa de Copenhague. É a principal produtora de energia elétrica na Dinamarca com 49% do mercado e no Mundo com 17%. Vale ressaltar que a

segunda e terceira possuem apenas 7% cada (as alemãs *E.On* e *Innogy*) (WINDEUROPE, 2017).

A estatal norueguesa *Equinor* (*ex-Statoil*) está construindo uma posição de liderança dentro da migração para o setor eólico *offshore* entre as empresas de O&G. Ela investe em duas frentes: turbinas flutuantes e operação de parques de grande escala. Os projetos já em operação, somados a uma série de outros já sancionados em diversas condições diferentes, demonstram a prioridade concedida pela empresa a este nicho de mercado (EQUINOR, 2018).

A turbina flutuante representa a mais promissora entre as inovações tecnológicas previstas para o setor, conforme já mencionado. Em 2017, a norueguesa iniciou as operações do parque piloto *Hywind*, localizado a 25 km da costa da Escócia, Reino Unido. A capacidade instalada é de 30 MW através de cinco turbinas cada uma de 6 MW de potência (RUMMENLHOFF, 2015).

Trata-se de uma etapa crítica para o baixo grau de maturidade da inovação tecnológica. É a etapa de teste de campo com objetivo comercial. Talvez disruptiva para o setor; em 2009, a *Hywind* demo foi a primeira turbina flutuante instalada no mundo. Localizada a 10 km da costa da Noruega foi fundamental para o teste conceitual imprescindível para a execução do projeto *Hywind* (EQUINOR, 2018).

O escalonamento das operações eólicas faz parte da estratégia da *Equinor*. O melhor exemplo é o parque de *Dogger Bank* na costa do Reino Unido, em parceria com a irlandesa *SSE Renewables*. Três projetos compõem o parque: *Creyke Beck* A e B e *Teeside A*. Somados, possuem uma capacidade instalada de 3,6 GW (1,2 GW cada) e ocupam uma área de 8.660 km^2, em lâminas d'água variando entre 18 e 63 metros e distância entre 131 e 196 km da costa (EQUINOR, 2018).

O primeiro projeto eólico *offshore* da *Equinor* com objetivo comercial foi o *Sheringham Shoal* no Reino Unido em 2011. Localizado a 23 km da costa de *Norfolk* no Reino Unido, possui 88 turbinas cada uma com 3,6 MW, totalizando uma potência instalada de 317 MW. Um segundo projeto no Mar do Norte, chamado *Dudgeon*, em parceria com a *China Resources* e *Masdar*, de Abu Dhabi, possui potência instalada de 402 MW e iniciou sua produção em 2017 (EQUINOR, 2018).

Em parceria com a E.On, a *Equinor* planeja seu primeiro parque no Mar Báltico a 35 km da costa da Alemanha. Chamado de *Arkona*, consiste em um arranjo de 60 turbinas com potência de 6 MW cada, instaladas sobre fundações do tipo monoestaca com lâminas d'água entre 23 e 37 metros.

Além disso, a empresa vai iniciar sua primeira operação no mercado norte-americano através do projeto *Empire Wind* com área de aproximadamente 324 km^2 a uma distância de 32 km da costa de *Nova York*. A estimativa é a instalação de turbinas com potência entre 10 e 15 MW que somadas totalizem entre 1 e 1,5 GW. A estimativa de custo apresentada pela *Equinor* para esse projeto é um investimento de 3 milhões de dólares por MW e, com ele, a petroleira desbrava um novo mercado (EQUINOR, 2018).

A *Equinor* encontrou apoio entre suas semelhantes e firmou parceria com duas outras estatais petrolíferas para o desenvolvimento de parques eólicos *offshore*: a Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) e a KNOC (*Korean National Oil Corporation*). A KNOC desenvolve seu primeiro projeto eólico *offshore* flutuante de 200 MW em um dos seus campos, *Donghae* a 58 km da cidade de *Ulsan*.

A *Shell* é outra empresa de O&G que tem ampliado seus investimentos em projetos de energia renovável e se interessado tanto pelo setor eólico *onshore*, quanto *offshore*, migrando de um para outro. Em 2001, ela se iniciou em terra, nos EUA, com o projeto Rock River que dispõe de 49 turbinas com capacidade instalada de 49 MW. Em 2018, a Shell já possuía cinco projetos eólicos *onshore* no mesmo país totalizando 575,5 MW através de 444 turbinas instaladas (SHELL, 2019).

A petroleira anglo-holandesa também faz parte do consórcio *Blauwwind* responsável pela construção do parque eólico de *Borssele* 3&4 no Mar do Norte holandês. A composição do negócio é típica dos projetos *offshore* em O&G; *Partners Group* (45%), *Shell* (20%), DGE (15%), *Eneco Group* (10%) e *Van Oord* (10%). A *Van Oord* realizará o projeto de Balanço da Planta e a subestação *offshore* será projetada e construída pela *TenneT*. A estimativa apresentada do projeto foi de 1,3 bilhão de euros, o que resultaria em um custo de 1,77 milhão de EUR/MW. O consórcio garantiu a venda da energia gerada nos primeiros 15 anos de operação a 54,49 EUR /MWh (SHELL, 2019).

O projeto terá aproximadamente 77 turbinas do tipo V164 com potência de 9,5 MW fornecidos pela MHI Vestas, totalizando uma capacidade de 731,5 MW. Localizado

a 22 km da costa, o fator de capacidade esperado é de 47%, produzindo 3000 GWh por ano. O início da geração elétrica está previsto para o quarto trimestre de 2019 (SHELL, 2019).

A *Shell* também é parceira da estatal portuguesa EDP Renováveis através de sua subsidiária norte-americana EDPR *offshore North America* LLC. As duas ganharam a licitação de um projeto gigante na costa de *Massachussets*. O potencial de geração estimado é de cerca de 1,6 GW e o comissionamento previsto para o segundo semestre de 2020.

Já na costa do estado de *New Jersey*, a aposta da *Shell* com a EDF *Renewables*. Um projeto ainda maior que prevê a instalação de 2,5 GW. A francesa EDF é uma empresa capaz de projetar, construir, operar e fornecer serviços de O&M em projetos energéticos e, por isso, traz competências não dominadas pela indústria de O&G. Em 2018, a empresa de eletricidade possuía uma capacidade instalada de 14,2 GW em energias renováveis, sendo 800 MW advindos da eólica *offshore* em três projetos: um *C-Power* (325 MW) na Bélgica e dois menores no Reino Unido: *Teesside* (62 MW) e *Blyth* (41,5 MW) (SHELL, 2019).

Por fim, a também francesa Total até 2018 investiu em energia solar e nas eólicas em terra. Foi só no início de 2019 que entrou em seu primeiro projeto eólico *offshore*, *Durnkirk* na França, com capacidade prevista de 600 MW. Novamente, o formato de consórcio pode ser notado. A parceria montada foi com a dinamarquesa *Ørsted*, maior operadora do setor, e com a *Elicio*, empresa francesa com projetos eólicos *onshore* na França e *offshore* na Bélgica (TOTAL, 2019).

1.2.3.2 Caso Noruega

A exportação de óleo e a geração hidrelétrica foram elementos fundamentais para que a Noruega alcançasse o estado de bem-estar social e o desenvolvimento de seu parque industrial. Os três pilares foram o petróleo, como *commodity* mais importante para a economia do país, a expansão transnacional das empresas do setor petrolífero e o consumo doméstico de eletricidade fornecido principalmente pelas hidrelétricas (HANSEN; STEEN, 2015).

No início da década de 1990, um pequeno número de empresas *offshore* norueguesas fizeram parte dos primórdios da transição eólica da terra para o mar. Na

Dinamarca, país líder foi a partir da metade da década de 2000 que as atividades arrancaram impulsionadas pela estimativa de que a produção de petróleo norueguesa havia atingido seu pico em 2000. A penetração do setor eólico *offshore* no Reino Unido e na Dinamarca parecia então definitiva. As empresas norueguesas expandiram seu portfólio de atividades também na mesma época. A maior resiliência aos ciclos do setor de óleo e gás é um benefício que permite ocupar os fornecedores e equipamentos na fase de baixa. (HANSEN; STEEN, 2015).

Duas características similares entre a Noruega e o Brasil justificam a análise do caso norueguês no presente trabalho. A primeira é o fato de apesar das hidrelétricas fornecerem a maior parte da eletricidade doméstica, observa-se um crescente uso de térmicas a gás. O segundo ponto comum é a indústria petrolífera nacional que nas próximas décadas enfrentarão os mesmos desafios: abandono de campos maduros e a transição energética (HANSEN; STEEN, 2015).

A pioneira experiência norueguesa permitiu identificar três riscos no modelo de penetração eólica no mar: liderança isolada da *Equinor*, a difícil interação entre os interessados e a oscilação de preço do barril. Nos ciclos de baixa do preço, as lacunas de receita seriam compensadas, em parte, pelo setor eólico. Existe a percepção de que o mercado eólico *offshore* representa melhores perspectivas a longo prazo. Entretanto, altos preços de petróleo por um período prolongado podem resultar no atraso do setor infante (HANSEN; STEEN, 2015).

O engajamento da *Equinor* tem valor simbólico. O ingresso da estatal contribui para diminuir a percepção de risco por parte da cadeia de fornecedores. As encomendas derivadas da sequência de projetos realizados firmaram a demanda do mercado.

Se, por um lado, os fornecedores noruegueses apontaram que o envolvimento da *Equinor* trouxe credibilidade e legitimidade, por outro, o fato de ser a única grande petroleira representa um risco. O desenvolvimento no setor renovável por petroleiras não é baseado na escala, uma vez que não se trata de óleo cru, não tem base no escopo imediato, porque não se trata de gás e nem base na competência original (HANSEN; STEEN, 2015).

A Noruega é um exemplo do comportamento oportunista das empresas de O&G e fornecedoras. Várias empresas norueguesas reduziram, ou suspenderam, seu

engajamento no setor eólico em 2011. Novas descobertas postergaram o pico de óleo norueguês e o preço do barril proporcionava muito maior retorno. A restrição de profundidade também é uma questão técnica que não fora resolvida, sendo fundamental para o desenvolvimento de projetos no país. As turbinas em suporte flutuante se encontravam muito longe da viabilidade econômica.

1.3 Políticas de Incentivos e a experiência brasileira

1.3.1 Principais mecanismos de incentivos para energias renováveis

O desenvolvimento das fontes alternativas de energia elétrica de geração renovável demonstra que o uso de mecanismos de incentivo para o setor energético foi crucial tanto para o sucesso quanto para o fracasso da inserção dessas fontes na matriz energética. De forma geral, eles podem ser divididos em dois tipos de sistemas de incentivo: baseados em preço e em quantidade. O primeiro tem como seu mecanismo principal o *Feed-In* e o segundo possui três variantes principais: o leilão, as cotas e os certificados verdes (IRENA, IEA, REN21, 2018; NREL, 2015).

O desenvolvimento tecnológico de cada uma das fontes deve ser considerado durante o planejamento da política energética a ser adotada, pois impacta diretamente no sucesso e nos custos dos mecanismos aplicados. Na fase de penetração da fonte em um novo mercado, dificilmente ela terá viabilidade econômica e, por isso, é necessária uma política de incentivo. Entretanto, com o aumento de escala, os mecanismos devem ser revistos a fim de direcionar o mercado para o apoio ao desenvolvimento tecnológico e à redução de custos, garantindo assim sua competitividade frente a outras fontes energéticas (DUTRA, 2007).

1.3.1.1 Sistema *Feed-In*

As tarifas utilizadas no sistema *Feed-In*, de forma geral, representam o preço que as concessionárias de energia pagam aos produtores independentes para que estes conectem seus projetos à rede elétrica, incluindo os subsídios de produção e/ou taxas de reembolso. Esse tipo de sistema possui a flexibilidade de poder alterar a tarifa em razão de diversas variáveis, como: tipo de tecnologia adotado, vida útil do projeto e efeitos sazonais (DUTRA, 2007; FINON *et al.*, 2002).

No caso da adoção de uma tarifa uniforme, todos os produtores com um custo marginal inferior à tarifa fixada terão uma receita diferencial. Se por um lado, a possibilidade de apropriação estimula o desenvolvimento tecnológico, por outro tende a concentrar projetos em áreas com menor custo de geração. A evolução do sistema incluiu formas de aplicação de tarifas decrescentes capazes de redistribuir os ganhos do desenvolvimento do mercado (DUTRA, 2007).

O sistema *Feed-in* é o que melhor possibilita investimentos em pesquisas de inovação tecnológica, mesmo que a um custo mais elevado para a sociedade. A apropriação dos benefícios excedentes pelos produtores garante o retorno financeiro do progresso tecnológico e, por isso, os motiva (DUTRA, 2007).

Outra variação da tarifa *Feed-In* é a *Premium*. Frequente no mercado europeu, ela incentiva a entrada das operadoras no livre mercado, ao mesmo tempo que assegura um valor mínimo de venda de eletricidade e reduz o custo do sistema para o Estado. Assim, ela é chamada de prêmio ou *Premium* por se tratar de um incremento pago equivalente à diferença entre o valor vendido diretamente no mercado e a tarifa *Feed-In* acordada.

1.3.1.2 Sistema de Leilão

No sistema de leilão, as fornecedoras ganhadoras dos leilões assinam um contrato de longo prazo com as concessionárias que asseguram o pagamento da tarifa definida no mesmo. Apesar de se tratar de um mecanismo de apoio, a competição entre os projetos ocorre e cabe ao regulador assegurar uma parcela do mercado a ser leiloada.

As rodadas sucessivas com diferentes ofertas e preços distintos, permite a contratação a um custo próximo do marginal sem a interferência do regulador. Ao contrário do sistema de *Feed-In*, a receita adicional do desenvolvimento tecnológico é dificilmente apropriada pelos fornecedores, uma vez que os preços posteriores automaticamente a incorpora. Dessa forma, há menos incentivos a inovações (DUTRA, 2007).

1.3.1.3 Sistema de Cotas/ Certificados Verdes

No sistema de cotas há uma obrigatoriedade por parte dos operadores de fornecer parte da energia através de fontes renováveis. Eles podem comprar a quantidade de energia equivalente a suas cotas diretamente com os fornecedores de energia renovável

ou através de certificados “verdes”. O mercado de certificados verdes cresce naturalmente nos países que adotam este sistema (DUTRA, 2007).

A associação das cotas e dos certificados permite a criação de um sistema flexível em que a obrigatoriedade é compartilhada de forma mais eficiente economicamente e os custos globais para alcançar as metas de produção são minimizados (DUTRA, 2007).

O preço da energia elétrica gerada em um mercado de certificados é próximo ao custo marginal de geração elétrica, o que permite, *a priori*, um custo menor para o consumidor. Entretanto, seu impacto sobre o desenvolvimento tecnológico é complexo e apresenta desvantagens significativas. A renda adicional advinda do progresso tecnológico não será apropriada pelos fornecedores quando os vendedores de certificados à explorarem mais rápido e quando todos os agentes do mercado incorporarem as inovações na mesma velocidade. A possibilidade de absorção desigual entre os produtores e os vendedores de certificados pode gerar incertezas e desvalorização ao mercado de certificados (DUTRA, 2007).

1.3.1.4 Subsídios ao investimento e medidas fiscais

Os subsídios ao investimento são utilizados para reduzir a quantidade necessária de capital inicial. Eles podem auxiliar projetos que possuem menor viabilidade econômica devido aos riscos envolvidos e/ou o longo prazo de retorno requerido e, além disso, permitir um crescimento rápido da capacidade instalada.

As medidas fiscais são sempre bem-vindas e, entre elas, a depreciação acelerada a qual permite um abatimento mais acelerado do projeto e, assim, diminuir o imposto de renda devido. Assim, a taxa de desconto utilizada na depreciação é capaz de acelerar o retorno dos projetos. O custo evitado do uso de uma tecnologia convencional, de segunda mão, ou antiquada, justifica orçamentariamente o gasto público.

As principais desvantagens desses dois instrumentos são: por um lado, o compartilhamento dos custos necessários para a implantação desta política por todos os contribuintes, sejam eles consumidores ou não e, por outro, a dificuldade na definição do nível ótimo de incentivo e tecnologias a serem beneficiadas. O resultado negativo é o menor ganho de competitividade e o retardo no desenvolvimento tecnológico (SCHUTZE, 2017).

1.3.1.5 Contratos por Diferença (CfD)

O sistema de Contratos por Diferença (CfD) foi um dos últimos mecanismos a serem inseridos no mercado europeu. Nele um gerador de energia renovável e uma empresa privada celebram um contrato baseado em uma diferença entre o preço de mercado e um "preço de exercício" acordado e os consumidores pagam um preço fixo pela eletricidade (IRENA, 2013; MAROULIS, 2019).

Para tanto, os geradores devem reembolsar os investidores quando os preços de eletricidade no mercado forem mais altos do que o preço acordado e, em contrapartida, quando os preços forem inferiores; a contraparte do CfD deve reembolsar a diferença entre o preço de exercício ao gerador. Assim, CfDs operam como um leilão reverso, destinado a reduzir as incertezas dos investidores e das operadoras, além de garantir a estas uma tarifa capaz de cobrir o custo nivelado de geração de energia elétrica (IRENA, 2013; MAROULIS, 2019).

1.3.1.6 Harmonização dos sistemas

A inserção das fontes renováveis ocorreu de forma polarizada entre os sistemas de *Feed-In* e os Leilão específicos. Se, por um lado, o sistema de quotas/certificados em um primeiro momento compete com o de *Feed-In* e com o de leilão, a harmonização do seu uso em um estágio de desenvolvimento tecnológico posterior pode permitir uma complementariedade entre os sistemas (DUTRA, 2007; MIDTTUN; GAUTESEN, 2007).

A Figura 18 ilustra a variação da política de incentivo adotada em função do desenvolvimento tecnológico do setor. A revisão do mecanismo adotado visa maximizar os benefícios de cada um deles e mitigar as falhas. Na “Fase 1”, as tecnologias utilizadas possuem baixo grau de maturidade e a escala do mercado é pequena. Neste contexto, políticas de Pesquisa & Desenvolvimento, subsídios tecnológicos ou de garantia de desenvolvimento de determinados nichos se fazem fundamentais para acelerar a inserção da fonte energética (DUTRA, 2007).

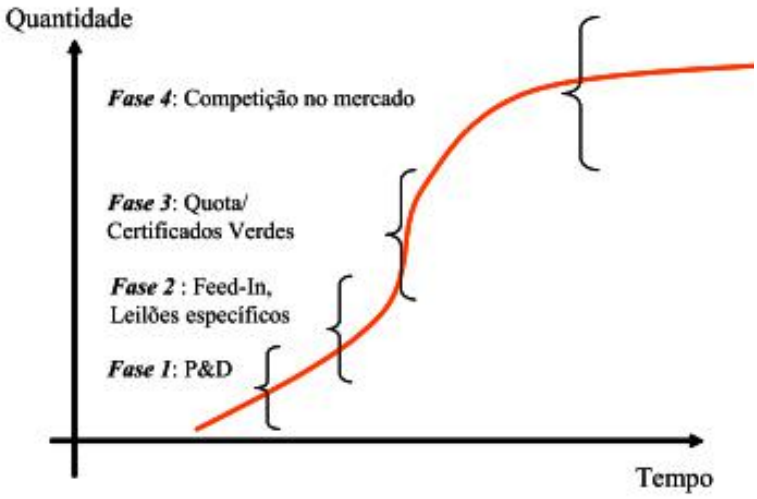


Figura 18 – Harmonização dos mecanismos de incentivo em função do estágio de desenvolvimento tecnológico (Fonte: DUTRA, 2007; MIDTTUN; GAUTESEN, 2007)

A partir do estágio de amadurecimento em que o limite de competitividade econômica está próximo, um mecanismo de incentivo, como o *Feed-In* ou Leilão, deve ser aplicado. Ele visa fornecer o apoio em preço ou quantidade, respectivamente, para garantir ao mercado a estabilidade financeira necessária. Conforme já apresentado, o sistema de *Feed-In* tem como vantagem principal o ambiente mais favorável às inovações. Os leilões, por sua vez, tendem a ter custos próximos aos marginais e oneram menos os contribuintes (DUTRA, 2007; MIDTTUN; GAUTESEN, 2007).

A terceira fase ocorre no estágio superior de amadurecimento após significativas reduções de custo. A exposição ao mercado nesta etapa se expande e os projetos deixam de competir somente entre o mesmo tipo de geração. A alternativa de manter uma etapa intermediária através do uso de Cotas e Certificados Verdes permite que em um primeiro momento os projetos concorram somente com as fontes renováveis e não com as convencionais. A última fase, Fase 4, só ocorre quando não há mais necessidade de mecanismos de apoio à competitividade (DUTRA, 2007; MIDTTUN; GAUTESEN, 2007).

1.3.2 Experiências internacionais

A década de 1990 marcou o aumento significativo do número de países que adotaram mecanismos de incentivo à geração elétrica através de fontes alternativas, principalmente a eólica. O sistema mais adotado no mercado europeu para inserção foi o *Feed-In*. Entretanto, o desenvolvimento tecnológico permitiu o aumento da competitividade das fontes e a tendência dos últimos anos tem sido a migração para o sistema de leilões específicos apesar do *Feed-In* ainda ser o mais adotado, conforme apresentado na Figura 19 (DUTRA, 2007; IRENA, IEA, REN21, 2018).

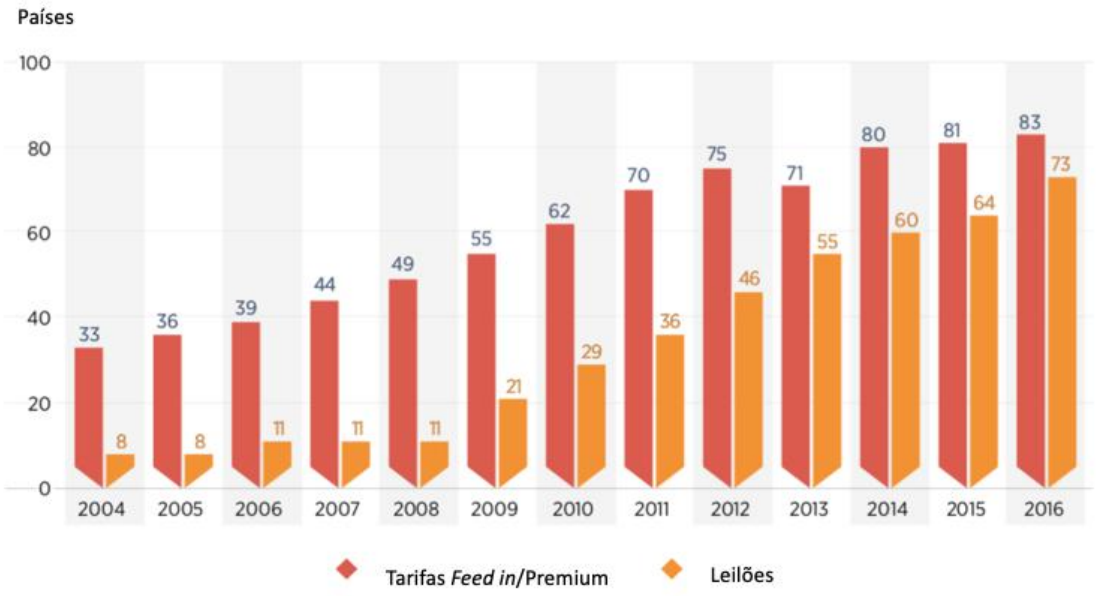


Figura 19 – Tendência mundial na adoção do sistema de *Feed-In* e de Leilões (2004-2016) (Fonte: IRENA, OECD/IEA, REN21, 2018)

O país pioneiro em energia eólica *offshore* foi a Dinamarca e, por isso, sua política energética será apresentada na próxima seção. Já os dois com maior potência instalada, o Reino Unido e a Alemanha, possuem trajetórias distintas, ambas de sucesso. Assim, elas também serão apresentadas.

1.3.2.1 Dinamarca

A Dinamarca, desde 2008, utiliza, como mecanismo principal, o sistema de *Feed In Premium*. O valor adicional pago varia por projeto e somado ao valor de mercado não deve exceder um teto preestabelecido pelo regulador dinamarquês.

Um subsídio adicional para cobrir os custos do balanço da planta de geração também é assegurado durante todo o projeto. Os parques eólicos são elegíveis para as regras de aceleração de depreciação. Entre 2008 e 2012, as turbinas podiam ser depreciadas a uma taxa de 25% por ano. A partir de janeiro de 2013, tal valor foi reduzido para uma taxa de 15% (IEA WIND, 2015).

O esquema de subsídio de repotenciamento das turbinas expirou no final de 2011. Ele permitia que o proprietário do parque recebesse um apoio a mais quando substituísse as turbinas antigas (com potência até 450 kW). Entretanto, o repotenciamento continuou após a expiração do incentivo e, em alguns casos, a remoção de turbinas antigas é uma precondição para receber a aprovação do projeto (IEA WIND, 2015).

O acordo energético (*Energiforliget*), que foi introduzido junto com a sanção do *Renewable Energy Act* em 2009, estimula a aquisição de parte dos projetos eólicos pelos cidadãos comuns. As duas principais medidas para isso foram: a obrigatoriedade dos operadores em oferecer ao menos vinte por cento do projeto para ser comprado por terceiros interessados e o acesso ao fundo específico para empréstimos a associações de proprietários de turbinas (IEA WIND, 2015).

O sistema de leilões foi introduzido nos últimos anos e o primeiro leilão ocorreu em 2018. Os projetos eólicos possuem prioridade na utilização da rede do país. Conclui-se que a experiência corrobora o esquema de incentivo anterior e como pioneiro foi que arcou com os custos do aprendizado (WIKBER, 2019).

1.3.2.2 Alemanha

O sistema de incentivo na Alemanha evoluiu em paralelo com o desenvolvimento tecnológico. Em uma fase inicial foram utilizadas as tarifas *Feed-In* como mecanismo principal. Entretanto, com a redução do custo de geração e o aumento de escala dos projetos, o sistema de leilões específicos foi introduzido.

A primeira aplicação das tarifas *Feed-In* na Alemanha foi feita a partir do "Stromeinspeisungsgesetz" (*Act on the Sale of Electricity to the Grid*) em 1991. Em 2000, essa regulação foi substituída pelo "Erneuerbare Energien Gesetz" (EEG). É no EEG que os critérios de elegibilidade e os níveis tarifários são definidos e, por isso, uma revisão periódica é necessária, já tendo havido quatro delas (2004; 2012; 2014; 2017) (IEA WIND, 2015; STERNKOPF, 2019).

O EEG em 2000 definiu dois tipos diferentes de tarifas *Feed-In:* a tarifa básica e a inicial alta. Cada projeto eólico recebia a tarifa inicial alta por pelo menos cinco anos e a duração poderia ser estendida até vinte anos, dependendo da qualidade do local em que o projeto fosse instalado. O sistema foi planejado para permitir a descentralização dos projetos (IEA, 2015).

O EEG 2012 introduziu uma variação no sistema chamada *Feed-In Premium* e, a partir do EEG 2014, ela passou a ser obrigatória. Os operadores de parques eólicos que vendem a energia ao mercado direto passaram a não receber mais a tarifa de *Feed-In* fixa, mas sim a diferença entre a tarifa *Feed-In* (mais um bônus variável por projeto) e a média de preço de mercado, chamada de *Premium* (IEA WIND, 2015).

O EEG 2014 iniciou o arcabouço regulatório para a realização dos primeiros leilões. Entretanto, foi somente em 2017 que a Alemanha passou a utilizar o sistema de leilões como seu principal instrumento de política energética. Os leilões específicos para cada fonte protegem os projetos contra a competitividade entre as fontes renováveis e também entre as convencionais (BMWi, 2016). O primeiro leilão ocorreu em 2017 e o segundo em 2019. Os projetos vencedores possuem dois importantes apoios: as taxas de financiamento especiais asseguradas pelo EEG e a conexão ao *grid* custeada por uma taxa cobrada dos consumidores de eletricidade (WEHRMANN, 2019).

O acesso a rede é garantido aos projetos de energia renovável na Alemanha. O operador do *grid* é obrigado a otimizar e expandir sua rede para garantir a compra, transmissão e distribuição da energia elétrica gerada (STERNKOPF, 2019).

1.3.2.3 Reino Unido

O *Electricity Act* ou Lei de Eletricidade, assinado em 1990, estabeleceu a primeira política energética no Reino Unido para incentivar as fontes de energia renovável: a Obrigação de Combustível Não-Fóssil (*Non-Fossil Fuel Obligation*; NFFO). As operadoras elétricas regionais foram obrigadas a comprar energia de geradores de energia nuclear e renovável a uma tarifa *Premium*. Para financiar esse sistema, uma sobretaxa foi imposta sobre os combustíveis fósseis para reembolsar as operadoras pela diferença entre este prêmio e o preço médio mensal de compra do mercado.

A última rodada de leilão da NFFO foi em 1998 e em 2002 entrou em vigor um novo mecanismo de incentivo: a Obrigação de Renováveis (OR). Ela impôs uma

obrigação a todos os fornecedores de eletricidade registrados na Inglaterra e no País de Gales de fornecer a seus clientes no Reino Unido quantidades específicas de eletricidade de fontes renováveis. Inicialmente, nenhuma distinção foi feita entre as diferentes tecnologias de energia renovável e todas receberam o mesmo nível de suporte por kWh. Esse mecanismo também impulsionou a negociação dos Certificados de Obrigações de Renováveis (ROCs).

O resultado foi que em 2003 o governo já havia consentido maior capacidade de instalação adicional de energia eólica *offshore* do que todos os parques eólicos construídos durante a década de 1990. O primeiro parque *offshore* em grande escala no Reino Unido, *North Hoyle*, foi comissionado em 2003. Ele possui uma capacidade instalada de 60 MW e está localizado a 7,5 km da costa do País de Gales. A área ocupada pelas 30 turbinas (cada uma de 2 MW) é de 10 km^2 (VESTAS, 2014).

Em 2008, o governo do Reino Unido revisou sua política energética e incorporou um tratamento diferenciado para as fontes renováveis em função do seu nível de maturidade. Através dos valores dos certificados, foi possível apoiar mais a energia eólica no mar do que a em terra, o que permitiu uma expansão do setor (IRENA, 2013).

O regime de OR para novos projetos, entre 2027 e 2037, foi estendido em 2010. Tal medida proporcionou maior segurança a longo prazo aos investidores e aumentou o apoio a projetos eólicos *offshore*. Adicionalmente, um esquema de tarifas *Feed-In* foi introduzido em 2010 para produtores de energia renovável de pequena escala (IRENA, 2013).

Para apoiar a nova geração de eletricidade de baixo carbono no Reino Unido, tanto nuclear quanto renovável, os Contratos por Diferença (CfD) foram introduzidos pela Lei de Energia de 2013, substituindo progressivamente o anterior regime de Obrigações de Renováveis. Os CfDs operam em forma de um sistema de leilão reverso e reduzem as incertezas de ambos os lados: dos investidores e das geradoras.

No Reino Unido, os custos do regime CfD são financiados por uma taxa cobrada diretamente a todos os fornecedores de eletricidade licenciados com sede no país, conhecida como "obrigação do fornecedor", que posteriormente a transmite aos consumidores (IRENA, 2013).

A operadora interessada e elegível a este mecanismo deve participar de uma rodada de atribuição para celebrar o seu CfD (IRENA, 2013). A primeira rodada ocorreu em 2014, a segunda em 2017 e a terceira está planejada para 2019.

Em 2019, a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis é suportada através de uma combinação de mecanismos: a tarifa *Feed-In*, os Contratos por Diferença, a obrigação de quota, a certificação, além de diversos impostos. Um exemplo de tributação implementada no Reino Unido é a taxa que incide sobre os usuários comerciais e industriais de fontes convencionais de energia e a isenção aos que utilizam eletricidade proveniente de fontes renováveis (MAROULIS, 2019).

Por fim, as plantas de geração elétrica por fontes renováveis estão conectadas à rede sob o princípio da não-discriminação (MAROULIS, 2019).

1.3.3 Experiência brasileira

O incentivo à pesquisa e desenvolvimento de projetos de geração de eletricidade a partir da energia renovável foi definido como um dos princípios dentro da Política Energética Nacional a partir da Lei no 9.478/1997 e, o que foi revisto pela Lei no 12.490/2011.

Tanto o governo federal quanto os estaduais têm fomentado o desenvolvimento de fontes alternativas de energia elétrica, seja através de linhas de financiamento mais favoráveis, seja através de incentivos fiscais e financeiros. O resultado foi um crescimento exponencial da geração eólica e o alcance da competitividade econômica dos projetos frente às fontes convencionais.

Segundo Diniz (2018), o Brasil possuía, em junho de 2018, o total de 719 projetos eólicos, dos quais, aproximadamente, 6 % foram contratados pelo PROINFA, 77 % pelos leilões e 17% pelo Ambiente de Contratação Livre. O autor fez uma análise a respeito da evolução da participação estatal e da privada no setor a fim de avaliar o impacto do arcabouço regulatório sobre a composição societária dos projetos. Os resultados obtidos permitiram a conclusão de que, *a priori*, a expansão do setor eólico no Brasil não é exclusivamente conduzida pelo Estado. Há uma contribuição importante do setor privado, totalizando, aproximadamente, 67% da estrutura societária dos parques. O PROINFA

representou um impulso inicial fundamental e os resultados dos últimos leilões demonstram a redução da presença estatal face ao setor privado, como ilustra a Figura 20.

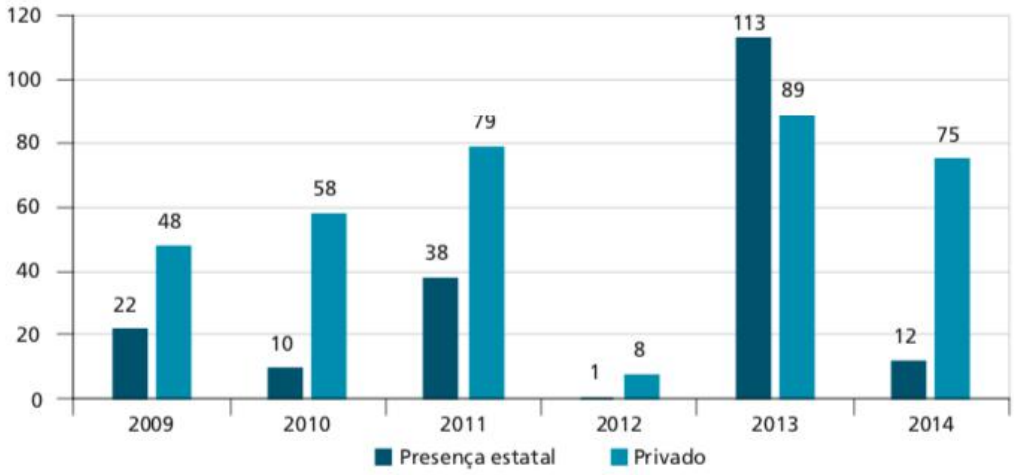


Figura 20 – Projetos eólicos contratados por meio de leilão, separados de acordo com a característica societária entre 2009 e 2014 (Fonte: DINIZ, 2018)

1.3.3.1 PROEÓLICA - Programa Emergencial de Energia Eólica

A crise no sistema elétrico em 2001 motivou a criação de uma Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). O Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) foi sancionado no mesmo ano através da Resolução nº 24.

O primeiro projeto de apoio direto à energia eólica, o PROEÓLICA, tinha como meta principal a instalação de uma capacidade de 1.050 MW em parques eólicos até o final de 2003. Entretanto, o programa não obteve a adesão de nenhum projeto e sequer foi regulamentado pela ANEEL (SILVA, 2006; DUTRA, 2007).

1.3.3.2 O Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA

A geração eólica no Brasil teve o seu desenvolvimento diretamente relacionado ao Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), que sucedeu ao PROEÓLICA. O programa foi planejado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e regulado pela ANEEL.

O PROINFA entrou em vigor através da Lei Federal no 10.438/2002 que foi aprimorada pela Lei no 10.762/2003 e regulamentada pelos Decretos nº 4.541/2002 e nº 5.025/2004. O programa buscou apoiar a diversificação da matriz elétrica nacional através de incentivo a três fontes alternativas: biomassa, PCHs (Pequenas Centrais

Hidráulicas) e usinas eólicas (DINIZ, 2018). Ele foi decomposto em duas fases. Em sua primeira fase, o objetivo inicial era a contratação de projetos equivalentes a 3.300 MW de capacidade instalada. Já a segunda etapa determinou como meta que as energias renováveis passariam a participar de 10% da matriz energética do país até 2020 (DINIZ, 2018; DUTRA, 2007).

Havia garantia de venda da energia gerada para a Eletrobrás durante 20 anos a uma tarifa subsidiada definida pelo Poder Executivo (MME), que seria corrigida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Os subsídios nas tarifas e os contratos de longa duração permitiram uma garantia de retorno de capital, além de minimizarem os riscos. Dessa forma, a penetração do setor eólico se deu pela composição de um sistema híbrido de Cotas e de *Feed-In* (DUTRA, 2007; SILVA, 2006).

Segundo a Lei nº 10.762/2003, os custos administrativos, os financeiros e os encargos tributários do programa foram repartidos por todas os consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, excluindo somente os de baixa renda familiar.

O programa pode ser considerado um sucesso. A primeira chamada pública para a apresentação de projetos em 2004 obteve um nível de resposta 3 (três) vezes superior ao esperado para a energia eólica, apesar da tarifa pré-fixada ter sido inicialmente considerada baixa. A cota de 3.300 MW foi alcançada com 144 usinas, sendo 1.200 MW provenientes de 63 PCHs, 1.400 MW de 54 usinas eólicas e 685 MW de 27 usinas térmicas à biomassa. Em 2006, a meta inicial foi ultrapassada somando 4.374 MW de potência contratada pelo PROINFA (DUTRA, R; SZKLO, A., 2006).

No que tange ao desenvolvimento da indústria nacional de base dos componentes dos projetos eólicos, foi estabelecida uma meta de 60% de índice de nacionalização e criado um programa de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Em 2009, o país possuía duas fabricas de turbinas e, em 2014, já contabilizava dez fábricas de torres e componentes mecânicos, nove fábricas de turbinas e três fábricas de pás (MELO, 2014; DINIZ, 2018).

Segundo DINIZ (2018), os principais entraves na primeira fase do projeto ocorreram no processo de licenciamento ambiental e de obtenção da declaração de

utilidade pública dos projetos, além de disputas territoriais sobre o direito de propriedade e dos atrasos na conexão às redes de transmissão de energia.

Outra crítica se refere ao critério de seleção dos projetos de geração que participariam do programa de acordo com a idade da licença ambiental do projeto. Quanto mais antiga essa licença, mais à frente o projeto estava na ordem de mérito para a contratação. Isso criou um mercado para obtenção de licenças ambientais "antigas" para a aquisição de uma posição melhor na ordem de contratação (BAITELO, 2008; VEIGA, 2017).

A segunda fase do programa, com início de operação previsto para 2006, foi revogada em 2013 pela Lei nº 12.873. As fontes alternativas apoiadas pelo PROINFA já haviam atingido a competitividade econômica nos leilões de energia padrão, principalmente a eólica, o que não justificava a aprovação de mais apoio através do sistema *Feed-In*.

1.3.3.3 Energia eólica no mercado regulado

Os projetos eólicos podem comercializar a energia gerada através de três tipos de leilões: os leilões de fontes alternativas[2] (LFA), leilões de energia nova (LEN) e leilões de energia de reserva[3] (LER). O primeiro LFA ocorreu em 2010 e tinha como meta atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética. Os leilões LEN podem ser diferenciados em dois tipos de acordo com a quantidade de anos necessários para a operação comercial dos projetos: A-3 (três anos) e A-5 (cinco anos). Eles têm como objetivo atender ao aumento de carga das distribuidoras. Em 2018, o setor eólico foi excluído do LER por falta de linhas de transmissão que pudessem levar energia até os centros de consumo (MELO, 2014; BRASIL ENERGIA, 2018).

Os investimentos iniciais realizados no âmbito do PROINFA tinham um custo de R$ 6.000 por kW de capacidade instalada, ao passo que, em 2011, os projetos eólicos vencedores do leilão de energia de reserva (LER) alcançaram uma média de R$ 3.500 por

[2] O leilão de fontes alternativas foi instituído em resposta ao crescimento dos projetos de fontes renováveis no ambiente regulado e, também, em apoio à sua expansão. Ele foi regulamentado através do Decreto nº 6.048/2007.

[3] A energia de reserva é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo operado pela Câmara de Comercialização de Energia. Sua contratação é viabilizada por meio dos leilões de energia de reserva, conforme estabelecido pela Lei nº 10.848/ 2004 e regulamentado pelo Decreto nº 6.353/2008.

kW instalado, o que demonstra mais uma vez o sucesso da política energética adotada (DINIZ, 2018).

Conforme ilustrado pela Figura 21, os preços dos leilões da geração eólica também seguiram a tendência de declínio. A fonte eólica tornou-se a alternativa mais competitiva, situando-se, na média, acima somente de fontes convencionais como as usinas hidrelétricas de grande porte.

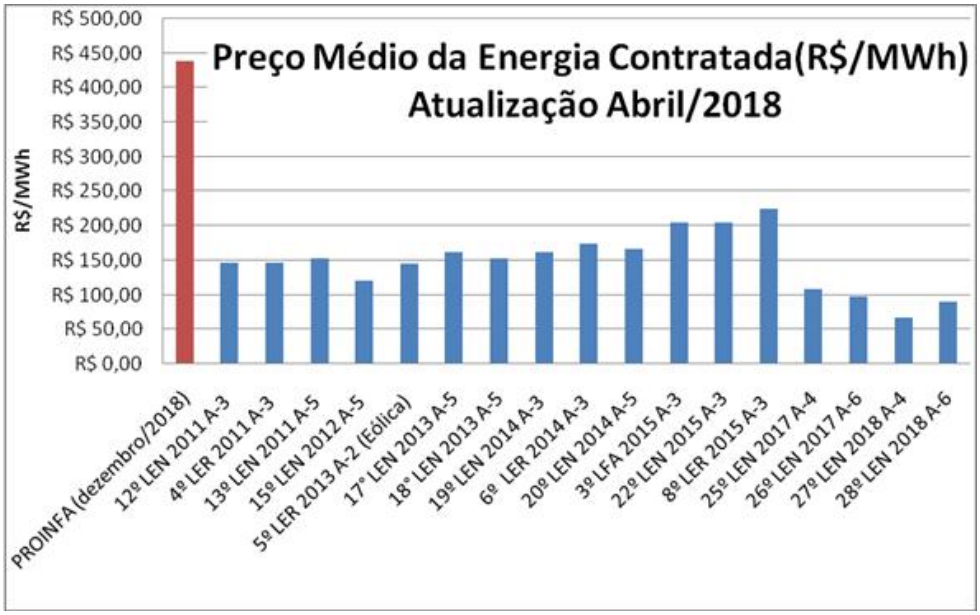


Figura 21 – Evolução do preço de energia eólica contratado no PROINFA e nos leilões de energia entre 2004 e 2013 (em R$/MWh) (Fonte: CCEE; ELETROBRÁS, 2019; DUTRA, 2007)

1.3.3.4 Mecanismos de apoio fiscal à energia eólica no Brasil

O primeiro foco de apoio do governo federal foram as operadoras dos parques eólicos e, por isso, diversos equipamentos, serviços e insumos destinados à geração de energia eólica foram desonerados. Os incentivos mais relevantes foram: isenção de recolhimento do PIS/COFINS, desde que habilitados no Regime Especial para o Desenvolvimento da Infraestrutura (pela Lei nº 11.488/2007, Decreto 6.144/2007 e Instrução Normativa 758/2007), do IPI sobre equipamentos e componentes utilizados em turbinas (pelo Decreto 8.950/16), do ICMS dentro do Convênio CONFAZ ICMS 101/96 e 109/14 e do Imposto de Importação para turbinas de potência superior a 2.640 kW (Resolução Camex 125/16) (BRASIL ENERGIA, 2018; POMMORSKY, 2018).

1.3.3.5 Regulação eólica offshore no Brasil

O projeto de Lei nº 484/2017 foi aprovado no Senado no dia 18 de dezembro de 2018 e autoriza a implantação de usinas marítimas com potência superior a 5 MW para a geração de energia elétrica a partir de fontes eólica e solar. As plataformas podem ser instaladas no mar territorial (até 22 quilômetros da costa) e na zona econômica exclusiva (até 370 quilômetros). O projeto foi apresentado pelo senador Fernando Collor (PTC-AL) e o relator, senador Walter Pinheiro (sem partido-BA), deu parecer favorável, adicionando a energia solar ao projeto que inicialmente previa somente a geração eólica. A matéria se encontra agora na Câmara dos Deputados como Projeto de Lei nº 11.247/2018, derivado do aprovado no Senado Federal (COLLOR, 2017).

O projeto proposto no Senado iniciou a discussão da sinergia entre a exploração e produção de óleo e gás e a geração elétrica por turbinas no mar. O texto inicial proíbe a concessão para projetos eólicos ou solares em áreas coincidentes com blocos licitados nos regimes de concessão, partilha e cessão onerosa. Entretanto, admite que os parques eólicos ou solares podem ser instalados para o consumo das plataformas petrolíferas.

A licitação será de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e deve ser precedida de estudos de impacto ambiental. Os blocos destinados à exploração energética serão definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e são chamados de prismas eólicos.

2 O PROJETO DE GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE

2.1 Base tecnológica da geração de energia eólica *offshore*

O desenvolvimento de um projeto eólico *offshore* pode ser dividido em três etapas: definição conceitual, instalação e operação & manutenção. A primeira inclui a avaliação do projeto, o levantamento de dados da área e as autorizações. A fase de instalação é iniciada pelas fundações e seguida pelas turbinas e pelos cabos elétricos. As atividades de operação e manutenção ocorrem durante toda a vida útil do campo a fim de assegurar a máxima eficiência e disponibilidade das turbinas.

Os equipamentos principais de um parque eólico são as turbinas e o sistema elétrico, incluindo as subestações *onshore* e *offshore*, os cabos interconectores e de exportação. As turbinas têm como suporte as fundações, assim como as subestações. Em geral, elas estão conectadas através de cabos interconectores com a subestação *offshore*. As duas subestações são responsáveis pela transmissão da eletricidade gerada do alto-mar para a costa através de cabos de exportação.

O presente trabalho busca identificar as potenciais sinergias entre os setores de exploração e produção de O&G e eólica offshore e, para isso, é necessário definir a base tecnológica dos elementos que podem ser compartilhados entre eles. Neste sentido, foi excluída a análise das turbinas por não haver nenhuma possibilidade de colaboração entre as partes nesse item de custo de capital e focado nos elementos do Balanço da Planta ou Sistema.

Os termos Balanço da Planta ou do Sistema são traduções livres dos termos em inglês *Balance of Plant* ou *System* (BOP ou BOS), respectivamente, que são utilizados no contexto da geração elétrica para se referir a todos os componentes e sistemas auxiliares que as plantas precisam para entregar a energia gerada. No caso das eólicas, representa todos os elementos do parque excluindo as turbinas.

O relatório *A Guide to an Offshore Wind Farm* publicado pelo *Crown Estate*, propriedade da monarquia britânica, apresenta grande detalhamento de todas as atividades necessárias para o comissionamento de um projeto eólico. Além das definições, os custos de cada item foram apresentados, permitindo uma avaliação do impacto da potencial sinergia sobre os custos totais do projeto, incluindo os de capital e

os de operação. As principais tecnologias que terão seu potencial de sinergia avaliadas serão apresentadas nesta seção, a fim de definir uma base tecnológica passível de cooperação.

A possibilidade de colaboração para o desenvolvimento tecnológico motivou a revisão bibliográfica a respeito das novas tecnologias que podem resultar em reduções de custo, como por exemplo as estruturas flutuantes. O relatório elaborado pelo IRENA em 2016 apresenta de forma aprofundada diversas oportunidades de inovações e avalia seu impacto sobre o custo de geração de eletricidade e, por isso, será usado como base nesta seção.

2.1.1 Projeto de geração de energia eólica *offshore*: definição conceitual

2.1.1.1 Estado da arte conceitual

- Desenvolvimento, avaliação do projeto e autorizações

A aquisição da área, seja através de concessão direta ou por leilão, é o marco inicial do investimento *offshore*. As primeiras atividades são os chamados serviços de desenvolvimento, que englobam o estudo de viabilidade, as atividades de licenciamento, planejamento e monitoramento.

Em seguida, é elaborado o *Front-end Engineering and Design* (FEED) para o desenvolvimento do conceito do parque eólico antes do contrato. A fim de garantir a viabilidade econômica do projeto são otimizados parâmetros chaves como tamanho da turbina, tipo de fundação, configuração do projeto, método de conexão ao grid.

Ademais, são incorporadas análises de incerteza para garantir a robustez do projeto, planejamento das operações *onshore* e *offshore*, além de determinar as metodologias de contrato, mitigação de risco e políticas de HSE. O fim da definição conceitual do projeto é caracterizado pelos processos de compra de equipamentos.

Os levantamentos de dados podem ser subdivididos em dois grupos. O primeiro deles busca fornecer dados para o licenciamento ambiental, já o segundo busca caracterizar o meio a fim de permitir a concepção ótima dos parques.

- Levantamentos do meio ambiente para análise do impacto ambiental

O objetivo do levantamento de dados feitos durante o licenciamento ambiental é avaliar o potencial impacto em função das atividades do parque eólico *offshore* sobre as aves, costa, peixes, comunidades do leito submarino, mamíferos marinhos e impactos sonoros.

Para se ter acesso à distribuição, densidade, diversidade, rota e quantidade das diferentes espécies será necessária a coleta dos dados durante pelo menos dois anos. Isso porque é preciso cobrir todas as estações do ano e depois repetir a fim de garantir a representatividade do período analisado. Esses dados são então analisados e ambos devem ser anexados ao Estudo de Impacto Ambiental (EIA).

Em geral, o levantamento ornitológico é o primeiro a ser realizado, pois tem grande influência no *design* do projeto e na definição da localização das turbinas. Busca-se identificar as aves que habitam no sítio, as que repousam e as que têm o local como parte de sua rota migratória, assim como a altura de voo, uma vez que as turbinas podem funcionar como barreiras no trajeto resultando em colisões e até mesmo mortes.

O levantamento de dados das espécies bênticas é feito em paralelo à pelágica na maior parte dos projetos. As espécies locais são identificadas, as amostras representativas são coletadas e as áreas com condições ambientais similares ao local proposto para a instalação do parque são definidas. É necessário ter uma atenção especial aos locais de desova dos peixes.

Os mamíferos, cetáceos (baleias, golfinhos e botos) e focas, são observados buscando identificar o impacto sonoro que as atividades podem ter sobre os mesmos. Os estudos são realizados muitas vezes em paralelo aos levantamentos sísmicos.

As embarcações permitem que as análises sejam feitas através de levantamento e observação. Elas podem ser do tipo aéreas ou marítimas, estas podem ser as mesmas utilizadas pelos pescadores locais, desde que se inclua os sistemas de aquisição e navegação. A boa relação com a comunidade de pescadores locais é extremamente benéfica neste processo.

Um diferencial das embarcações para caracterizar o impacto sobre os mamíferos é a possibilidade do uso de frequências de rádio, que buscam distinguir as diferentes

espécies e comportamentos. O uso da estratégia de marcar alguns animais pode ajudar no rastreamento dos mesmos.

As embarcações aéreas contam com câmeras de alta resolução digital, LiDAR, vídeo imagem e espectrômetros. Não é necessária uma equipe técnica nas aeronaves, tendo em vista a boa qualidade e grande volume de imagens registradas.

O levantamento do impacto *onshore* também é necessário mesmo nos projetos *offshore*, já que é preciso avaliar o impacto dos cabos de transmissão, das subestações *onshore*, da sedimentação e erosão da costa e da atividade humana. Dessa forma, são feitos levantamentos dos animais silvestres, dos ecossistemas costeiros frágeis e do potencial de deslizamento das áreas potencialmente impactadas.

O estudo de impacto da atividade humana busca compreender o impacto do parque eólico sobre a vida da (s) comunidade (s) costeira próxima (s) a ele. Ele inclui análises ambientais a respeito do impacto visual e sonoro das turbinas e impacto socioeconômico na infraestrutura costeira, como portos.

O estudo do impacto socioeconômico busca analisar a mudança na infraestrutura costeira, pois, por exemplo, a construção de portos tem como consequência a criação de empregos, transporte, recreação ou mudança de valor econômico da paisagem. Ademais, há o efeito da mudança na composição biológica, geológica e física da região.

O levantamento de dados da população inclui estatísticas de idade, sexo, renda média, origem étnica, mortalidade, tipo de habitação, ocupação e nível escolar. Entretanto, também são adquiridos dados qualitativos através de pesquisas e observações a respeito da percepção da população local com o novo projeto e seus impactos.

- Levantamentos do meio ambiente para definição da disposição do parque

Para a definição da configuração do parque e minimização dos riscos de instalação e O&M é necessário caracterizar tanto as condições do ar, como as do mar e do solo marinho. Para tanto, são necessárias estações meteorológicas, levantamento geotécnico e geofísico, incluindo batimetria.

As estações meteorológicas são instaladas na área de investigação para monitorar e analisar as condições meteorológicas e oceanográficas. Elas devem ser capazes de coletar dados em alturas próximas as que ficarão os *hubs* das turbinas. O fornecimento de

energia para estações é feito através de conexões com a rede ou de forma independente através de placas solares, pequenas turbinas eólicas e baterias para armazenagem.

Exclusivamente para coleta de dados oceânicos, as estações flutuantes podem ser utilizadas por terem menores custos do que as *onshore*. De forma geral, utilizam-se fundações para essas estações similares às das turbinas, apesar de serem mais leves. Também são instaladas acomodações para a equipe técnica, heliporto e sensores de medição de corrente e ondas, que são montados externamente à plataforma.

Os sensores são os responsáveis pela aquisição de dados das condições meteorológicas, como velocidade do vento, direção, temperatura, pressão, umidade, radiação solar e visibilidade, e oceanográficas. A capacidade de medir a velocidade do vento em mais de uma altura permite a melhor estimativa do perfil de vento, fundamental para a otimização da localização das turbinas. Em relação às condições oceânicas aferidas, destacam-se as ondas, o nível do mar e a correnteza.

Ademais, são definidos os sistemas auxiliares do parque, isto inclui o fornecimento de energia, navegação e telemetria, os quais permitem o envio imediato dos dados e o monitoramento por rádio ou satélite.

Para se definir o tipo de fundação que pode ser instalado em cada área, é necessária uma modelagem geológica. Para tanto, são combinadas batimetrias, análises geofísicas e geotécnicas.

Os levantamentos geofísicos têm como objetivo estabelecer a batimetria do leito, suas características, profundidade e estratigrafia, assim como identificar as áreas de potencial risco. Além disso, servem de base para os levantamentos geotécnicos e ambientas, como os de espécies bênticas. Os dados processados são utilizados para produzir mapas no Sistema de Informações Geográficas, os quais são utilizados para definição do *design* do local em que devem ser instaladas as turbinas. Tal tipo de levantamento é de alto custo em função do processamento de dados, necessidade de embarcações dedicadas e equipes altamente especializadas.

Os levantamentos geotécnicos são fundamentais para a compreensão da estratigrafia local e condições do solo. O escopo do estudo depende do tipo de fundação que será utilizada e da heterogeneidade do solo da área. Em alguns casos é necessária a utilização de laboratórios *offshore* para análise das amostras e processamento dos dados

em tempo real. As embarcações capazes de realizar tais levantamentos têm elevado custo por possuírem equipamentos como sondas de perfuração e guindaste e serem auto posicionáveis.

2.1.1.2 As perspectivas futuras de reduções de custo

A otimização da configuração dos parques tende a ter um grande impacto sobre o custo de geração. Para tanto, é necessária uma melhora na caracterização dos recursos eólicos, na modelagem da aerodinâmica do efeito esteira, nas previsões das condições mesoceânicas e nas características do fundo do mar. Em seguida, será possível então integrar todos estes modelos fenomenológicos a fim de definir os melhores sítios e métodos para instalação das turbinas, que permitam a otimização do aproveitamento dos recursos eólicos (IRENA, 2016b).

Há um alto grau de incerteza geológica durante o processo de instalação tanto das estruturas quanto dos cabos. Por consequência são realizadas soluções padrão, que nem sempre são ótimas para as condições encontradas. O aprofundamento dos estudos geotécnicos pode auxiliar o conhecimento das áreas, diminuir os riscos e minimizar os custos.

A indústria caminha para soluções de estações meteorológicas autossuficientes *offshore*. Para tanto, os grupos de trabalho estão se dividindo no desenvolvimento do sistema de medição, buscando um aumento de precisão e confiabilidade na modelagem multivariável do conjunto e na estrutura e infraestrutura dessas subestações

A tecnologia LiDAR mede através de laser a velocidade dos ventos e, como consegue se deslocar no local, é capaz de medir um intervalo de alturas com elevado grau de confiabilidade. Uma das vantagens é sua compatibilidade com as subestações meteorológicas *offshore*.

Os estudos de análise do projeto por diferentes perspectivas demandam, levantamento e armazenamento de dados detalhados do campo, *softwares* e supercomputadores. Os primeiros são por vezes os dados de entrada dos modelos, além da forma de calibração dos resultados simulados pelos programas.

Os simuladores servem de ferramenta para os projetistas otimizarem o posicionamento das turbinas, tecnologias a serem usadas e atividades nos parques, como as de instalação e O&M. Entretanto, estes modelos numéricos complexos de

multivariáveis demandam o uso de supercomputadores capazes de resolvê-los com alta precisão e definição.

O impacto das inovações nestes segmentos é a redução de custos no desenvolvimento de projeto, abertura de novos mercados em águas profundas, diminuição no impacto ambiental ao evitar o uso de pilagem e, redução de riscos de saúde e segurança ao poupar o levantamento de grandes cargas.

Na parte de planejamento dos projetos, a tendência do mercado futuro é a especialização das prestadoras de serviço. Através da transferência de certas atividades das operadoras para as prestadoras, através de contratos do tipo EPC ou EPCI, acredita-se que há espaço para a implementação de melhores práticas mais específicas e otimização dos custos.

O aperfeiçoamento do planejamento dos parques *offshore* pode levar a uma redução tanto no custo de investimento, como principalmente no de operação, além de auxiliar no aumento da produção anual de energia.

2.1.2 Instalação

2.1.2.1 Estado da arte conceitual

Entende-se por instalação e comissionamento da planta, todas as operações necessárias para o balanceamento do sistema elétrico e turbina, incluindo as atividades na terra e no mar. No estado da arte, na primeira fase, são instaladas as fundações e, na segunda, as turbinas. Outras estratégias podem ser definidas a fim de reduzir os custos dessas operações. Em geral, há um contrato separado para a instalação dos cabos, da subestação, da fundação e da turbina.

- Instalação dos cabos

O custo da instalação dos cabos de exportação é maior do que o dos cabos de conexão em razão de seu maior comprimento e das diferentes condições do mar. Um arado capaz de simultaneamente posicionar os cabos e enterrá-los (em média 1,5 a 3 metros abaixo do solo submarino) é tipicamente usado.

Outra estratégia utilizada é depositar o cabo no solo e depois enterrá-lo com o auxílio do ROV (Veículo submarino operado remotamente; em inglês *Remotely Operated*

Underwater Vehicle). Os ROVs, muito utilizados na indústria de óleo e gás, podem ser utilizados em diversas operações, como inspeção visual das estruturas submersas, J-tubos e fundações. Apesar de evitar o gasto com mergulhadores especializados e equipamentos de descompressão, são relativamente caros.

As embarcações para instalação possuem equipamentos especiais como carrossel, tensionadores e transportadores (*haulers*). O uso de embarcações com autoposicionamento dinâmico permite a instalação mais eficiente dos cabos, além de possuírem uma janela operacional maior. Em alguns casos, a mesma embarcação é utilizada para instalar os cabos de conexão interna do parque e os de exportação. Entretanto, isso pode resultar em um custo maior, já que a instalação dos cabos de exportação demanda embarcações por um lado maiores, por acomodar, por exemplo, maiores carrosséis para longos cabos e por outro, calados menores para se aproximarem mais da costa.

A melhora na etapa de instalação dos cabos seria altamente proveitosa. Além disso, no mercado europeu existem poucos fornecedores e as embarcações de aterramento (*trenching vessel*). Para agravar, uma significativa frequência de problemas de operação ainda é observada.

- Instalação das fundações

A operação de instalação das fundações inclui o transporte e a fixação das estruturas. As etapas variam de acordo com o tipo de fundação que será utilizada. As embarcações necessárias devem transportar as fundações da unidade de fabricação no porto até o local onde serão colocadas e fixadas de forma segura no leito submarino.

As monoestacas em geral são conduzidas por embarcações do tipo auto elevatórias (*jack-up*), principalmente, e flutuantes. Sua instalação é feita por uma operação conhecida como pilagem (*pilling*): um sistema com martelo e bigorna, que deposita e direciona o pilar em função da condição do solo e equipamentos de perfuração.

Já as fundações do tipo jaqueta e tripé tendem a ser instaladas em embarcações flutuantes que possuam guindastes. Primeiramente, os pilares são depositados no fundo do mar, depois as fundações são colocadas sobre os pilares, para então serem rebocadas até o lugar exato em que devem ficar.

Para instalar as turbinas sobre as fundações, os cabos são direcionados até o tubo J, conectando-se com a base da estrutura, permitindo a alimentação da turbina, conforme ilustrado na Figura 22 para a monoestaca e para jaqueta.

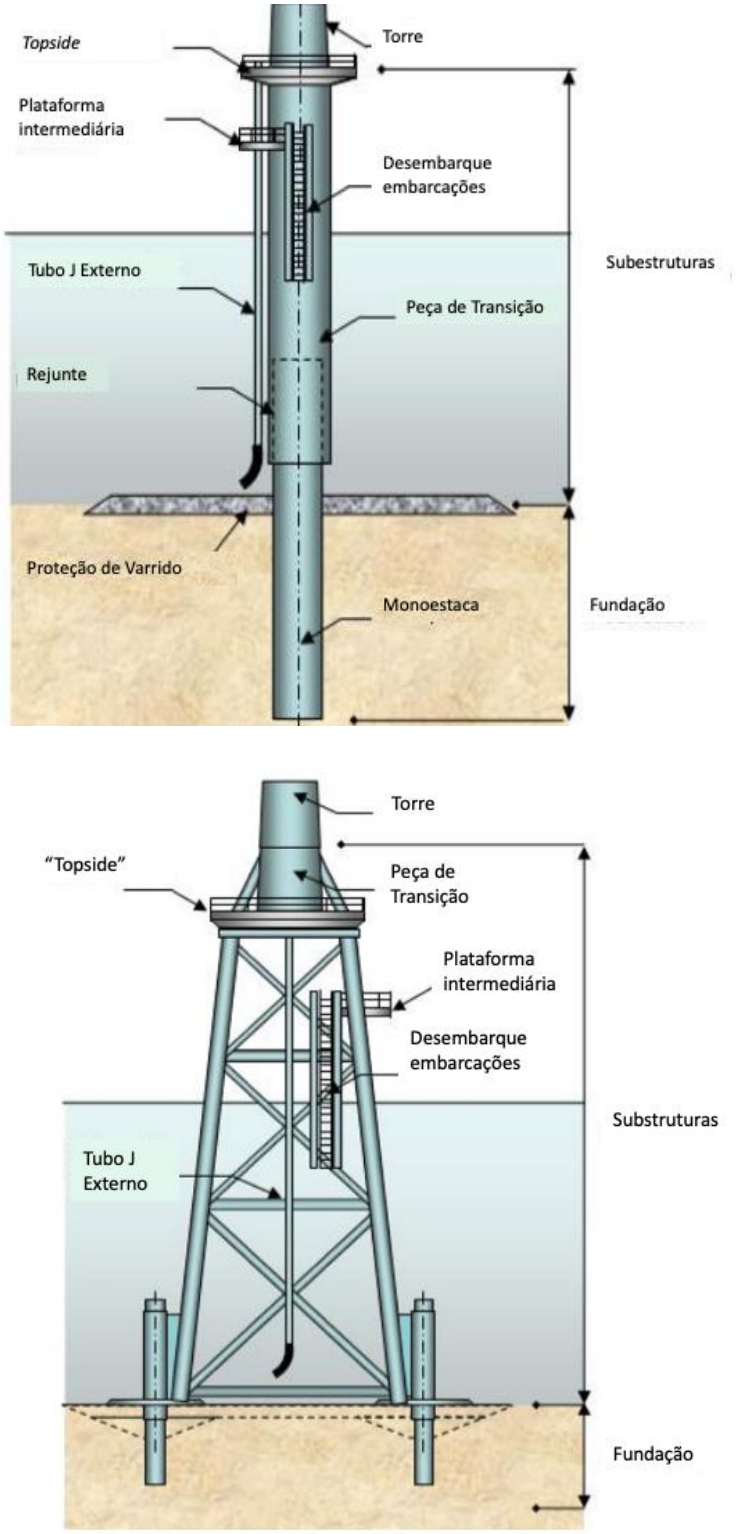


Figura 22 – Esquema da fundação dos tipos monoestaca e jaqueta (Fonte: DOHERTY *et al.*, 2014))

- Instalação da turbina

A instalação da turbina envolve transporte dos componentes da turbina do porto onde foram fabricados até o local em que a fundação já foi fixada.

As estratégias variam entre, por um lado, as que realizam a montagem da torre, nacele[4] e pás no mar, e, por outro, as que transportam toda a turbina já pré-montada no cais até o local final, minimizando o tempo de trabalho no mar.

Em alguns casos as mesmas embarcações que instalam as fundações podem ser utilizadas para as turbinas. O uso de barcos com pernas auto elevatórias aumenta a rigidez da plataforma no momento de levantamento das estruturas, facilitando a instalação.

Poucas das embarcações que estão sendo usadas para instalar turbinas foram construídas com este propósito. Entretanto, o crescimento da indústria deve impulsionar soluções dedicadas, a padronização das operações e a redução do tempo de realização.

- Instalação das subestações *offshore*

Nesta etapa a subestação é transportada do cais, através de um rebocador, para o local onde sua fundação já está instalada. Em geral, isto é feito utilizando guindastes em embarcações flutuantes capazes de levantar no mínimo 1000 toneladas. Duas estratégias são usadas: o próprio rebocador pode ter o guindaste ou uma segunda embarcação fará a instalação.

Várias embarcações são utilizadas para dar suporte durante o processo de instalação. Entre elas, as especializadas em levar a equipe técnica até as turbinas, as especializadas no suporte para operações com ROV, que possuem uma piscina e guindaste, e aquelas que levam os mergulhadores, tendo como particularidade a disponibilidade de um sistema de mergulho de saturação.

- Serviços portuários e acessibilidade aos portos

As fundações e as turbinas são de equipamentos de grande porte e, por isso, podem demandar adequação de locações nos portos já existentes ou até mesmo a necessidade de construção de um novo. A logística nos portos desempenha um papel estratégico para em razão do tempo de frete e da janela operacional para as atividades em alto-mar decorrente

[4] A nacele é um compartimento instalado no alto da torre das turbinas, que abriga todos os componentes essenciais para a geração de energia – como o gerador, a caixa de velocidades e o sistema de transmissão.

das condições climáticas. Assim, devem refletir uma localização ótima e possuir capacidade de expansão das atividades. Estima-se que, 1% do custo de capital é gasto em atividades portuárias.

As especificações técnicas necessárias para o uso do porto são, em geral, 8 hectares para deposição de produtos e pré-montagem. No caso de parques que serão instalados em locais com restrições climáticas e/ou grande porte, um espaço adicional de aproximadamente 30 hectares pode ser estrategicamente alocado. Em alguns casos, as turbinas são colocadas no chão nos portos e isso pode demandar até 2 hectares de espaço para cada duas turbinas e um espaço livre de no mínimo 100 metros por causa das torres.

Tendo em vista os tipos de embarcações usadas, o cais deve ter um comprimento de 200 a 300 metros. Ademais, o porto deve ser acessado por navios de até 140 metros de comprimento, 45 metros largura e 6 metros de calado.

2.1.2.2 As perspectivas futuras de reduções de custo

O objetivo principal na instalação do parque eólico é a antecipar o início da geração. Para tanto, o adequado planejamento facilita a execução das atividades. Assim, permite aproveitar melhor a janela operacional e diminuir os custos.

O estado da arte atual limita as operações de levantamento de peças para a instalação das turbinas a 11 m/s de velocidade do vento. O aumento na capacidade de estabilização como guindastes com gancho e *yoke*[5] busca expandir a janela de operação até velocidades de 16 m/s. As embarcações com decks maiores podem facilitar a estocagem e manuseio.

A instalação integrada da turbina e da fundação tem como objetivo transportar a estrutura (turbina, incluindo rotor, torre e fundação), através de rebocador ou embarcação dedicada, até o local onde a instalação será feita em operação única. Tanto turbinas fixas, quanto flutuantes, podem utilizar esta solução que provoca menores impactos e reduz o tempo no mar. Ela segue a tendência de maximização das montagens e pré-comissionamentos em terra.

[5] O gancho do guindaste está diretamente preso ao *yoke*. O *yoke* pode ser equipado com acessórios de elevação, como fio de aço, corrente ou material sintético na parte inferior.

Segundo IRENA (2016), a instalação integrada de fundações e de turbinas pode representar uma das inovações de maior impacto sobre os custos de geração uma vez que a instalação representa parte significativa no custo de investimento. Ela permite uma melhoria nas condições de trabalho e segurança. A solução pode permitir o comissionamento de parques em regiões com infraestrutura marítima limitada e, em particular, diminuir a exposição dos funcionários a condições adversas e a possibilidade de ocorrer acidentes.

A partir de 2030, em razão do desenvolvimento destas tecnologias, estima-se que será necessário um quarto da quantidade de hora-homem para realizar em terra a mesma tarefa. A tendência, portanto, parece ser a maximização das montagens e pré-comissionamentos (IRENA, 2016b).

2.1.3 Operação e manutenção (O&M)

2.1.3.1 Estado da arte conceitual

Entende-se como atividades de operação e manutenção (O&M), o suporte necessário durante todo o tempo de vida do parque eólico. A sua operação deve maximizar a disponibilidade do equipamento e o fator de capacidade da usina eólica, ao mesmo em que minimiza o custo. Para tanto, deve haver suporte disponível 24 horas/7 dias na semana, durante os 365 dias do ano. Ele deve estar preparado para eventos não programados e defeitos nas turbinas. O monitoramento das condições meteorológicas e da condição da turbina é permanente. Também se inclui nesta etapa a relação com os consumidores e com os fornecedores.

Em geral, os contratos de compra das turbinas incluem os cinco primeiros anos de O&M e, em seguida, essas atividades são transferidas para o operador do parque. Entretanto, nos parques de grande porte pode-se optar por continuar com manutenção como responsabilidade dos fornecedores dependendo da estratégia do operador e disponibilidade do fornecedor.

Na base de apoio em terra localizam-se as instalações que permitam operar e monitorar o parque, são serviços locais de reparação, portuários e de abastecimento das embarcações. As operadoras procuram usar o porto mais perto, mas não só isso, a localização depende de especificações técnicas ditadas pelas atividades de O&M. Por fim,

a minimização do custo em razão do tempo perdido devido às más condições climáticas também deve ser considerada.

A grande dimensão de certos equipamentos pode demandar o uso de um local adicional, além da base de apoio do porto, para estocagem de material. Todas as instalações de apoio e estocagem de O&M precisam ter acessibilidade garantida 24 horas/7 dias na semana durante os 365 dias do ano.

O acesso dos técnicos ao parque pode ser feito através de embarcações, como barcos com capacidade de 12 passageiros, ou helicópteros, apesar de apresentarem um custo passageiro por quilometro superior permitem acessar às turbinas em condições oceânicas ou meteorológicas mais adversas. Em geral, o operador contrata um certo número de dias por ano para utilizar o helicóptero.

As opções de acomodação em alto-mar permitem que os técnicos pernoitem ou permaneçam próximo às turbinas, o que evidentemente reduz o tempo de trânsito. A acomodação pode estar localizada dentro das próprias subestações *offshore*, ou separadas em estruturas flutuantes, ou ainda fixas.

Vale notar que cada turbina conta com instalações de refúgio e emergência no caso de a tripulação não conseguir sair imediatamente da estrutura. Na emergência, as turbinas podem ser desligadas remotamente uma por uma ou todas ao mesmo tempo e, assim, permitir acesso seguro para o serviço de resgate (THE CROWN ESTATE, 2008).

Não são poucos, os profissionais envolvidos. Um parque *offshore* de capacidade instalada de 500 MW pode empregar cerca de cem profissionais, três quartos deles com formação técnica e todos acostumados a severidade do mar. A Figura 23 apresenta uma ilustração das etapas de instalação e O&M do parque eólico.

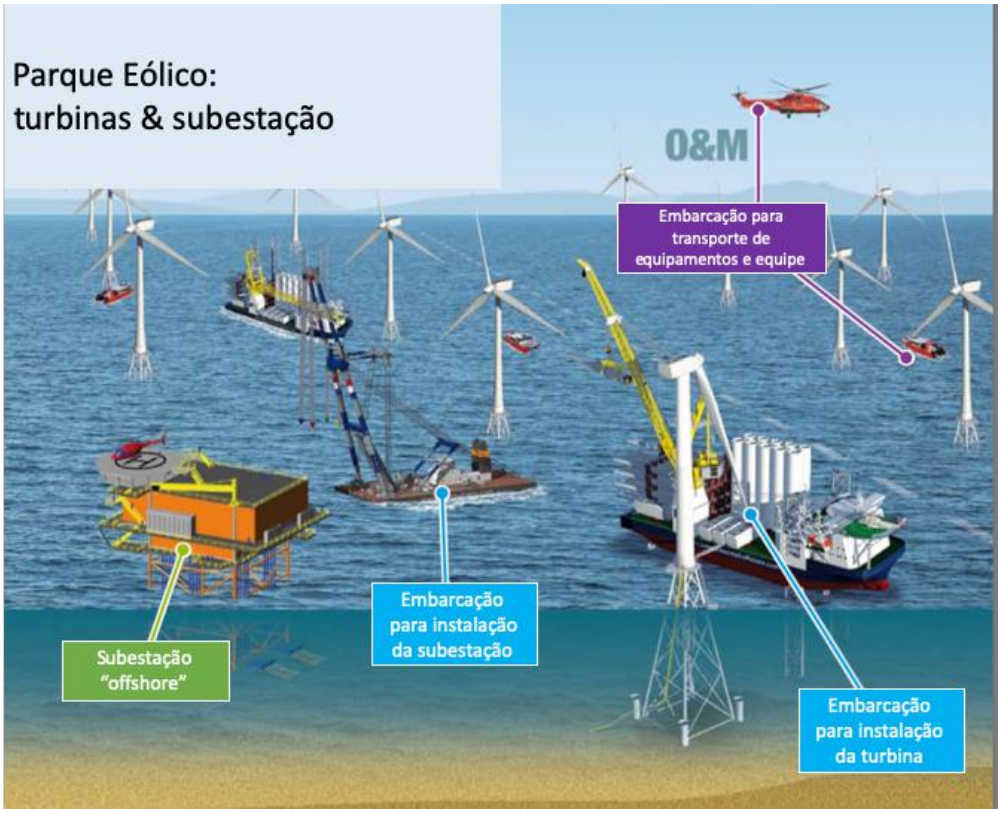


Figura 23 – Ilustração de um parque eólico no mar (Fonte: CROWN ESTATE, 2008)

- Operações

Um aspecto relevante das atividades de operação diz respeito ao monitoramento da performance do parque como um todo, paradas imprevistas devem ser mitigadas ao máximo e as únicas admitidas são as paradas programadas, incluindo as atividades de inspeção das turbinas, das estações meteorológicas e da infraestrutura submarina. Elas seguem um caderno de tarefas e de obrigações bastante detalhado e ditado por reguladores, seguradores e financiadores (THE CROWN ESTATE, 2008). Como em toda unidade de geração, o monitoramento remoto em tempo real é feito a partir de salas de controle em terra, utilizando sistemas como o SCADA.

A análise de dados de monitoramento pode permitir prognósticos preventivos, ou seja, antes que as falhas ocorram. É dentro deste mesmo espírito que os históricos também são armazenados e utilizados para apurar a previsibilidade dos modelos. Além do monitoramento diretamente relacionado às atividades de geração elétrica, há também aqueles relacionados as condições ambientais. Mesmo depois de instalado, a sistemática observação do meio ambiente, das espécies selvagens e das comunidades locais é

preventiva, indispensável e melhor dispositivo de alerta quando se lida com megaprojetos, ou aqueles na fronteira da viabilidade técnico-econômica.

- Manutenção

As atividades de manutenção incluem intervenções programadas, ou não. Possuem como objetivo principal fornecer inspeção rotineira, serviços e reparos ao parque e, como pode ser imaginado, demandam transporte regular de tripulação para as turbinas, subestações *onshore* e *offshore*.

As atividades de manutenção programada aumentam a confiabilidade das turbinas e são essenciais para operações de segurança. A manutenção da turbina inclui inspeção visual das pás e outros componentes-chave, checagem hidráulica das juntas aparafusadas, lubrificação, e dos sistemas de segurança e emergência e substituição de itens consumíveis e de limpeza.

A manutenção não programada ocorre em geral em resposta a uma falha em uma turbina ou alertas dados pelos sistemas de monitoramento. Como estratégia de redução de custo, se uma manutenção não programada é realizada, avalia-se aproveitar a equipe técnica para realizar todas as atividades de manutenção programada.

2.1.3.2 As perspectivas futuras de reduções de custo

O aperfeiçoamento nas previsões meteorológicas aumenta a eficiência nas atividades de O&M ao maximizar as atividades dentro da janela operacional, reduzindo assim as perdas por paradas. Segundo IRENA (2016), o objetivo é ampliar de 5 para 21 a previsibilidade em uma área de aproximadamente 100 km^2.

A tendência em todas as indústrias globais é utilizar índices específicos, que ajudem a quantificar o risco de falhas. Assim, através de prognósticos, diagnósticos e definição de processos é possível maximizar a disponibilidade do sistema. Ademais, há um aumento da automação de sistemas e ampliação das atividades remotas. Espera-se que em ambos os casos apresentados a inteligência artificial, através da base de dados crescente possa aumentar a previsibilidade dos modelos.

O desenvolvimento de subestações *offshore* e embarcações com maior capacidade, conforto, segurança e acessibilidade também é uma tendência para maximizar a produtividade dos técnicos, melhorar as condições de HSE, ampliar a janela

de operação e viabilizar atividades mais distantes da costa. Ademais, ao serem projetados para suportar maior quantidade de carga permitem a otimização da logística de equipamentos e de ferramentas.

Duas das tecnologias promissoras previstas para O&M são o uso de passarelas entre embarcações irmãs (*walk to work*) e as cápsulas elevatórias (*lifting pod*), estas podem permitir atividades com ondas de até 2,5 metros, o que, por exemplo no Mar do Norte, pode representar um aumento de acessibilidade de 70 para 95%.

Um exemplo de tecnologia que está sendo transferida para os parques eólicos *offshore* são os drones. Acredita-se que o uso dos mesmos pode reduzir diretamente a quantidade de horas trabalhadas em condições severas e as perdas operacionais. O aumento de escala de operações relativamente próximas pode representar outra redução de custo, ao permitir o compartilhamento de equipamentos e da infraestrutura.

2.1.4 A interconexão elétrica do sistema: os cabos e as subestações

2.1.4.1 Estado da arte conceitual

- Os cabos de conexão e exportação

O uso dos cabos tem como objetivo transmitir a energia gerada nas turbinas até a costa, para que esta possa ser injetada na rede. O estado da arte atual utiliza dois tipos de cabo: exportação e interconexão (*array*).

Os cabos de exportação conectam as subestações *onshore* e *offshore*. Quando os parques ficam próximos a costa, eles precisam ter somente uma subestação *offshore* com um cabo de exportação com corrente alternada (AC) até a costa.

Os cabos HVAC (corrente alternada de alta voltagem) sofrem de significativas perdas durante longas distâncias devido ao fluxo de energia reativa. A melhor opção tecnológica para transmissões de longas distâncias é HVDC, uma vez que a capacidade total do cabo pode ser utilizada para o transporte de energia ativa, ou seja, não há fluxo reativo.

Um cabo de exportação AC possui em geral 3 núcleos e transmitem correntes em regra de 132 kV, podendo chegar a 245 kV. Já um típico HVDC possui um *design* bipolar com dois núcleos únicos com cabos de alta voltagem. Isto significa que para transportar

uma mesma quantidade de corrente, os cabos HVDC são mais leves, tendo como consequência maior facilidade e menor custo de instalação. Por outro lado, demandam um sistema adicional de conversão, que no estado da arte atual representam custos adicionais significativos.

Sendo assim, o custo-benefício de minimizar os efeitos de capacitância (resistência reativa) e os custos de instalação através do uso de cabos DC em relação ao AC é alcançado a partir de distâncias superiores a 80 km (IRENA, 2016b).

O conjunto de cabos de conexão ou de interconexão tem como função conectar as turbinas com as subestações *offshore*. O padrão é de correntes AC entre 33-36 kV, apesar de alguns optarem por cabos de 66 kV.

A proteção dos cabos tem como objetivo protegê-los em locais vulneráveis, das ondas e maré. Em muitos casos, no tubo-J das fundações é necessário selar os cabos para prevenir a entrada de água e também incluir inibidores de corrosão. As restrições de dobras também são utilizadas para prevenir avarias. Outro tipo de proteção é o uso de cabos reforçados, principalmente de aço.

Os cabos são depositados no leito submarino com isolamento e revestimento em volta dos condutores. Ademais, precisam ter grande concentração de químicos e abrasivos, assim como suportar força de tensão, tendo em vista o processo de instalação.

Atualmente utilizam-se dois tipos de subestações: *offshore* e *onshore*. A primeira é usada para reduzir o custo de perda elétrica através do aumento da voltagem antes da sua exportação para a costa. Já a segunda tem como função principal de interligar a eletricidade gerada *offshore* com o *grid* elétrico e, em geral, é propriedade conjunta do dono do parque eólico e do operador da rede. Em média, no mar custa o dobro daquela em terra (THE CROWN ESTATE, 2008).

Uma subestação *offshore* padrão pesa duas mil toneladas e tem uma área de 800 m^2. É necessária uma subestação a cada, aproximadamente, 500 MW gerados *offshore*. Por isso, buscando garantir a segurança de exportação da eletricidade gerada, alguns parques possuem mais de uma subestação.

Apesar de algumas subestações não serem usadas principalmente como plataforma de serviço, elas possuem uma pequena oficina, além de outras funções secundárias como refúgio e acomodação emergencial ou não.

Os componentes elétricos são similares entre as duas, que possuem os mesmos requisitos técnicos em termos de peso e espaço. Os equipamentos adicionais necessários nas subestações *onshore* são os necessários para o monitoramento do abastecimento da rede.

No sistema AC, os equipamentos do sistema elétrico permitem através dos transformadores a elevação da corrente, por exemplo de 33 kV para 132/220 kV antes da exportação. Já em um sistema com exportação em DC, a corrente muda de AC para DC através dos conversores. Assim, os componentes fundamentais são os geradores a diesel de *backup*, comutadores (*switch gear*), transformadores (AC) ou conversores (DC) e reatores.

O gerador a diesel de aproximadamente 300kW, tem como função gerar energia para a subestação no caso da perda de abastecimento de alta voltagem através do cabo de exportação e permitir a O&M do parque. Os comutadores servem para isolar os cabos e conexões de exportação da subestação. Já os reatores são usados para aumentar a estabilidade do sistema local.

Geralmente, as instalações de apoio servem para dar suporte às operações e manutenções. Para tanto, são instalados dispositivos de proteção anti-fogo e explosão, uma vez que os transformadores são resfriáveis a óleo. Evidentemente, as acomodações também precisam estar protegidas e as rotas de fuga são preestabelecidas.

Muitas subestações possuem guindastes para facilitar as operações. Além disso, deve ser previsto espaço para sala de controle, acomodações, tanques de água e de combustível, fornecimento de energia de baixa voltagem, sistema de navegação e segurança (THE CROWN ESTATE, 2008).

2.1.4.2 As perspectivas futuras de reduções de custo

Os custos de infraestrutura HVDC tendem a serem reduzidos em decorrência do ganho de experiência e conhecimento e das inovações tecnológicas nos arranjos e componentes marítimos. Isso poderia permitir a viabilidade do uso a menores distâncias da costa, porém acredita-se que, para projetos bem próximos à costa, a tendência é que se mantenham com o custo mais elevado do que a infraestrutura HVAC (IRENA, 2016b).

A vantagem disruptiva de uma redução de custos do uso da tecnologia HVDC seria decisiva para a expansão do mercado e a elevação da altura das turbinas. Tornaria

viável projetos mais distantes da costa e o acesso a maiores recursos eólicos, logo, uma maior produção anual de energia. A tendência a longo prazo parece ser de aumento do uso de exportação DC até 2030 e a inclusão da estocagem de energia *offshore* conectada aos parques em 2045 (IRENA, 2016b).

Segundo IRENA (2016), há cinco possíveis formas de aperfeiçoar a infraestrutura elétrica das subestações *offshore*, são elas: melhorias na padronização e especificação dos cabos de conexão do parque, introdução dos cabos AC com voltagens de operação maiores, desenvolvimento da transmissão AC focada para longas distâncias, aperfeiçoamento da instalação das subestações e redução da necessidade de subestações independentes.

Entretanto, duas questões comprometem o potencial de redução: certos operadores tendem a definir uma especificação acima do padrão da indústria e determinados aspectos relacionados à padronização tornam os equipamentos desnecessariamente mais onerosos. No final, o eventual aumento no custo dos cabos deve ser compensado pelos ganhos de escala. Espera-se uma redução no custo de investimento. O preço dos cabos deveria cair como também o custo de sua instalação. A colaboração entre o fornecedor e a operadora contribuirá ao esforço da padronização.

Para projetos que excedem os 100 MW, o estado da arte demanda a instalação de uma subestação *offshore* independente, tanto para os parques que exportam em DC como em AC. Entretanto, no caso AC, a tendência é o uso de peças de transição capazes de armazenar *hardwares* elétricos, reduzindo a necessidade de plataformas separadas e a complexidade dos sistemas auxiliares e dos comutadores. Tal solução seria interessante em turbinas com fundações do tipo jaqueta. Elas suportam uma carga muito superior. Segundo IRENA (2016), acredita-se que, dessa forma pode haver uma redução de até 40% do custo da infraestrutura elétrica.

2.1.5 Fundações: turbinas e subestações

2.1.5.1 Estado da arte conceitual

As fundações fornecem apoio para as turbinas e os sistemas elétricos e permitem o acesso da equipe técnica. Os custos das fundações das turbinas somados com os da

subestação *offshore* e *onshore* representam o maior custo dentro do sistema elétrico do parque eólico.

São vários fatores para a definição de qual estrutura será usada: lâmina d'água, a condição do leito submarino, o perfil de carga dos ventos sobre as turbinas, o peso do rotor e da nacele, a velocidade do rotor. Ademais, deve-se acrescentar a experiência da empresa e a capacidade de fornecimento na região. Todos eles impactam tanto na construção da fundação, quanto em sua instalação (IRENA, 2016b).

O estado da arte é resultado de um desenvolvimento tecnológico, baseado no conhecimento adquirido pelo setor nos parques em terra em relação ao perfil de carga dos ventos e na tentativa de "marimitização" das estruturas já dominantes. A adaptação às condições de alto mar foi beneficiada pelas experiências do setor petrolífero, que já havia anteriormente feito esse movimento da terra para o mar.

A adaptação inicial teve como objetivo a viabilidade técnica dos comissionamentos dos primeiros parques eólicos *offshore*. Na busca de conhecimento entre as dificuldades, em seguida, orientou-se para melhora nas propriedades de fadiga e na interação com o leito marinho. Assim, foi possível reduzir a quantidade de aço empregada, um elemento importante do custo de investimento. Em paralelo, as instalações dedicadas à manufatura de fundações para o setor eólico *offshore*. Os ganhos advindos da economia de escala e da padronização começaram a aparecer.

As fundações de apoio para as turbinas podem ser dividas em seis partes principais: estrutura, peça de transição, sistema de acesso, tubo J, proteção das câmaras e anodo de sacrifício. A principal delas é a estrutura que é a interface entre o leito submarino e a turbina. Muitas possuem também um heliporto feitos, em geral, de alumínio para diminuir o peso e a corrosão.

O tubo em formato de J direciona o cabo interno dentro da fundação até a turbina e é selado após o cabo ser conectado. A peça de transição é responsável pela conexão entre a fundação e a torre. Ela deve corrigir eventuais desvios de posicionamento, garantir a verticalidade da fundação, permitir o acesso à plataforma, além de proteger a turbina e a fundação durante a instalação (THE CROWN ESTATE, 2008).

O sistema de acesso de pessoal permite a entrada da equipe operacional e garante o acesso seguro dos técnicos à turbina. As condições meteorológicas adversas podem

limitar o acesso à turbina e atrapalhar as operações de instalação e manutenção, dependendo da etapa do projeto. As operações das equipes técnica não ocorrem com ondas acima de 1,5 metros. (THE CROWN ESTATE, 2008).

Resguardar a fundação da corrente de varrido do leito submarino, provocada pelo aumento na velocidade do movimento da água em torno na fundação devido à obstrução que a mesma promove constitui-se em uma preocupação na montagem do parque eólico no mar. As pedras são o principal tipo de material e para mitigar o risco de as mesmas afundarem e perderem sua função, usam-se esteiras ou outras alternativas com o mesmo fim. Mesmo assim, verificações rotineiras são necessárias para monitorar as condições da proteção, buscando evitar o movimento indesejado das fundações. Espera-se que as fundações do tipo jaquetas sejam menos susceptíveis ao varrido (THE CROWN ESTATE, 2008).

O anodo de sacrifício ou *sacrificial anode* é uma barra de zinco/alumínio fixada na estrutura de aço. Esse tipo de proteção anti-corrosão é de baixo custo e pode evitar reparos caros. A proteção é feita através da ação galvânica, ou seja, quanto mais ativo é o metal mais facilmente ele é oxidável antes do metal protegido (THE CROWN ESTATE, 2008).

Existem cinco tipos de estruturas fixas principais, a Figura 24 ilustra os cinco modelos disponíveis: monoestaca (*Monopile*), tri-pilar (*Space frame Tri-pile*), gravitacional (*Gravity-base structure*), tripé (*Space frame Tri-pod*) e jaquetas.

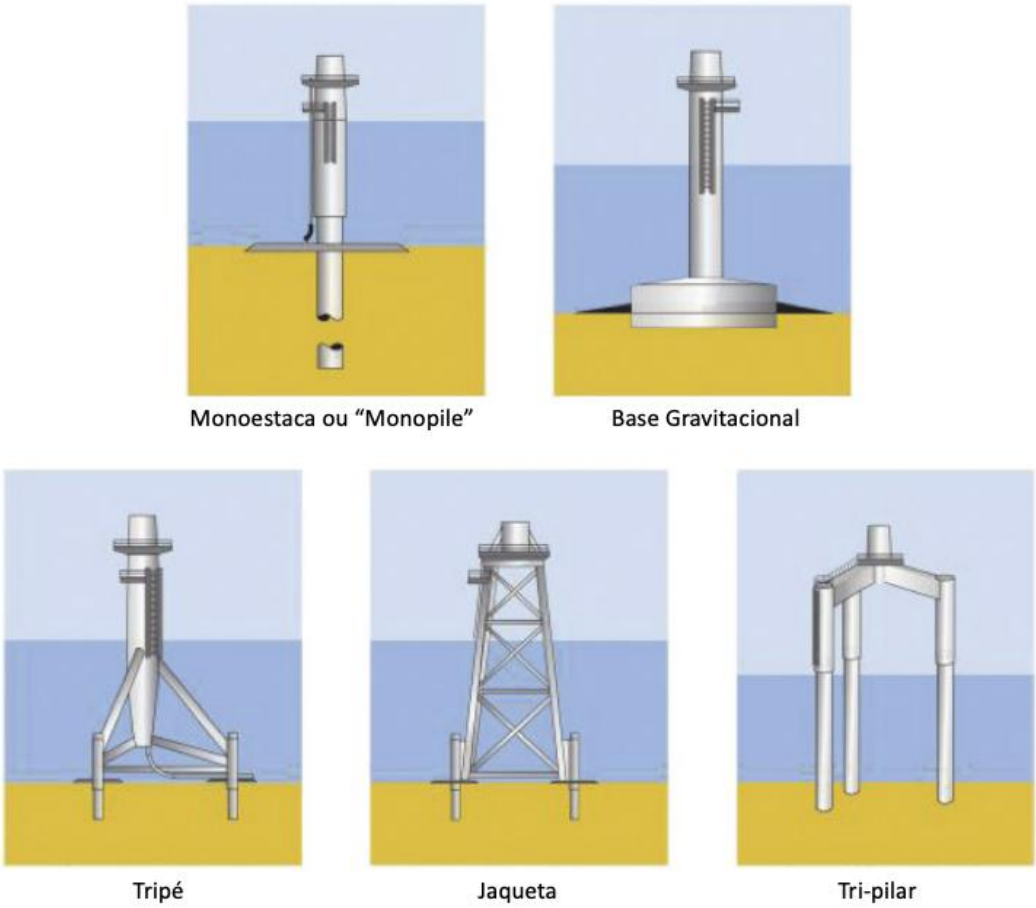


Figura 24 - Ilustração dos tipos de fundação (Fonte: IRENA, 2016b)

As monoestacas são fundações de ferro fundido em formato cilíndrico e, para a instalação das mesmas, é necessário penetrar o leito submarino em algumas dezenas de metros. Por isso, dependendo do solo e subsolo uma operação de perfuração pode ser necessária (IRENA, 2016b).

Para que as monoestacas suportem as turbinas mais pesadas com maior carga dinâmica e rigidez são necessários diâmetros maiores e paredes mais grossas. Evidentemente, as mudanças afetam diretamente a complexidade e o custo da instalação, além do custo das próprias estruturas em razão do aumento de material, tempo e espaço para manufatura.

A manufatura das monoestacas é simples, composta principalmente, de duas tarefas: enrolar e soldar os cilindros. No caso das jaquetas, o processo de fabricação é bem mais complexo. A fim de simplificá-lo, a indústria investe na padronização e a construção. A diferença na fabricação de uma jaqueta para atividades de óleo e gás ou

eólica se reduzirá à habilitação de determinados módulos. Dessa forma, é possível aumentar a flexibilidade e reduzir o tempo de fabricação, o espaço e a mão de obra (THE CROWN ESTATE, 2008).

As jaquetas são constituídas por uma armação de aço fundido cruzado, que permite um elevado grau de rigidez. Uma vantagem é a capacidade de carga. Seu aumento não demanda maior complexidade no projeto, na construção e em sua instalação. Essa característica se mostra especialmente adequada aos projetos em águas profundas (IRENA, 2016b).

Quanto ao número de "pernas", a maioria das jaquetas comissionadas possuem quatro, são fixadas conectadas ao leito submarino como alternativa, estuda-se o uso de três pernas com capacidade de sucção[6]. As primeiras inovações nos *designs* das jaquetas se orientaram na diminuição da quantidade de aço. De início, os projetos com estruturas específicas encareceriam o investimento e dificultavam a padronização, além de impedir maiores ganhos de escala. Ao final, a indústria optou por padrões, mesmo que em detrimento do aumento de peso (IRENA, 2016b).

As triestacas e tripés representam outros dois modelos testados em escala comercial. Em ambos, as dificuldades são as mesmas: a grande quantidade de aço usado e os complexos processos de manufatura e de instalação. Por essas razões, elas não parecem competitivas economicamente segundo o IRENA (2016).

As fundações à base de gravidade se constituem em estruturas de cimento. Elas devem ser dimensionadas de forma que, ao serem colocadas no leito submarino, possuam o peso suficiente para garantir estabilidade a toda estrutura mesmo com a ação das ondas, correntezas e ventos. Em geral, são construídas de concreto reforçado e podem ter um *design* cilíndrico ou plano (IRENA, 2016b).

Assim como as jaquetas, possuem maior resistência em termos de rigidez do que as monoestacas. Ademais, em leitos marinhos rochosos onde as monoestacas não podem ser instaladas representam uma solução atrativa. O processo de instalação, se por um lado é complexo e custoso, por outro, gera menos ruído, impactando menos o meio (IRENA, 2016b).

---

[6] A "perna" é apoiada sob o leito marinho e a pressão hidrostática opera como a força de cravação necessária para fixar a estrutura da fundação.

As estruturas das subestações têm como função dar suporte e proteção aos sistemas. Vale ressaltar, que as subestações possuem um padrão de carga diferente das turbinas e, por isso, nem sempre o mesmo modelo se suporte é escolhido para a subestação e turbinas. A tecnologia padrão para as turbinas são as monoestacas, já as subestações *offshore* tendem a utilizar estruturas que suportam maior carga, como as jaquetas. (THE CROWN ESTATE, 2008)

Para turbinas de grande porte (maior potência), o custo da monoestaca cresce substancialmente em função das razões já apresentadas. A partir de, aproximadamente, 30 metros de lâmina d'água, as jaquetas, principalmente, e os tripés se tornam competitivos economicamente com as *monopiles*.

As fundações com base gravitacional também têm sido utilizadas com sucesso em águas rasas com condições oceânicas mais amenas. Já em lâminas d'água maiores, a tendência são as fundações à base da tensão (*tension leg*) e flutuantes.

2.1.5.2 As perspectivas futuras de reduções de custo

Novos sistemas estão sendo desenvolvidos para permitir o acesso em uma faixa maior de condições oceânicas e reduzir a necessidade de uso de helicóptero, uma vez que o limite das operações se situa em ondas até 1,5 metros e o uso de aeronaves aumenta os custos das operações e os riscos de acidente. Os mecanismos de compensação de onda para embarcações concentram as pesquisas, além da incorporação de levantamento hidráulico e de guindastes nos projetos.

Segundo IRENA (2016a; 2016b), a redução de custo nas tecnologias existentes de fundações pode vir de melhorias nas diversas tarefas envolvidas: da gestão de projetos, da padronização dos modelos, da fabricação das jaquetas, da introdução da tecnologia de estrutura de sucção e das fundações com base gravitacional auto instaláveis.

O estágio infante do desenvolvimento é evidente. Muitas das fundações em operação possuem sensores instalados, a fim de levantar dados mais precisos a respeito da interação vento e ondas. A partir destes dados, a engenharia naval, a oceanográfica e a submarina serão fortalecidas. A otimização das estruturas permitirá ao mesmo tempo a redução dos custos e o aumento de segurança.

As tecnologias que podem trazer ainda maiores otimizações para as monoestacas são relacionadas à conexão da turbina com a peça de transição, entrada e saída dos cabos

e modelagem da interação pilar e solo. Esta última faz parte de um conjunto de modelos que deve ser aperfeiçoado para todos os tipos de fundação, outros exemplos são de fadiga e aumento de carga devido à combinação de ventos e ondas.

Tanto em estudos com monoestacas como jaquetas, os projetistas têm buscado utilizar metodologias sistêmicas, combinando a estrutura da fundação e torre, ao invés de otimizar cada uma independentemente da outra. Dessa forma, alguns fornecedores já estão planejando desconectar a torre do contrato de fornecimento da turbina.

No que tange às jaquetas, estuda-se uma estrutura que permita uma mesma embarcação de instalar mais de uma jaqueta. Faltam os fornecedores dedicados ao setor, capazes de fabricar em série as fundações e pré-fabricar determinadas peças. Nestas empresas encontra-se mão de obra especializada (IRENA, 2016a).

Em geral, a fundação é assentada no solo, porém um modelo alternativo seria o uso de sucção em que a estrutura é colocada no leito submarino e a combinação de seu próprio peso e a pressão hidrostática aplicada permitem a sucção. A capacidade de sucção é função das características do solo sobre o qual a estrutura é colocada e, por isso, exige estudos específicos. Se, por um lado, a fabricação destas estruturas é mais cara, por outro e, provavelmente mais significativo, o custo de instalação é inferior devido à necessidade de embarcações mais baratas. Outra vantagem de cunho ambiental é que sua instalação é mais silenciosa (IRENA, 2016a).

Enfim, as fundações auto instaláveis com base gravitacional parecem chamar atenção dos projetistas. Elas são constituídas de concreto ou híbridas; ou seja, aço-concreto. Seus custos de instalação e descomissionamento são inferiores, uma vez que não se tem necessidade de embarcações com guindastes. A tradição europeia do projeto em concreto vem das grandes estruturas *offshore* instaladas nos campos do Mar do Norte na década de 1970 (IRENA, 2016a).

Tudo indica que por volta de 2030, as monoestacas continuarão a ter a predileção do mercado. A aposta repousa nas jaquetas que deverão se beneficiar da padronização das operações, de ganhos de escala e da maior facilidade de instalação (IRENA, 2016a).

No momento, a tecnologia disruptiva quanto às fundações diz respeito à introdução de sistemas flutuantes. A abertura de uma nova fronteira, o desbravamento das grandes lâminas d'água, que combina com tanto recurso eólico. Em áreas com alta

demanda de eletricidade e que já esgotaram suas águas rasas, também seriam particularmente beneficiadas (IRENA, 2016a; 2016b).

As fundações flutuantes são estruturas que boiam e são mantidas em suas posições através de um sistema de ancoragem. Existem opções tecnológicas para combinar a mobilidade quase absoluta e a ancoragem estável (IRENA, 2016a; 2016b):

a. Spar buoy: exemplo *Hywind*, desenvolvido pela Equinor (Noruega)
b. Pernas tensionadas ou *Tension Leg*: como a *Glosten* operada pela PelaStar (EUA)
c. Semissubmerssível: exemplo a *WindFloat*, desenvolvida pela Principle Power (EUA)

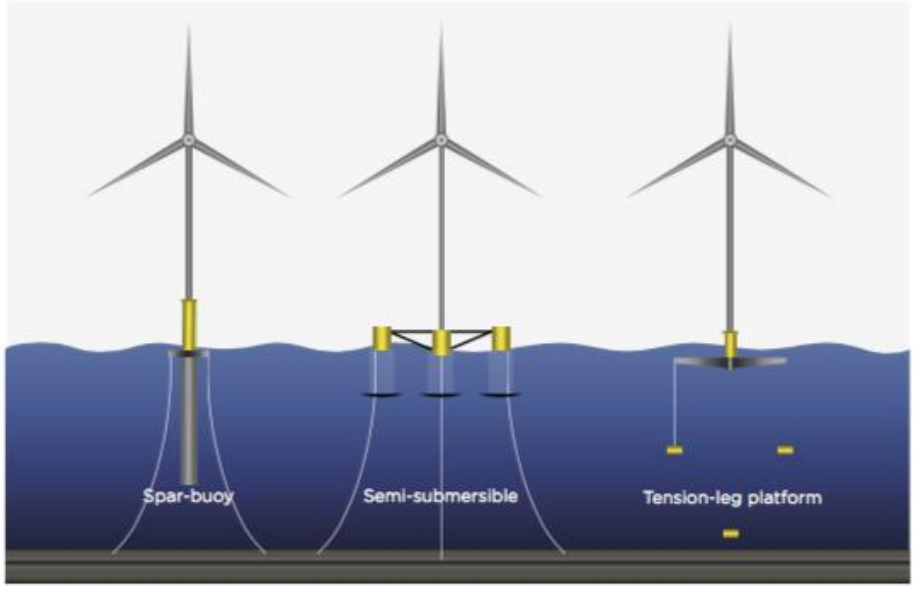


Figura 25 - Diferentes tipos de fundações flutuantes (Fonte: IRENA, 2016a; 2016b)

Vale ressaltar que os projetos que foram instalados com o objetivo de demonstração de tecnologia na Europa foram feitos com o apoio do governo e entidades privadas. Mais de dez conceitos estão sendo testados em escala real (IRENA, 2016a; 2016b).

Alguns dos modelos de fundações flutuantes reduzem o custo de capital dos projetos através de menores despesas de instalação, uma vez que não se faz mais necessário o uso de embarcações capazes de levantamento de carga pesada. No setor petrolífero, o sistema flutuante viabilizou o aproveitamento de reservas em alto-mar e em águas profundas e espera-se o mesmo no eólico. A rapidez do sistema de ancoragem além

de diminuir custos gera menor ruído durante a instalação, o que mitiga o impacto ambiental (IRENA, 2016a; 2016b).

A comercialização deste tipo de solução é esperada para o meio da década de 2020 e é impossível não pensar na expertise nacional na matéria (sistemas flutuantes de produção) e na oportunidade, uma vez que até a década de 2040 para que se torne viável um considerável esforço deverá ser feito para reduzir o custo (IRENA, 2016a; 2016b).

2.2 Custo de geração

2.2.1 Definição conceitual de LCOE

Os dados necessários para o cálculo do LCOE (*Levelized Cost o Energy*), utilizando USD como moeda e unidade de energia como kW, são: capacidade instalada (kW), CAPEX (USD/kW), O&M fixos (USD/kW/ano) e variáveis (USD/kWh), fator de capacidade (%), tempo de construção (anos), vida útil (anos), taxa de desconto (%a.a.), eficiência ou *heat rate* (% ou kJ/kWh) e custos de combustível (USD/kJ), estes dois últimos quando a fonte possui combustível. No entanto, é opcional a inclusão dos custos de transmissão (USD/kW) e impostos (LUCENA, 2016). O custo nivelado de energia elétrica (LCOE) pode ser calculado a partir da Equação 1:

Equação 1 - Custo nivelado de geração de energia elétrica

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \tag{1}$$

onde, t se refere ao ano, n à vida útil do projeto e r à taxa de desconto. O I corresponde ao CAPEX, o M ao OPEX e F aos gastos com combustíveis. A metodologia inicial não previa o desconto no tempo da energia gerada, uma vez que não se trata de um fluxo monetário, mas sim físico. Entretanto, em função da aplicabilidade do LCOE, muitos estudos (como os do IRENA e NREL) passaram a aplicar uma metodologia alternativa do LCOE, seguindo a fórmula apresentada (LUCENA, 2016).

A vantagem principal desse indicador é a capacidade de comparação de diferentes tipos de tecnologia em termos de custo de geração. Apesar do LCOE ser uma importante

medida de competitividade tecnológica, ela não incorpora em seus cálculos fatores externos importantes. Os principais seriam: custo do carbono, da intermitência (incluindo balanceamento da planta e necessidade de adaptações no sistema de transmissão), segurança de fornecimento e benefícios na criação de trabalhos e desenvolvimento da cadeia de fornecedores. Ademais, as incertezas em relação aos dados de entrada possuem alto impacto no resultado final.

A escolha de qual taxa de desconto de longo prazo utilizar no cálculo do LCOE é fundamental na análise de viabilidade econômica de um projeto energético. Ela reflete o valor dado aos custos-benefícios no tempo e, por isso, em função do objetivo do estudo é necessário adequá-la.

Segundo Arrow *et al.* (1996), existem duas abordagens para a definição dessas taxas: descritiva e a prescritiva. A primeira reflete a opção pelas taxas de juros praticadas pelo mercado e a segunda reflete os fundamentos éticos, como a equivalência do bem-estar social das gerações futuras com o da atual.

Outra alternativa é o uso de taxas de desconto declinantes, ou seja, a cada período definido a mesma taxa é descontada, porém ela declina com o tempo. Por um lado, esta metodologia permite benefícios a investimentos em curto prazo e, por outro, admite a incerteza sobre o consumo futuro, sem comprometê-lo.

Um índice complementar ao LCOE, utilizado principalmente para definição de políticas energéticas, é o SCOE (*Society's Costs of Electricity*) que mede o custo social de energia. Isso porque ele é capaz de incorporar externalidades positivas ou não. Sua principal desvantagem é a maior dificuldade de comparações entre mercados geográficos e cenários de projeção de oferta e demanda elétrica.

2.2.2 Mercado atual de energia eólica *offshore*

Segundo o GWEC (2017), em 2016 uma redução de custo expressiva foi feita no setor eólico *offshore* que permitiu em alguns países custos nivelados de geração energia elétrica inferiores ao *onshore*. Na Holanda, o leilão de *Borssele* 1 & 2 já foi iniciado com um valor (72 EUR/MWh) muito inferior ao praticado anteriormente no mesmo mercado. Em dezembro, a mesma tendência foi seguida no de *Borselle* 3 & 4 (preço inicial 54,50 EUR/MWh). A Dinamarca é o outro país que conseguiu reduzir seus custos de forma

relevante. Em 2016, um leilão próximo à costa teve o lance inicial de 64 EUR/MWh e em *Krieger's Flak* ainda menor com 49,90 EUR/MWh.

Entretanto, a faixa de custo de projeto é larga podendo variar em função do tipo de projeto, maturidade do mercado local e condições geográficas. Dois projetos que ilustram tal discrepância são *Lingang* Fase 1, na China, e *Block Island*, nos EUA. O primeiro teve custo de capital estimado em 2016 de 2900 USD/kW e o segundo de 7500 USD/kW (GWEC, 2017).

Recentemente, um número de membros da cadeia de fornecimento se comprometeu em alcançar significativas reduções de custo. Por exemplo, no Reino Unido, a indústria definiu como objetivo alcançar o valor médio de 156 USD/MWh em 2020. Já na Holanda, o objetivo foi de redução de 40% até 2020, em relação a 2010, resultando em um custo de 130 USD/MWh. Tais metas buscam garantir a competitividade da fonte em relação às tecnologias convencionais sem o subsídio governamental (IEA, 2018).

O relatório publicado pela IRENA (2016) busca desagregar a análise do LCOE em seus três principais elementos os custos de investimento (CAPEX) e operacionais (OPEX) e o fator de capacidade líquida, que impacta diretamente na geração anual de energia, tendo como base o ano de 2016. Sendo assim, é possível entender que a queda nos quinze primeiros anos de 30% foi decorrente do aumento do fator de capacidade, redução de OPEX e aumento do CAPEX por MW conforme ilustra a Tabela 2.

Tabela 2 - Partição do LCOE entre 2001 e 2015 (Fonte: IRENA, 2016)

Ano	CAPEX (USD/kW)	OPEX (mil USD/MW.ano)	Fator de Capacidade Líquido (%)	LCOE (USD/MWh)
2001	3430	235	35	240
2015	4800	130	46	170

Por exemplo, apesar do aumento da potência nominal da turbina não ter reduzido substancialmente os projetos através de um menor custo por MWh gerado pela turbina, o impacto foi expressivo no custo das fundações, interconexões elétricas, instalação e OMS, além de aumentar a energia produzida. Assim, justifica-se na Figura 26 a maior relevância das "Turbinas" (IRENA, 2016).

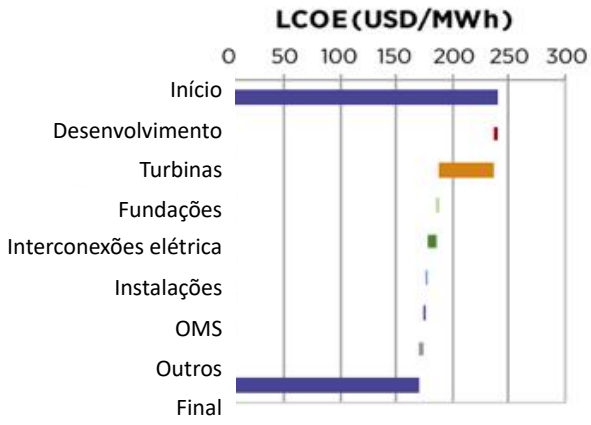


Figura 26 - Contribuição de cada elemento no custo da energia gerada no final de 2015 (Fonte: IRENA, 2016)

Outra forma importante de desintegrar a redução do LCOE (*Levelized Cost of Energy*) é por setor. Dessa forma, como ilustra a Figura 26, é possível identificar quais inovações têm maior impacto na redução de custos. Vale ressaltar, que a barra não indica uma mudança no custo do elemento, mas sim o impacto das inovações de um elemento que pode ser o responsável pela mudança de custo desse e de outros elementos.

O que é apresentado como "Outros" engloba os fatores não tecnológicos, mudanças nos custos de financiamento, características dos locais aonde os parques estão instalados, duração de vida dos projetos, competição e crescimento das cadeias de fornecimento e variação nas taxas de câmbio e preços de commodities (IRENA, 2016).

A energia eólica *offshore* avançou nos últimos quinze anos, mas para que a indústria consiga alcançar grande escala, tendo um impacto significativo na matriz energética global, alguns objetivos precisam ser alcançados. Para tanto, as principais metas são redução no custo de geração de energia, aumento da integração do grid e abertura de novos mercados, em paralelo com a minimização do impacto ambiental e melhoria contínua nas condições de HSE das operações.

A redução do custo de energia tem papel fundamental na abertura de novos mercados. O aumento na confiabilidade dos projetos tem o potencial de melhorar significativamente as condições de HSE durante as fases de operação e manutenção do projeto devido à menor quantidade de atividades não planejadas. O aumento da integração do grid é fator significativo na redução do SCOE, apesar de não ter tanto impacto no LCOE.

O aumento da integração do grid tem como entrave a necessidade de melhoria na tecnologia de transmissão HVDC, a fim de aumentar a reatividade do sistema e diminuir o custo de investimentos. As pesquisas nesta área têm sido financiadas principalmente pelo setor privado com destaque para os líderes de mercado ABB*, General Eletrics* e Siemens. Uma das barreiras deste tipo de investimento é a necessidade de visibilidade a longo prazo e confiança dos investidores no mercado futuro.

No mesmo sentido, acredita-se que a indústria de turbinas deverá se adaptar à exploração de recursos eólicos em regiões com menores médias de velocidade de vento. Para tanto, a tendência que as turbinas continuem com a mesma capacidade atual, porém apresentando maiores rotores. Dessa forma, é possível a captura da mesma quantidade de energia com menores velocidades de vento.

Se inicialmente, o foco era a redução específica de cada componente e processo, a tendência atual é de uma abordagem sistêmica capaz de avaliar entre as alternativas de investimentos tecnológicos o balanço entre os elementos do custo de capital, entre capital & operacional e entre capital, operacional e geração anual de energia.

Um exemplo do primeiro caso é a escolha por um novo componente que pode diretamente aumentar o custo de investimento, porém indiretamente o diminui através da redução do custo de instalação. Sendo assim, no final há uma redução líquida do custo de capital. Em alguns casos opta-se por utilizar elementos mais caros nas turbinas, incluído no custo de capital, a fim de aumentar a confiabilidade do sistema e assim reduzir a necessidade de operações de manutenção não programada, custo operacional. Logo, há um saldo positivo ao trazer ao valor presente essas economias ao longo da vida do projeto.

Os principais elementos que permitiram a redução do custo de energia eólica até o presente são: o aumento dos rotores das turbinas, o aprimoramento e padronização dos projetos das fundações e o uso de embarcações na instalação que diminuem o tempo das operações.

Apesar de ainda pequeno, já é possível identificar ganhos econômicos em função do aumento da competitividade na cadeia de fornecimento, economia de escala, padronização, cooperação entre operadores e fornecedores e reduções no custo de capital.

Até o momento, o desenvolvimento da indústria eólica *offshore* tem sido concentrado no mercado europeu, particularmente no Mar do Norte, Oeste do Mar Báltico

e Mar da Irlanda. As atividades ocorrem em locais que já possuem desenvolvimento da indústria eólica *onshore* e onde o custo do uso do solo é alto. Ademais, a instalação é feita em áreas com águas rasas (10 a 30 metros), altas médias de velocidade de vento (9 m/s a 10 m/s) e próximas da costa (15 a 40 km).

Em um primeiro momento, as empresas do setor tendem a buscar no mercado global outras regiões com características semelhantes. Entretanto, para um crescimento contínuo será necessário que a indústria demonstre sua capacidade de adaptação, diminuindo as restrições dos locais a serem instalados os parques.

Os tipos de fundações utilizados nos projetos até então comissionados, estruturas fixas, dificilmente serão economicamente e tecnicamente viáveis para projetos de lâminas d'água maiores do que 45 metros. Os dois principais entraves são o alto custo de construção de estruturas tão grandes e a disponibilidade de embarcações capazes de transportá-las e instalá-las.

Para solucionar o problema de aumento de perda em função da distância de transmissão, em projetos localizados entre 80 e 150 km do ponto de conexão com o grid, os sistemas com transmissão HVDC têm sido preferíveis. Isto porque o aumento na receita ultrapassa o aumento no custo adicional de conversão para corrente contínua, resultando em um custo líquido menor, considerando o tempo de vida do projeto.

A definição da estratégia de logística para as atividades de O&M é extremamente dependente da distância da costa. Em parques com distâncias inferiores a 60 km são utilizadas embarcações dedicadas a transporte de pessoal (PTV), já em locais mais remotos a viabilidade de barcos maiores de serviço (SOV) com acomodações é superior. Isso porque esses possuem maior capacidade de navegabilidade, conforto para os tripulantes durante o transporte e capacidade de ancoragem no local de operação por um período maior. Ademais, com o aumento de escala de projetos distantes da costa, haverá oportunidades para compartilhamento de instalações e desenvolvimento de um planejamento estratégico das atividades de O&M a serem executados em uma mesma área.

O mercado alemão tem liderado o progresso de desenvolvimento de projetos distante da costa, com uma quantidade significativa deles utilizando transmissões HVDC e embarcações do tipo SOV. Acredita-se que esta também seja a tendência do mercado

do Reino Unido a partir de 2020, aumentando a atratividade de investimentos em tecnologias competitivas neste contexto.

2.2.3 Custo futuro: Inovações tecnológicas e prospectos

Se entre 2001 e 2015 a tendência era de queda acentuada para o LCOE, a Figura 27 mostra que até 2045 a estimativa é de queda mais suave. A trajetória apresentada é baseada na evolução das tecnologias já estabelecidas e comerciais em um contexto em que a energia eólica *offshore* é uma entre as tecnologias competindo para a geração elétrica demandada. Assim, o impacto de possíveis tecnologias disruptivas não foi incorporado no cenário apresentado na previsão devido ao alto grau de incerteza associado.

Vale ressaltar que as estimativas têm como base o custo europeu e, por isso, a incerteza nos valores é maior, uma vez que a ampliação do mercado em termos geográficos tende a permitir o acesso a áreas com cadeias de fornecimento mais baratas. A fim de incorporar essas e outras incertezas foi estimada uma faixa de +/- 10% correspondente a uma variação entre -20%/27% em função do volume.

Todas as previsões têm como premissa o preço constante das commodities e condições macroeconômicas pré-definidas pela IRENA, além da competitividade econômica do setor eólico *offshore* com as outras tecnologias. O maior risco identificado para o setor é o de que a queda do LCOE em comparação com outras tecnologias seja muito demorada. E a mais grave consequência disso seria que os investimentos necessários não conseguiriam se sustentar, resultando na falta de competitividade do setor.

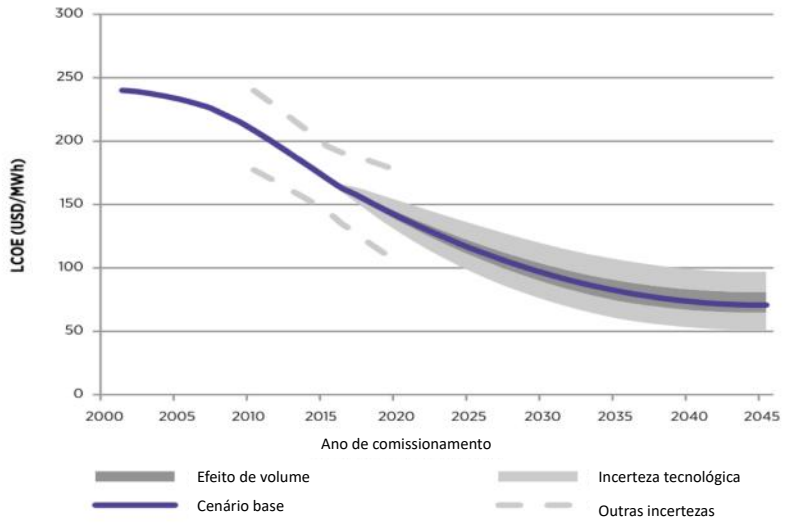
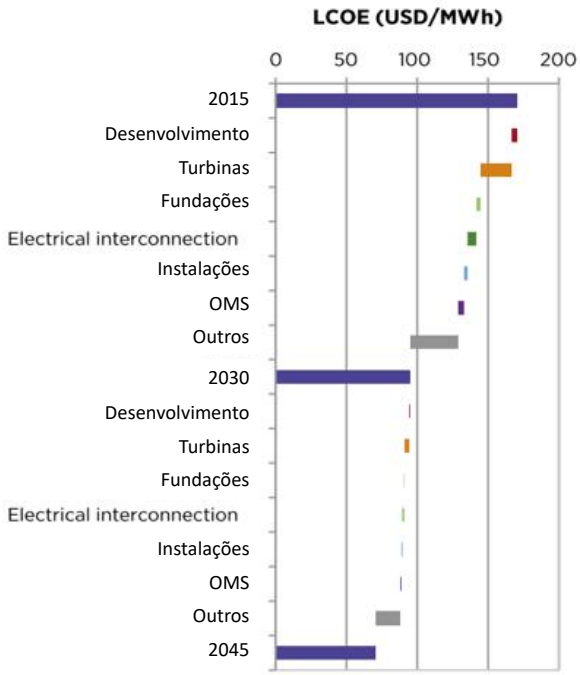


Figura 27 – Custo de energia dos projetos comissionados entre 2001-2045 (Fonte: IRENA, 2016)

A Figura 28 estima o impacto de cada inovação na redução de custo entre 2016-2045. Há uma tendência similar ao intervalo analisado anteriormente até 2030. Acredita-se que a maior redução ocorrerá nos custos de financiamento em função da redução de risco. A segunda maior será devido à nova geração de turbina que aumenta a quantidade de energia gerada e confiabilidade sem aumentar o custo de geração do MW por capacidade. Incluídos em "Outros", o aumento dos mercados e maior quantidade de projetos são apontados como potenciais redutores do LCOE.

Figura 28- Impacto da inovação em cada elemento no custo de energia (LCOE/MWh) em projetos comissionados entre 2015 e 2045 (Fonte: IRENA, 2016)



A tendência no mercado financeiro é de diminuir a percepção de risco em relação ao setor e, por isso, diminuir as taxas de financiamento. No mesmo sentido, tem crescido o número de *Project Finance* que permite um endividamento de até 80%. Em função do alto custo financeiro dos projetos desse setor infante, as reduções nas taxas possuíram impacto significativo sobre a queda do LCOE nos últimos tempos.

Já entre 2031 e 2045, as maiores reduções devem ocorrer no OPEX em função principalmente, de mais inovações nas turbinas, especialmente em sua confiabilidade. Assim, os fatores de capacidade tendem a aumentar nesse período. A Tabela 3 mostra a repartição do LCOE entre o CAPEX, OPEX e fator de capacidade em todo o intervalo analisado.

Tabela 3 - Desagregação do LCOE em 2015, 2030 e 2045 (Fonte: IRENA, 2016)

Ano	CAPEX (USD/kW)	OPEX (mil USD/MW.ano)	Fator de Capacidade Líquido (%)	LCOE (USD/MWh)
2015	4.800	130	46	170
2030	3.750	75	50	95
2045	3.400	50	52	74

O IEA (2018) também estima reduções de custos de projetos semelhantes conforme a Tabela 4. Entretanto, inclui o cenário de redução mais agressivo em função da curva de aprendizado, como exposto na Figura 29. A variação em 2040 entre as duas abordagens é de 33%.

Tabela 4 - Estimativas de custo de capital entre 2016 e 2040 em função do grau de aprendizagem (Fonte: Elaboração própria com base no IEA (2018)

Custo de Capital (USD/kW)			
Ganhos de aprendizagem	2016	2025	2040
20%	4500	3550	3000
11%		3000	2000

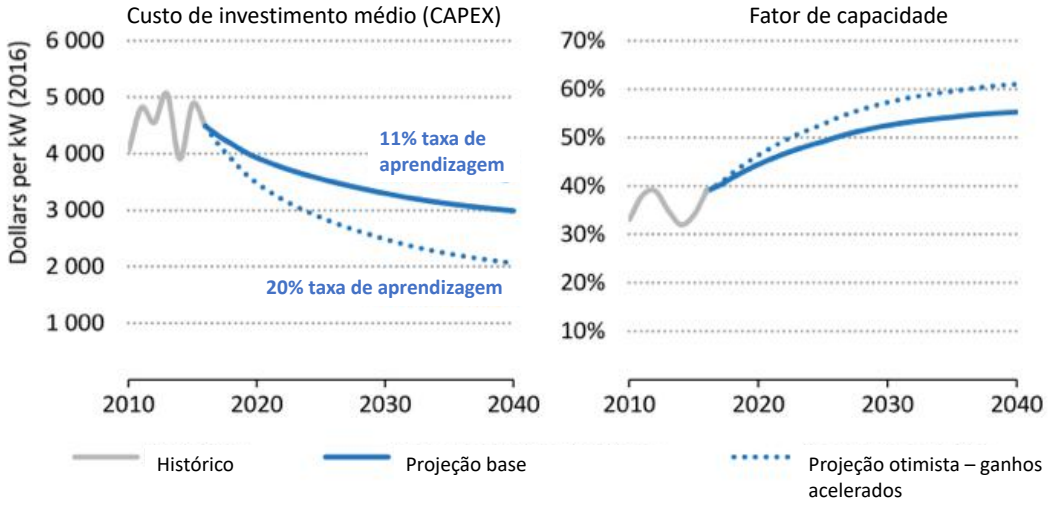


Figura 29 - Estimativas de custo fixo entre 2016 e 2040 em função do grau de aprendizagem (Fonte: IEA, 2018)

O relatório apresenta também previsões otimista para o crescimento do fator de capacidade médio dos projetos (Figura 29). Caso a aprendizagem ocorra de forma mais acelerada, o fator médio pode alcançar 60% e no caso base 5% a menos representando 55% em 2040. A importância do aumento deste fator não é exclusivamente de redução de custo, mas também de redução de intermitência da fonte.

As previsões do IEA (2018) a respeito da melhora no fator de recuperação e redução de custo resultam em uma queda drástica do LCOE, superior à proposta na análise por elemento do IRENA (2017), conforme apresentada na Figura 30. Em 2040,

no caso base o custo aproximado é de 95 USD/kWh e no de aprendizagem acelerada próximo a 50 USD/kWh.

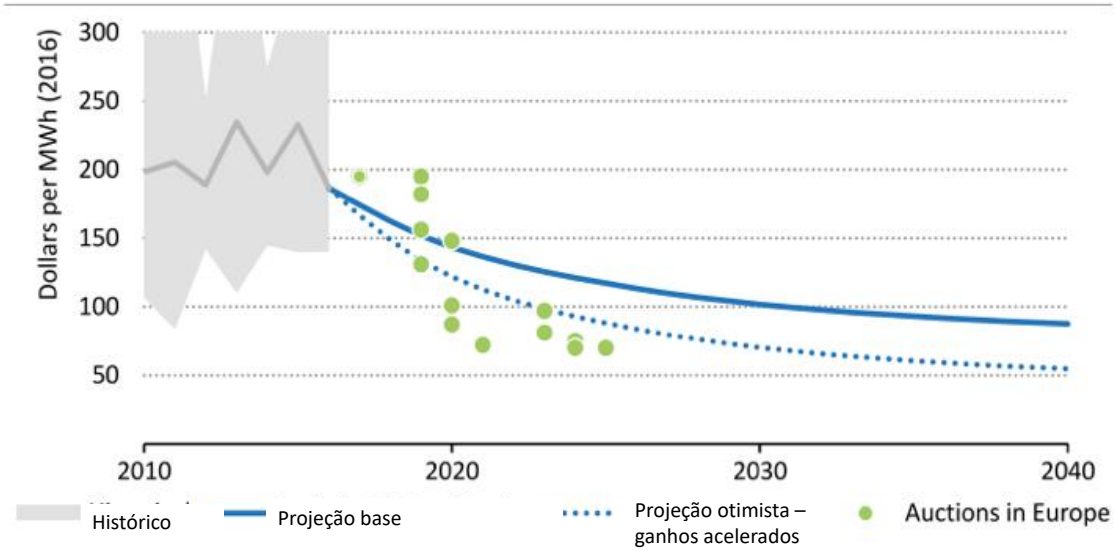


Figura 30 - Valores históricos, estimativas de LCOE médio e preço dos leilões na Europa (Fonte: IEA, 2018)

Vale ressaltar, que os leilões atuais têm apresentados valores ainda inferiores, conforme apresenta no início do capítulo e ilustrado na Figura 30, face às projeções de redução.

Em função do aumento da competitividade econômica de outras tecnologias de geração elétrica e da pressão para a redução de subsídio para todas as formas de energia, é essencial que a eólica *offshore* continue a reduzir seu custo de geração até abaixo de 100 USD/MWh. Além disso, é necessário que a indústria seja capaz de sinalizar de forma objetiva ao mercado como essa redução será alcançada a longo prazo com evidências robustas que suportem tais argumentos.

A energia solar apresentava preços muito distintos entre o mercado europeu, da China e dos EUA e apesar da convergência entre os dois últimos países até 2040, a expectativa é de que a Europa continue com aproximadamente o dobro de custo com 100 USD/kWh.

A mesma tendência de preços similares entre os EUA e a China mas significativamente superior na Europa ocorre também em relação à eólica em terra. Entretanto, não deve haver mais significativas reduções de custo e por isso os valores

seguem estagnados em aproximadamente 100 USD/kWh no continente europeu e 60 USD/kWh na China e EUA.

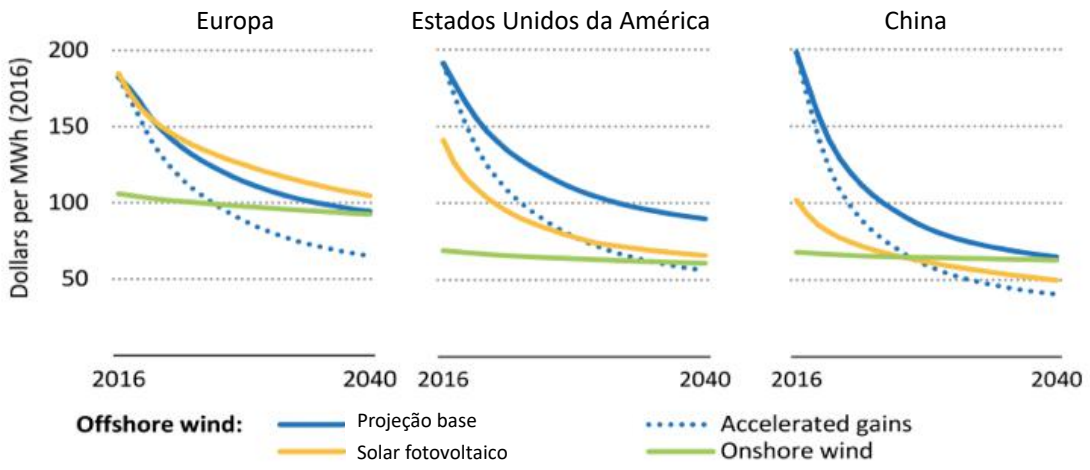


Figura 31 – LCOE futuro para eólicas em terra e mar e solar fotovoltaica (Fonte: IEA, 2018)

Segundo o IEA (2018), na Europa, o custo estimado da eólica no mar tende a ser inferior ao da solar e se equiparar com a eólica em terra. Já nos EUA, em todos os cenários previstos, o custo da eólica *offshore* tende a ser superior ao da solar e *onshore*. Tal fato não impede a penetração do setor, porém restringe para geração mais próxima à demanda. A China apresenta uma terceira ordem de preços futuros com a solar com baixíssimo custo e as eólicas equiparadas.

Segundo Irena (2016), estima-se que a redução de custos do setor pode permitir que a médio prazo (2030) o LCOE seja de 95 USD/MWh (Figura 32), o que permitiria competitividade econômica em relação às fontes convencionais, que possuem LCOE estimado entre 40 e 140 USD/MWh em 2018 (DEDECCA; HAKVOORT; ORTT, 2016).

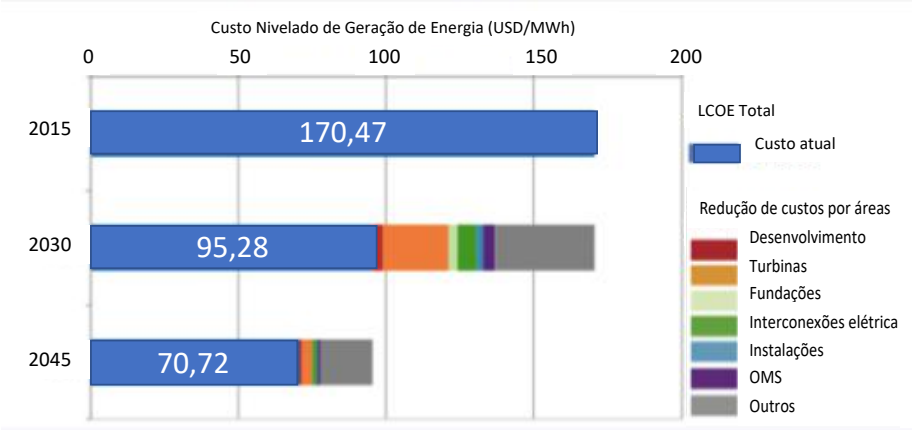


Figura 32 – Redução de custo de geração esperado por inovações tecnológicas entre 2015 e 2045, por elemento (Fonte: IEA, 2018)

Já a longo prazo, com a entrada de novas tecnologias, reduções ainda maiores tendem a resultar em um LCOE de 74 USD/MWh em 2045. Vale ressaltar que tais valores excluem o impacto das tecnologias disruptivas capazes de quebrar paradigmas do setor, como as turbinas flutuantes.

Se a médio prazo a tendência é ainda haver espaço para o desenvolvimento em águas rasas no mundo, especialistas indicam que a partir de 2040 não será mais o caso. A questão é ainda mais restritiva quando analisada região por região, em função da profundidade da costa, como é o caso da Noruega, Japão e costa Oeste dos Estados Unidos.

Dessa forma, entende-se que as estruturas flutuantes podem abrir novos mercados, sustentar o crescimento da indústria e permitir a ampliação da padronização das estruturas por serem menos dependentes das características do fundo do mar. Elas tendem a diminuir o impacto ambiental e melhorar as condições de HSE ao permitir a instalação em áreas de menor risco. Isso porque a necessidade de expansão do volume gerado sem a expansão da fronteira poderia resultar na instalação em áreas cada vez menos apropriadas. Segundo o IRENA (2016), em função do grau de maturidade da tecnologia somente em 2030 espera-se a paridade econômica em relação às fundações fixas.

As duas tecnologias mais promissoras identificadas pelo relatório IRENA 2016 são as fundações do tipo flutuante, que representam o maior potencial de abertura de novos mercados, e a nova geração de turbinas, que tendem a ter o maior impacto em redução de custo direto, conforme ilustra a Figura 33.

Desde o início do setor, tem ocorrido um constante aumento do tamanho das turbinas com objetivo de aumentar a geração através do ganho em área de varrido. A nova geração de 12 e 15 MW tem potencial de elevado impacto sobre o custo de geração. Vale lembrar que o custo das turbinas representa em 2018, em média, 34% dos custos fixos de um parque.

A inserção das fundações flutuantes no mercado, que permitem a exploração do recurso com lâminas maiores de 60 metros, deve permitir que de 7 aumente para 20 o número de países com projetos eólicos *offshore* em 2030 e até 30 em 2045.

A partir de 2030, novos interconectores auxiliarão na integração do grid. Tecnologias que permitam armazenagem de energia, primeiramente de baixa escala, tendem a começar a ser comercializadas como parte de projetos de parques eólicos *offshore*. A integração dos grids deve ocorrer somente a longo prazo, com no máximo 3 interconexões supranacionais em 2030 e 10 em 2045. A mesma necessidade de maturidade é estimada para as soluções de armazenagem de energia que, somente em 2045, tendem a ser comercializadas.

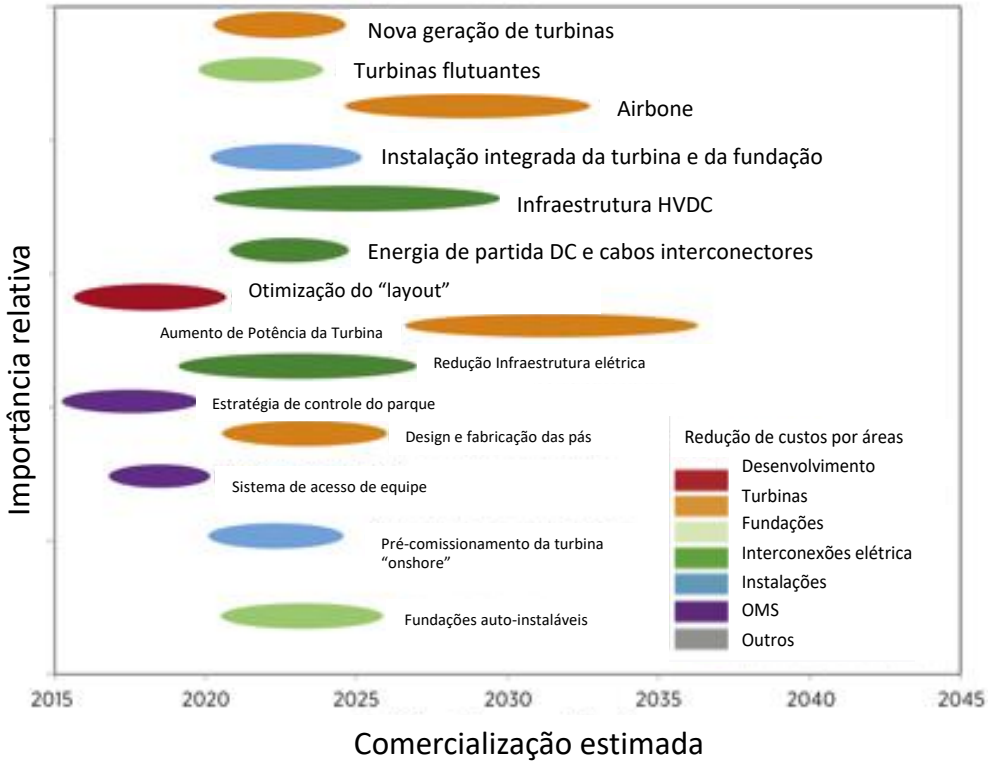


Figura 33 - Comercialização antecipada e importância relativa de inovações tecnológicas (2016-2045) (Fonte: IRENA, 2016)

A mudança de escala desse setor não pode descolar do compromisso de redução dos impactos ambientais, sociais e econômicos. Para tanto, faz-se necessário um sistema de coleta e análise de dados sofisticado para mitigar os impactos. Se o número de licenciamentos até 2016 era de 2400 MW em projetos, em 2030 o valor deve saltar para 10 mil GW e 15 mil GW em 2045 (IEA, 2018). Da mesma forma, os parques eólicos devem continuar a ser um dos locais mais seguros para se trabalhar.

Com as áreas próximas às costas já estão sendo exploradas, os desenvolvedores têm buscado regiões mais distantes. Os benefícios desse avanço de fronteira incluem redução do impacto visual para as comunidades locais e melhores recursos eólicos. Já as desvantagens incluem o maior custo de infraestrutura de transmissão, instalação e atividade de O&M, além de maiores perdas de transmissão no caso do uso de transmissão por corrente alternada.

3 POTENCIAL DE COOPERAÇÃO ENTRE A GERAÇÃO EÓLICA E A E&P DE PETRÓLEO E GÁS OFFSHORE

3.1.1 Formas de interação entre setores - conceitual

3.1.1.1 Sinergia[7]

A sinergia empresarial se refere a um benefício econômico que resulta da redução de custo na produção conjunta de mercadorias diferentes de forma que a fabricação delas se faça de forma mais eficiente, com maior aproveitamento dos fatores de produção e menor descarte, ou desperdício. Os estudos sobre os aspectos sociológicos do sistema de inovação, da organização da pesquisa e do desenvolvimento privada e pública, além daqueles mais recentes sobre os impactos ambientais da produção em massa, ressaltaram a importância do fenômeno de sinergia no cotidiano dos negócios e para o bem-estar da sociedade. Eles enriqueceram a visão estritamente econômica advinda da noção de subatividade de algumas funções de custo implícita no conceito de economia de escopo, quando apenas o ganho de escala no uso da matéria-prima basta para justificar a economia de aglomeração. Dos distritos industriais "Marshallianos" aos parques eco-industriais, com o estabelecimento de redes interconectadas de produção, a evolução conceitual proporcionada por esses estudos municiou as ciências econômicas, administrativas e as engenharias com novos instrumentos de análise e intervenção (CHANDLER, 1994).

[7] A palavra sinergia advém de duas palavras gregas *sunergia*, que significa cooperação, e também de *sunergos*, trabalho conjunto. A sinergia ocorre quando o trabalho conjunto de duas ou mais partes resulta em algo maior do que a simples soma dos mesmos.

3.1.1.2 Simbiose

> "As interações positivas podem ser adequadamente consideradas numa espécie evolutiva como se segue: comensalismo – uma população é beneficiada; protocooperação – ambas as populações são beneficiadas; e mutualismo – ambas as populações beneficiam e tornam-se completamente dependentes uma da outra.
>
> ...Um passo anterior na cooperação ocorre quando cada uma das populações se torna completamente dependente da outra. Tais casos têm sido denominados mutualismo ou simbiose obrigatória. Com frequência estão associados dois organismos muitos distintos... Os exemplos mais importantes de mutualismo desenvolvem-se entre autótrofos e heterótrofos... O mutualismo é também comum entre microrganismos que podem digerir celulose e outros resíduos resultantes de plantas e animais que não tem os sistemas enzimáticos necessários para o fazer.
>
> (ODUM; BARRETT, 2007)

Na perspectiva conceitual anterior, o nível seguinte é a "simbiose". A expressão "simbiose" tem como base as interações biológicas na natureza, em que pelo menos duas espécies não relacionadas trocam materiais, energia ou informação. No caso em que essa troca é mutuamente benéfica, o tipo específico de simbiose é o mutualismo.

Para a ecologia industrial a simbiose é um conceito fundamental. A partir da década de 1990, um modelo de negócio industrial começou a se consolidar através da lógica de integração do uso das matérias-primas, insumos, produtos e rejeitos de forma a valorizar todos os subprodutos e mitigar ao máximo o impacto no entorno. A simbiose permite se apropriar de um ganho econômico em função da troca física de materiais, energia, água e subprodutos dentro de um espaço predefinido onde atuam diferentes atores e atividades. Ela envolve entidades tradicionalmente separadas através de uma abordagem sistêmica e tem como objetivo reduzir despesas operacionais e logísticas, aproveitar melhor os recursos naturais, reduzir o descarte de rejeitos e diminuir o impacto ambiental da atividade produtiva.

Fazendo paralelo com a indústria, as empresas ou setores ao trabalharem em conjunto lutam por um benefício coletivo maior do que a soma dos benefícios individuais que poderiam ser alcançados agindo isoladamente. Os elementos fundamentais para essa simbiose são a colaboração entre as partes e as possibilidades sinérgicas oferecidas pela

proximidade geográfica. Assim, por meio da coletividade é possível, otimizar o ciclo total de materiais, sejam eles recursos, energia e capital.

Na Idade Média, a noção de mutualidade foi capital para que os trabalhadores cotizassem para se prevenirem contra acidentes e garantirem prestações de alguns serviços. No âmbito da ecologia industrial, são os parques "eco industriais" que concretizam a proposta da simbiose industrial. Vale ressaltar, que apesar do termo parque, os limites não estão restritos aos limites físicos das instalações.

A importante reflexão trazida pela ecologia indústria é a respeito da utilidade do lixo, afinal ele é um resíduo ou matéria prima? Na maior parte dos projetos, busca-se a redução do fluxo de resíduos e a proposta é que ela se dê através da alimentação de um outro processo objetivando a minimização do dano. A abordagem por meio da ecologia industrial busca uma análise profunda de cada etapa e estágio do desenvolvimento a fim de otimizar os fluxos de material e energia.

Os entraves primários dessa mudança de lógica de comportamento são identificados na viabilidade técnica e econômica. Entretanto, na prática, o principal tem sido a dificuldade de engajamento dos atores privados e consequente mudança do *business as usual*. Isso porque, projetos desse tipo possuem custos de transação inerentes e alta complexidade operacional, em função da grande quantidade de setores envolvidos.

Muitos dos custos e benefícios ocorrem em curto prazo para os atores privados e, somente, em longo prazo, para a comunidade em geral. Outros entraves identificados são o sobre custo em decorrência do pioneirismo, custo de coordenação, informação assimétrica e os trancamentos tecnológicos.

3.1.1.3 Economia de Escala *versus* Escopo

A economia de escala é um fenômeno econômico central na explicação da indústria moderna e, particularmente, no seu crescimento incessante. O ganho decorre da relação inversa entre volume e custo de produção: quanto maior o primeiro, menor o segundo. Adam Smith, em sua fábrica de alfinete, revelou a essência da relação: a organização técnica do trabalho e a especialização produtiva. Quanto maior a produção, melhor pode ser organizado o processo de produção, o que aumenta a produtividade do trabalho, fonte última da riqueza (CHANDLER, 1994).

É a razão pela qual toda empresa tem como objetivo crescer, quanto maior for, menor será seu custo. Explica porque as fábricas, plantações e minas tendem a ser cada vez maiores ao longo do tempo. Enfim explica porque uma empresa compra a concorrente de mesmo tamanho e atividade: ao dobrar a produção, os custos não irão fazê-lo. Segundo a engenharia econômica, eles devem crescer em torno de 70% em média. Contabilmente, o que ocorre é a diluição dos custos fixos entre muito mais unidades produzidas (CHANDLER, 1994).

Segunda a Escola Clássica do pensamento econômico, a organização técnica do trabalho baseada na especialização das funções ocorre, tanto dentro das empresas, quanto fora delas e diz respeito à própria especialização dos mercados. Assim a economia de escala pode ser dividida em duas subcategorias: aquelas internas e externas às empresas. A primeira é função do aumento na escala de produção da empresa e não pode ser alcançada se não for através do aumento de produção. Já as economias externas resultam do aumento de escala da indústria ou de um grupo de empresas e elas foram objeto da atenção de Alfred Marshall quando define o conceito de economia de aglomerações, para explicar as vantagens comparativas dos novos distritos industriais que se formavam no final do século XIX (CHANDLER, 1994).

Um dos riscos identificados pra grandes empresas que buscaram os ganhos de escala é o declínio na demanda de seu produto. Este risco é identificado como o principal catalisador para a transição das economias de escala para as de escopo em diversos setores que sempre tiveram como objetivo principal a padronização para obter escala de produção (SZWARCFITER; DALCOL, 1997).

Embora centrais à industrialização moderna, as economias de escala se referem à monoprodução, permitem entender o gigantismo da siderurgia, da construção naval, ou das refinarias, mas nada falam da natureza multiprodutora, que caracteriza a corporação industrial do século XX. Economias de escopo ocorrem quando a produção conjunta por uma única empresa é maior do que a produção que poderia ser obtida caso duas ou mais firmas diferentes cada uma produzindo um único produto. Isto porque, os custos da produção conjunta compartilhando recursos são menores do que a dos custos de produção específicos (SZWARCFITER; DALCOL, 1997).

A partir do aumento da envergadura (ou escopo) da linha de produção as empresas, além de reduzirem as despesas com insumos e matérias-primas comuns, abrem novos mercados, vendem para diferentes consumidores, diferentes produtos. Querosene iluminante, óleo combustível, gasolina, óleo Diesel e nafta saem todos da torre de destilação e concedem às refinadoras um portfólio de bens que alcançam um extenso leque de usuários distintos e as protege de rupturas, sazonalidades e mudanças de hábitos que possam afetar uma ou outra demanda, mas dificilmente todas elas ao mesmo tempo.

A produção canavieira também pode ser lembrada. De uma usina, saem açúcar, álcool combustível, álcool para outros fins, vinhoto e eletricidade. A última é uma novidade que utiliza o bagaço, gera eletricidade a partir do vapor de sua queima, para injetá-la na rede de distribuição. A geração no período em que justamente elas estavam paradas (em razão do fim da moagem) tornou-se crítica, por exemplo, para a rentabilidade das usinas na última grande crise por que passou o setor no início da presente década. (SZWARCFITER; DALCOL, 1997).

3.1.2 Cooperação para redução de impacto ambiental do setor energético

3.1.2.1 Impacto ambiental do parque eólico

O impacto ambiental de um parque eólico *offshore* é considerado pequeno se comparado com a maior parte das tecnologias. No entanto, como o desenvolvimento de qualquer grande projeto, esse impacto pode se tornar mais significativo na medida em que aumenta a escala das atividades na mesma região (TABASSUM, 2014).

Segundo WWF Norway (2014), com base nos dados do EIA da usina eólica de *Horns Rev*, é possível a instalação de um parque eólico no Mar do Norte sem impacto ambiental significativo. O órgão advertiu que esse resultado não era necessariamente transferível para outras áreas geográficas em função da grande variedade de habitats e espécies e que o impacto acumulado de muitos projetos na mesma região não havia sido completamente acessado. Ademais, recomendou o aproveitamento da potencial sinergia entre as usinas eólicas e outros projetos que utilizem as mesmas áreas.

A principal dificuldade para a avaliação do impacto ambiental dos parques eólicos é a dificuldade de definição da linha de base. Isso porque na maior parte das áreas antes da instalação da usina eólica não havia monitoramento das espécies existentes e

vulneráveis, nem das rotas migratórias de pássaros. Nesse ponto, a reutilização de dados coletados durante as operações petrolíferas se torna estrategicamente interessante (BAILEY *et al.*, 2014; FONTES, 2010; LANDEBURG *et al.*, 2009; LEGORBURU, 2018; LEUNG, 2012; OSPAR COMMISSION, 2008; SCHAFFEL et al., 2017).

As atividades de instalação das turbinas têm o maior potencial de impacto durante o ciclo de vida do projeto, principalmente sobre os peixes e mamíferos marinhos. As fundações do tipo monoestacas demandam operações de pilagem para a sua instalação no mar que podem provocar ruídos. Os efeitos dos potenciais impactos acústicos incluem movimento forçado para fora das áreas de reprodução ou fuga, perda auditiva temporária, desorientação e/ou interrupção da capacidade de comunicação (OSPAR COMMISSION, 2008).

A sensibilidade a impactos sonoros varia principalmente em função do estágio evolutivo e tamanho do corpo. Nos projetos já em operação foi observado, durante a instalação, mudanças comportamentais nas focas, botos e golfinhos. Entretanto, a diversidade de resposta entre as espécies é alta, algumas se adaptam ao ruído e outras o evitam (WWF-NORWAY, 2014).

O conhecimento a respeito do impacto acústico em invertebrados é mais restrito e a dificuldade de avaliação e monitoramento é agravada pela grande diversidade de espécies. A alta resistência a ruídos dos moluscos do tipo *Crassostrea virginica* é comum na maior parte dos invertebrados. Por outro lado, algumas espécies têm se mostrado mais sensíveis, como *Haliotis corrugate* e *Haliotis fulgens* (WWF-NORWAY, 2014).

A conclusão do impacto acústico no caso de *Horns Rev*, na Dinamarca, foi de que somente durante a pilagem das estacas houve significativo ruído e as focas e botos retornaram após o fim das operações. Já em *Scrobbt Sands*, na Inglaterra, mesmo que a operação de instalação tenha sido curta, foi o suficiente para afetar a interação entre as espécies. As focas-comuns eram as habitantes da região e por serem sensíveis ao ruído se afastaram do local. Já as focas cinzentas aproveitaram a saída para migrar e acabaram controlando o ambiente, não permitindo o retorno das focas-comuns. No campo de Robin Rigg, na Escócia, também foi observada a queda na quantidade de peixes durante a instalação e o aumento um ano após o início das operações (WWF-NORWAY, 2014).

A instalação da jaqueta não apresenta os impactos descritos por não demandar a etapa de pilagem e, por isso, impacta menos o meio ambiente. A instalação da monoestaca é mais simples e o custo total da estrutura também, o que resultou em sua seleção como solução padrão no Mar do Norte. Para tanto, diversas tecnologias de mitigação de impacto durante a instalação estão sendo desenvolvidas, três exemplos são: a redução da intensidade no início da instalação, a emissão de sinais acústicos que afastem os animais e a utilização de uma cobertura para a estaca que reduza o ruído da instalação (OSPAR COMMISSION, 2008; WWF-NORWAY, 2014).

A análise ambiental inclui a avaliação do impacto de criação de recifes artificias, impacto visual em função da existência das turbinas no mar, interferência eletromagnética dos cabos de transmissão da energia elétrica gerada e risco de colisão das aves nas pás das turbinas. Outros riscos que são considerados marginais quando analisados de forma independente, mas que devem ser acessados através do potencial impacto acumulado são: impacto sonoro provocado pela movimentação das turbinas e sedimentação (WWF-NORWAY, 2014).

A introdução de estruturas rígidas no meio resulta, na maior parte dos casos, na formação de recifes artificiais. A consequência observada tem sido o aumento da diversidade de espécies locais e produtividade biológica. A maior disponibilidade de alimento e a redução de forças de arrasto no local têm provocado a multiplicação de espécies bentônicas (OSPAR COMMISSION, 2008).

Uma usina eólica que ilustra tal questão é a de *Egmond aan Zee*, na Holanda, onde houve o desenvolvimento significativo de mexilhões, cerca de 7,4 toneladas, e 100 kg de pequenos crustáceos e vermes poliquetas; também houve um recorde no estabelecimento de novas espécies (WWF-NORWAY, 2014).

Se por um lado representa um aumento de diversidade, por outro pode impactar as interações entre as espécies no ecossistema. Além disso, é preciso avaliar a potencial entrada de espécies invasoras que infiltram e dominam os habitats.

O impacto visual dos parques eólicos representa uma restrição para o crescimento do setor (LANDEBURG *et al.*, 2009). Entretanto, o aumento de distância da costa nos projetos futuros tende a reduzir esse tipo de impacto. A fim de mitigar tal impacto, a variável de visibilidade das turbinas foi introduzida durante o projeto conceitual de

definição de localização de cada turbina. Conforme ilustra a Figura 34, a ocupação do horizonte e a altura aparente variam em função do ângulo e da distância do observador (MASLOV *et al.*, 2017). A quantidade de turbinas aparentes em cada um dos três observadores posicionados ao longo da costa é apresentada na parte direita da Figura 34. O observador A enxerga somente duas das cinco turbinas fixas, enquanto o C, mais próximo e em um ângulo diferente, consegue claramente distinguir as 5 turbinas.

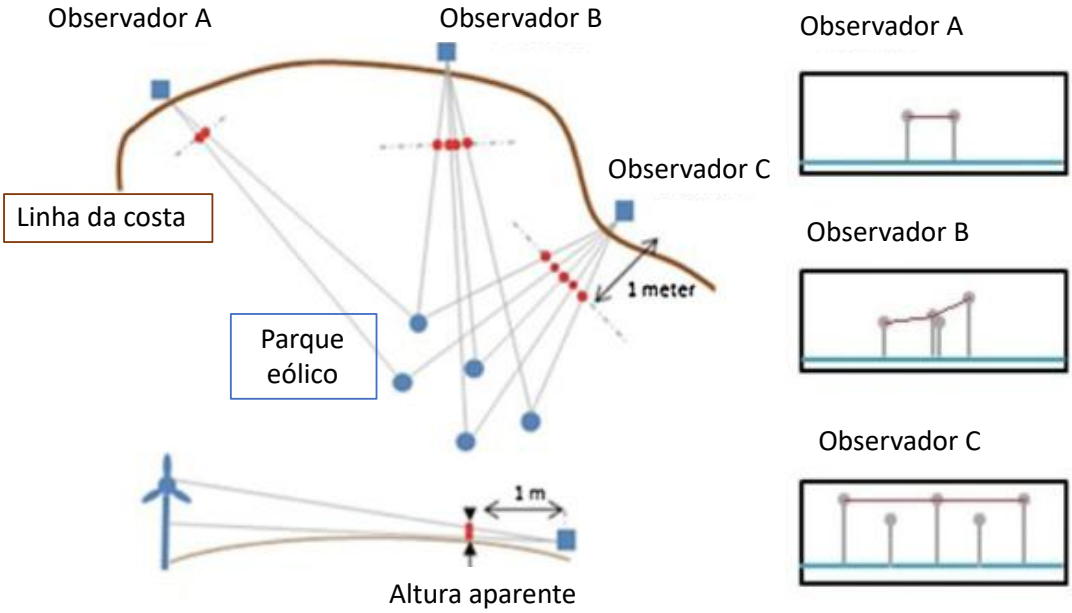


Figura 34 – Esquema de avaliação de altura aparente e de ocupação do horizonte (Fonte: MASLOV *et al.*, 2017)

Os parques eólicos no mar possuem uma grande quantidade de cabos de eletricidade instalados no leito submarino. Se os campos elétricos estão isolados por coberturas, o campo magnético ainda pode ser medido fora do cabo. Segundo WWF-NORWAY (2014), as espécies de peixes que empregam correntes elétricas para a orientação, como tubarões, raias, enguias e peixes elétricos, tendem a ser mais sensíveis aos campos eletromagnéticos. Entretanto, nenhum estudo foi conclusivo e a princípio a alteração provocada é relativamente trivial e temporária na rota.

A sedimentação ocorre devido à suspensão e dispersão das partículas durante a instalação do parque eólico. Ela ocorre em função de inúmeros fatores, como: intensidade, dispersão espacial, hidrodinâmica, tipo de fundação, tamanho de partícula e evolução das espécies. O aumento da sedimentação pode acarretar a diminuição da biodiversidade. A

redução da fertilidade de corais *Acropora digitifera* é um exemplo do impacto da sedimentação sobre as espécies bentônicas (WWF-NORWAY, 2014).

O impacto mais avaliado dos parques eólicos, tanto em terra como no mar, tem sido o risco de colisão. Ele ocorre em razão da altura e agilidade de voo, tempo gasto voando, voo noturno e condições climáticas. Entretanto, o monitoramento das atividades tem indicado que a quantidade de acidentes não é elevada e que não há interferência significativa nas populações, porém a limitação do intervalo de tempo analisado impede o acesso ao impacto acumulado (BAILEY *et al.*, 2014; FONTES, 2010; LANDEBURG *et al.*, 2009; LEGORBURU, 2018; LEUNG, 2012; OSPAR COMMISSION, 2008; SCHAFFEL et al., 2017).

Os parques podem funcionar como barreira entre áreas de alimentação e nidificação, rota de migração e risco de colisões com as pás, elementos que potencialmente podem representar impacto ambiental. Em relação ao impacto sobre as rotas migratórias, as chuvas fortes ou nevoeiros tendem a aumentar o risco de colisão. Entretanto, o relatório da WWF-NORWAY (2014) sugeriu que, comparado com o comprimento das trajetórias de migração, o contorno em função dos parques seria marginal.

A presença de luzes artificiais no mar é conhecida por potencialmente atrair várias espécies de aves. Nas plataformas de óleo e gás há evidências de elevado número de fatalidades de aves após colisões com estruturas no mar por conta da quantidade de luzes artificiais. Buscando mitigar tal impacto, no Mar do Norte foi realizado um estudo pelo setor petrolífero a respeito do impacto das luzes sobre as rotas migratórias. Segundo os dados observados, as aves apresentavam desorientação frente à luz branca e vermelha, porém não em relação às verdes e azuis. Assim, foi possível definir as cores que menos impactariam as aves e alterar a iluminação da unidade (WWF-NORWAY, 2014).

No parque eólico *offshore Horns Rev* observou-se que as aves aquáticas tendiam a não voar dentro desse parque à noite ou durante condições climáticas adversas. Em comparação com os campos petrolíferos, as usinas eólicas tendem a ser menos iluminadas (WWF-NORWAY, 2014).

Outras ações mitigatórias incluem a construção de usinas eólicas fora das rotas de migração, a inclusão da variável ambiental durante o planejamento da distribuição das

turbinas e a locação de áreas com maiores distâncias da costa. O aumento de produtividade biológica no parque aumenta a produtividade biológica e as estruturas funcionam como áreas adicionais de descanso para determinadas espécies (OSPAR COMMISSION, 2008; WWF-NORWAY, 2014)

3.1.2.2 Licenciamento ambiental:

A série de projetos eólicos no mar que recebeu sua licença ambiental de operação foi constante e intensa, principalmente nos últimos dez anos, o que elevou o grau de experiência dos órgãos e operadores europeus. Um grande esforço de monitoramento tem sido feito a fim de criar uma robusta base de dados sobre a vida marinha e as condições do leito.

A ausência de planejamento inicial levou alguns projetos na Europa a serem postergados ou interrompidos em razão do potencial impacto ambiental. Restrições não consideradas inicialmente na elaboração do projeto também foram impostas pelos órgãos competentes, como nas atividades de instalação. A solução encontrada pela União Europeia foi a de adoção de um plano diretor (*Maritime Spatial Planning Directive*) para o espaço marítimo que demanda que cada membro planeje, implemente e gerencie suas atividades no mar (IEA, 2018).

Esse histórico de atividades significa que a Europa também está amadurecendo sua rede de fornecedores para o processo de licenciamento ambiental com especialistas das mais diversas áreas. O conhecimento adquirido pode ser aplicado em outros mercados, como tem sido feito nos EUA, através do US Bureau of Ocean Energy Management (IEA, 2018).

As comunidades locais e outros *stakeholders*, preocupados com o impacto visual ou com um possível detrimento das atividades turísticas e da indústria pesqueira, podem se opor a operação dos parques. A fim de mitigar o impacto, os operadores buscam diminuir ao máximo a visibilidade dos projetos, aumentar o envolvimento com a comunidade, permitir a participação dos envolvidos nos processos de decisões mais relevantes e ampliar o conhecimento a respeito das atividades. Vale ressaltar que a tendência dos projetos distantes da costa deve reduzir ou eliminar o impacto visual (SCHAFFEL *et al.* 2017).

As atividades em terra, como o cabeamento e subestações *onshore*, também necessitam ser analisadas com detalhe. Isso porque exigem a construção de complexos centros industriais e podem afetar propriedades e estradas.

No ponto de vista do HSE (*Health, Safety & Environmental*, em inglês), a construção e operação de parques eólicos *offshore* têm riscos à saúde e bem-estar inerentes. As atividades com maior risco associado são: trabalho *offshore*, trabalho em altura, mergulho, operações de elevação de carga e instalação das turbinas (IRENA, 2016).

É de alta prioridade que qualquer empresa responsável proteja seus funcionários através de políticas, processos e medidas apropriadas e efetivas. Na maior parte dos casos, tal proteção tem um custo associado, seja ele direto, através de equipamentos específicos, ou indiretos, como processos de instalação da turbina mais lentos devido a restrições nas condições de operação. Entretanto, vale destacar que com o aumento da escala dos projetos e condições mais severas de operação, a indústria tem buscado profissionalizar as condições de Saúde, Segurança e Meio Ambiente dos trabalhadores envolvidos (IRENA, 2016).

Algumas das inovações no setor de Saúde, Segurança e Meio Ambiente são os sistemas de acesso *Walk-to-work*, que é um sistema automático que compensa os movimentos e permite que os técnicos se transfiram das embarcações para as turbinas e vice-versa de forma mais segura, mesmo em condições mais severas (IRENA, 2016).

Há também a busca por redução de frequência e duração das atividades *offshore*, novas embarcações que tornam as jornadas mais confortáveis e reduzem os problemas de saúde dos profissionais e melhoria no planejamento das operações, sistemas de comunicação e monitoramento (IRENA, 2016).

3.1.2.3 Descomissionamento ou abandono

> "O descomissionamento é o conjunto de ações legais, técnicas e procedimentos de engenharia aplicados de forma integrada a um duto ou sistema submarino, visando assegurar sua desativação ou retirada de operação atenda às condições de segurança, preservação do meio ambiente, confiabilidade e rastreabilidade de informações e de documentos." (Resolução 41/2015 da ANP)

O descomissionamento das instalações marítimas ocorre em função da economicidade do projeto, alteração na estratégia de desenvolvimento do campo, final de vida útil das instalações, final de contrato de concessão ou partilha ou final de contratos de afretamento de unidades (MACEDO, 2018).

As motivações para o abandono das instalações em um campo petrolífero podem ser agrupadas em três grandes categorias: técnica, econômica e política. A primeira é consequente da relação com os parâmetros estruturais e sedimentológicos, de propriedades dos fluidos e interação rocha-fluido e da malha de drenagem proposta.

A produção de petróleo e gás diminui a pressão do reservatório ao retirar massa do sistema em equilíbrio, o que torna cada vez mais custoso energeticamente a elevação e escoamento da produção. A essa característica inerente a todos os reservatórios se dá o nome de declínio natural. Os contratos existentes, como o de concessão, possuem um prazo determinado que considera o ciclo de vida útil do campo. O índice que expressa a razão entre o recurso produzido e o restante denomina-se fator de recuperação do campo (FR).

O fator de recuperação representa a fração ou percentual do volume original de óleo (STOOIP – *stock tank oil in place* ou VOIP - *volume of oil in place* em inglês) no reservatório que será produzido. Ele é calculado em função das características intrínsecas do reservatório, tanto em termos de fluido, como estrutural e sedimentar, mas também do plano de desenvolvimento aprovado para o campo, isto é, o mecanismo de recuperação e a malha de drenagem. Segundo Machado (2018), o fator de recuperação final médio do Brasil é de 21% e o da Bacia de Campos 23%, ambos muito inferiores à média global de 35%.

As atividades de abandono são complexas por dois motivos principais: multidisciplinariedade e altos custos. A primeira ocorre em função da necessidade de inclusão de áreas como engenharia, meio ambiente, política e bem-estar. Em relação aos custos, a questão é agravada pelo fato de ocorrer necessidade de tal dispêndio de capital em um período de baixa produção, o que demanda que os projetos já tenham reservado previamente o capital necessário em momentos mais favoráveis (BARROS *et al.*, 2017; LEGORBURU, 2018). O abandono no mar representa um desafio ainda maior do que o

em terra em razão da maior escala de todos os elementos envolvidos e da dificuldade adicional de monitoramento dos impactos ambientais.

A desativação de campos petrolíferos em alto-mar, particularmente daqueles mais antigos, não se constitui em tarefa simples, tendo em vista a dimensão das instalações fixas, o ambiente marinho, a distância da costa e a profundidade do subsolo. A coordenação de competências nas ciências da engenharia, do meio ambiente, e da economia se faz mister e é custosa em todos os sentidos. O abandono é corrente, a falta de meios de financiamento se repete em todos os países com fraca legislação de proteção ambiental e, mesmo naqueles com maiores imposições, as questões políticas permeiam os atrasos e postergações das soluções definitivas.

As atividades de descomissionamento de campos petrolíferos têm crescido mundialmente de forma exponencial, lideradas pelos EUA. Estima-se que, em curto prazo, nos próximos 5 anos, existirão mais de 600 projetos na fase de descomissionamento. Na próxima década, a Europa tende a ser responsável por aproximadamente metade do gasto global devido às estruturas do Mar do Norte, principalmente. Além da América do Norte e Europa, Angola e Nigéria serão os dois principais países na África com significativo aumento de atividades de abandono. Na região Ásia-Pacifico, os campos de água rasas da Austrália são aqueles que mais preocupam em relação ao abandono, assim como os do México e do Brasil, na América Latina (IBP; COPPE UFRJ, 2017).

A longo prazo a questão se torna ainda mais relevante. Isso porque o gasto em abandono tem expectativa de crescimento de 2,4 para 13 bilhões de dólares entre 2015 e 2040, o que representa um aumento de 540 % de acordo com o relatório da IHS sobre o tema (IBP; COPPE UFRJ, 2017). Até 2040, entre 2500 e 3000 estruturas precisarão ser descomissionadas. A Figura 35 apresenta a evolução da quantidade dos ativos a serem descomissionados por período, região e tipo (IEA, 2018).

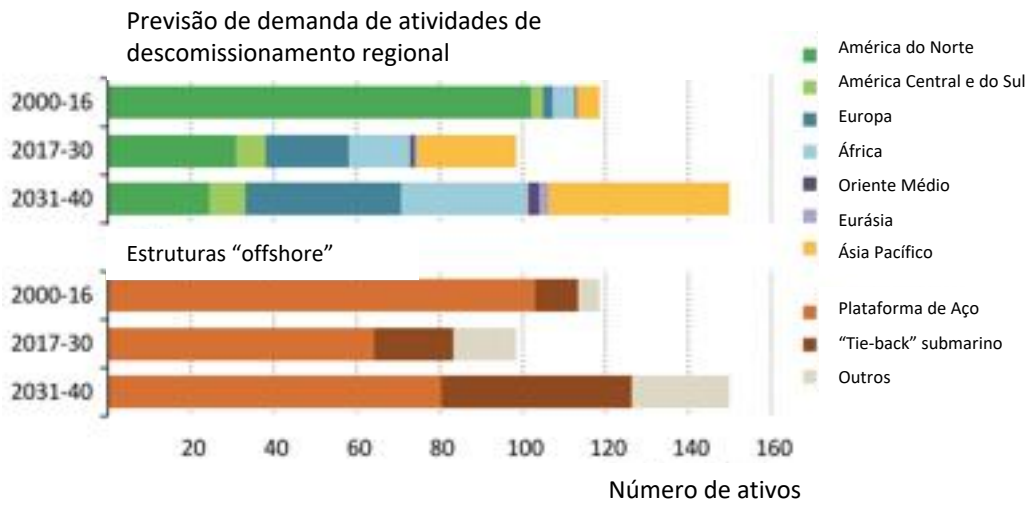


Figura 35 - Estimativa anual até 2040 de descomissionamento de atividade de O&G por região e tipos de estrutura (Fonte: IEA, 2018)

Segundo Macedo (2018), existem nada menos que 158 plataformas na costa brasileira, a maior parte envelhecidas e a ponto de serem abandonadas. Entre elas, 64 (41%) unidades completaram mais de 25 anos de uso, o que dá uma boa ideia da dimensão do problema do abandono desses ativos muito proximamente. Na próxima década, outras 24 alcançarão os 25 anos. Conforme ilustra a Figura 36, Sergipe/Alagoas concentrarão maior quantidade de atividades de abandono, cerca de 24 unidades sendo abandonadas. A questão também será relevante na Bacia de Campos, com 19 plataformas, e nas bacias do Ceará e Potiguar, com 10 cada.

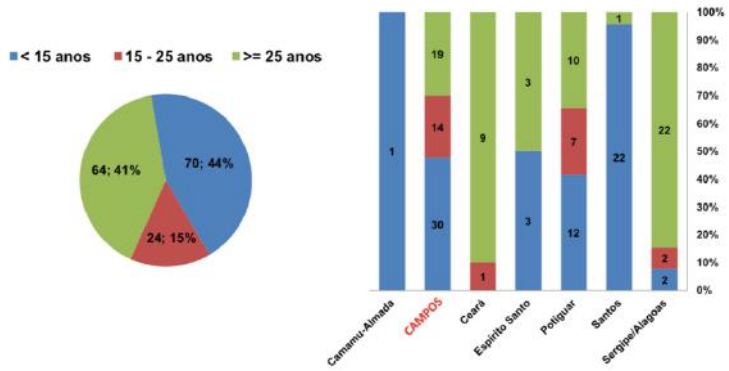


Figura 36 – Idade das plataformas por bacia (Fonte: MACEDO, 2018)

No caso da unidade de produção, as alternativas são: remoção completa da estrutura e disposição em terra, remoção da estrutura e colocação da mesma em um local apropriado no oceano e reúso da estrutura em outra localização (outro campo). A escolha

é norteada pelo tipo de estrutura e profundidade da lâmina d'água e a solução geral é a remoção completa da estrutura (TEIXEIRA, 2008).

A técnica padrão para remover a estrutura é o uso de explosivos em seus pilares, sendo estes localizados, no mínimo, até cinco pés abaixo do leito marinho. O uso de explosivos é motivado pelo baixo custo e por representarem menor risco do que o corte manual ou mecânico, porém há preocupações sobre seu impacto no meio ambiente (TEIXEIRA, 2008).

Segundo Mariano (2007), o impacto ambiental da etapa de abandono com a tecnologia padrão é de baixo a médio. Sendo o médio no recife de coral, mamíferos marinhos, espécies bênticas, ictiofauna e nas atividades de pesca, turismo e recreação.

O alto custo e a crescente atividade de descomissionamento em bacias maduras, por todo mundo, resultou na revisão das regulações nacionais e internacionais sobre o assunto. A tendência, que pode ser identificada nas iniciativas apresentadas, é uma abordagem cada vez mais adaptativa e pragmática. Concebida para ser implantada em etapas, sempre considerando cada uma das alternativas e tendo como finalidade a reutilização das estruturas mediante todas as garantias técnicas e ambientais. De fato, o padrão internacional não trata da reposição completa do ambiente após o abandono das atividades econômicas, como se observa em terra. A opção escolhida depende da distância, da profundidade e da regulação vigente. Em águas profundas, é permitido retirar somente as partes superiores das estruturas, até 55 metros do nível do mar, e deixar o restante no local ou reutilizá-lo.

Na última década, as discussões a respeito da reutilização das fundações e outras estruturas foram intensificadas, motivadas pelo impacto ambiental que a remoção total também pode proporcionar em casos específicos. A solução que vem sendo mais aplicada é a criação de recifes artificiais, inclusive incluída na Resolução ANP nº 27 de 2006. No Golfo do México, entre 1947 e 2015, cerca de 188 plataformas foram deixadas totalmente ou parcialmente no sistema marinho com a finalidade de criação de recifes artificias.

> h) A utilização de Instalações de Produção ou partes delas para criação de recifes artificiais será precedida por sua adequação a este uso específico, pela aprovação da implantação do recife pela Autoridade Marítima e pela aprovação de sua manutenção e monitoramento pelo órgão ao qual couber o controle ambiental da área. (RESOLUÇÃO ANP Nº 27, DE 18.10.2006)

A vantagem principal dos recifes artificiais é a sua capacidade de se integrar ao meio ao longo do tempo, passando a contribuir para o aumento da diversidade biológica e da biomassa marinha nas regiões no seu entorno. Sendo assim, a sua manutenção pode trazer benefícios às atividades comerciais dos setores de pesca e turismo, além do aumento da biodiversidade (IBP; COPPE UFRJ, 2017).

Vale ressaltar, que ainda são poucos os estudos dos impactos ambientais resultantes dessa transformação. Entretanto, as análises em curso têm como foco as populações marinhas locais e a capacidade de reproduções de coral. Esse trabalho envolve observações submarinas sistemáticas, o monitoramento do nível do mar e uma ampla coleta de informações oceanográficas e meteorológicas

A desativação da plataforma P-27 da Petrobras no campo de Voador, na Bacia de Campos, representa um caso de necessidade de avaliação do benefício da remoção total. Em 2013, durante o projeto de desativação da unidade de produção foi constatado a presença de bioinvasão do Coral-Sol[8] (PETROBRAS, 2016).

A bioinvasão marinha é a penetração de uma espécie "invasora" no ecossistema capaz de se adaptar e passar a exercer dominância, prejudicando processos naturais e espécies nativas e representa uma questão importante na avaliação da remoção total das estruturas. Os vetores de introdução e disseminação dessas espécies são em grande maioria o comércio por via marítima, aproximadamente 95%, e o restante devido à água de lastro e bioincrustação. Segue na Figura 37 a distribuição do Coral-Sol no Brasil, segundo a Petrobras (PETROBRAS, 2016).

[8] O coral-sol é uma espécie de coral oriunda do Indo-Pacífico e chegou no Brasil nos anos de 1980. O risco de bioinvasão deste tipo de coral no litoral brasileiro é superior em razão da alta biodiversidade de corais existente. A alta produtividade do coral-sol representa uma ameaça a espécies nativas como o coral-cerébro, fato agravado pela ausência de predadores naturais e pela liberação de compostos alelopáticos, que inibem a presença de outras espécies.

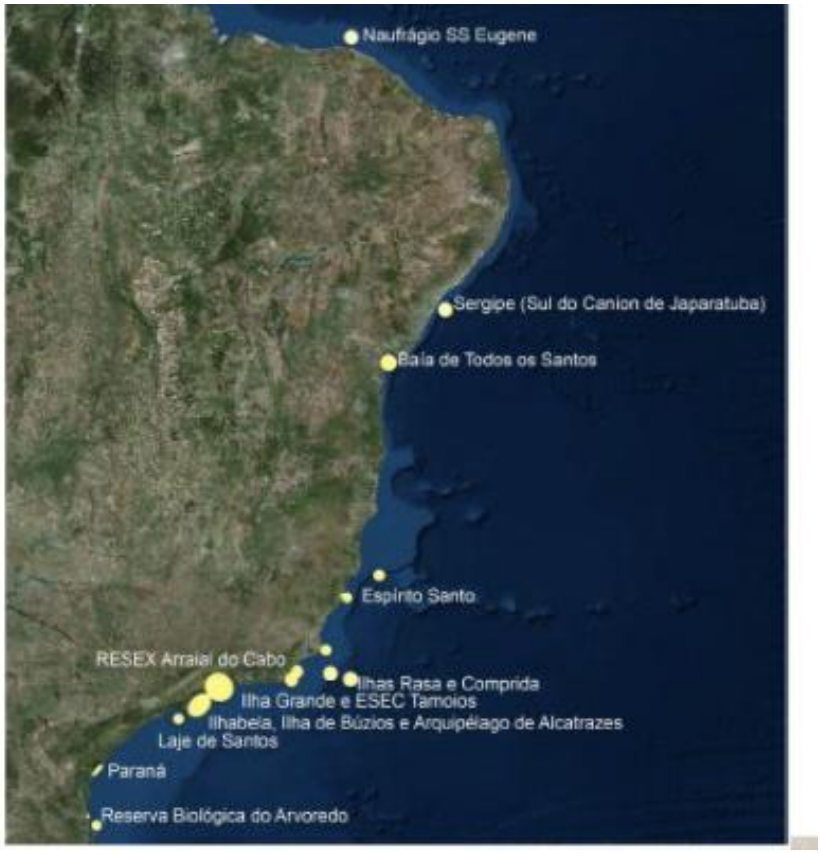


Figura 37 - Localização do Coral-sol na costa brasileira (Fonte: PETROBRAS, 2016)

Em função do contexto apresentado, a necessidade de alternativas, além da remoção total para plataformas se torna clara. Com base nos dados da ANP, 54% das instalações brasileiras têm mais de 25 anos de operação, ou seja, já alcançando a vida útil projetada (SCHAFFEL *et al.*, 2017).

A política em favor da transição energética surgiu como um fator promotor quando algumas iniciativas levantaram a hipótese da transformação de plataformas de produção de óleo e gás natural em infraestruturas que permitiam a geração elétrica através dos recursos naturais disponíveis em alto-mar, a partir dos últimos desenvolvimentos tecnológicos que viabilizavam o aproveitamento do vento, das ondas, da maré e do sol (BARROS *et al.*, 2017; LEGORBURU, 2018).

Nos EUA, um exemplo desta tendência é a empresa Wind Energy Systems Technology (WEST) que tem como princípio a redução de custo dos parques eólicos *offshore* a partir da reutilização de plataformas advindas de campos de óleo e/ou gás, não somente em fase de obsolescência, mas também em campos maduros (SCHAFFEL *et al.*, 2017).

A pungente expansão do setor eólico, presença de recursos eólicos em campos petrolíferos e perspectiva de aumento de abandono de campos maduros no Mar do Norte têm motivado estudos no sentido de avaliar a integração dos campos petrolíferos e parques eólicos. Além da utilização das tecnologias convencionais de geração eólica, soluções com *Power-to-Gas* e CCS (*Carbon Capture & Storage*) estão sendo estudadas (JEPMA, 2015; PINHO, 2017; SCHOT; JEPMA, 2017).

A solução *Power-to-Gas* envolve a conversão de energia elétrica em hidrogênio ou amônia que poderiam ser armazenados ou transportados para a costa através de dutos, diminuindo a intermitência da geração eólica *offshore*. Já armazenagem de CO_2 em reservatórios depletados, representa uma das soluções dentro do desenvolvimento do CCS. A eletrificação das plataformas, através de conexão com turbinas eólicas, pode fornecer a energia adicional necessária para a compressão do CO_2 (ÅRDAL, 2011; JEPMA, 2015; PINHO, 2017; SCHOT; JEPMA, 2017).

No Brasil, BARROS *et al.* (2017) têm publicado estudos de avaliação da viabilidade técnica de reutilização das plataformas do Nordeste para a instalação de turbinas. No estudo de caso proposto, a plataforma de petróleo havia operado por 31 anos e a conversão incluiria a instalação da turbina e atividade por 20 anos. O tipo de estrutura avaliada foi jaqueta com quatro pernas, operando em lâmina d'água de até 30 metros.

Os estudos preliminares realizados são focados em fundações do tipo jaquetas de quatro pernas fixadas com um máximo de lâmina d'água de 30 metros. A referência foi uma plataforma de petróleo que havia operado por 31 anos e sua conversão incluiria a instalação da turbina na Bacia de Sergipe e Alagoas e a extensão da operação por 20 anos.

A estrutura foi avaliada considerando seu processo de envelhecimento causado pela fadiga e corrosão do material muito mais acentuado em meio marinho como parece evidente. Em consequência do risco de corrosão, é necessária a renovação da proteção catódica da unidade. Entretanto, os problemas de fadiga são mais difíceis de serem resolvidos e, por isso, deve ser o parâmetro responsável pela definição do tempo de vida restante após a instalação da turbina eólica.

A avaliação estrutural deve ser capaz de verificar se os pilares da jaqueta e o solo são capazes de suportar novas cargas, avaliar se a jaqueta é capaz de suportar estresses relacionados com o novo uso e determinar o tempo restante em função da fadiga após a conversão.

Os estresses a que as estruturas são submetidas são consequência das condições operacionais e extremas do meio, incluindo ondas, correntes e vento. Sendo assim, a avaliação de fadiga foi dividida em duas etapas: fase de produção petrolífera por 31 anos, em que as cargas do meio foram principalmente as ondas, e a fase eólica com cargas principais nos próximos 20 anos, tendo o vento como principal elemento, além das ondas. Os danos resultantes de cada fase são então adicionados para calcular o tempo de operação que a estrutura suporta.

Os resultados apresentados mostram que as fundações conseguem suportar cargas, uma vez que as reações são menores do que a capacidade do pilar. Todos os principais componentes, membros e parafusos estão em conformidade com os critérios, indicando que a estrutura foi aprovada para o suporte de turbinas eólicas. A Figura 38 ilustra quatro (4) dos cenários testados.

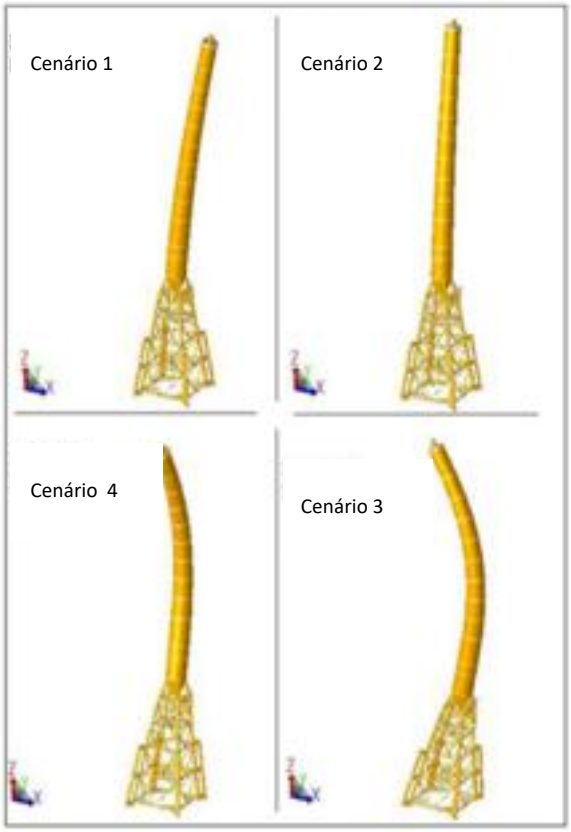


Figura 38 – Modelagem numérica de análise de viabilidade técnica de conversão de uma jaqueta em estrutura de turbina eólica *offshore* (Fonte: BARROS *et al.* 2017)

Outra questão que demanda análises complementares é a comparação da capacidade de carga das plataformas fixas de petróleo e das eólicas (Figura 39). Entretanto, tal etapa foi prejudicada pela ausência de dados públicos das antigas plataformas brasileiras. Apesar dos projetos terem sido comissionados em um contexto digital diferente, a aproximação do aumento das atividades de abandono deveria motivar a disponibilização de tais dados.

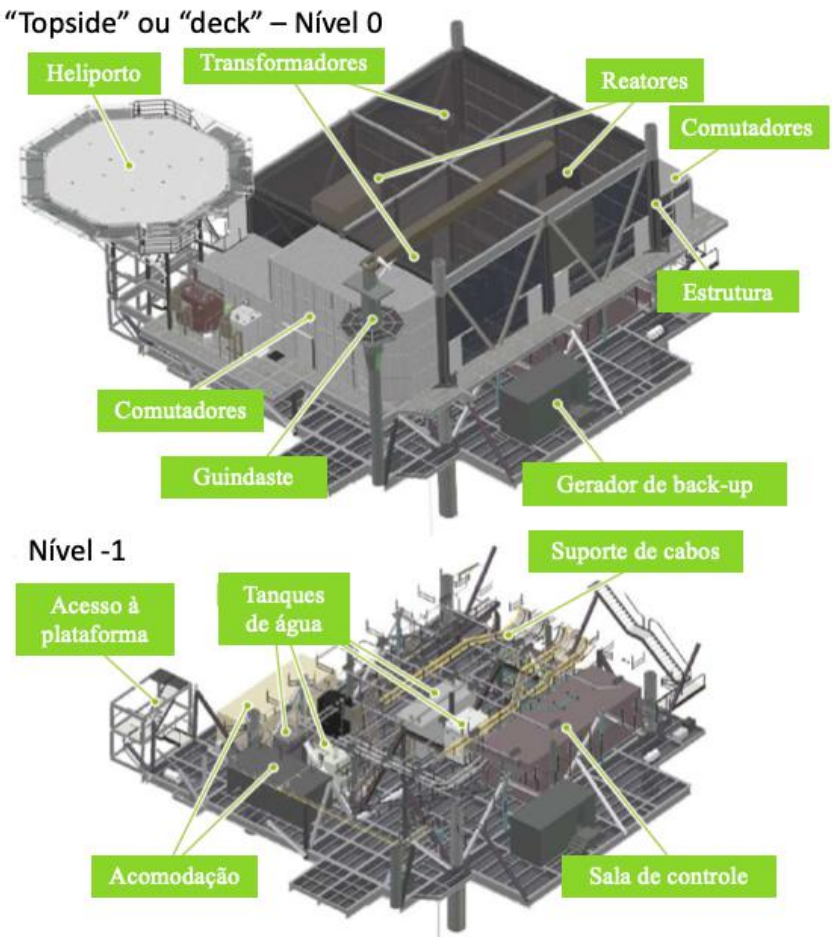


Figura 39 - Subestação *offshore* (Fonte: CROWN ESTATE, 2008)

3.1.2.4 Custo de descomissionamento O&G

A produção de um reservatório de petróleo segue um perfil de produção análogo à Figura 40, com método primário de recuperação. A teoria de Hubbert (1982) divide uma curva do tipo Log-normal em três partes: *build-up* ou *ramp-up,* pico e declínio. Os campos considerados maduros estão nesta última fase.

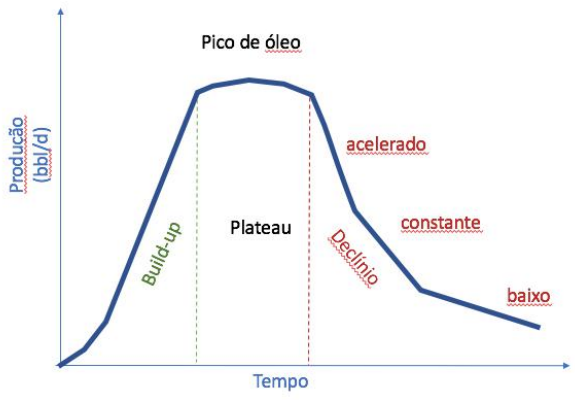


Figura 40 - Curva de declínio de um reservatório genérico (Fonte: Elaboração própria com base na teoria de Hubbert)

A produção na fase de declínio de um campo, que não possui campanhas de recuperação melhorada, pode ser estimada através de taxas anuais de declínio. Entretanto, cada campo responde de uma forma considerando sua estrutura, sedimentologia e característica de seus fluidos, conforme já descrito. O declínio pode ser dividido em três etapas: acelerado, constante e baixo. O primeiro ocorre logo após o *plateau*, fase em que o reservatório produz em sua vazão máxima, com uma taxa anual de declínio mais elevada. Em seguida, à taxa anual de redução de vazão é constante e mais lenta, porém ainda superior a última etapa, também chamada de *tail*.

O abandono dos campos é uma etapa prevista desde o início da produção e, por isso, cabe ao operador gerir a forma como durante o ciclo de produção ele irá guardar o capital necessário para financiar essa etapa.

Os campos da rodada zero de concessão da ANP estão próximos à etapa de abandono, tanto pelo fim do contrato com a reguladora (previsto para 2025), como pela receita advinda da produção não ser suficiente para pagar os custos operacionais (OPEX) e uma taxa de retorno ao operado.

Há uma grande dificuldade de aquisição de dados da arquitetura dos campos maduros do Brasil, uma vez que os mesmos iniciaram suas atividades em um período sem armazenamento obrigatório de dados, em regime de monopólio e em outro contexto tecnológico. Ademais, há falta de experiência da indústria nacional em descomissionamento e, consequentemente, de dados que permitam uma valoração mais acurada.

O custo de descomissionamento variou amplamente na literatura revisada. Dois modelos de custo, ICF *et al.* (2015) e PROSERV (2010), foram selecionados como os mais detalhados e serão utilizados no presente trabalho para estimar qualitativamente o custo de abandono no estudo de caso.

O modelo de ICF *et al.* (2015) estima o custo do descomissionamento no Golfo do México em diversas profundidades, sendo a menor a mais apropriada para este estudo (até 121,92 m de lâmina d'água). Já PROSERV (2010), busca avaliar o custo na costa do Pacífico dos EUA (Califórnia, Oregon, Washington e Havaí) de 23 campos em função das particularidades de cada um.

Na modelagem ICF *et al.* (2015), somente os elementos principais foram incluídos, por exemplo, os umbilicais e *risers* foram excluídos por falta de informação e por serem considerados custos marginais. O modelo PROSERV (2010) permite uma estimativa global do projeto mais detalhada, conforme ilustra a Figura 41.

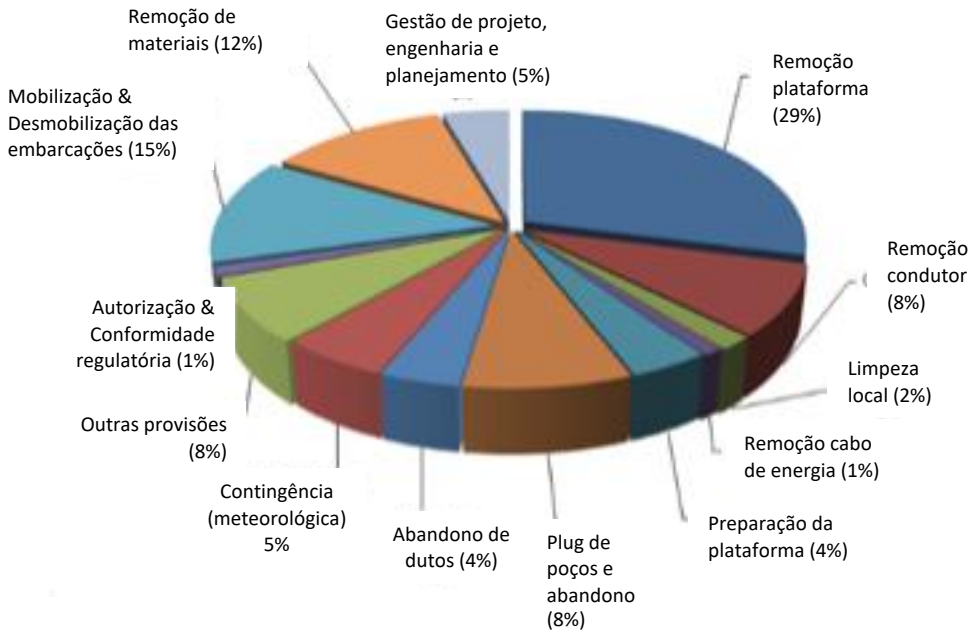


Figura 41 - Repartição de custos de descomissionamento por categoria (Fonte: PROSERV, 2010)

Os principais custos estão relacionados às plataformas, aproximadamente 29%, o que aumenta o interesse na extensão de vida delas. Dos 23 campos propostos pelo modelo, em função da lâmina d'água, foram selecionados seis para auxiliar na definição da faixa de custos, conforme apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Seis campos utilizados para estimativa de custo de descomissionamento (Fonte: Elaboração própria com base em PROSERV, 2010)

	Project A	Edith	Gina	Henry	Hogan	Houchin
Lâmina d'água (m)	57	49	29	52	47	50
Quantidade de materiais removidos (t)	3457	8038	1006	2832	3672	4227
Custo total (milhões USD)	26	29	12	29	34	33

Através da variação da quantidade de materiais que precisa ser removida é possível concluir a particularidade de cada projeto, seja pelo número de poços, plataformas, dutos e cabos, por exemplo.

3.1.2.5 Interação entre os setores

O processo de licenciamento ambiental no setor de O&G no mar já está em estágio maduro. Muitos foram os aprimoramentos já implementados buscando manter a qualidade, efetividade e segurança, aumentando, ao mesmo tempo, sua eficiência. Entretanto, o mesmo não pode ser afirmado sobre o descomissionamento (SCHAFFEL *et al.*, 2017).

O estado da arte do licenciamento das atividades petrolíferas determina a necessidade do entendimento das condições meteorológicas, oceanográficas, geológicas e geomorfológicas das áreas em que se objetiva operar o campo. A partir das mesmas são identificados e avaliados os processos e os fenômenos associados às atividades que potencialmente podem causar impactos e riscos socioeconômicos e à biota (SCHAFFEL *et al.*, 2017).

Assim, o potencial de reaproveitamento de dados do setor de O&G no processo de avaliação de impacto ambiental dos parques eólicos é altíssimo. Isso porque o levantamento de espécies bênticas, pelágicas, mamíferos marinhos, ornitológico também é necessário para o licenciamento dos ativos em operação. O impacto sobre a costa para

a instalação dos cabos e subestação *onshore*, assim como o processo costeiro e a atividade humana também podem ser avaliados à luz do conhecimento adquirido pelo setor petrolífero em décadas de operação em praticamente todo o litoral brasileiro.

Schaffel *et al.* (2017) listaram uma série de dados, já demandados pelo IBAMA durante o processo de licenciamento ambiental petrolífero para o Diagnóstico do Meio Físico para Regime de Ventos, que poderiam ser compartilhados:

- mapas com grade de intensidade e direção ou campos de vento das Normais Climatológicas de média, máxima e mínima;
- gráfico da intensidade com mínima, primeiro quartil, média, terceiro quartil e máxima;
- histogramas direcionais dos ventos nas regiões;
- distribuição das frequências conjuntas de intensidade e direção do vento, com 8 (oito) classes de direção (N, NE, E, SE, S, SO, O, NO) e de 5 a 10 classes de intensidade, com os percentuais marginais.

Em um outro sentido, o benefício da interação entre os setores pode ocorrer no lado petrolífero durante o aprimoramento da regulação do licenciamento para o descomissionamento das atividades. Mudanças no sentido de regulamentar uma análise multicritério para definição da melhor solução de abandono das estruturas têm sido uma tendência na última década nas regiões com grande atividade petrolífera em campos maduros e a inclusão da avaliação da reutilização do campo a ser abandonado para o comissionamento eólico podem ser alternativas interessantes (SCHAFFEL *et al.*, 2017).

A reutilização de estruturas e plataformas da indústria petrolífera que seriam abandonadas, como a infraestrutura do parque eólico, representam, uma alternativa para as futuras atividades de abandono e exemplificam uma possível relação simbiótica entre os setores. O termo simbiose seria pertinente neste caso, pois caso a plataforma não seja reutilizada, ela teria de ser desmontada, retirada e vendida como sucata, se não for simplesmente abandonada. O reaproveitamento pelo parque eólico permitiria assim a continuidade do ciclo de vida da estrutura e benefícios mútuos (BARROS *et al.*, 2017; LEGORBURU, 2018).

No contexto brasileiro, conforme apresentado, BARROS *et al* publicaram na OTC (*Offshore Technology Conference*) em 2017 os estudos conduzidos a respeito da avaliação da viabilidade técnica de reutilização das plataformas do Nordeste para a instalação de turbinas. Os estudos apontam para resultados favoráveis aos efeitos de corrosão e fadiga, questões consideradas críticas na avaliação. Duas limitações do estudo devem ser consideradas: a pequena base de dados públicos e o estudo de caso focado nas condições oceânicas de Sergipe.

Assim como no Mar do Norte, a interseção entre o mapa de previsão de abandono e potencial eólico da costa brasileira desperta imediato interesse. Segundo BARROS *et al.* (2017), a Figura 42 apresenta a quantidade de plataformas coloridas e separadas pelo ano em que completam 25 anos de vida útil (2015 – vermelho; 2020 – laranja; 2025 – azul; 2030 - verde). Ao comparar os mapas fica evidente que a Bacia Potiguar, incluindo o Ceará e Rio Grande do Norte, é a área com maior potencial eólico da costa e maior quantidade de plataformas com mais de 25 anos de operação (laranjas e vermelhas).

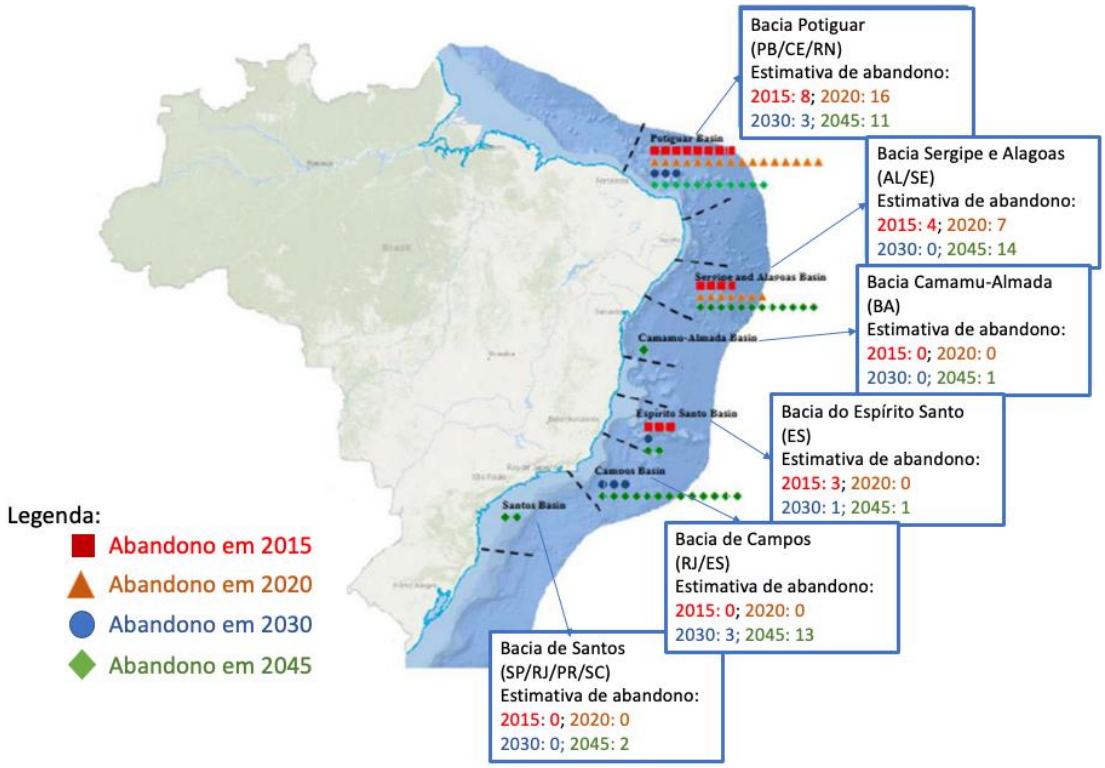


Figura 42 – Previsão de abandono das plataformas fixas da costa brasileira (Fonte: adaptação de BARROS *et al.*, 2017)

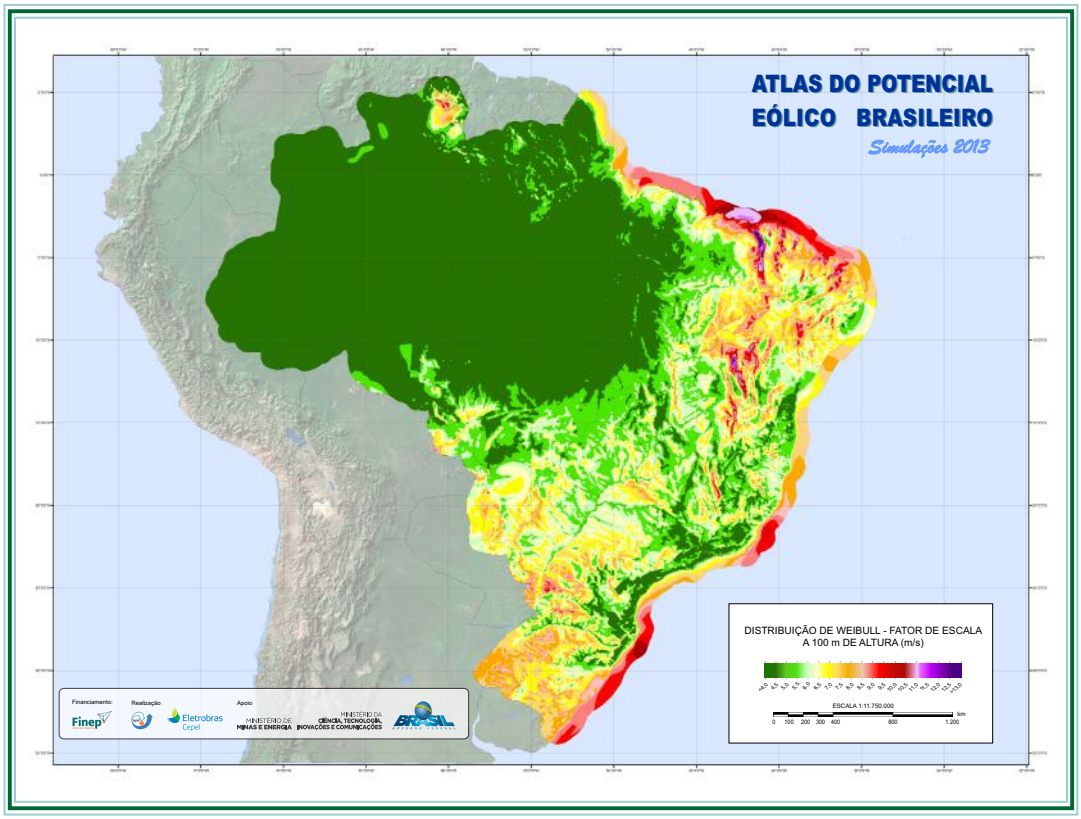


Figura 43 - Mapa temático fator de escala “c” (m/s) de *Weibull* a cem metros (Fonte: CEPEL, 2018)

O Nordeste brasileiro é reconhecido pelo grande potencial eólico (Figura 43) e, em 2018, abrigava 85% da capacidade de geração desse tipo instalada em solo nacional (ANEEL, 2019). Na região existe possibilidade, após o descomissionamento, de reutilização das plataformas fixas para outros fins, dentre os quais, a geração de eletricidade eólica parece ser interessante. A localização dos ativos petrolíferos é claramente vantajosa. A maior parte das plataformas fixas está próxima à costa, instalada em águas rasas, a algumas milhas de grandes metrópoles que, por sua vez, possuem elevada demanda energética. São, então, fatores que diminuem o custo de geração e transmissão.

A interseção entre as atividades de abandono e a penetração do setor eólico pode ser vista como uma oportunidade de expansão do setor de energia no mar do Brasil. A perspectiva de revisão da regulamentação do descomissionamento pela ANP e a ausência do marco regulatório do setor eólico representam uma oportunidade para a elaboração de um planejamento estratégico.

Outra força motriz para a aproximação entre os setores é o aproveitamento do espaço marinho por atividades econômicas que permitam sua efetiva ocupação dentro de

bases sustentáveis, mas também nacionais. A zona de interesse econômico de cada país, além de ser um aspecto geopolítico relevante, fora as atividades petroleiras e pesqueiras, efetivamente ainda não resultaram em uma escala e diversidade que permitam falar em um crescimento natural, sustentável e simbiótico.

Entretanto, a expansão da economia do mar no litoral brasileiro deve ser orientada para a sua sustentabilidade e, para isso, é necessária uma avaliação ambiental integrada, que observe a inter-relação dos aspectos biofísicos, sociais e econômicos (LIMA, 2011). A avaliação da reutilização das áreas dos campos maduros deve ser incluída no planejamento estratégico territorial e ambiental do setor eólico *offshore* no país por potencialmente reduzir o impacto ambiental e social da atividade ao explorar uma área já conhecida e impactada pela atividade humana.

A AAE (Avaliação Ambiental Estratégico) é o instrumento de planejamento público e privado que, segundo Partidário (2007), integra a variável ambiental aos processos de tomada de decisão de modo formal e sistemático. Sua adoção pode permitir um diagnóstico ambiental em escala regional e setorial capaz de avaliar os impactos cumulativos e sinérgicos no litoral brasileiro em razão das atividades eólicas e petrolíferas, auxiliando o planejamento de programas de desenvolvimento e investimentos.

3.1.3 Cogeração – Fornecimento de energia elétrica de um setor para o outro

A demanda energética dos campos de petróleo e gás no mar é atendida por combustíveis fósseis como óleo cru, diesel e querosene e gás. No caso do uso de óleo cru, diesel e querosene representa uma redução de emissões a eletrificação ou o uso de turbinas a gás, mesmo que esta última alternativa seja menos eficiente do que as turbinas ciclo combinado instaladas em terra.

Dentro das operações de um campo de petróleo há diversos equipamentos que demandam eletricidade para produção, injeção, elevação e escoamento, separação e tratamento, como as bombas usadas para elevação da produção. Ademais, as unidades precisam de eletricidade e sistemas de refrigeração ou aquecimento.

Dessa forma, a integração dos campos de petróleo com parques eólicos representa além de uma integração, uma simbiose, já que podem resultar em ganhos mútuos. O

fornecimento de energia elétrica gerada a menores distâncias se comparado com a conexão com o grid *onshore* pode representar menores custos, maior eficiência energética e menores emissões de CO_2. A intermitência inerente da geração eólica poderia ser solucionada com sistemas de backup seja por geradores a combustíveis fósseis ou por baterias em função de otimização de custos.

Em geral, no planejamento inicial do desenvolvimento do campo a malha de drenagem, isto é, a quantidade e posicionamento dos poços produtores, injetores, quando existentes, e das unidades de produção é otimizada a fim de maximizar o retorno econômico dos projetos. Dessa forma, a maximização do fator de recuperação (FR) do campo no horizonte da sanção do projeto é função do *payback* dos investimentos dentro do prazo de licença dos campos.

Os mecanismos de recuperação primária, secundária e terciária representam alternativas para elevação do fator de recuperação dos campos petrolíferos. Entretanto, demandam uma capacidade de geração elétrica adicional, que no estado da arte atual são inviáveis economicamente. Neste sentido, a cogeração a partir de turbinas no mar pode ser além de viável, desejável.

O projeto eólico *Beatrice* é um exemplo que ilustra tal alternativa de sinergia entre os setores. O campo de petróleo localizado na costa da Escócia iniciou sua produção em meados de 1970 e teve seu pico em 1985. Em 2007, a *Talisman Energy* optou pela instalação de energia eólica para extensão de vida do campo maduro. Duas turbinas de capacidade de 5 MW foram comissionadas em lâmina d'água de 45 metros e distância de 2 km até a plataforma de produção (*Beatrice Alpha* Unit). O tipo de fundação utilizada foi jaqueta acoplada a torre tubular. A geração eólica substituiu um terço da eletricidade importada do continente, que até então era a única fonte de eletricidade (SCHAFFEL; WESTIN; LA ROVERE, 2017).

A instalação das duas turbinas serviu de testes para a avaliação do potencial eólico da região. Em 2009, a parceria entre as empresas *SSE Renewables* e *SeaEnergy Renewables* recebeu a autorização para exploração do recurso eólico no norte do campo em que as turbinas foram testadas. O projeto conceitual foi submetido em 2012 e dois anos depois foi concedida a licença. O parque eólico Beatrice começou sua construção em 2017 e um ano depois iniciou exportação de energia para o grid. O comissionamento

de uma potência total de 588 MW está previsto para 2019 através de 84 turbinas de 7 MW de potência cada fornecidas pela *Siemens Gamesa* (CABE, 2015 ; REPSOL, 2017).

3.1.4 Pesquisa e desenvolvimento: novas tecnologias

Uma das características que permitiu o setor de óleo e gás ultrapassar barreiras tecnológicas e abrir novos mercados foram os investimentos em pesquisa e desenvolvimento e a capacidade de inovação a partir do desenvolvimento científico exterior à indústria, como ocorreu com as atividades de cimentação e geofísica, por exemplo.

Todas as grandes operadoras de petróleo possuem centros de Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação. Apesar de desenvolverem e testarem tecnologias pioneiras dentro dos mesmos, os locais também permitem a apropriação de tecnologias externas, que são então adaptadas as condições específicas dos campos petrolíferos. No entanto, nos setores onde a competência e a tecnologia estão distantes, elas sempre preferiram as parcerias.

A tendência de desenvolvimento de tecnologias específicas para o setor de petróleo foi a terceirização para os fornecedores e a ampliação de parcerias entre operador e fornecedor ou entre operadoras. Do lado das operadoras a busca é por garantia de acesso à tecnologia por menores preços e adaptadas às suas necessidades. Já para os fornecedores, o domínio da tecnologia compensa a simetria da negociação com as petroleiras. Ademais, a associação permite o acesso a dados reais para desenvolvimento adequado das tecnologias, rápido teste dos equipamentos em condições reais, validação da nova tecnologia e garantia de mercado. Tal fato, expandiu o número de parcerias entre operadoras e fornecedores.

As características principais do setor de petróleo e gás que permitiram essa configuração de desenvolvimento tecnológico são as receitas extraordinárias advindas da produção, o horizonte de longo prazo dos projetos e a extensa cadeia produtiva.

Nos últimos anos a Petrobras tem seguido esta tendência global ampliando suas alianças estratégicas de desenvolvimento tecnológico com outras operadoras, tanto no setor petrolífero como no de energias renováveis. Dois exemplos de *majors* com as quais a petroleira brasileira se associou são a *Equinor*, buscando melhoria no aproveitamento

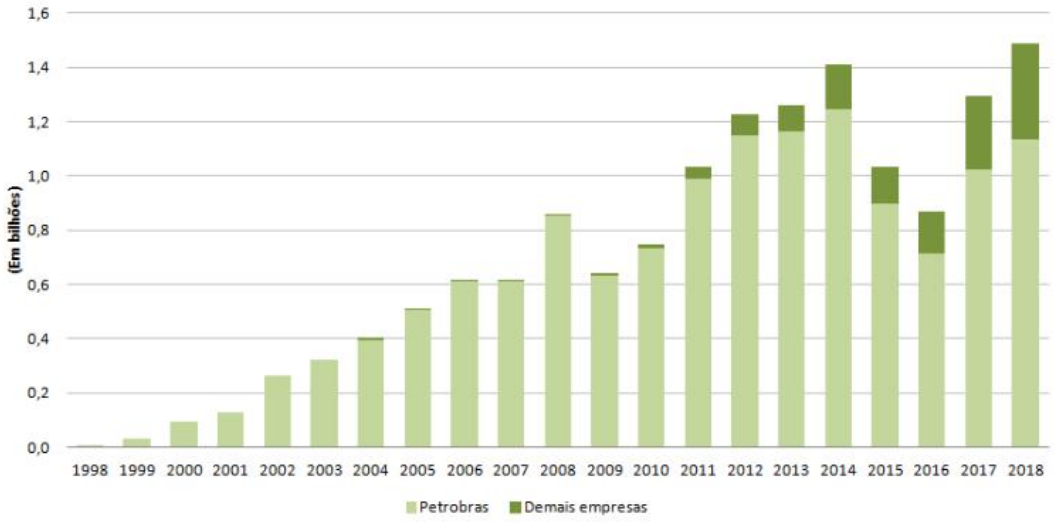
de campos maduros e aprendizagem em projetos eólicos *offshore*, e a Total, focando em reservatórios com elevada presença de CO_2 e no lado renovável nos setores de energia solar e eólica.

Este modelo tem potencial de ser aplicado na indústria eólica *offshore*. Isso porque assim como na indústria petrolífera, o ganho de abertura de novos mercados pode permitir o aumento de escala e internacionalização necessários para a redução de custo e aumento de atratividade econômica dos projetos.

O alto risco inerente das atividades petrolíferos e agravados pelas operações *offshore*, somados com capital intensivo e demanda de longo prazo de maturação das tecnologias podem resultar em investimentos aquém do necessário por parte das operadoras. Assim, políticas públicas corretivas são necessárias a fim de garantir os investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação.

A Lei nº 9.478 de 06/08/2017 estabeleceu como função da ANP o estimulo a pesquisa e a desenvolvimento tecnológico. Um dos instrumentos utilizados pela reguladora é a cláusula de obrigatoriedade de despesas qualificadas em PD&I em função do valor bruto da produção anual de petróleo e gás do campo, seguindo condições específicas de cada modalidade de contrato (concessão, partilha e cessão onerosa).

Segundo a ANP, entre 1998 e o 3º trimestre de 2018 cerca de 14,84 bilhões já foram investidos em PD&I, sendo 91% pela Petrobras (Figura 44). Somente em três trimestres o ano de 2018 já alcançou o maior volume de capital investido, cerca de 1,487 bilhão de reais, e a maior parcela das demais empresas excluindo a Petrobras 23,8%.



Fonte: Sigepe, SPG/ANP e SPD/ANP

Notas:

1) Os valores declarados poderão sofrer ajustes após auditoria da ANP.

2) Com relação às obrigações geradas por meio dos contratos de partilha, foram considerados os valores até julho de 2018.

Figura 44 - Volume de obrigações geradas por ano até o 3º trimestre de 2018 (Fonte: ANP, 2018)

Vale ressaltar, que os investimentos não precisam ser feitos somente no setor petrolífero. É nesse sentido que este PD&I pode representar uma oportunidade para o desenvolvimento do infante setor eólico *offshore*. O projeto de instalação da primeira turbina eólica *offshore* da Petrobras no campo de Ubarana utilizando este tipo de recurso ilustra este potencial de transversalidade.

3.1.5 Outros

3.1.5.1 Base de dados de fornecedores

Através da cadeia de fornecedores já desenvolvida e avaliada pelas empresas petrolíferas é possível definir um sistema de pré-qualificação para as empresas do setor eólico.

Segundo Douglas Westwood (2012), um órgão capaz de pré-qualificar os fornecedores comuns permitiria uma maior eficiência nas contratações. Isso porque seriam necessárias menores especificações em cada compra, os fornecedores se tornam mais acessíveis, o que permite um ganho de tempo na elaboração dos projetos, e transparentes, permitindo maior capacidade de retorno de performance.

No caso de operadoras petrolíferas expandirem suas atividades incorporando projetos eólicos, os mesmos poderiam se beneficiar diretamente da base de dados de fornecedores e em alguns casos contratos de escopo maior como o compartilhamento de estruturas de logística, como embarcações de apoio.

3.1.5.2 Contratos e Procedimentos de acompanhamento de projeto

A indústria petrolífera em função da sua maturidade e de suas atividades transnacionais teve que elaborar sistemas complexos de gestão que permitissem ao mesmo tempo controle, conformidade e eficiência.

As características dos projetos petrolíferos *offshore* massivamente intensivos em capital, altamente alavancados e investimentos de longo prazo demandaram da indústria uma diversificada e sofisticada arquitetura de contratos e procedimentos de acompanhamento de projetos.

As mesmas dificuldades serão encontradas pelo setor eólico em sua expansão para o mar. Dessa forma, a experiência adquirida pelo setor petrolífero em megaprojetos deve ser apropriada a fim de aumentar a eficiência na gestão.

Um exemplo neste sentido é o projeto SCCoP desenvolvido no Reino Unido que buscou simplificar os processos e procedimentos a partir de um código de melhores práticas. Através da redução de gastos desnecessários e aumento do valor agregado criaram-se três níveis de conformidade (ouro, prata e bronze) atrelados a certas condutas.

3.1.5.3 Projetos públicos

Apesar da tendência global de transição energética, o setor petrolífero em função da sua importância econômica recebe uma série de subsídios através de projetos que podem indiretamente beneficiar o setor eólico.

No Brasil, através do Ministério de Minas e Energia e do Meio Ambiente muitos estudos com abrangência multidisciplinar e com foco em desenvolvimento regional são conduzidos a fim de definir o planejamento estratégico nacional. Um projeto que exemplifica tal ponto é o *Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares* (AAAS) em bacias marítimas e terrestres brasileiras.

Através da análise de diagnóstico socioambiental das bacias sedimentares e da identificação de potenciais impactos socioambientais decorrentes das atividades de

exploração e produção de óleo e gás nas mesmas, o governo define estratégias de desenvolvimento. Assim, com o início do setor eólico *offshore* no país, esta alternativa pode ser inserida.

3.2 Análise de Custo

Esta seção tem por objetivo avaliar potenciais sinergias que possam resultar em reduções de custos entre as indústrias eólica e de petrolífera no mar. A metodologia utilizada nesta seção será de, inicialmente, estimar um custo base para um parque eólico marinho no Brasil com o estado da arte e tendo como referência os preços de 2018 (NREL, 2018). Com isso, em seguida, serão analisadas as reduções possíveis de custo em função da interação que pode ocorrer entre os setores óleo e gás, elétrico, naval e serviços marítimos no contexto brasileiro. As metodologias desses dois objetivos estão descritas nas seções adiante e, em seguida, será apresentado o resultado final do cálculo do custo de capital e de operação, considerando as reduções em cada item de custo do projeto.

Os relatórios utilizados foram publicados por três distintos atores do setor eólico *offshore*: NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), IEA (*International Energy Agency*) e *Crown Estate*, a monarquia inglesa. Apesar de cada um atuar em uma esfera diferente, todos utilizam o mercado europeu como referência, tanto sua base tecnológica como custos. Ademais, utilizam revisão bibliográfica semelhante, principalmente no caso do NREL e IEA.

O NREL é o laboratório nacional do Departamento de Energia dos EUA. Ele tem sido o principal fornecedor de relatórios para o setor eólico norte-americano e é um dos laboratórios que fornece estudos para o IEA. Através de publicações anuais, tem fornecido importante contribuição para a elaboração de uma base de dados representativa da evolução dos custos e estado da arte dos parques eólicos. Nesta seção será utilizado o relatório de 2018, com base nos projetos de 2017, para estimar o custo da linha de base do estudo de caso.

O IEA no escopo do projeto *Task 26* financiou, em 2016, a elaboração pelo NREL de um documento detalhado a respeito dos custos fixos e operacionais. O IEA foi fundando em 1974 com o objetivo de ampliar a colaboração entre os países membros de projetos energético. O IEA-Wind representa o segmento dedicado ao setor eólico e inclui a Dinamarca, Alemanha, Irlanda, Holanda, Noruega, Comissão Europeia e os EUA.

O *Crown Estate* é o proprietário de toda a Zona Econômica Exclusiva do Reino Unido e possui o direito de exploração de todas os recursos naturais da plataforma continental, excluindo óleo, gás e carvão. Na fase inicial do setor eólico no Mar do Norte, relatórios com a especificação de cada atividade necessária para a instalação de uma usina eólica foram publicados em paralelo aos processos licitatórios. Em 2008, foi anunciado o leilão de nove áreas de desenvolvimento e sua linha de base elaborada pela consultora BVG Associates. O documento apresenta uma extensiva e detalhada lista de itens que foi essencial para o acesso das potenciais áreas que o setor petrolífero brasileiro poderia cooperar com a transição da indústria eólica da terra para o mar.

Os modelos apresentam diferentes anos de referência, categorias, moedas e base tecnológica. Assim, nesta etapa, optou-se por utilizar USD/MW como unidade e atualizar a moeda para o dia 31/12/2018 em todos os relatórios utilizados em função das diferentes moedas e anos de referência. O Relatório do IEA, cujos dados estavam inicialmente em EUR com ano de referência de 2016, teve seus valores inflacionados até 2018 de acordo com o FMI (Fundo Monetário Internacional) e então convertidos para USD de acordo com a taxa do FED (*Federal Reserve System* ou sistema de bancos centrais dos Estados Unidos da América). Já o advindo do *Crown Estate* foi desenvolvido em 2008 e, por isso, teve a correção inflacionária feita até 2018 e depois foi convertido de GBP para USD. A Tabela 4 descreve os fatores de conversão utilizados para essa normalização de unidades.

Conforme apresentado na Tabela 6, o Relatório do IEA, inicialmente em EUR com ano de referência de 2016, teve seus valores inflacionados até 2018 de acordo com o FMI e então convertidos para USD de acordo com a taxa do FED. Já o advindo do *Crown Estate* foi desenvolvido em 2008 e, por isso, teve a correção inflacionária feita até 2018 e depois foi convertido de GBP para USD.

Tabela 6 - Tabela de conversão dos relatórios para USD data de referência 31/12/2018

Fonte	Ano do relatório	Localizaçã o	Moeda base	Correção inflação*	Correção cambial para USD **
NREL	2018	EUA	USD		
NREL	2017	EUA	USD	1,024	
IEA	2016	EU	EUR	1,036	1,146
Crown Estate	2008	UK	GBP	1,252	1,276
PDE	2018	BRA	BRL		3,880

* FMI

** FED em 31/12/2018

3.2.1 Definição do valor de base

Para realizar a estimativa de redução de custo foi feita uma revisão bibliográfica de modelagens de custo, buscando por valores representativos do ano de referência do projeto e com certo grau de detalhamento.

O custo atualizado mais representativo para o estudo de caso foi o elaborado pelo NREL, que tem publicado relatórios anualmente com o objetivo de orientar o início do mercado dos EUA. A fim de confirmar a representatividade do valor proposto, ele foi comparado com outros três modelos. Para tanto, foi necessário trazer todos ao ano de referência (2018), convertê-los para mesma moeda (USD) e elencá-los em categorias similares.

A estimativa de custo da usina eólica, conforme descrito anteriormente, será utilizada para a avaliação da potencial redução de custo e para a definição da linha de base em 2018. Além disso, a interação com o modelo de estimativas de redução de custo demanda um mínimo de granulometria dos custos e, por isso, foram excluídos relatórios com valores únicos para todo o projeto, como os da IRENA (2017) e IEA (2018).

3.2.2 Estimativa de custo

3.2.2.1 Custo de capital de um Parque eólico

A revisão bibliográfica identificou duas fontes principais para os custos fixos dos parques, NREL (2018*) e* Crown Estate (2008). O primeiro emite relatórios anuais que foram fundamentais para o acompanhamento da evolução dos custos e tendências tecnológicas e o segundo permitiu a compreensão dos custos de forma mais detalhada.

Após atualização, pode-se comparar os valores e verificar a evolução do custo do capital (Tabela 7). Em dez anos houve uma queda no CAPEX sem financiamento de 22%. O custo das turbinas se sobressai: sobre as estruturas fixas é equivalente a 40% do CAPEX, já as flutuantes representam 30% do custo total proposto pelo mais recente relatório do NREL. O custo financeiro varia entre 10 e 20% do custo total entre os documentos. A consideração ou não e de que maneira o custo de abandono do projeto (DECEX) é tratado parece um elemento relevante na diferença.

Tabela 7 – Estimativa de custo de CAPEX por elemento em USD/kW (Fonte: Elaboração própria)

	Fonte	NREL (2018)		NREL (2017)	IEA (2016)	Crown Estate (2008)
	Tipos de fundações	fixas (base)	flutuantes	fixas	fixas	fixas
1	Turbina	1557	1521	1541	1776	1917
2	Balanço do sistema	2289	3318	2166	2232	3031
2.1	Montagem e instalação	288	137	893	578	1278
2.2	Infraestrutura elétrica	1106	1175	421	601	543
2.2	Acessibilidade, testes e porto	56	67	22	0	32
2.2	Substruturas e fundações das turbinas	613	1653	654	762	959
2.2	Eng., Gerenciamento & Desenvolvimento	226	286	140	291	251
3	Custo financeiro	690	766	982	435	0
3.1	Seguro	40	51	47	57	0
3.2	DECEX	46	22	227	0	0
3.3	Contingência	279	290	407	378	0
3.4	Comissionamento da planta	40	51	0	0	0
3.5	Financiamento p/. construção	285	352	301	0	0
	CAPEX (USD/kW)	4536	5605	4689	4443	0

Entre as estimativas de custo do Crown Estate (2008) e do NREL (2018) existem discrepâncias notáveis, esperadas devido ao tempo decorrido entre os dois relatórios, já que se trata de uma indústria emergente e com alta velocidade de aprendizagem (IRENA, 2018). As classes que mais variaram foram a montagem & instalação, com forte queda da última, e a infraestrutura elétrica, apresentando também aumento. Houve ganho de custo (escala, aprendizado e escopo), mas também ocorreu um ganho tecnológico.

A comparação dos custos de uma indústria infante é naturalmente difícil, particularmente quando se aceleraram os avanços organizacionais, produtivos e técnicos. Por entender que o relatório do NREL (2018) representa o estado da arte do setor, assim como suas estimativas mais próximas, optou-se por utilizar seus valores como base para a estimativa do custo do parque no estudo de caso deste trabalho.

Por fim, na Figura 45 é apresentada a desagregação do CAPEX de 4536 USD/kW e dois pontos merecem destaque. Em primeiro lugar, observa-se que a turbina é o equipamento mais caro do sistema, representando pouco mais de um terço de todo investimento inicial. Em segundo lugar, o conjunto que forma o Balanço do Sistema, que inclui todos os elementos necessários na usina para permitir que a geração da turbina seja transmitida até a costa, equivale a 50,5% dos custos. Essa proporção de custos foi utilizada como referência nos cálculos do CAPEX do estudo de caso.

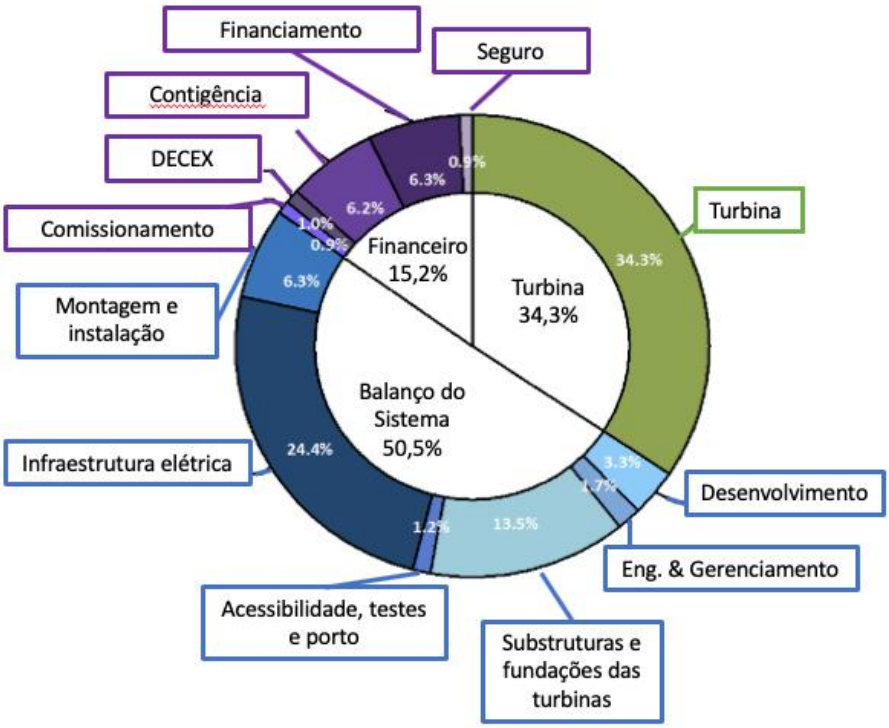


Figura 45 – CAPEX do projeto de referência com fundação fixa (Fonte: NREL, 2018)

3.2.2.2 Custos operacionais de um parque eólico

Depois da instalação e do comissionamento, a operação e manutenção de um ativo produtivo geram custos fixos (por exemplo: manutenção programada e arrendamentos ou *leases*[9]) e variáveis (por exemplo: manutenção não programada), apropriadamente denominados como custo operacional, e, por convenção, em inglês abreviado como OPEX (*Operational Expenditures*). Assim como no caso do custo do capital, o valor estimado pelos quatro relatórios é comparado. O objetivo é melhor conhecer a composição do custo, como ele evoluiu e confirmar a representatividade do modelo NREL (2018).

O NREL apresenta os custos fixos e variados juntos através de uma estimativa anual de custo por MWh gerado. Tal simplificação converte o custo operacional para uma única variável que pode ser expressa como USD/MW.ano. O relatório do IEA foi elaborado pelo mesmo órgão e, por isso, segue a mesma definição.

[9] Acordo em que o proprietário autoriza a empresa a utilizar economicamente sua propriedade em um determinado período de tempo e por um determinado retorno financeiro.

As atividades de operação incluem as operações de gestão de projeto e administração, a gestão da marinha, previsão do tempo e monitoramento das condições meteorológicas, além das instalações de suporte para as operações, coordenação e monitoramento de HSE (*Health, Safety and Environmental*), seguros e *leases* anuais e taxas aos órgãos administrativos. O custo da mão de obra fixa está incluso em todas essas atividades.

Os custos de manutenção incluem as atividades de manutenção programadas e não programadas no mar e na costa. Quando são necessárias intervenções diretamente na usina podem ser necessárias peças extras, equipe de mergulho, instalação e conserto de cabos e embarcações que permitam a elevação de peças através de guindaste, como o *jack-up*.

Conforme a Tabela 8, os valores são comparados em milhões USD/MW/ano no ano de referência de 2018, o que demandou conversão de moedas e a correção dos preços quanto à inflação, conforme Tabela 6.

Tabela 8 – Comparação de valor de custo (Fonte: Elaboração própria)

Fonte	NREL (2018)		IEA (2016)	Crown Estate (2008)
Tipos de fundações	fixas (base)	flutuantes	fixas	fixas
Operação	31	31	36	105
Manutenção	113	55	80	23
OPEX (mil/MW.ano)	144	86	117	128

Apesar da constante busca por reduções de custo do setor, entre o relatório de 2016 e 2018 a estimativa de manutenção aumentou. É estimada uma redução de custo operacional em parques flutuantes em comparação com os fixos. A economia do custo de manutenção explica a diferença. Isso porque os tipos de função podem permitir o reboque da turbina até a costa para manutenção ao invés de exigir todas as operações *insite* (no local), reduzindo o custo.

3.2.2.3 Estimativas de sinergia potencial

Após o cálculo da estimativa de custos para o cenário base, serão calculadas as estimativas de sinergia potencial entre os setores óleo e gás, elétrico, naval e serviços marítimos no contexto brasileiro.

São três os principais critérios utilizados para avaliar a potencial sinergia entre os setores: desenvolvimento da cadeia de fornecimento, nível de similaridade entre as atividades e aplicação do elemento comum em múltiplas fases do ciclo de vida do projeto.

O presente trabalho busca apresentar uma faixa de redução de custo nos campos de petróleo do país. Em razão das características particulares das atividades petrolíferas no Brasil, os futuros parques eólicos podem mitigar despesas em razão da experiência e competência adquirida, além de usufruírem da existência de ativos complementares. A maior petroleira brasileira, a Petrobras, é reconhecida mundialmente por sua capacidade de operação no mar e seu profundo conhecimento da costa. Em função de seu extenso portfólio, tem grande potencial de redução de custos em instalações eólicas *offshore*.

Não se pode negar, entretanto, que existe elevado grau de incerteza no reaproveitamento do conhecimento, dos dados, equipamentos e das estruturas que servem ou serviram ao setor petrolífero. A decomposição dos custos de capital e operacionais também permite identificar disparidades entre os diversos elementos formadores. Por isso, considerou-se uma faixa de probabilidade mínima e máxima do potencial de sinergia de custos, considerando o estado da arte atual, a literatura técnica sobre o assunto e o histórico de atividades no Brasil, descritos na Tabela 9.

A possibilidade de ganho pode ser alta, baixa e inexistente, sendo que muito alta ou simplesmente alta, razoavelmente baixa ou baixa. Em termos probabilísticos supõe-se que a baixa tem probabilidade de a 0 a 25% e a alta de 50 a 75%, logo a razoavelmente baixa representa uma faixa intermediária de 25 a 50%. A muito alta foi utilizada exclusivamente para os itens de custo que poderiam ser reutilizados em sua integridade, a possível necessidade de adaptação foi incorporada através da probabilidade mínima.

Tabela 9 – Definição de Probabilidades (Fonte: Elaboração própria)

Potencial de sinergia		Probabilidade		Exemplos
		Mínima	Máxima	
Alto	Muito alto	75%	100%	Estrutura da subestação *offshore*
	Alto	50%	75%	Levantamento geotécnico
Baixo	Razoavelmente baixo	25%	50%	Levantamento ornitológico
	Baixo	0%	25%	Cabos de exportação
Inexistente	Inexistente	0%	0%	Turbina

- Acessibilidade, testes e porto

Em relação aos portos, as atividades de óleo e gás também demandam grande espaço. Por isso, em regiões com grande atividade do setor, estima-se que a adaptação para a montagem e estocagem de materiais não será muito elevada. Os portos que já fornecem serviços para os campos petrolíferos maduros possuem potencial de sinergia muito alto.

Outra oportunidade é o uso da capacidade ociosa do setor naval brasileiro, tanto de embarcação, como estaleiros e mão de obra. Segundo Duque Dutra (2015), em função da desaceleração da economia brasileira e da mudança de direção no Plano de Negócios da Petrobras, o setor que vivia um *boom* sofreu uma forte queda que resultou no fechamento de diversos estaleiros, como o Mauá e o Eisa. Além do custo afundado, o custo social pode ser ilustrado através dos empregos perdidos. Em 2014, o setor empregava 82 mil funcionários e a partir de julho de 2015 houve a destruição de 40 mil desses postos de trabalho, praticamente a metade. Em 2019, não existem mais de 5 mil empregos diretos

Na última década, o setor naval europeu começou a desenvolver soluções especializadas para o setor eólico *offshore* como *Windnea La Cour*, construído pela *Ulstein Verft Norway* e operado pela *Bernhard Schulte* para a *Siemens Wind Power*. Esta embarcação é usada no parque *Gemini*, na Holanda, e sua principal vantagem é que permite o acesso seguro às turbinas; tal contribuição é vista como fundamental para a melhoria do HSE durante as atividades de O&M e instalação (Schaffel *et al.*, 2017).

- Instalação

Outro item que pode se beneficiar diretamente do desenvolvimento da cadeia de fornecimento marítimo é o de instalação.

A janela de operação na costa brasileira representa outra atratividade para o setor eólico *offshore*, principalmente se comparada com a da Europa. Em função das condições climáticas do país, as atividades de instalação e comissionamento podem ocorrer praticamente durante todo o ano. O compartilhamento da mão de obra e a experiência já adquirida da mesma podem permitir benefícios para ambas as partes.

A operação de instalação das fundações engloba o transporte e a fixação das estruturas, logo embarcações e operações. O mercado europeu reconhece a necessidade de melhora na eficiência e custo. A instalação de jaquetas é considerada uma atividade madura no país e, por isso, o potencial de sinergia é considerado muito alto, o oposto foi definido para a instalação das turbinas.

O setor petrolífero brasileiro possui grande experiência na instalação de cabos e estruturas *offshore* e no uso de ROV em decorrência da quase exigência do uso desses equipamentos em águas ultraprofundas, incluindo o pré-sal.

Todos os tipos de embarcações que operam nos campos petrolíferos podem ser compartilhados com o eólico a partir de pequenas mudanças. Por conseguinte, supõe-se que as embarcações possam ser utilizadas diretamente para a instalação dos cabos e estruturas e adaptadas para as turbinas.

No escopo deste projeto optou-se pela reutilização das plataformas, o que demandaria um *retrofit* da estrutura e representa um muito alto potencial de sinergia.

- Engenharia, gerenciamento e desenvolvimento

A capacidade organizacional da operadora de petróleo, sua experiência e base de dados podem ser aplicadas em diversas fases deste item. Apesar de representar somente 5% dos custos, logo possuir um baixo impacto direto, a aceleração da instalação e o aumento de eficiência podem permitir a aceleração do retorno dos investimentos e diminuir as incertezas de autorização e licenciamento.

Existe um elevado nível de similaridade entre as atividades de coordenação de atividades marinhas e ambientais que pode beneficiar o parque eólico. O mesmo ocorre

em relação à base de dados necessária para avaliação do impacto ambiental e gestão das atividades de instalação e operação e manutenção.

Sem dúvida, nesta etapa não faltam sinergias e, embora a elaboração do projeto não corresponda a mais de 5% do valor do investimento, a informação obtida tem relevante impacto na mitigação posterior de custos diretos e indiretos. Excluindo os subitens que já tiveram seu baixo potencial justificado, os levantamentos necessários para o conhecimento detalhado da área já foram realizados nos campos maduros.

Em função da grande atividade petrolífera na costa, há uma base de dados das espécies (bênticas, pelágicas, mamíferos marinhos e ornitológicos) e ecossistemas que muito provavelmente pode ser incorporada pelo setor eólico, reduzindo o custo necessário de levantamento. A existência de unidades nas áreas analisadas maximiza essa questão e facilita a coleta de dados adicionais que sejam necessários.

O levantamento ornitológico é um dos exemplos que necessita de estudos adicionais mais aprofundados devido ao risco de colisão com as pás das turbinas, mesmo as plataformas de petróleo também, possuindo o mesmo risco. Entretanto, a redução de custo é provável em decorrência da experiência adquirida nas operações e da disponibilidade de estações para a observação e instalação de sensores.

Tendo em vista o contexto brasileiro, o presente trabalho propõe a utilização da jaqueta como fundação para as turbinas. Tal opção pode reduzir o custo de avaliação do impacto ambiental, uma vez que o caso base da indústria é a monoestaca que apresenta maior impacto acústico durante sua instalação.

Considerando a mudança da atividade principal e a possibilidade de inclusão de dezenas de turbinas, acredita-se que estudos complementares serão necessários em relação ao levantamento *onshore* e costeiro, diminuindo a potencial sinergia. Dessa forma, a compatibilidade proposta é indireta com uma redução inferior, mesmo já existindo atividades petrolíferas na área.

Há a necessidade de levantamentos e interpretações geofísicas para a caracterização dos reservatórios petrolíferos e de estudos geotécnicos para a perfuração dos poços. Sendo assim, muito provavelmente a caracterização do leito e subsolo já existente pode ser reutilizada. Optou-se por diminuir o impacto sobre o levantamento

geotécnico por ele ser muito restrito à área em que se pretende instalar a fundação. O levantamento geofísico é mais regional, o que facilita o reaproveitamento de dados.

O impacto da atividade humana nas áreas estudadas neste projeto já existe em função do campo petrolífero e, por isso, muito provavelmente haverá uma redução no custo de avaliação de impacto da atividade humana.

- Infraestrutura elétrica

Trata-se de um elemento do custo no qual não existe sinergia no que se refere ao equipamento elétrico e, novamente, a redução esperada se concentra no apoio. A especificidade e a necessidade de alta eficiência dos cabos de um parque eólico *offshore* são requisitos únicos. A competência nacional do setor de O & G tem pouca valia.

Quanto ao sistema elétrico, alguma redução de custo poderá ocorrer devido à reutilização de geradores de energia, salas de controle, sistema de navegação e segurança das unidades de produção. Porém, ela não será muito significativa. As instalações de apoio já existentes representam o potencial de sinergia em razão de poderem acomodar as equipes de instalação e O&M, tanto nas subestações *onshore*, como na *offshore*.

Se comparada a indústria de óleo e gás com a eólica, tendo como foco as fundações, o estado da arte difere fundamentalmente entre elas. Isso porque, se para as eólicas as estruturas flutuantes representam um desafio tecnológico, para o petróleo elas são uma realidade. As estruturas flutuantes são plenamente dominadas pela indústria e, hoje, é possível até mesmo liquefazer o gás em plataformas de produção ancoradas e não fixadas em grandes profundidades.

As subestruturas *offshore* e *onshore* muito provavelmente, quando fixas, poderão ser reutilizadas após modificações marginais e dois fatores críticos devem ser avaliados: viabilidade técnico-econômica e capacidade máxima de carga das unidades. Assim, nem todas as plataformas serão aproveitadas. Além disso, atualmente não estão disponíveis informações detalhadas sobre as unidades da Petrobras, seja no sítio eletrônico da empresa, seja no sítio eletrônico da ANP.

Por isso, optou-se por uma premissa conservadora. A conversão de plataformas de petróleo para subestações *offshore* só seria possível em unidades com capacidade de tratamento de óleo e gás em razão da maior capacidade de suporte de carga. As plataformas satélites, mesmo estas últimas suportando pesados equipamentos secos como

as árvores de natal[10] e completações[11], não foram consideradas como aptas para a operação das fazendas eólicas em alto-mar sem um estudo adicional a respeito da sua capacidade de carga e área disponível em seu *topside*. A sinergia vislumbrada para as plataformas fixas satélites ficou restrita às estações meteorológicas ou de apoio para a equipe técnica de instalação e O&M.

Ao comparar a capacidade média das subestações *offshore* de duas mil toneladas com o peso equivalente somente do óleo tratado em cada embarcação é possível concluir que a escala dos equipamentos de óleo e gás é significativamente superior à dos equipamentos elétricos de uma subestação. Esse excesso de capacidade de carga, contudo, tem pouco proveito, uma vez que o uso como suporte de turbinas não parece viável.

Tal escolha foi motivada por dois pontos principais: a adição de mais uma incerteza decorrente da complexidade da carga sobre as pás e rotor e a redução de custo marginal de tal alternativa, dada à grande quantidade de turbinas proposta em cada parque.

Considerando a maturidade da rede de fornecedores de jaqueta no Brasil, será considerado que o presente projeto utilizará essa tecnologia tanto para as subestações, como para as turbinas e que, possivelmente, há uma redução de custo dessa estrutura em comparação com o mercado europeu.

[10] A árvore de natal é o sistema composto por válvulas conectadas ao poço e à unidade de produção. Elas permitem o escoamento da produção de óleo e gás do poço para à superfície e de injeção de líquido e gás da superfície no poço. Elas podem ser secas, quando colocadas sobre a plataforma, e molhadas, nos casos em que são instaladas no fundo do mar.

[11] O poço de petróleo que será utilizado na fase de produção do campo deve ser completado. Primeiramente, ele é revestido com uma camada de cimento capaz de impedir a penetração de fluidos indesejáveis e assegurar a sustentação das paredes do poço. As zonas de produção são abertas através de uma operação de canhoneio que perfura o aço e o cimento, permitindo o escoamento do óleo e gás para o interior do poço.

3.2.2.4 Análise do impacto da potencial sinergia sobre o custo total

- Custo de investimento ou CAPEX[12]

Tendo como base a metodologia descrita acima, este item se dedicará a calcular o custo de capital e operacional total considerando a potencial sinergia exposta para cada item.

O objetivo desta seção é definir uma faixa de redução de custo por MW que será aplicada no estudo de caso. Para tanto, foi necessário utilizar o relatório publicado pelo Crown Estate (2008) como base, já que apresentava a modelagem de custo operacional mais detalhada e continha a composição de custos de cada etapa em subcategorias. Isso permitiu uma análise e estimativa das faixas de potencial sinergia para cada subitem de custo e posterior cálculo dos níveis superiores, conforme Tabela 10, ou seja, enquanto o NREL fornece os dados atualizados do CAPEX total, os dados do *Crown Estate* fornecem sua composição detalhada. Assim, parte-se da premissa de que a velocidade de redução de custos no tempo foi equivalente para cada subitem.

A fim de utilizar as vantagens de cada modelo, as probabilidades foram aplicadas em detalhe (*Crown Estate*) e depois cada elemento foi analisado e correlacionado com os itens do NREL. Dessa forma, se mantiveram os valores do modelo do NREL com a compartimentação proposta pelo *Crown Estate*.

Um exemplo é a redução de custo da proposta de reutilização da plataforma de O&G em uma subestação *offshore*. Dentro do NREL (2018), ela se enquadrava como um subitem da infraestrutura elétrica. A probabilidade de compatibilidade foi então calculada sobre os subitens da subestação, ou seja, sistema elétrico, *facilities* (hotelaria e estocagem) e estrutura. Assim, o valor esperado de redução considera somente o impacto da potencial sinergia nos elementos adequados. A Tabela 10 abaixo ilustra como foi calculada a redução de custo de 30 para 50% das subestações *offshore* em função dos elementos já existentes.

[12] O CAPEX (*Capital Expenditure*) é o termo utilizado em finanças para descrever todas as despesas de capital ou investimentos em bens de capital necessários para um projeto. Dessa forma, representa o montante de investimento necessário para a aquisição dos equipamentos e instalações. No caso da usina eólica *offshore*, pode ser dividido em três elementos principais: turbinas, balanço da planta e custo financeiro. O balanço da planta engloba a definição conceitual do projeto, instalações e montagem, interconexões elétricas e fundações das turbinas e subestações.

Tabela 10- Análise do impacto da potencial sinergia no item – exemplo: subestação *offshore* (Fonte: Elaboração própria)

		Crown Estate (2008)		NREL (2018)				
Níveis	Itens de custo	Custo	Compo-sição	Custo	Potencial de Sinergia Eq.		Redução (USD/kW)	
		USD/kW	%	USD/kW	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
2.2	Subestação *offshore*	160	20%	218	30%	55%	65	120
2.2.1	Sistema elétrico	96	60%	131	0%	25%	0	33
2.2.2	*Facilities*	32	20%	44	75%	100%	33	44
2.2.3	Estrutura	32	20%	44	75%	100%	33	44

Tal solução permitiu o cálculo mais preciso, manteve a repartição de custos principal e, quando não havia detalhamento no modelo de NREL (2018), estimou em conservar a composição proposta pelo *Crown Estate* (2008).

Assim, foi possível estimar, através da metodologia proposta, a redução do CAPEX de um parque eólico *offshore* comissionado no Brasil através do conhecimento, experiência e infraestrutura do setor petrolífero do país. Em função do grau de incerteza, optou-se por manter uma análise probabilística através da inclusão de uma probabilidade mínima e máxima, conforme apresentado na Tabela 10

A tabela seguinte apresenta um resumo da estimativa de potencial sinergia já dividido no formato proposto pelo NREL, em azul, foram excluídas da tabela os custos com as turbinas e os financeiros. As turbinas por não possuírem nenhum nível de similaridade e os custos financeiros por estarem mais detalhados no relatório do NREL (2018). Os três itens de custo financeiro que foram identificados como de muito baixo potencial são os custos com seguros, descomissionamento (DECEX) e financiamento de construção.

A Tabela 11 apresenta somente os itens incluídos como Balanço de Planta do modelo de custo do NREL (2018) que representam metade do custo de investimento do parque. Os cinco níveis são a montagem & instalação, a infraestrutura elétrica, as

substruturas e fundação das turbinas, as atividades portuárias e a engenharia, gerenciamento & desenvolvimento.

A primeira coluna permite elencar os itens de custo por níveis. A coluna com os custos estimados pelo *Crown Estate*, em laranja, com a base tecnológica de 2008, norteia o impacto da potencial sinergia sobre o custo. Tendo em vista que a faixa de potencial sinergia é proposta nos intervalos da Tabela 9, os valores esperados apresentados fora dessa faixa, ressaltados com a coloração da linha na tabela, já foram ponderados em relação ao custo do elemento dentro do nível de decomposição do item.

Tabela 11 – Itens de custo detalhados e potencial de sinergia (Fonte: Elaboração própria com base no Crown Estate (2008), em laranja, e NREL (2018), em azul)

Níveis	Itens de custo	Custo Crown Estate	Composição	Custo NREL	Potencial de Sinergia Equivalente		Redução de Custo sobre NREL (USD/kW)	
		USD/kW	%	USD/kW	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
	Balanço do Sistema	3331		2289	15%	29%	342	666
1	**Montagem e instalação**	**1278**	**100%**	**288**	**14%**	**38%**	**41**	**108**
1.1	Cabos de exportação	256	20%	58	0%	25%	0	14
1.2	Fundações	320	25%	72	50%	75%	36	54
1.3	Cabos interconectores	192	15%	43	0%	25%	0	11
1.4	Subestações *offshore*	32	3%	7	75%	100%	5	7
1.5	Turbinas	447	35%	101	0%	14%	0	14
1.5.1	Embarcação	256	57%	58	0%	25%	0	14
1.5.2	Operação	192	75%	76	0%	0%	0	0
2	**Infraestrutura elétrica**	**811**	**100%**	**1106**	**17%**	**31%**	**188**	**345**
2.1	Cabos interconectores e de exportação	256	32%	349	0%	0%	0	0
2.2	Subestação *offshore*	160	20%	218	30%	55%	65	120
2.2.1	Sistema elétrico	96	60%	131	0%	25%	0	33
2.2.2	*Facilities* - Hotelaria e armazenagem	32	20%	44	75%	100%	33	44
2.2.3	Estrutura subestação *offshore*	32	20%	44	75%	100%	33	44
2.3	Subestação *onshore*	300	37%	409	30%	55%	123	225
2.3.1	Sistema elétrico	77	26%	105	0%	25%	0	26
2.3.2	*Facilities* - Hotelaria e armazenagem	26	9%	35	75%	100%	26	35
2.3.3	Estrutura subestação *onshore*	26	9%	35	75%	100%	26	35
2.4	Outros	96	12%	131	0%	0%	0	0

3	**Substrutura e fundação da turbina**	**959**	**100%**	**613**	**0%**	**5%**	**0**	**31**
3.1	Estrutura da fundação da turbina	192	20%	123	0%	25%	0	31
3.4	Peça de transição entre fundação e torre	n/a	80%	n/a	0%	0%	0	0
3.5	Sistema de acesso da tripulação a turbina	n/a		n/a	0%	0%	0	0
3.6	Tubo-J da turbina	n/a		n/a	0%	0%	0	0
3.7	Proteção contra erosão (*scour*) da fundação	n/a		n/a	0%	0%	0	0
3.8	Metal de sacrifício da turbina	n/a		n/a	0%	0%	0	0
4	**Atividades portuárias**	**32**	**100%**	**56**	**75%**	**100%**	**42**	**56**
5	**Engenharia, Gerenciamento & Desenvolvimento**	**251**	**100%**	**226**	**31%**	**56%**	**70**	**127**
5.1	Desenvolvimento e Autorização	192	77%	0	25%	50%	0	0
5.2	Levantamentos do meio ambiente	14	5%	0	61%	86%	0	0
5.2.1	Espécies bênticas	2	12%	0	75%	100%	0	0
5.2.2	Pelágicas	2	12%	0	75%	100%	0	0
5.2.3	Ornitologia (aves)	4	33%	0	75%	100%	0	0
5.2.4	Mamíferos marinhos	4	33%	0	50%	75%	0	0
5.2.5	Costeiro	2	12%	0	25%	50%	0	0
5.3	Levantamento do processo costeiro	3	1%	0	25%	50%	0	0
5.4	Levantamento de condições meteorológicas	10	4%	0	50%	75%	0	0
5.5	Levantamentos do leito submarino	29	11%	0	54%	79%	0	0
5.6	*Front-end engineering and design* (FEED)	3	1%	0	0%	25%	0	0
5.6	Impacto da atividade humana	0	0%	0	75%	100%	0	0

Elementos	Custo com base NREL	Potencial de Sinergia Equivalente		Redução de Custo (USD/kW)	
	USD/kW	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Seguro	40	0%	25%	0	0
DECEX (abandono)	46	0%	25%	0	0
Contingência	279	0%	0%	0	0
Comissionamento da planta	40	0%	0%	0	0
Custo do Financiamento	285	0%	25%	0	0
Custo financeiro	690	0%	13%	0	93

Itens de custo	Custo com base NREL	Potencial de Sinergia Equivalente		Redução de Custo (USD/kW)	
	USD/kW	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Turbina	1557	0%	0%	0	0
Balanço do Sistema	2289	15%	29%	342	666
Custo financeiro	690	0%	13%	0	93
CAPEX	4536	8%	17%	342	759

Os cabos, incluindo de exportação e importação, e turbinas fazem parte dos elementos do parque em que não há impacto ou muito baixo (0-25%). A reutilização das embarcações, a experiência de serviços marinhos e o desenvolvimento de fornecedores, por exemplo o de jaquetas, representam as poucas interseções e justificam os subitens de instalação da turbina, dos cabos internos e de exportação em que só as embarcações são consideradas.

Mesmo que de baixo (25-50%) potencial foram incluídos nos subitens de projeto de Engenharia, Gerenciamento & Desenvolvimento os possíveis ganhos advindos da capacidade organizacional das operadoras decorrentes de sua grande escala e especialização do trabalho. A experiência em relação aos órgãos e processos burocráticos brasileiros também pode trazer ganhos indiretos como a aceleração do início dos projetos e consequente aceleração de recuperação de capital. O setor petrolífero também conta com supercomputadores e calculadoras que poderiam ser compartilhados, auxiliando na concepção de projetos.

Os itens com maior potencial de sinergia são os relacionados aos portos, montagem e instalação, engenharia e desenvolvimento e infraestrutura elétrica e serão detalhados a seguir.

O Balanço do Sistema inclui todos os equipamentos do parque, excluindo as turbinas. Ele representa, aproximadamente, 50% dos custos totais de investimentos e seu potencial de sinergia equivalente é de 15 a 29%. Em razão do alto custo das turbinas e dos sistemas elétricos, o impacto sobre o custo total da potencial sinergia é inferior, na faixa de 8 a 17%.

- Custo de Operação[13]

O setor de O&M dos parques eólicos possui margem para redução de custos e a interação com o setor petrolífero pode representar uma oportunidade atrativa, principalmente pelo compartilhamento de embarcações e subestações *offshore*, estratégia de O&M e penetração de soluções tecnológicas como inteligência artificial e drones.

[13] O OPEX (*Operational Expenditure*) corresponde ao custo associado à operação e manutenção dos equipamentos e sistemas e aos gastos de consumíveis, entre outras despesas operacionais. Ao contrário do CAPEX, ele é definido de forma anual e dentro deste projeto seus custos se referem às atividades de Operação e Manutenção (O&M).

Os locais que já possuem atividades petrolíferas na costa brasileira têm uma complexa e robusta rede de infraestrutura e embarcações que pode ser aproveitada pelos parques eólicos *offshore*. O caso estudado no presente trabalho de transformação de campos maduros em parques eólicos pode potencialmente usufruir o das plataformas já existentes que podem ser utilizadas como subestações de apoio, como também dos heliportos e embarcações de transporte de equipe. Vale enfatizar que o setor petrolífero brasileiro, em função da vasta experiência com atividades em águas ultraprofundas em campos gigantes, adquiriu grande conhecimento em estratégias para as atividades de O&M.

Em relação ao uso da inteligência artificial e análise de *BigData*, se a indústria petrolífera como um todo estava de certa forma atrasada em relação a outros setores, um esforço grande tem sido feito no sentido de aprofundar o conhecimento e prática de *Machine Learning*, por exemplo. Sendo assim, acredita-se que através do uso de toda a infraestrutura computacional do setor petrolífero e seu capital de investimento é possível progredir nas modelagens que influenciam as operações, nas previsões meteorológicas e nos prognósticos e diagnósticos de falhas de equipamentos.

As condições climáticas do Brasil e, principalmente da região Nordeste, representam uma potencial ampliação na janela operacional para as atividades de O&M. Dessa forma, provavelmente haverá uma disponibilidade maior nos parques eólicos *offshore* brasileiros. O custo da mão de obra tende a diminuir ao nacionalizar o setor eólico no mar.

Em razão das características das operações petrolíferas no Brasil, as operadoras têm investido na criação de uma cultura de HSE, índices de acompanhamento de performance e monitoramento das condições das atividades *offshore*. Muito provavelmente tais políticas podem ser transferidas para os parques eólicos.

O potencial de sinergia equivalente dos custos operacionais foi calculado dentro da base de custos do IEA (2016) e não do *Crown Estate* (2008). Essa escolha ocorreu pelo maior detalhamento do documento e pela vantagem dos custos atualizados e produzidos pela mesma fonte NREL. A Tabela 12 apresenta a metodologia proposta com os valores detalhados das prováveis reduções de custo da Manutenção e Operação. A coluna com os custos e composição do EIA (2016) estão destacados com a cor verde e o

custo base do NREL segue em azul. Novamente a coluna de níveis permite elencar os itens de custo. Em resumo, o custo de manutenção pode ser impactado entre 4 e 29% e as atividades de operações entre 6 e 10%

Tabela 12 –Síntese da estimativa de redução de custo operacional em razão da potencial sinergia (Fonte: Elaboração própria com base EIA (2016) e NREL (2018))

Níveis	Itens de custo	Custo EIA	Decom-posição	Custo NREL	Potencial de sinergia equivalente		Redução de Custo sobre NREL (mil USD/MW.ano)	
		mil USD/MW.ano		mil USD/MW.ano	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
	OPEX	116,6	100%	144,0	4%	25%	5,8	35,3
1	Manutenção	80,4	69%	113,0	4%	29%	4,0	32,3
1.1	Manutenção *offshore*	79,8	99%	31,0	4%	29%	1,1	8,9
1.1.1	Técnicos	8,0	10%	3,1	0%	25%	0,0	0,8
1.1.1	Partes extras	23,4	29%	9,1	0%	25%	0,0	2,3
1.1.1	Embarcações	48,7	61%	18,9	6%	31%	1,1	5,8
1.1.1.1	Transbordo equipe	11,3	23%	4,4	25%	50%	1,1	2,2
1.1.1.1	*Jack-up*	28,2	58%	10,9	0%	25%	0,0	2,7
1.1.1.1	Suporte de mergulho	3,3	7%	1,3	0%	25%	0,0	0,3
1.1.1.1	Instalação dos cabos	0,3	1%	0,1	0%	25%	0,0	0,0
1.1.1.1	Outros	5,6	12%	2,2	0%	25%	0,0	0,5
1.2	Manutenção *onshore*	0,6	1%	0,8	0%	25%	0,0	0,2
2	Operações	36,2	31%	31,0	6%	10%	1,8	3,0
2.1	Operações, Gestão e Admin. Gerais	3,3	9%	2,8	30%	55%	0,8	1,5
2.1.1	Gestão de projeto e administração	0,9	27%	0,8	25%	50%	0,2	0,4
2.1.2	Gestão marinha	1,5	45%	1,3	50%	75%	0,6	1,0
2.1.3	Previsão do Tempo	0,0	0%	0,0	0%	25%	0,0	0,0
2.1.4	Monitoramento das condições	0,9	27%	0,8	0%	25%	0,0	0,2
2.2	Instalações para as operações	1,5	4%	1,3	75%	100%	1,0	1,3
2.3	Monitoramento HSE	0,7	2%	0,6	0%	25%	0,0	0,1
2.4	Seguros	25,0	69%	21,4	0%	0%	0,0	0,0
2.5	*Leases* anuais e taxas	5,6	16%	4,8	0%	0%	0,0	0,0

Itens de custo	Custo base NREL	Potencial de sinergia equivalente		Redução de Custo (mil USD/MW.ano)	
	mil USD/MW.ano	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Manutenção	113	4%	29%	4,0	32,3
Operação	31	6%	10%	1,8	3,0
OPEX	144	4%	25%	5,8	35,3

Dessa forma, o desenvolvimento de uma cadeia de fornecimento no mar representa um ganho econômico relevante entre os custos operacionais. A possibilidade de economia de escala e escopo pode ser a base para a expansão do setor marítimo brasileiro e diminuição de sua dependência das atividades de exploração e produção de óleo e gás.

4 ANÁLISE DOS CAMPOS BRASILEIROS COM MAIOR POTENCIAL DE SINERGIA ENTRE A E&P DE PETRÓLEO E GÁS E A GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE

O processo de seleção do campo a ser avaliado economicamente envolveu três etapas, apresentadas neste capítulo: definição do espaço amostral, avaliação restritiva e escolha do caso que maximizasse o benefício para ambos os setores e, por isso, o potencial de colaboração.

No processo de seleção, foram definidos os parâmetros principais capazes de avaliar o potencial eólico e as limitações tecnológicas da indústria eólica no mar, são eles: a velocidade média do vento, a distância da costa e a lâmina d'água. A existência de recursos petrolíferos não garante a de recursos eólicos e, por isso, foi utilizado o mapa online de Potencial Eólico Brasileiro, do CEPEL, para definir o recurso eólico de cada campo.

Na segunda etapa, conforme ilustrada pela Figura 46, foram definidas variáveis que permitissem identificar a possibilidade de reutilização dos itens de custo, de geração de receita petrolífera adicional e de instalação de parques com objetivo comercial. Após análise de cada caso foram definidos os campos a serem analisados economicamente no estudo de caso.

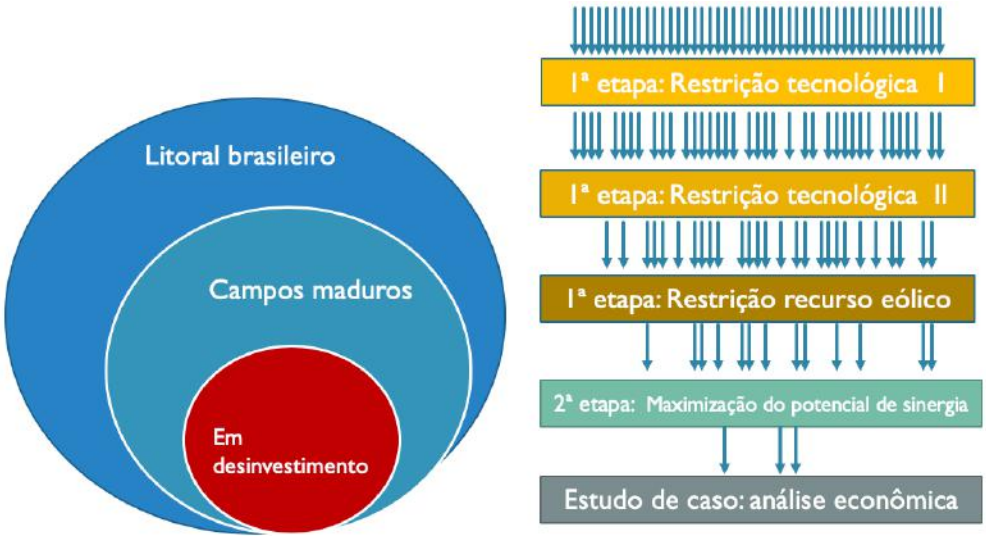


Figura 46 – Esquema de seleção do estudo de caso

4.1 Apresentação espaço amostral

A fim de limitar a análise para projetos, foram avaliados no presente trabalho somente os campos maduros que estão em fase de desinvestimento pela Petrobras. Isso porque entende-se que a viabilidade econômica exclusivamente da produção dos recursos petrolíferos é limitada, tanto em tempo como em quantidade, justificando a abertura para novas oportunidades econômicas, como a produção de energia elétrica. Sendo assim, segue a lista dos campos na Tabela 13 e sua localização no mapa Figura 47.

Tabela 13 – Campos em desinvestimentos Petrobras (Fonte: elaboração própria)

Concessões	Estado	Descoberta	Coordenadas
Curimã	CE	1978	3°05'26.793"S; 38°46'45.62"W
Espada	CE	1978	3°07'59.1"S; 38°49'19.89"W
Atum	CE	1979	2°58'41.134"S; 38°57'38.68"W
Xaréu	CE	1981	3°01'50.3"S; 39°02'43"W
Agulha	RGN	1979	4°54'25"S; 36°15'46"W
Cioba	RGN	1982	4°54'20.0"S; 36°26'40.0"W
Ubarana	RGN	1973	4°54'54.9"S; 36°20'27.8"W
Oeste de Urabana	RGN	1985	4°53'13.779"S; 36°25'59.970"W
Pescada	RGN	1980	4°42'17.51"S; 36°49'39.214"W
Arabaiana	RGN	1986	4°41'27.974"S; 36°43'41.4030"W
Caioba	SE	1969	11°00'29.323"S; 36°55'58.132"W
Camorim	SE	1971	10°59'38.118"S; 36°59'36.819"W
Dourado	SE	1970	11°05'54.130"S; 36°57'59.440"W
Guaricema	SE	1968	11°8'57.141"S; 37°02'57.195"W
Tatuí	SE	1973	11°2'0.0"S; 37°4'0.0"W
Carapeba	RJ	1988	22°14'37.460"S; 40°26'41.090"W
Vermelho	RJ	1989	22°09'33.968"S; 40°16'59.579"W
Pargo	RJ	1988	22°15'15.578"S; 40°19'54.009"W
Bicudo	RJ	1976	n/a
Bonito	RJ	1979	22°44'38.702"S; 40°36'21.436"W
Enchova	RJ	1977	22°42'30"S; 40°41'35.56"W
Enchova oeste	RJ	1981	22°42'30.0"S; 40°44'30.0"W
Marimbá	RJ	1985	22°40'18.417"S; 40°32'53.241"W
Piraúna	RJ	1981	22°44'38.702"S; 40°36'21.436"W
Badejo	RJ	1975	22°42'40.0"S; 40°54'10.0"W
Linguado	RJ	1978	22°48'0.0"S; 40°54'20.0"W
Pampo	RJ	1977	22°47'52.816"S; 40°41'35.556"W
Trilha	RJ	1982	22°42'0.0"S; 40°47'20.0"W
Merluza	SP	1979	25°15'057.724"S; 45°15'15.512"W
Lagosta	SP	2003	25°15'057.724"S; 45°15'15.512"W

Figura 47 - Campos em desinvestimento Petrobras (Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP)

Todos estes campos são 100% da Petrobrás. Eles fizeram parte da Rodada Zero da Petrobrás e possuem o fim de contrato de concessão no ano de 2025.

4.2 Primeira etapa: Restrições e Eliminação

4.2.1 Definição dos parâmetros

A tecnologia padrão do setor em 2018 é o uso das monoestacas como fundação das turbinas e a maior parte da revisão bibliográfica dos custos a considera como linha de base tecnológica. Foram definidos 33 metros como limite operacional, conforme a Tabela 14 (EIA WIND, 2016).

Tabela 14 - Restrição eólica *offshore* – estruturas fixas (Fonte: Elaboração própria com base em GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017 e HIGGINS; FOLEY, 2013 e IRENA, 2016)

	Estrutura	Max Lâmina d'água (m)	Campos de referência
Higgins et al. , 2013	Monoestaca	30	Thanet; Baltic; Belwind
	Jaqueta	50	Thornton Bank Phase 2; Ormonde; Beatrice
IRENA, 2016	Monoestaca	33	
	Jaqueta	40	
Gonzalez-Rodriguez et al. , 2017	Monoestaca	33	Dudgeon; Nordsee One; Cape Wind; BlueWater Wind; Scroby Sands; Prinses Amalia; north hoyle; Kentish Flats; Horns Ver; Horns Rev2; Burbo Bank; Arklow Bank
	Jaqueta	40	Wikinger; Coastal Point; Garden State

A produção de petróleo em águas rasas através do uso de jaquetas demonstra que há uma potencial sinergia e, por isso, no presente trabalho esta é a solução adotada. Entretanto, optou-se por manter a restrição a fim de analisar casos capazes de adotar a opção padrão do mercado europeu.

O segundo parâmetro restritivo é a distância da costa, isto porque ela implica diretamente no custo de transmissão da energia gerada e na definição da corrente a ser usada na exportação. Segundo o IRENA (2016), com o estado da arte atual de transmissão o custo de utilizar HVDC se equipara economicamente ao HVAC somente entre 80 e 150 km. A distância dos parques comissionados até 2018 é de no máximo 40 km da costa.

Beiter et al. (2016) apresentam um gráfico dos projetos globais "instalados", "em construção", "contratados", "aprovados" e "em fase de análise" em função da distância da costa (x) e profundidade (y), tanto para estruturas fixas como flutuantes (Figura 48). Ao compará-los com os dados da IRENA (2016), apesar de alguns projetos estarem acima dos valores máximos em relação à distância da costa, a tendência é a mesma nos projetos já instalados (azul escuro), porém parece migrar para projetos mais distantes. Os principais motivos são as estruturas flutuantes e redução de custo da transmissão HVDC.

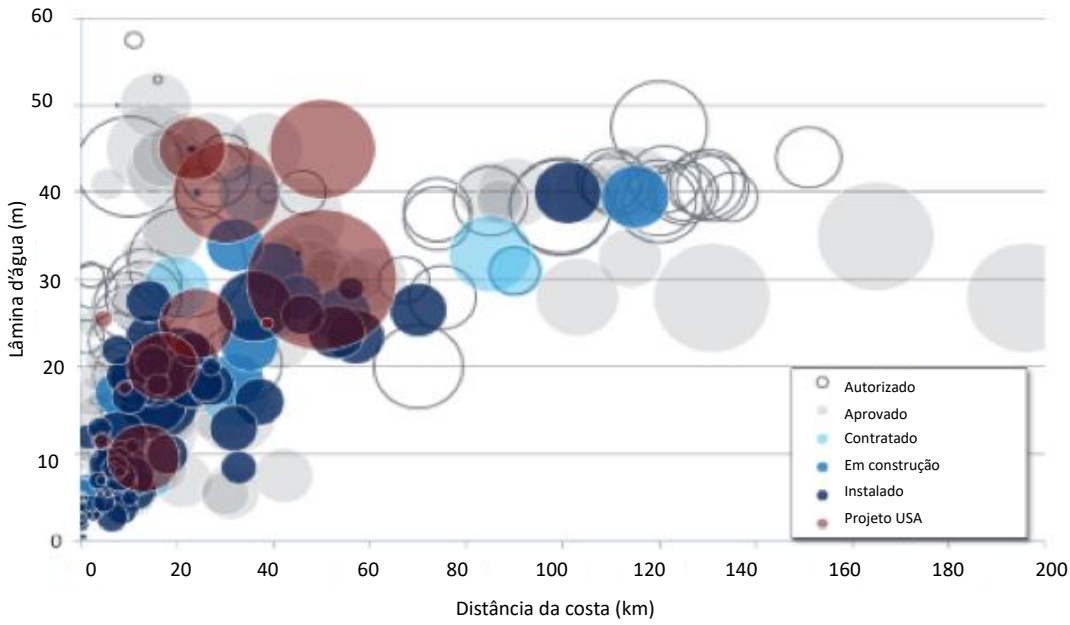


Figura 48 – Projetos globais de parques eólicos *offshore* em função da distância da costa e profundidade (Fonte: BEITER *et al.*, 2016)

A velocidade média do vento é um parâmetro fundamental para a viabilidade econômica do parque eólico. Ao analisar os projetos comissionados até 2016 (Figura 49) fica evidente a tendência de ventos de maior intensidade média nos projetos europeus se comparados com o continente asiático. Neste trabalho, optou-se por restringir a 8 m/s a velocidade mínima para um projeto eólico.

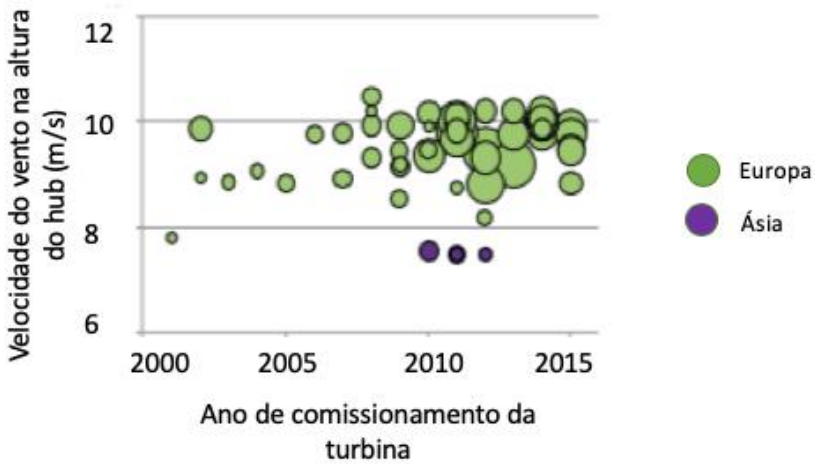


Figura 49 - Média de velocidade do vento a 100 m do nível do mar em projetos comissionados com objetivo comercial entre 2001-2015 (Fonte: IRENA, 2016)

Como o objetivo do projeto é avaliar a construção de um parque eólico dentro do campo petrolífero, foi então avaliado o potencial eólico de cada uma das trinta alternativas apresentadas. A partir do "Atlas eólico brasileiro – Simulação 2013", versão *online,* foi possível estimar a intensidade (velocidade média e fator "c" de *Weibull*) e a distribuição em função da média (fator "k" de *Weibull*) dos ventos nos sítios, usando as coordenadas descritas na Tabela 15.

Seguem, na Tabela 15, os valores de velocidade média do vento, fator "k" e "c" na altura de 100 metros para cada uma das alternativas. Tendo em vista o estado atual da arte das turbinas *offshore*, a altura de 100 metros é adequada, pois representa a média dos *hubs* das turbinas instaladas.

A coloração de cada coluna é condicionada à qualidade do recurso do parâmetro em questão comparado com as outras possíveis locações. Dessa forma, é possível avaliar de forma rápida quais os campos que possuem condições mais favoráveis e que, caso não houvesse nenhuma restrição técnica, representariam a melhor oportunidade.

Tabela 15 – Potencial eólico campos petrolíferos (Fonte: Elaboração própria)

Concessões	$V_{média}$ do vento a 80 m (m/s)	$V_{média}$ do vento a 100 m (m/s)	$V_{média}$ do vento a 120 m (m/s)	Weibull k a 100 m	Weibull c a 100 m
Curimã	8,8	8,9	9,0	4,2	9,8
Espada	8,8	8,9	9,0	4,2	9,8
Atum	8,9	9,0	9,0	4,1	9,9
Xaréu	8,9	9,1	9,1	4,1	10,0
Agulha	8,5	8,7	8,8	5,1	9,4
Cioba	8,4	8,6	8,7	5,0	9,3
Ubarana	8,4	8,6	8,7	5,0	9,4
Oeste de Ubarana	8,8	8,9	9,0	4,7	9,7
Pescada	8,8	8,9	9,0	4,7	9,7
Arabaiana	8,7	8,8	8,9	4,7	9,6
Caioba	7,4	7,5	7,5	4,7	8,3
Camorim	7,4	7,5	7,6	4,7	8,3
Dourado	7,5	7,6	7,7	4,7	8,3
Guaricema	7,5	7,6	7,6	4,6	8,3
Tatuí	7,5	7,6	7,7	4,6	8,3
Carapeba	8,5	8,7	*8,8*	2,5	9,8
Vermelho	8,5	8,6	*8,7*	2,5	9,7
Pargo	8,5	8,6	*8,7*	2,5	9,7
Bicudo	8,4	8,6	8,7	2,5	9,7
Bonito	8,4	8,6	9,1	2,5	9,7
Enchova	8,4	9,7	9,1	2,5	9,7
Enchova oeste	8,4	8,6	9,1	2,5	9,7
Marimbá	8,4	8,6	9,1	2,5	9,7
Piraúna	8,4	8,6	9,1	2,5	9,7
Badejo	8,4	8,6	9,1	2,5	9,7
Linguado	8,4	8,6	9,1	2,5	9,7
Pampo	8,4	8,6	9,1	2,5	9,7
Trilha	8,4	8,6	9,1	2,5	9,7
Merluza	7,2	7,3	7,7	2,2	8,3
Lagosta	7,2	7,3	7,8	2,2	8,2

Os campos localizados no Ceará, Rio Grande do Norte e Rio de Janeiro possuem mais recursos eólicos. Os dois primeiros se destacam pelo alto fator de forma, acima da média de 2,1 do mercado (NREL, 2018). Em contrapartida, Sergipe e São Paulo possuem

um potencial eólico inferior ao necessário e, por isso, seriam excluídos mesmo se não houvesse restrição tecnológica.

A base de dados da NREL (2018) de ATB (*Annual Technology Baseline*) apresenta estimativas do custo de capital (CAPEX) e de operação (OPEX) para 15 cenários de parques eólicos *offshore*, sendo cinco com estruturas fixas e dez flutuantes. A variação de custos é decorrente do tipo de estrutura, principalmente da distância da costa e, no caso do CAPEX, da lâmina d'água também.

A partir de uma superfície de resposta paramétrica linear é possível estimar a equação que deu origem à variação de custos em função da lâmina d'água e da distância da costa para cada tipo de estrutura (fixas e flutuantes). Segue abaixo a parametrização das curvas (Tabela 16), os valores propostos pela ATB, em laranja, e os estimados, em cinza, (Tabela 17) pela superfície de resposta. A equação paramétrica linear proposta possui duas variáveis, a primeira em função da lâmina d'água (LA; em metros) e a segunda da distância à costa (em km) e uma constante que representa o custo base inicial, conforme apresentado na Equação 2.

Equação 2 - Custo estimado a partir da Superfície de Resposta Paramétrica linear

$$Custo\ estimado = Custo_{\ inicial} + a_1 * LA + a_2 * distância\ da\ costa \qquad (2)$$

Tabela 16 – Parametrização da superfície de resposta paramétrica linear (Fonte: Elaboração própria)

Coeficientes da SR Paramétrica Linear	CAPEX			OPEX		
	$Custo_{inicial}$ (USD/kW)	a_1 - Lâmina d'água	a_2 - Distância da costa	$Custo_{inicial}$ (mil USD/MW.ano)	a_1 - Lâmina d'água	a_2 - Distância da costa
Estruturas Fixas	3604,1	5,9	21,0	140,4	0,00	0,3
Estruturas Flutuantes	5768,3	5,4	12,2	99,3	0,0	0,3

Tabela 17 – Estimativa CAPEX e OPEX em função da lâmina d'água e distância da costa (Fonte: Elaboração própria)

Tipos de estruturas		ATB 2018 base de dados NREL (2018)				Valores estimados a partir da Superfície de Resposta Pamétrica Linear			
	Cenários	LA (m)	DC (km)	CAPEX - (USD/kW)	OPEX (USD/kW/ano)	$Capex_{estimado}$ (USD/kW)	Erro CAPEX (%)	$Opex_{estimado}$ (USD/kW/ano)	Erro OPEX (%)
Fixas	1	13	6	3.800	137	3.800	0%	142	3%
	2	16	9	3.890	143	3.883	0%	143	0%
	3	19	15	4.027	145	4.028	0%	144	0%
	4	26	36	4.556	152	4.502	1%	150	1%
	5	36	72	5.333	159	5.333	0%	159	0%
Flutuantes	6	130	24	5.961	106	6.089	2%	106	0%
	7	145	40	6.217	108	6.435	3%	110	2%
	8	139	50	6.377	111	6.613	4%	113	1%
	9	136	70	6.687	122	6.807	2%	118	4%
	10	140	94	6.931	129	7.056	2%	124	4%
	11	323	118	7.211	134	7.268	1%	131	2%
	12	404	123	7.224	135	7.355	2%	132	2%
	13	474	138	7.411	136	7.588	2%	136	0%
	14	615	130	7.606	131	7.560	1%	134	2%
	15	797	199	8.204	138	8.387	2%	152	10%

Conforme apresentado na Tabela 17, os valores estimados, em cinza, possuem um erro absoluto de menos de 10% se comparados com o apresentado pelo NREL. Foi assumida então a abordagem de estimativa como válida, resultando em uma diferença do valor inicial dentro da faixa de incertezas do projeto e cumprindo o objetivo qualitativo do cálculo.

Os parâmetros que ajustam a superfície também permitem avaliar o impacto direto da variável no custo final. O custo do investimento varia mais com a distância da costa do que com a lâmina d'água, já o operacional varia marginalmente com a distância e nada com a profundidade.

A partir dos parâmetros apresentados anteriormente foram então calculados o custo estimado de capital e o operacional, com base nos valores do ATB 2018 – NREL, a fim de ilustrar a diferença de preço do projeto somente em função da sua posição geográfica (Tabela 18).

Tabela 18 - CAPEX e OPEX estimado para todas as alternativas (base ATB 2018 – NREL) (Fonte: Elaboração própria)

Alternativas	CAPEX estimado (USD/kW)	OPEX estimado (mil USD/kW.ano)
Curimã	6304	110
Espada	6171	107
Atum	6302	110
Xaréu	4423	148
Agulha	4196	147
Cioba	3867	143
Ubarana	3972	144
Oeste de Urabana	4167	146
Pescada	4451	149
Arabaiana	4403	148
Caioba	4079	144
Camorim	3890	142
Dourado	4117	145
Guaricema	3604	140
Tatuí	3671	141
Carapeba	6598	115
Vermelho	6766	119
Pargo	6786	119
Bicudo	7001	123
Bonito	6999	122
Enchova	6892	121
Enchova oeste	6985	123
Marimbá	7290	123
Piraúna	7426	130
Badejo	6779	119
Linguado	6957	123
Pampo	6897	121
Trilha	6847	121
Merluza	8163	149
Lagosta	8163	149

Os campos coloridos em cinza utilizam estruturas do tipo fixa e os outros flutuantes. A diferença do custo operacional entre os dois é clara e, como já explicado, em razão das atividades de manutenção na costa ao invés de em alto-mar. No sentido

oposto, o custo de capital é superior, demonstrando a inviabilidade econômica das turbinas flutuantes no ano de referência (2018).

A faixa de variação dos custos com estruturas fixas foi considerada baixa perto da incerteza e da ausência de projetos no Brasil. Sendo assim, os resultados serão utilizados no estudo de caso, porém não foram considerados parâmetros restritivos.

4.2.2 Análise resultado - primeira etapa

A Tabela 19 apresenta os valores de cada um dos parâmetros restritivos e a Tabela 20 o resultado da análise dos parâmetros, um de cada e vez e, posteriormente, em conjunto, a fim de definir quais campos passarão para a segunda etapa. Na Tabela 20 a coloração verde foi utilizada para os casos em que as características do campo se enquadram no pré-requisito proposto, já a vermelha o oposto.

Tabela 19 – Parâmetros restritivos de seleção dos campos de O&G (Fonte: Elaboração própria)

	Lâmina d'água (m)	Distância da costa (km)	$V_{média}$ do vento a 100 m/s
Parâmetros	33	40	8

Tabela 20 – Estruturas fixas e transmissão AC (cenário base) (Fonte: Elaboração própria)

Estado	Alternativas	Lâmina d'água (m)	Distância da costa (km)	Vmédia vento a 100 m/s	Lâmina d'água (m)	Distância da costa (km)	Vmedia vento a 100 m/s	Análise final
Ceará	Curimã	46	40	8,9				
Ceará	Espada	36	30	8,9				
Ceará	Atum	44	40	9,0				
Ceará	Xaréu	32	30	9,1				
Rio Grande do Norte	Agulha	16	23,7	8,7				
Rio Grande do Norte	Cioba	9	10	8,6				
Rio Grande do Norte	Ubarana	16	13	8,6				
Rio Grande do Norte	Oeste de Ubarana	17	22	8,9				
Rio Grande do Norte	Pescada	19	35	8,9				
Rio Grande do Norte	Arabaiana	25	31	8,8				
Sergipe	Caioba	27	15	7,5				
Sergipe	Camorim	20	8	7,5				
Sergipe	Dourado	30	16	7,6				
Sergipe	Guaricema	0	0	7,6				
Sergipe	Tatuí	6	1,5	7,6				
Rio de Janeiro	Carapeba	95	60	8,7				
Rio de Janeiro	Vermelho	80	75	8,6				
Rio de Janeiro	Pargo	100	75	8,6				
Rio de Janeiro	Bicudo	162	87,5	8,6				
Rio de Janeiro	Bonito	203	84	8,6				
Rio de Janeiro	Enchova	120	82	9,7				
Rio de Janeiro	Enchova oeste	115	90	8,6				
Rio de Janeiro	Marimbá	420	90	8,6				
Rio de Janeiro	Piraúna	250	115	8,6				
Rio de Janeiro	Badejo	93	75	8,6				
Rio de Janeiro	Linguado	100	89	8,6				
Rio de Janeiro	Pampo	150	80	8,6				
Rio de Janeiro	Trilha	100	80	8,6				
São Paulo	Merluza	131	185	7,3				
São Paulo	Lagosta	131	185	7,3				

Das trinta alternativas, doze seriam potenciais locais para a instalação de um projeto eólico *offshore* com estruturas fixas (lâmina d'água inferior a 33 metros), sendo 15 com distâncias que permitem a transmissão por AC e 23 com potencial eólico dentro dos padrões dos parques eólicos europeus. Por fim, ao se aplicar as três restrições concomitantemente, sete, coloridos em verde na última coluna da tabela, são os potencias locais para a instalação do parque eólico.

Vale ressaltar que, com o desenvolvimento tecnológico e a redução de custos, nem a lâmina d'água, nem a transmissão de energia por HVDC serão limitantes. Sendo assim, com a restrição do potencial eólico das 30 alternativas propostas, somente 7 seriam excluídas, sendo cinco em Sergipe e duas em São Paulo.

4.3 Segunda etapa: maximização potencial de redução

Os campos que estão sendo avaliados estão atualmente produzindo pouco, seja por características específicas e/ou pelo declínio natural de um reservatório. O fator de recuperação é o parâmetro que permite analisar o quanto dos recursos no reservatório já foi explorado inicialmente. A média mundial é um fator final de 35%, porém é ampla a faixa de valores em decorrência de características específicas de cada projeto. Sendo assim, a análise do fator atual de cada campo deve ser meramente qualitativa.

Outra questão relevante é o critério de economicidade de cada campo, um campo que não é atrativo para a Petrobras pode ser para outras empresas, por exemplo para as de pequeno porte. A carteira de projetos, a capacidade de investimento e os custos indiretos associados impactam diretamente na avaliação da viabilidade de cada campo.

Apesar de estar fora do escopo deste projeto, vale ressaltar a oportunidade de *Retrofit* nos campos maduros brasileiros, que poderia elevar a produção e, por conseguinte, o fator de recuperação desses reservatórios. O estado da arte no Brasil e no Mundo na década de 70 e 80, período em que esses campos foram planejados, era muito inferior ao atual. A falta de injeção de água e/ou gás como método de recuperação secundária e a completação molhada ao invés da seca são dois exemplos de tecnologias dominadas que não eram planejadas na época.

O esquema de escoamento dos campos também foi analisado, a fim de entender a quantidade de plataformas e as oportunidades para conversão das mesmas em subestações *offshore*. A possibilidade de renda petrolífera nos anos de definição de projeto até o comissionamento do parque representa uma oportunidade de aceleração de retorno de capital. A cogeração representaria uma evolução de interação entre os setores e é mantida como um ganho adicional, não analisado no trabalho.

As áreas dos blocos (cerca protetora ou *ring fence*, em inglês) foram utilizadas para estimar a capacidade instalada de cada caso. A escolha por limitar o conhecimento do campo maduro sobre o *ring fence* concedido pela União foi arbitrária e visa facilitar a concretização das potenciais sinergias uma vez que a permissão de exploração e produção da área pelo operador petrolífero é exclusiva desta área. Assim, admite-se que a manutenção do projeto eólico dentro desta área facilitaria o processo de licenciamento e gozaria da maior quantidade de elementos, desde de dados até estruturas, já existentes em razão da produção petrolífera.

Outro ponto incorporado é a complexidade dos *topside*[14] de campos de gás, ou seja, a maior dimensão dos equipamentos torna a flexibilidade possivelmente menor. Optou-se nesta análise por privilegiar os campos com óleo, justificando na coluna de recursos principais da Tabela 21

[14] O "Topside" é a parte superior de uma plataforma, que inclui a planta de processo e os *facilities*, incluindo o alojamento. O conjunto de equipamentos inclui módulos de separação de óleo, de compressão de gás, de tratamento de gás, de geração de energia, de acomodação, de deck box (estruturas e painéis de fechamento do deck), de *pipe-rack* (dutovia), de heliponto e de queimador (FERNÁNDEZ; JUNIOR; PINHO, 2009)

Tabela 21 – Descritiva dos campos petrolíferos (Fonte: Elaboração própria)

Estado	Campos petrolíferos	Fluido principal**	Vazão média de óleo* (kbopd)	Produção Acumulada** (MMbbl)	Volume in place de óleo** (MMbbl)	Fator de Recuperação[15]** (%)	Plataformas ativas*	Área Ring Fence** (km^2)
CE	Curimã	Petróleo	1,1	43,9	106,1	41%	2	21,3
CE	Espada	Petróleo	1,0				1	22,7
CE	Atum	Petróleo	1,2	37,6	156,6	24%	3	42,7
CE	Xaréu	Petróleo	1,0	38,6	282,7	14%	2	61,4
RGN	Agulha	Petróleo	0,2	14,1	35,2	40%	1	19,6
RGN	Cioba	Petróleo	0,0				0	16,0
RGN	Ubarana	Petróleo	1,7	107,4			14	119,8
RGN	Oeste de Urabana	Gás	0,2				1	31,9
RGN	Pescada	Gás	0,2				2	55,25
RGN	Arabaiana	Petróleo	0,1	0,3	79,8	0%	1	57,2
SE	Caioba	Gás	0,1				2	17,38
SE	Camorim	Petróleo	0,4	243,0	3945,0	6%	4	63,6
SE	Dourado	Petróleo	0,0	12,5	74,8	17%	0	130,2
SE	Guaricema	Petróleo	0,9				1	
SE	Tatuí	Petróleo	0,0	0,5	11,0	5%	0	2,7
RJ	Carapeba	Petróleo	0,4	1615,7	5636,7	29%	2	136,5
RJ	Vermelho	Petróleo	2,5	1038,4	2489,1	42%	3	89,2

[15] Razão da produção acumulada até a data de referência (31/12/2018) sobre o total de volume *in place* de óleo estimado do campo.

RJ	Pargo	Petróleo	1,1	66,7	220,5	30%	1	89,2
RJ	Bicudo	Petróleo	0,0	158,8	691,9	23%	0	45,0
RJ	Bonito	Petróleo	0,5	120,0	1050,1	11%	1	84,6
RJ	Enchova	Petróleo	2,9	1022,3	5700,5	18%	1	99,7
RJ	Enchova oeste	Petróleo	0,4	35,0	308,8	11%	1	82,2
RJ	Marimbá	Petróleo	12,2	381,0	1030,0	37%	1	125,6
RJ	Piraúna	Petróleo	0,0	96,8	170,3	57%	0	61,0
RJ	Badejo	Petróleo	0,0	31,4	1704,5	2%		131,0
RJ	Linguado	Petróleo	19,5	150,4	787,0	19%	1	215,0
RJ	Pampo	Petróleo	10,2	2058,7	11195,5	18%	1	145,5
RJ	Trilha	Petróleo	0,0	22,6	95,2	24%		26,0
SP	Merluza	Petróleo	0,1	90,2	254,0	36%	1	51,2
SP	Lagosta	Petróleo	0,4	21,4	57,4	37%	1	32,2

*ANP Boletim mensal da produção de Petróleo e Gás Natural de Outubro de 2018

** ANP - Sumário Plano de Desenvolvimento Aprovado - BAR

A Tabela 22 descreve as correntes de óleo produzidas por cada um dos campos. Tal informação permite estimar o desconto do Brent por barril na estimativa de receitas petrolíferas.

Tabela 22 - Descritiva das correntes de óleo dos campos petrolíferos (Fonte: Elaboração própria)

Estado	Campos petrolíferos	Grau API[16] da Corrente*	Nome da Corrente*	Preços de Referência (USD/bbl) **	Desconto Brent (USD/bbl) **
CE	Curimã; Espada; Atum; Xaréu	28,1	Ceara Mar	60,14	-4,60
RGN	Agulha; Cioba; Ubarana; Oeste de Ubarana	26,8	RGN Mistura	58,24	-6,50
RGN	Pescada; Arabaiana	52	Pescada	63,76	-0,98
SE	Caioba; Camorim; Dourado; Guaricema; Tatuí	36,3	Sergipano Mar	65,59	0,85
RJ	Carapeba; Vermelho; Pargo; Bicudo; Bonito; Enchova; Enchova Oeste; Marimbá; Piraúna; Badejo; Linguado; Pampo; Trilha	25	Cabiúnas Mistura	57,55	-7,19
SP	Merluza; Lagosta	56,9	Condensado de Merluza	62,39	-2,35

*ANP Boletim mensal da produção de Petróleo e Gás Natural de Outubro de 2018
*ANP Preço de Referência do Petróleo - Novembro de 2018 - Brent DTD 64,74 USD/bbl

A partir das coordenadas de cada campo foi possível utilizar o Atlas Eólico Brasileiro (Simulações 2013) para localizar e definir o provável fator de forma e escala a

[16] Escala hidrométrica idealizada pelo *American Petroleum Institute* - API, juntamente com a *National Bureau of Standards* e utilizada para medir a densidade relativa de líquidos (Fonte: Portaria ANP nº 206, de 29/8/2000).

100 metros, conforme apresentado na Tabela 23. Eles são os parâmetros fundamentais para a estimativa de geração de eletricidade dos parques.

Tabela 23 – Fator de forma estimado para as alternativas pré-selecionadas (Fonte: Elaboração própria)

Alternativas	Fator de *Weibull* a 100 m	
	forma"k"	escala"c" (m/s)
Xaréu	4,13	9,98
Agulha	5,09	9,42
Cioba	4,97	9,34
Ubarana	5,02	9,37
Oeste de Ubarana	4,72	9,72
Pescada	4,72	9,72
Arabaiana	4,73	9,64

Um parque com potência de 600 MW e 100 turbinas de 6 MW dispersas, como a Figura 50 ilustra (rotor com diâmetro de 154 metros e espaçamento entre as turbinas de 7 destes diâmetros, resultaria em uma área de 106,7 km^2 e densidade de potência de 5,62 MW/km^2. Caso o espaçamento proposto fosse de 5 diâmetros no sentido perpendicular e 9 no paralelo, a densidade seria de 5,52 MW/km^2 (Tabela 24) . Tais valores pertencem à faixa média de densidade de potência dos parques europeus que é entre 5 e 6 MW/km^2 (BEITER *et al.*, 2016; DEUTSCHE WINDGUARD GMBH, 2018; EIA WIND, 2016).

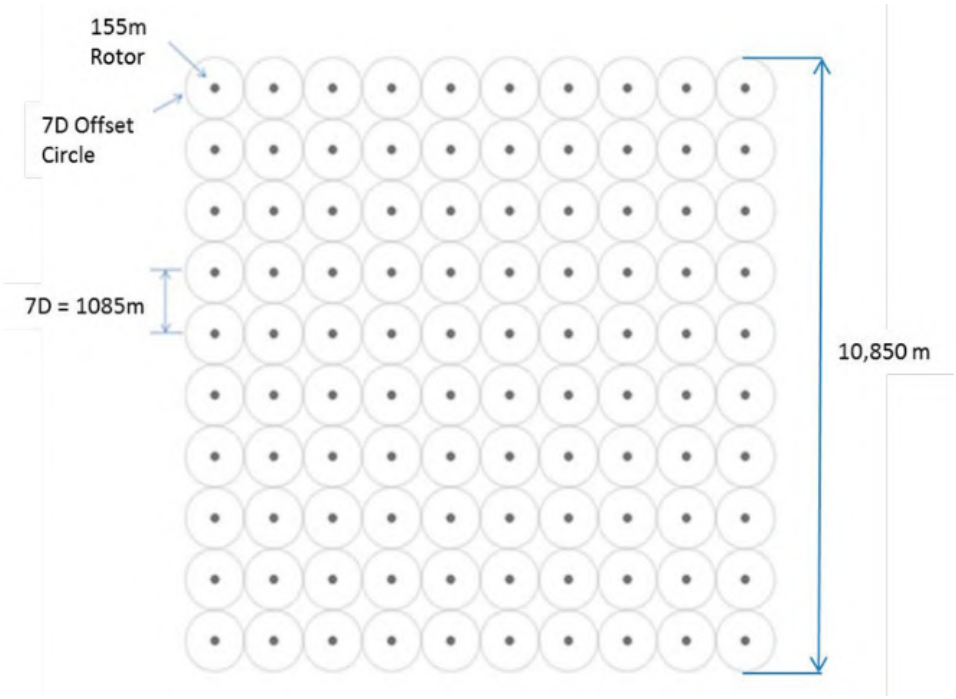


Figura 50 – Configuração conceitual de um projeto genérico com 100 turbinas de 6 MW (Fonte: EIA Wind, 2016)

Tabela 24 – Estimativa de densidade de potência em função de variações de potência nominal de turbina, fornecedores, diâmetros de rotor e espaçamento (Fonte: Elaboração própria com base em BEITER *et al.*, 2016; DEUTSCHE WINDGUARD GMBH, 2018; EIA WIND, 2016)

Capacidade do parque (MW)	600							
Fornecedor Turbina referência	GE		Siemens		Siemens		Vestas	
Potência nominal turbina (MW)	6		6		8		8	
Diâmetro do rotor (m)	150		154		154		164	
Espaçamento	7x7	5x9	7x7	5x9	7x7	5x9	7x7	5x9
Densidade de potência (MW/km^2)	5,44	5,92	5,16	5,62	6,88	7,5	6,1	6,6

A nova geração de turbinas que já está sendo comercializada e comissionada possui uma potência nominal de 8 MW e tamanho de rotores muito próximos ou iguais às de 6 MW. Dessa forma, a tendência dos parques futuros com esse tipo de turbina é ter uma densidade de potência maior do que a média atual (BEITER *et al.*, 2016; DEUTSCHE WINDGUARD GMBH, 2018; EIA WIND, 2016).

Fazendo o exercício de variar alguns parâmetros de potência das turbinas, fornecedor, *design* do campo, espaçamento e diâmetro do rotor, é possível verificar uma faixa operacional entre 5 e 7 MW/km^2. A fim de ilustrar a capacidade instalada possível de ser comissionada em cada uma das alternativas, foi aplicada a faixa de densidade, incluindo a média atual e a nova geração de turbinas, em cada área de *ring fence*, como apresentado na Tabela 25.

Tabela 25 – Faixa de capacidade instalada por campo em função da área (km^2) do bloco e densidade de potência (DP) (Fonte: Elaboração própria)

Campos	Área *Ring Fence* (km^2)	Capacidade instalada mínima (MW)- DP 5 MW/km^2	Capacidade instalada máxima (MW)- DP 6 MW/km^2	Capacidade instalada máxima (MW)- DP 7 MW/km^2
Xaréu	61,36	305	366	427
Agulha	19,63	95	114	133
Cioba	15,97	75	90	105
Ubarana	119,774	595	714	833
Oeste de Ubarana	31,9	155	186	217
Pescada	55,25	275	330	385
Arabaiana	57,24	285	342	399

Tendo em vista, que a média dos parques que serviu de base para os cálculos foi entre 300 MW e 500 MW, os campos de Cioba, Oeste de Ubarana e Agulha possuem um *ring fence* demasiadamente pequeno para a instalação de um parque eólico *offshore* economicamente viável. Assim, a inclusão da área de *ring fence* nesta etapa também visa incluir a perspectiva de quantidade de energia eólica gerada em cada campo.

4.3.1 Apresentação dos campos

Primeiramente, o campo de Oeste de Ubarana foi excluído da análise aprofundada por ter como fluido principal o gás, somente uma plataforma satélite e um poço em operação em 2018 e uma área muito pequena. O campo de Pescada também foi retirado por ser considerado um campo de gás e não apresentar um Plano de Desenvolvimento no site da ANP.

4.3.1.1 Xaréu

O campo de Xaréu, localizado na Bacia do Ceará, foi descoberto em 1977 e iniciou sua produção em 1981. A área de desenvolvimento é equivalente a um terço (20 km^2) do *ring fence* de 61,36 km^2. Apesar do fluido principal produzido ser o óleo, o campo possui capacidade de escoamento de gás.

O sistema de produção e escoamento planejado possui três plataformas, sendo duas satélites (PXA-2 e PXA-3) e uma central (PXA-1), esta última com capacidade de separação gás/líquido, processamento de 18,9 kbopd de óleo e 200 milhões de m^3/d de gás. Cada unidade satélite é conectada através de um duto multifásico com a central que conta com um separador de gás/líquido. A produção dos campos de Atum, Curimã e Espada também é direcionada para a PXA-1. Além disso, a unidade possui um gasoduto até a LUBNOR para escoar sua produção de gás e um oleoduto conectado a um navio Cisterna para aliviar o óleo.

Os principais reservatórios estão saturados em óleo com 38º API e estão localizados em arenitos fluviais e deltaicos com porosidade média de 20% e permeabilidade entre 20 e 600 mD. Além do reservatório principal, existem adjacentes também carbonáticos com óleo mais pesado (20º API) e porosidade média de 23%, além de arenitos turbidíticos com óleos de 29º API, porosidade média de 24% e permeabilidade de até 2000 mD. O mecanismo primário de produção é o gás em solução, porém desde 1989 foi implementada a injeção de água. O campo tem 49 poços perfurados, sendo 5 desses injetores.

Segundo o BAR (2015), o volume *in place* de óleo é de 283 milhões de barris com uma produção acumulada de 39 milhões de barris em 2015 (fator de recuperação de 14%). O volume de gás associado é de 2109 milhões de m^3 com uma produção acumulada de 623 milhões m^3.

No final de 2018, o campo ainda possuía 8 poços em produção e duas UEPs ativas, PXA-1 e PXA-3. A vazão média de óleo era de 1000 barris por dia e de gás de 8,5 milhões de m^3/d com um BSW de 66%. Conforme pode ser visto na Figura 51, o perfil de produção apresentou um forte declínio em 1992 e, desde então à uma taxa de declínio da vazão média mais lenta e característica de fim de vida útil.

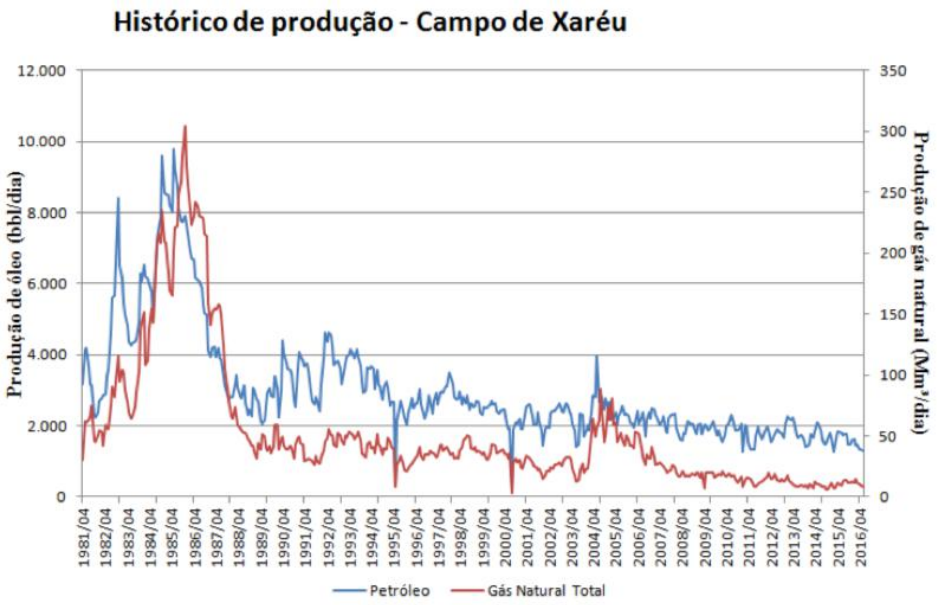


Figura 51 - Histórico de produção de gás e óleo desde o início da produção de Xaréu (Fonte: ANP)

O campo possui 32 metros de lâmina d'água e está a 30 km de distância da costa. Segundo a estimativa de custos apresentada na Tabela 18, o CAPEX do projeto eólico seria de aproximadamente 4423 USD/kW e o OPEX de 148 mil USD/MW.ano.

- Avaliação

Com todos os dados apresentados, avalia-se que a transformação do campo de Xaréu em um parque eólico seria não só possível como interessante economicamente. No que tange ao potencial eólico, o local possui elevada média de velocidade de vento, com baixo desvio da velocidade média e a área do *ring fence* com dimensão aceitável para a instalação de um parque em escala comercial.

O campo possui três plataformas, sendo uma central e duas satélites, aquela com alta capacidade de carga no *topside* poderia funcionar como a subestação *offshore*. As duas satélites poderiam ser reutilizadas como estação de apoio para as atividades de instalação e O&M e/ou meteorológicas.

Através do perfil de produção é possível estimar que a produção cairá lentamente, permitindo uma receita petrolífera adicional capaz de acelerar a redução no tempo de retorno de capital. O baixo fator de recuperação em um campo com boa média de permeabilidade e fluido muito leve representa uma oportunidade futura, caso opte-se por

investir em paralelo no *refit*. Vale ressaltar que nesse sentido a geração elétrica próxima representa um benefício para o setor petrolífero.

Outra vantagem é que somente um terço do *ring fence* possui instalações petrolíferas no leito submarino, o que pode facilitar a instalação dos cabos do parque eólico.

Os principais desafios identificados são a continuação do escoamento da produção de Atum, Curimã e Espada e a produção concomitante com a geração elétrica, uma vez que o campo só possui uma plataforma central. Dessa forma, seria necessário entender se uma ou as duas plataformas satélites poderiam suportar os equipamentos da subestação *offshore*.

4.3.1.2 Agulha

O campo de Agulha, localizado na Bacia Potiguar, foi descoberto em 1975 e iniciou sua produção em 1979. A área de desenvolvimento é de 20 km^2, sendo a mesma que o *ring fence*. O fluido principal produzido é o óleo.

O sistema de produção e escoamento planejado possui três plataformas satélites (PAG-1, PAG-2 e PAG-3), sendo duas delas de aço e uma de concreto. Dois oleodutos conectam o campo de Agulha ao de Ubarana, permitindo o escoamento de sua produção.

Os principais reservatórios, saturados em óleo com 30º API, estão localizados em arenitos turbidíticos. O mecanismo primário de produção é o gás em solução. Entre 1984 e 2010 foi feita uma injeção de água, a fim de maximizar a recuperação do óleo, porém, em função do aumento da chegada de água nos poços, optou-se por encerrar a injeção. O campo teve 31 poços perfurados.

Segundo o BAR (2015), o volume *in place* de óleo é de 35,2 milhões de barris com uma produção acumulada de 14,1 milhões de barris (fator de recuperação de 40%) em 2015. O volume de gás associado é de 474,46 milhões de m^3 com uma produção acumulada de 344,36 milhões m^3.

No final de 2018, o campo somente possuía um único produtor e uma UEP ativa, PAG-1. A vazão média de óleo era de 186 barris por dia e 1 milhão de m^3 com BSW de 70%.

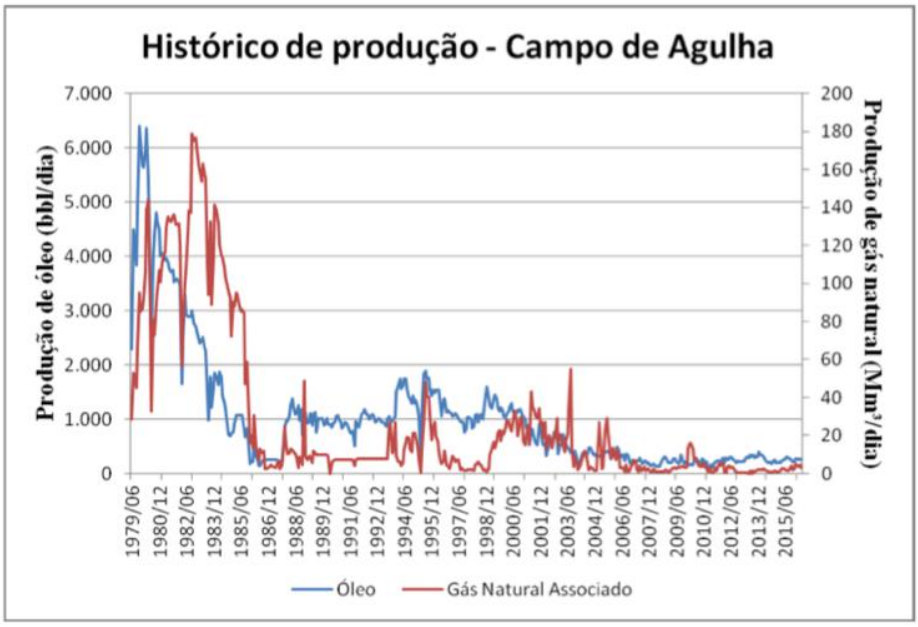


Figura 52 - Histórico de produção de gás e óleo desde o início da produção de Agulha (Fonte: ANP)

O campo possui 16 metros de lâmina d'água e está a 24 km de distância da costa. Segundo a estimativa de custos apresentada na Tabela 18, o CAPEX do projeto eólico seria de aproximadamente 4196 USD/kW e o OPEX de 147 mil USD/MW.ano.

- Avaliação

Com todos os dados apresentados, avalia-se que a transformação do campo de Agulha em um parque eólico não seria a princípio interessante economicamente. Principalmente porque entende-se que a área dentro do *ring fence* é muito pequena para a instalação de um parque eólico. Segundo estimativas apresentadas de densidade de potência, o máximo de capacidade instalada seria de 118 MW, escala muito pequena para a comercialidade. No entanto, a área tem potencial eólico alto e, por isso, expandindo para fora da área do bloco seria possível desenvolver um projeto atrativo.

A produção atual do campo é muito baixa, diminuindo a possibilidade de uma receita petrolífera adicional. O fator de recuperação muito elevado e o fim da injeção de água em função da chegada de grande volume de água demonstram que o campo está muito próximo do seu descomissionamento.

Outra desvantagem importante é a exclusividade de pequenas plataformas, o que aumenta o risco da incompatibilidade de estrutura que possa ser convertida em subestação *offshore.*

4.3.1.3 Cioba

O campo de Cioba, localizado na Bacia Potiguar, foi descoberto em 1982 e iniciou sua produção em 2007. A área de desenvolvimento é de 5,2 km^2, sendo a área do *ring fence* de 16 km^2. O fluido principal produzido é o óleo.

O sistema de produção e escoamento planejado possui uma plataforma satélite (PCIO-1). A produção bruta é transferida para o campo de Ubarana, permitindo o seu escoamento.

Os principais reservatórios estão localizados nos arenitos deltaicos e com forte retrabalho das marés. O campo teve 8 poços perfurados, sendo que 7 destes já foram abandonados definitivamente. Segundo o BAR (2015), a produção acumulada de óleo é de 1 milhão e de gás associado de 1,71 milhões de m^3 em 2015. No final de 2018, o campo não possuía nenhum poço em produção.

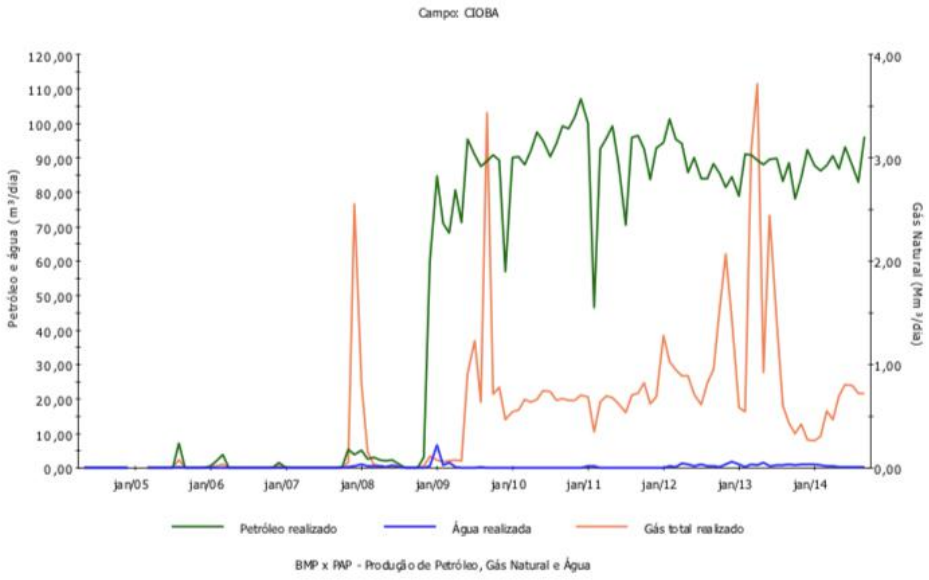


Figura 53 - Histórico de produção de gás e óleo desde o início da produção de Cioba (Fonte: ANP)

O campo possui 9 metros de lâmina d'água e está a 10 km de distância da costa. Segundo a estimativa de custos apresentada na Tabela 18, o CAPEX do projeto eólico seria de aproximadamente 3867 USD/kW e o OPEX de 143 mil USD/MW.ano.

- Avaliação

Com todos os dados apresentados, avalia-se que a transformação do campo de Cioba em um parque eólico não seria princípio interessante economicamente.

Principalmente porque entende-se que a área dentro do *ring fence* é muito pequena para a instalação de um parque eólico. Segundo estimativas, o máximo de capacidade instalada seria de 96 MW. No entanto, a área tem potencial eólico alto e, por isso, expandindo para fora da área inicial seria possível desenvolver um projeto atrativo.

Não houve produção em 2018, diminuindo a possibilidade de uma receita petrolífera adicional. Em relação ao fator de recuperação do campo, não é possível inferir em nada, uma vez que o volume *in place* não foi apresentado pela ANP no Plano de Desenvolvimento.

A área tem potencial eólico alto e as instalações são novas, tendo em vista o início da produção em 2007. Sendo assim, caso a área do *ring fence* possa ser ultrapassada, um projeto atrativo poderia ser desenvolvido, porém a sinergia com o setor petrolífero seria inferior às outras alternativas.

4.3.1.4 Ubarana

O campo de Ubarana, localizado na Bacia Potiguar, foi descoberto em 1973 e iniciou sua produção em 1976. A área do *ring fence* é de 129,8 km^2. O fluido principal produzido é o óleo.

O sistema de produção e escoamento planejado conta com quatorze plataformas, sendo doze satélite e duas centrais (PUB-2 e PUB-3). Estas duas últimas com capacidade de separação de gás/líquido, processamento de 30 mil barris de óleo por dia e 1500 milhões de m^3/d de gás. Cada unidade satélite é conectada, através de um duto multifásico, com a central que possui um separador gás/líquido e recebe a produção dos campos de Cioba, Agulha e Oeste de Ubarana.

Os reservatórios estão localizados nos arenitos deltaicos, costeiro e lagunar. Apesar da baixa permoporosidade (porosidade média de 13% e permeabilidade média de 13 mD), a alta heterogeneidade horizontal e vertical garante a boa produção do campo.

O mecanismo primário de produção é o gás em solução, porém há também injeção de água como método de recuperação secundária. O campo teve 131 poços perfurados, sendo 18 destes injetores.

Segundo o BAR (2014), a produção acumulada de óleo é de 107,4 milhões de barris e de gás associado de 15 bilhões de m^3 em 2014. Os dados de volume *in place* não foram divulgados, impedindo a estimativa do fator de recuperação.

No final de 2018, o campo ainda possuía 38 poços em produção e todas as quatorze UEPs em atividade. A vazão média de óleo era de 1700 barris por dia e de gás de 119 milhões de m^3/d com BSW de 50%. Conforme pode ser visto na Figura 54, o perfil de produção é clássico e o campo encontra-se à uma taxa de declínio da vazão média mais lenta característica do fim da vida útil do campo.

Figura 54 - Histórico de produção de gás e óleo desde o início da produção de Ubarana (Fonte: ANP)

O campo possui 16 metros de lâmina d'água e está a 13 km de distância da costa. Segundo a estimativa de custos apresentada na Tabela 18, o CAPEX do projeto eólico seria de aproximadamente 3972 USD/kW e o OPEX de 144 mil USD/MW.ano.

- Avaliação

Com todos os dados apresentados, avalia-se que a transformação do campo de Ubarana em um parque eólico seria a princípio possível e interessante economicamente.

No que tange ao potencial eólico, o local possui boa média de velocidade de vento, elevado fator de forma (*Weibull* k) e área do *ring fence* excelente, permitindo a instalação de um parque com grande capacidade instalada.

A quantidade de plataformas e cabos representa, por um lado, uma oportunidade, porém, por outro, uma dificuldade. Duas das plataformas são centrais e uma ou as duas poderiam ser convertidas em subestações *offshore*. A grande capacidade de tratamento e completações e árvores de natal secas indicam uma grande capacidade de suporte de peso. Já as satélites poderiam ser utilizadas como estações meteorológicas ou de apoio às atividades de instalação e O&M. Vale ressaltar que estudos adicionais de estabilidade estrutural são fundamentais para avaliar o reúso, porém não há proposta de instalação de turbinas que possua perfil de carga mais complexo.

As principais desvantagens são a grande quantidade de infraestrutura, a quantidade de poços e o desenvolvimento de toda a área do *ring fence* que indica que haverá menos espaço no leito submarino para a instalação dos cabos elétricos. Além disso, o OPEX do campo tende a ser alto em função da grande quantidade de plataformas e poços.

Apesar do campo receber a produção de Cioba, Agulha e Oeste de Ubarana, no final de 2018 somente dois poços dos três campos estavam operando. Sendo assim, não deve haver nenhuma perda significativa com a conversão total das plataformas em subestação, caso fosse necessário.

Através do perfil de produção é possível estimar que a produção decai lentamente, permitindo uma receita petrolífera adicional capaz de girar o fluxo de caixa em uma fase até a etapa de comissionamento da planta elétrica. Entretanto, as características do reservatório, a partir da descrição do Plano de Desenvolvimento, não demonstram elevada qualidade do reservatório (o fator de recuperação não foi divulgado).

4.3.1.5 Arabaiana

O campo de Arabaiana, localizado na Bacia Potiguar, foi descoberto em 1975 e iniciou sua produção em 1979. A área de *ring fence* é de 57,24 km^2. O fluido principal produzido é o condensado.

O sistema de produção ocorre através de duas plataformas satélites fixas de aço (PARB-1 e PARB-3). Três gasodutos conectam o campo de Arabaiana e o de Pescada, permitindo o escoamento da produção de gás e condensado, uma vez que PARB-1 e 3 não possuem sistema de compressão de gás e processamento da produção.

Os reservatórios principais estão localizados nos arenitos fluvio-aluviais com porosidade de 9% e permeabilidade de 10 mD, entretanto existem outros intervalos produtores. O campo produz por depleção natural, não possuindo sistemas de injeção. No total foram perfurados 13 poços.

Segundo o BAR (2015), o volume *in place* de óleo é de 12,7 milhões de m^3 e 1,43 milhões de m^3 de condensado. A produção acumulada de óleo é de 0,04 e 0,28 milhões de m^3, representando um fator de recuperação de 0,3% de óleo e 19,6% de condensado em 2015. O volume de gás associado é de 1868,75 milhões de m^3 com uma produção acumulada de 19,64 milhões m^3. Tais valores demonstram que o campo praticamente só produz seus condensados.

No final de 2018, o campo somente possuía 1 poço em produção e uma UEP ativa, PARB-1. A vazão média de óleo era de 186 bopd e um milhão de m^3 com BSW de 20%. Como pode ser visto na Figura 55, houve um brusco declínio desde de 2015 no campo, porém não explicitado no plano de desenvolvimento.

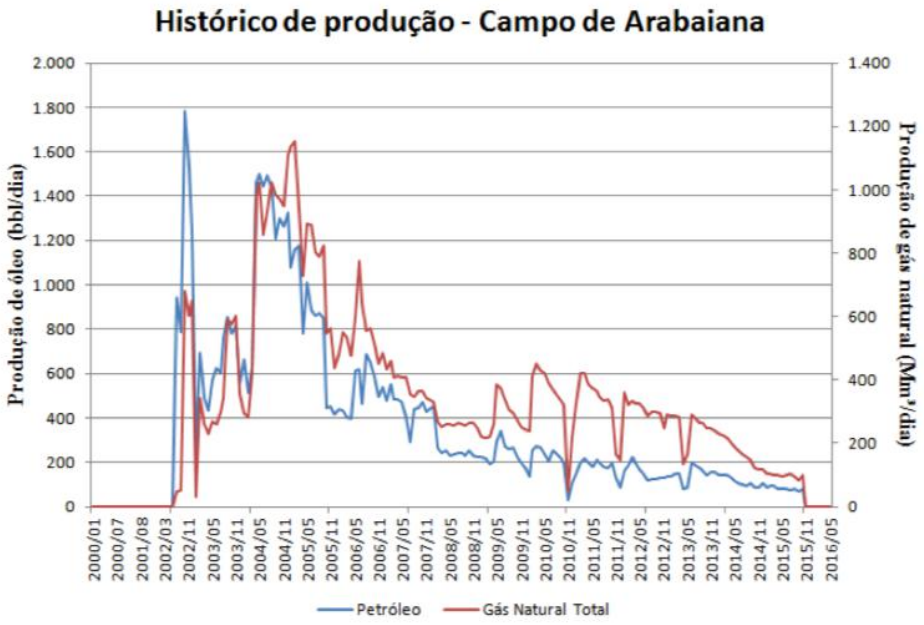


Figura 55 - Histórico de produção de gás e óleo desde o início da produção de Arabaiana (Fonte: ANP)

O campo possui 25 metros de lâmina d'água e está a 31 km de distância da costa. Segundo a estimativa de custos apresentada na Tabela 18, o CAPEX do projeto eólico seria de aproximadamente 4403 USD/kW e o OPEX de 148 mil USD/MW.ano.

- Avaliação

Com todos os dados apresentados, avalia-se que a transformação do campo de Arabaiana em um parque eólico não seria a princípio interessante economicamente.

A produção atual do campo é muito baixa, diminuindo a possibilidade de uma receita petrolífera adicional. Outra desvantagem importante é a exclusividade de plataformas satélites, o que aumenta o risco da incompatibilidade de estrutura que possa ser convertida em subestação *offshore*.

A área tem potencial eólico alto e tamanho interessante para a instalação de um parque. Entretanto, como o objetivo do projeto é a redução de custo também por uma produção inicial de óleo, esta alternativa foi excluída.

4.3.2 Análise final

Os campos de Ubarana e Xaréu se mostram economicamente interessantes, tanto do ponto de vista do potencial eólico, como de potencial sinergia e, por isso, as análises detalhadas terão como objetivo comparar os dois projetos. A princípio Ubarana se apresenta mais viável do que Xaréu, porém a maior média de velocidade de vento anual do segundo pode resultar em menores custos nivelados de geração de energia elétrica.

Em estados diferentes, o primeiro se localiza no Rio Grande do Norte e o segundo no Ceará. Em comum, ambos foram os primeiros campos petrolíferos em águas rasas do seu estado e centralizam a produção dos campos adjacentes. No campo de Xaréu a produção dos três campos próximos é significativa, já os três de Ubarana só possuem no total dois poços ativos.

O campo de Ubarana tem o potencial de instalar mais turbinas na área já concedida pela União, uma vez que possui maior área do *ring fence*. Sua grande quantidade de estruturas pode atrair o interesse da operadora de petróleo em alternativas de extensão de vida útil da área. A menor distância da costa e de lâmina d'água em comparação com Xaréu tendem a resultar em menores custos de investimento e de operação. Por sua vez, o campo de Xaréu apresenta características permoporosas mais atrativas e um custo de abandono inferior em razão da menor quantidade de poços.

5 ESTUDO DE CASO DE UM PROJETO DE GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE EM UM CAMPO PETROLÍFERO DA COSTA BRASILEIRA

Esta etapa final de avaliação possui como dados de entrada as estimativas de custo por MW instalado, a faixa de potencial redução e os campos selecionados para a análise. O objetivo da avaliação é estimar o custo nivelado de eletricidade do projeto, assim como avaliar valores de venda de eletricidade, que permitiram a viabilidade do projeto (conforme apresentado na Figura 56).

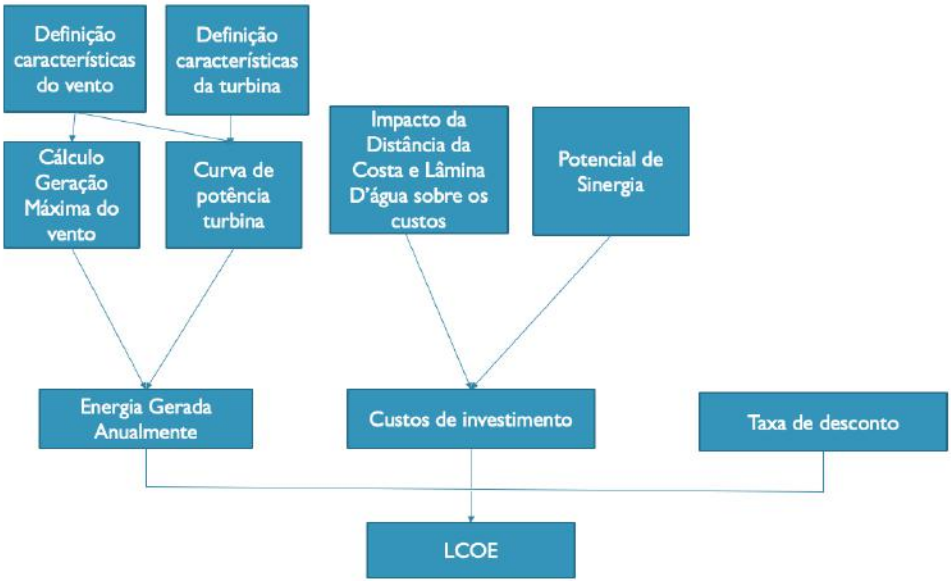


Figura 56 - Metodologia para cálculo do impacto da potencial sinergia sobre o custo nivelado de cada projeto

5.1 Descrição do projeto

Conforme definido na seção anterior, duas das trinta alternativas serão analisadas de forma mais detalhada. Para tanto, faz-se necessária a definição de uma linha de base do parque. O projeto 1 se refere ao campo de Ubarana (em verde) e o 2 ao de Xaréu (em laranja). As principais diferenças entre eles são o tamanho do campo, o recurso eólico, a distância da costa e lâmina d'água. Conforme apresentado na Tabela 26, Ubarana possui, aproximadamente, o dobro da área de Xaréu, o que permitiria a instalação de uma usina eólica com capacidade superior.

Tabela 26 – Descrição das duas alternativas de projeto (Fonte: Elaboração própria)

Descrição Projeto		
Projeto	1 (Ubarana)	2 (Xaréu)
Média anual a 100 m altura (m/s)	8,6	9,06
Weibull fator de forma "k"	4,97	4,11
Weibull fator de escala "c" (m/s)	9,37	9,98
Lâmina d'água (m)	16	32
Distância da costa (km)	13	30
Área do *ring fence* (km^2)	119,774	61,36
tempo de vida do projeto	20	

Se, por um lado, a velocidade média dos ventos de Xaréu é ligeiramente superior, por outro o fator de forma de Ubarana também é 25% maior. O impacto de tal variação sobre a quantidade de energia gerada será acessado dentro da estimativa de geração.

Vale ressaltar que se comparado com a linha de base do projeto, proposto pela NREL (2018) para os EUA, todos os dois possuem média superiores de recurso eólico, uma vez que a velocidade média naquele caso é de 8,5 m/s e o fator de forma 2,5.

5.2 Balanço do sistema

A infraestrutura elétrica definida para o projeto foi a padrão (EIA WIND, 2016), com cabos que capturam energia dos transformadores de cada turbina e transmitem para os transformadores da subestação *offshore* através de uma voltagem intermediária AC de 33 kV. O sistema de exportação eleva a voltagem para 220 kV (HVAC), a fim de diminuir as perdas quando a energia é transmitida para a subestação *onshore*.

Tabela 27 – Descrição do Balanço do Sistema (Fonte: Elaboração própria)

Descrição Balanço do Sistema	
Fundação das turbinas	Jaquetas
Configuração dos cabos	Radial
Voltagem dos cabos (kV)	33 (AC)
Subestação *offshore*	1 (33kV/220kV)
Fundação subestação *offshore*	jaqueta
Cabo de exportação	1 (220kV - HVAC)
Comprimento do cabo de exportação (km)	13 (Ubarana)/ 30 (Xaréu)

Tendo em vista a distância da costa dos dois projetos propostos, optou-se por um sistema de exportação HVAC (BEITER *et al.*, 2016). O estado da arte em 2018 tem como padrão o uso de jaquetas como fundação para as subestações *offshore*, porém para as turbinas as monoestacas têm sido a solução mais utilizada. Segundo (DAMIANI; DYKES; SCOTT, 2016), o peso das estruturas de monoestaca é superior ao das jaquetas, porém o custo é aproximadamente 10% inferior ao da jaqueta. No entanto, os primeiros parques do país utilizaram jaquetas, não pelo custo, mas sim em função da necessidade de grande infraestrutura para a manufatura das monoestacas.

Outros estudos europeus, como LOZANO-MINGUEZ *et al.* (2011) e SEIDEL (2018), indicam um custo das jaquetas inferior ao das monoestacas ao incluir transporte, instalação, controle de erosão (necessário somente nas monoestacas) e infraestrutura elétrica.

O contexto brasileiro de alta experiência em fundações do tipo jaqueta, a cadeia de fornecimento já existente, a grande quantidade de estruturas desse tipo que poderá ser reaproveitada em função do descomissionamento dos campos petrolíferos maduros das regiões com maior potencial eólico, a complexidade da manufatura das monoestacas e o objetivo do presente trabalho de redução de custo em função da interação com a indústria petrolífera motivam a adoção da fundação do tipo jaqueta na subestação *offshore* e nas turbinas.

Ao analisar os dois projetos propostos se, por um lado, as plataformas centrais, com maior capacidade de suporte de carga e espaço no *topside* tendem a ser reutilizadas como subestações *offshore*, as plataformas satélites poderão ser convertidas em estações meteorológicas ou como instalações de apoio às atividades no mar.

Em Ubarana existem doze plataformas satélites, sendo que como pode ser visto na Tabela 28, sete delas produzem menos de 50 barris por dia. Assim, da produção total, 86,5% advêm de sete plataformas. Em Xaréu, uma das plataformas satélites já não operava desde setembro de 2018, porém a quantidade de subestruturas que pode ser reutilizada é muito inferior.

Tabela 28 – Descrição das plataformas de Ubarana (Fonte: Elaboração própria)

Plataforma	Vazão de óleo* (bbl/d)	Função
Plataforma De Ubarana 12	514,5	Satélite
Plataforma De Ubarana 2	280,7	Central
Plataforma De Ubarana 13	169,4	Satélite
Plataforma De Ubarana 3	157,4	Central
Plataforma De Ubarana 5	140,5	Satélite
Plataforma De Ubarana 1	118,1	Satélite
Plataforma De Ubarana 6	100,3	Satélite
Plataforma De Ubarana 4	42,4	Satélite
Plataforma De Ubarana 10	42,1	Satélite
Plataforma De Ubarana 11	41,2	Satélite
Plataforma De Ubarana 7	34,4	Satélite
Plataforma De Ubarana 8	33,8	Satélite
Plataforma De Ubarana 9	27,3	Satélite
Plataforma De Ubarana 15	9,7	Satélite

* ANP Boletim mensal da produção de Petróleo e Gás Natural de Outubro de 2018

5.3 Geração Anual de Energia

A turbina de 8 MW será utilizada no presente trabalho por representar o estado da arte no ano de referência. Os valores apresentados na Tabela 29 foram disponibilizados pela fornecedora *Vestas* e servirão de base para o cálculo da geração anual de energia de cada um dos projetos propostos.

Tabela 29 - Descrição das características de projeto da turbina base (Fonte: Elaboração própria com base no relatório da *Vestas*)

Descrição da Turbina	
Fabricante	Vestas
Potência (MW)	8
diâmetro rotor (m)	164
altura do hub (m)	105
velocidade de *cut in* (m/s)	4
velocidade média de projeto da turbina (m/s)	11
Weibull fator k	2,2
Weibull fator c (m/s)	12
Tipo de gerador	magnético permanente

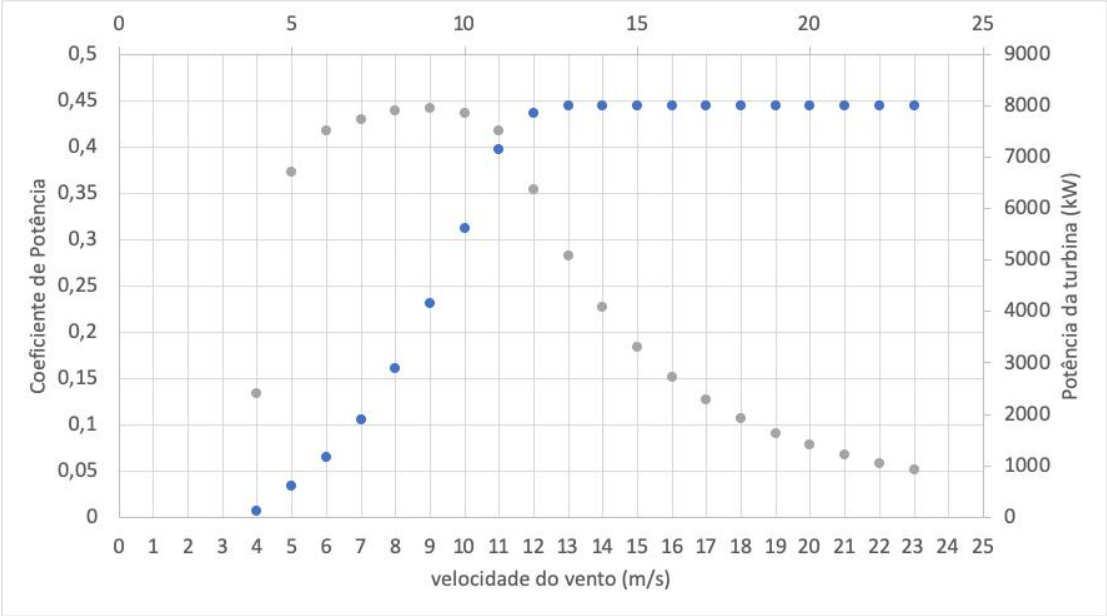


Figura 57 – Curvas de carga e de coeficiente de potência da turbina da Vestas de potência nominal de 8 MW (Fonte: adaptado de C. Desmond *et al.* 2016)

O parâmetro principal aerodinâmico para a avaliação da turbina é o coeficiente de potência (*coefficient of power* - cp). Ele avalia a eficiência no processo de transformação da energia do vento em mecânica, sendo a razão entre a potência de energia gerada pela turbina (P_t) e a potência do vento. A primeira é singular para cada tipo de turbina, já a segunda representa a quantidade de energia que o vento transfere a cada segundo para o rotor. A turbina em questão tem rotor de 164 metros, o equivale a uma área (A) de 21.124 m^2. Seguindo a Equação 3, foi possível calcular a P_v (em W) para cada velocidade de vento v (em m/s), em que ρ é a densidade do ar em kg/m^3. Os valores estão apresentados no gráfico da Figura 57.

Equação 3 - Potência do vento (W)

$$P_v = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \tag{3}$$

Para estimar a quantidade de energia anualmente gerada para cada um dos campos é necessário definir a sua curva de densidade de potências em função da velocidade do vento. Ela é calculada a partir da multiplicação da distribuição de *Weibull* de cada campo pela curva de potência (Figura 57).

A partir do fator de forma “k” e o de escala “c” é possível descrever a distribuição das velocidades do vento em função de sua frequência de ocorrência “f(v)”. A equação 4 define a distribuição de *Weibull*, em que v representa as velocidades do vento em m/s. A Figura 58 apresenta as curvas propostas para Xaréu (em azul) e Ubarana (em laranja).

Equação 4 - Distribuição de *Weibull*

$$\rho(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * exp^{\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}\right]} \tag{4}$$

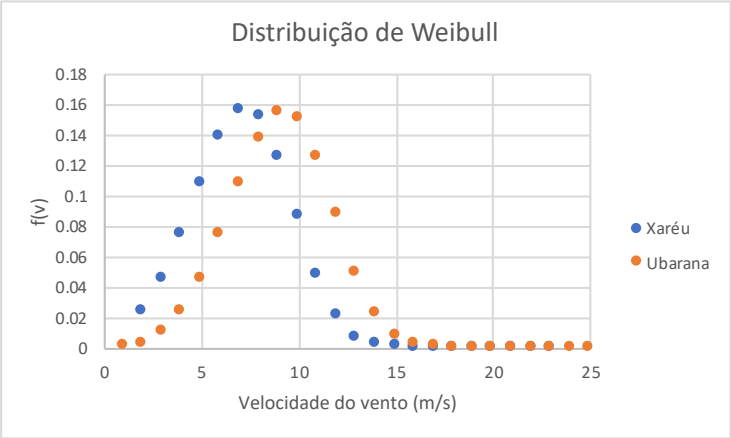


Figura 58 - Curva de distribuição de *Weibull* calculada para os campos de Xaréu e Ubarana (Fonte: Elaboração própria)

Ao multiplicar a potência da turbina em cada velocidade do vento pela probabilidade de ocorrência dessa velocidade é possível, finalmente, calcular a distribuição de potência (DP) em diferentes velocidades (Figura 59). O somatório da distribuição de potência multiplicado pela quantidade de horas em um ano resulta na estimativa de geração anual do campo (MW). A resume o cálculo em que P_t é a potência da turbina e “f(v)” a frequência dessa velocidade.

Equação 5 - Potência anual da turbina

$$P_{anual} = 24 * 365 * \sum P_t * f(v) \tag{5}$$

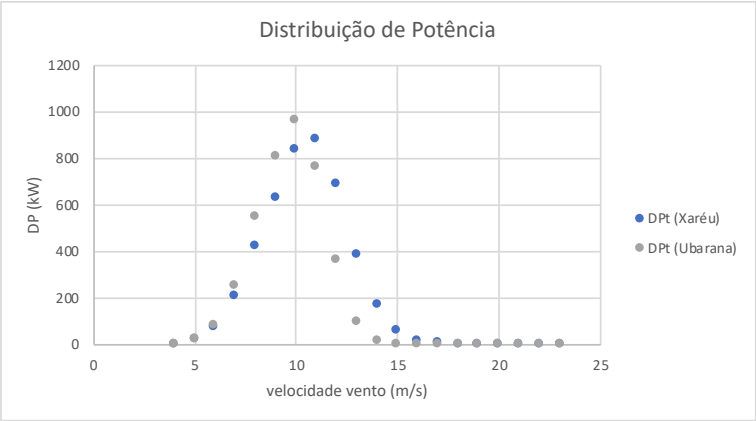


Figura 59 - Distribuição de Potência estimada do vento e para a turbina de 8MW em Xaréu e Ubarana (Fonte: Elaboração própria)

O Fator de Capacidade (FC) é a razão entre a produção da turbina e sua Potência nominal ($P_{máxima}$), sendo este o valor caso ela operasse durante todo o ano em sua máxima capacidade. O fator de disponibilidade e perdas do sistema são decorrentes de características do projeto, como efeito esteira e transmissão, ou das condições do sítio incluindo temperatura, histereses e raios. Como não há nenhum projeto de exportação elétrica no litoral brasileiro, optou-se por utilizar o valor de referência apresentado pelo NREL (2018) para o caso norte-americano, equivalente a 15,8% de perdas no total, e adicionar como variável de incerteza o fator de capacidade líquida.

Conforme apresentado na Tabela 30, é previsto um fator de capacidade 6% maior para Xaréu do que para Ubarana. Tal diferença demonstra que o fato de Ubarana possuir ventos mais constantes não é suficiente para contrabalançar a maior velocidade média de vento de Xaréu.

Tabela 30 – Fator de capacidade líquida de cada projeto (Fonte: Elaboração própria)

Turbina	Ubarana	Xáreu
Weibull k a 100 m	5,0	4,1
Weibull c a 100 m (m/s)	9,4	10,0
Potência nominal da turbina (MW)	8	8
Energia máxima gerada (MWh)	70080	70080
Energia gerada por turbina no local (MWh)	34593	38804
Fator de capacidade bruto (%)	49,4%	55,4%
Perda do sistema (%)	15,8%	15,8%
Energia líquida gerada por turbina (MWh)	29127	32673
Fator de capacidade líquido	41,6%	46,6%

5.4 Estimativa de custo dos campos de Ubarana e Xaréu

A partir dos valores estimados na seção 4.2 dos custos de investimento e operação em função da distância da costa e da lâmina d'água e apresentados na Tabela 18 e o fator de capacidade líquida resultante das condições de recurso eólico de cada localização é possível estimar um valor de custo nivelado de eletricidade (em USD/MWh) que será utilizado como base para a avaliação do impacto nos custos em razão da sinergia potencial dos campos petrolíferos definidos. A taxa de desconto assumida nesta etapa foi de 10%.

Tabela 31 – Estimativa LCOE Ubarana e Xaréu (Fonte: Elaboração própria com base NREL, 2018 e Cepel, 2018)

Caso	CAPEX (USD/KW)	OPEX (mil USD/MW.ano)	FC (%)	LCOE (USD/MWh)
Ubarana	3972	144	42%	168
Xaréu	4423	148	47%	163

O LCOE representa o mínimo valor de venda para que tanto os custos fixos como as variáveis remuneram o capital a uma dada taxa de desconto. A diferença entre o fator de capacidade de Xaréu e o de Ubarana permitiu um valor 11% inferior para o segundo em relação ao primeiro. O primeiro campo, localizado no Ceará, possui velocidade média de ventos de, aproximadamente, 6,5% superior ao segundo (Ubarana), o que justifica o menor custo de geração elétrica.

5.5 Avaliação de sinergia potencial para os campos propostos

No capítulo de apresentação de um projeto eólico no mar foram expostas áreas em que potenciais cooperações advindas do setor petrolífero poderiam impactar nos custos de geração de eletricidade. Os valores propostos serão então utilizados para a avaliação do seu potencial impacto sobre o custo nivelado de eletricidade, assumindo novamente a taxa de remuneração de capital de 10%. Apesar do custo de capital e operacional serem os mesmos entre os projetos, o recurso eólico é diferente e, portanto, será avaliado o impacto sobre diferentes fatores de capacidade líquida. A faixa de custo proposta é apresentada na Tabela 32.

Tabela 32 – Estimativa de faixa de redução de LCOE

Ubarana	CAPEX (USD/kW)	OPEX (mil USD/MW.ano)	FC (%)	LCOE (USD/MWh)
Referência	3972	144	42%	168
Pós Redução Min	3673	138	42%	156
Pós Redução Max	3307	109	42%	133

Xaréu	CAPEX (USD/kW)	OPEX (mil USD/MW.ano)	FC (%)	LCOE (USD/MWh)
Referência	4423	148	47%	163
Pós Redução Min	4090	142	47%	152
Pós Redução Max	3683	112	47%	129

A faixa de redução estimada nos custos de capital foi de 7 a 16% e, entre os operacionais, de 4 a 25%, resultando em um impacto final sobre o custo nivelado de 6 a 20%. Entretanto, tais valores englobam diversas incertezas e, buscando avaliar o impacto delas sobre os custos propostos, optou-se por realizar uma análise de sensibilidade.

A análise de sensibilidade englobou todos os parâmetros necessários para a estimativa do custo nivelado, ou seja, custos fixos, variáveis, taxas de remuneração do capital e fator de capacidade líquida. O caso base é o valor médio dentro da faixa de potencial redução mínima e máxima dos custos e o fator de capacidade médio entre Xaréu e Ubarana.

Tabela 33 - Parâmetros base utilizado análise de sensibilidade monoparamétrica[17] (Fonte: Elaboração própria)

CAPEX (milhões USD/MW)	3,69
OPEX (milhões USD/MW/ano)	0,125
Fator de capacidade líquida	44%
Taxa de desconto	10%
LCOE (USD/MWh)	145

[17] A análise de sensibilidade procura avaliar o impacto de uma variação de uma variável no valor total analisado. O caso monoparamétrico se refere a variação de cada um dos parâmetros analisados mantendo todos os outros fixos em seu valor de referência, não considerando a inter-relação entre eles.

Em razão da incerteza de uma avaliação de custo de geração elétrica no mar no Brasil, da transformação da sinergia potencial em efetiva e da velocidade de aprendizado das fontes renováveis, a faixa de valores utilizada foi ampla. A Tabela 34 abaixo apresenta o resultado final do uso de 20% de variação em cada um dos parâmetros.

Tabela 34 - Variáveis de incerteza utilizadas na análise de sensibilidade (Fonte: Elaboração própria)

Variáveis	Referência	Mínima	Máxima
CAPEX (USD/MW)	3688	3135	4426
OPEX (mil USD/MW.ano)	125	100	150
Fator de capacidade	44%	35%	53%
Taxa de retorno	10%	8%	12%

A incerteza a respeito dos custos fixos e variáveis é inerente ao estágio inicial em que as tecnologias se encontram. A variação nos parâmetros busca assim acessar o impacto da nacionalização dos projetos, as economias de escala, a evolução dos preços, a velocidade de aprendizagem da indústria e o nível de cooperação entre os setores eólico e petrolífero no caso brasileiro.

O fator de capacidade líquida busca analisar o impacto tanto do fator de capacidade, como da disponibilidade e perdas do sistema, logo da energia elétrica gerada anualmente. Conforme pode ser visto ao analisar Ubarana e Xaréu, o impacto sobre o custo nivelado é alto e a incerteza dos valores propostos de perda de sistema elevada. Se, por um lado, as condições meteorológicas do país podem representar um aumento na disponibilidade dos equipamentos, por outro a ausência de projetos de geração elétrica no mar pode provocar perdas superiores nos primeiros projetos.

Por último, a taxa utilizada no projeto para descontar os fluxos de caixa, tanto financeiros como de energia, foi incorporada por ser função do objetivo do projeto e do ator que o está avaliando. Uma análise adicional somente com essa variável será posteriormente apresentada, a fim de ampliar a faixa de valores. Neste primeiro momento ela variou, assim como as outras, somente 20%. No entanto, o intervalo entre 8% e 12% para esta variável, especificamente, foi considerado baixo, o que motivou a apresentação do gráfico seguinte que apresenta uma faixa entre 5% e 15%.

O gráfico de Tornado é capaz de ilustrar o impacto de uma análise de sensibilidade monoparamétrica, em que somente um parâmetro varia por vez, mantendo os outros no

seu valor base. No Gráfico 1 é apresentada a variação percentual (%) dos parâmetros sobre o custo nivelado base (em cima) e sobre o valor de referência proposto em USD/MWh (abaixo).

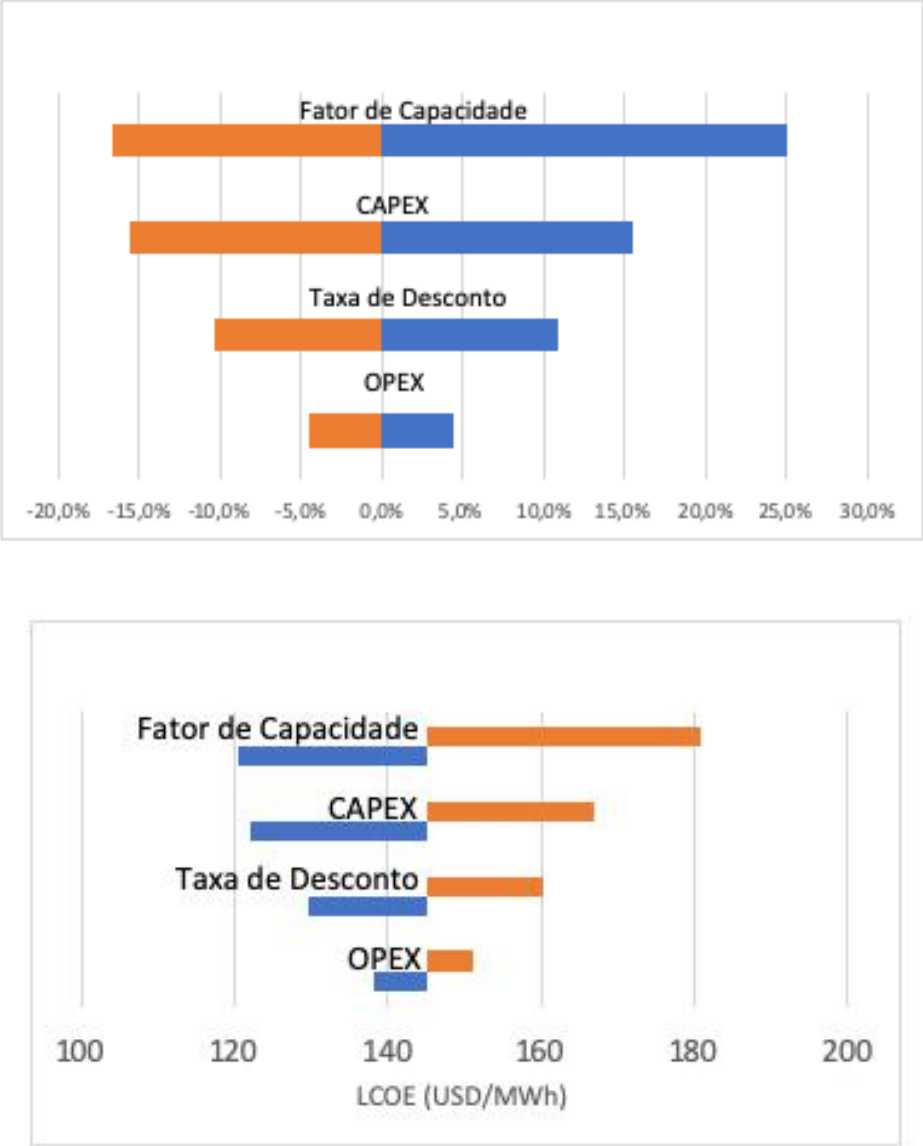


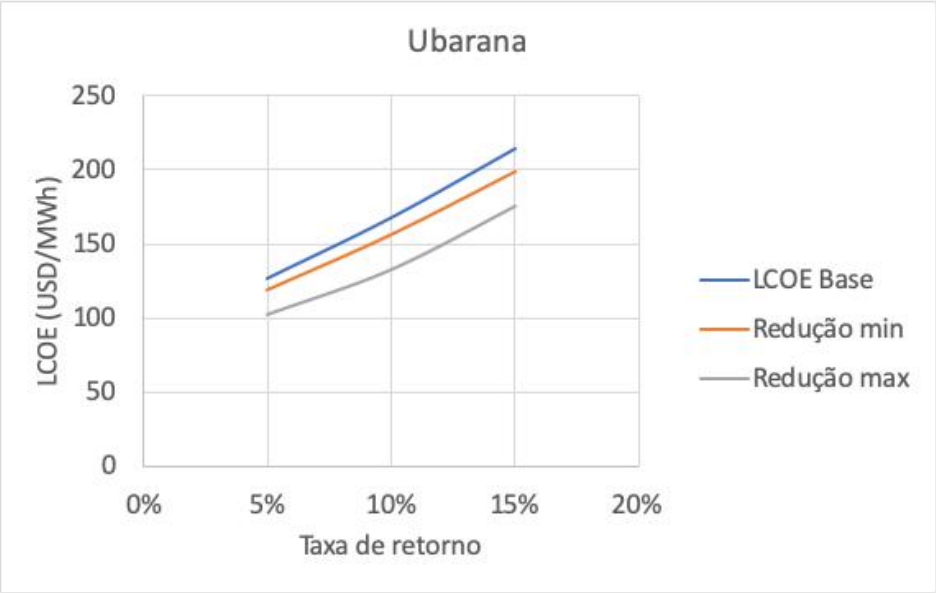
Gráfico 1 - Análise de sensibilidade sobre o LCOE (Fonte: Elaboração própria)

A variação de fator de capacidade líquida, vantagem competitiva brasileira ao variar todos os parâmetros em 20%, é a maior representando uma alteração no LCOE de 16 a 25%. Em razão da alta intensidade de investimento, a variação no custo fixo (CAPEX) representa a segunda variável mais importante, provocando uma alteração de 15% no custo nivelado de eletricidade. O custo variável impacta somente 5% e demonstra

que, mesmo que a sinergia potencial operacional seja significativamente superior ao previsto, a experiência em atividades no mar tem probabilidade de redução direta baixa.

O alto custo apresentado pela geração eólica no mar demonstra a necessidade de políticas públicas, caso haja o interesse em auxiliar a penetração dessa indústria no país. Nesse sentido, ampliou-se a taxa de desconto mínima para 5%, a fim de avaliar o impacto sobre o custo nivelado, e foram incluídas as estimativas de base, redução mínima e máxima, excluindo o valor médio neste caso.

O Gráfico 2 demonstra que, em uma perspectiva de longo prazo com menor taxa de desconto de capital, é possível encontrar valores mais atrativos para a geração. As taxas utilizadas no mercado não incluem a justiça intergeracional e, por isso, para uma análise do setor público as taxas divergem amplamente em relação às das empresas privadas. Nesse contexto, a concretização da colaboração entre os setores no caso brasileiro poderia resultar em custos mais competitivos economicamente com a energia solar e eólica em terra.



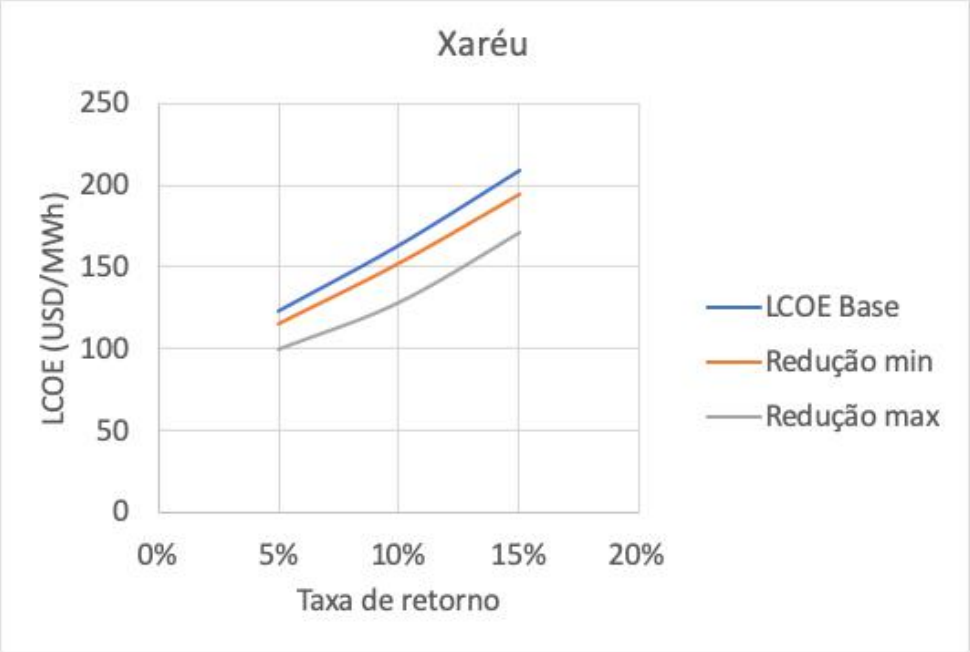


Gráfico 2 – Resultado da análise de sensibilidade do LCOE à taxa de retorno para os dois campos nos três cenários (base, sinergia mínima e máxima) (Fonte: Elaboração própria)

5.5.1 Estimativa de produção campo maduro – Casos Ubarana e Xaréu

Este trabalho, conforme já apresentado, estima a receita da produção dos campos que serão reutilizados para tornar o fluxo de caixa mais atrativo e acelerar a recuperação dos investimentos.

Em geral, contabilizando a partir da assinatura da definição de realizar o projeto eólico até a primeira geração elétrica são necessários de 3 (três) a 5 (cinco) anos. De forma simplificada, no primeiro ano os levantamentos de dados são realizados, assim como os estudos de impacto ambiental e a definição do *design* do parque. Somente após esta fase inicial, podem ser compradas, manufaturadas e instaladas as fundações. Para tanto, são necessários dois anos, em geral. Com as fundações instaladas, é possível então instalar as turbinas sobre elas durante, aproximadamente, um ano (IRENA, 2016).

Outro ponto em discussão é a necessidade de encerramento da atividade do campo petrolífero em razão do início das atividades do parque eólico. Em teoria não seria necessário, porém aumentaria o grau de complexidade da gestão de operação e manutenção.

A proposta do presente trabalho é a conversão das plataformas de petróleo, por isso o cenário da produção concomitante de petróleo e energia elétrica será apresentado como alternativo e não como caso base. Isso porque seria necessário um estudo complementar do espaço de *topside* disponível para os equipamentos elétricos sem retirar os relacionados às atividades de petróleo. Uma outra opção seria não reutilizar as plataformas como subestação *offshore* para o parque, porém está fora do escopo.

Sendo assim, três cenários serão apresentados nesta seção: produção por três (base) e cinco anos e até o final da licença do bloco. Optou-se por apresentar uma alternativa intermediária de cinco anos devido ao grau de imaturidade do setor eólico *offshore* no país, o que pode impactar o início da geração elétrica.

Tendo em vista, a dificuldade de estimativa de produção sem o conhecimento das especificidades do campo, optou-se mais uma vez por uma abordagem probabilística em que três cenários: conservador (em laranja), base (em azul) e otimista (em verde). Ela é feita em função de três variáveis: taxa de declínio, OPEX, taxa de retorno ao operador. Trata-se de uma análise simples que busca identificar os cenários extremos. Assim, o cenário conservador possui todas as variáveis consideradas negativas e o otimista as positivas, conforme apresentado na Tabela 35.

Tabela 35 - Premissas dos cenários analisados (Fonte: Elaboração própria)

Variáveis	Conservador	Base	Otimista
Taxa de declínio (% a.a)	15	10	5
OPEX (USD/bbl)	25	20	15
Taxa de retorno ao operador (%)	12%	10%	8%

O valor de referência do preço do barril advém da estimativa do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (EPE, 2017) e será utilizado conforme Tabela 36.

Tabela 36 - Valor de referência Brent PDE 2026 (Fonte: Elaboração própria)

Ano	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
USD/bbl	59	66	71	74	76	78	79

Ubarana

Ao analisar a curva de produção do campo de Ubarana é interessante observar que a taxa de declínio anual nos últimos cinco anos tem sido inconstante com até mesmo períodos de crescimento. Entretanto, a tendência do campo é um declínio anual como já explicado anteriormente. O perfil de produção proposto para o campo nos três cenários foi calculado a partir da produção de setembro de 2018 (Gráfico 3) (ANP, 2018b).

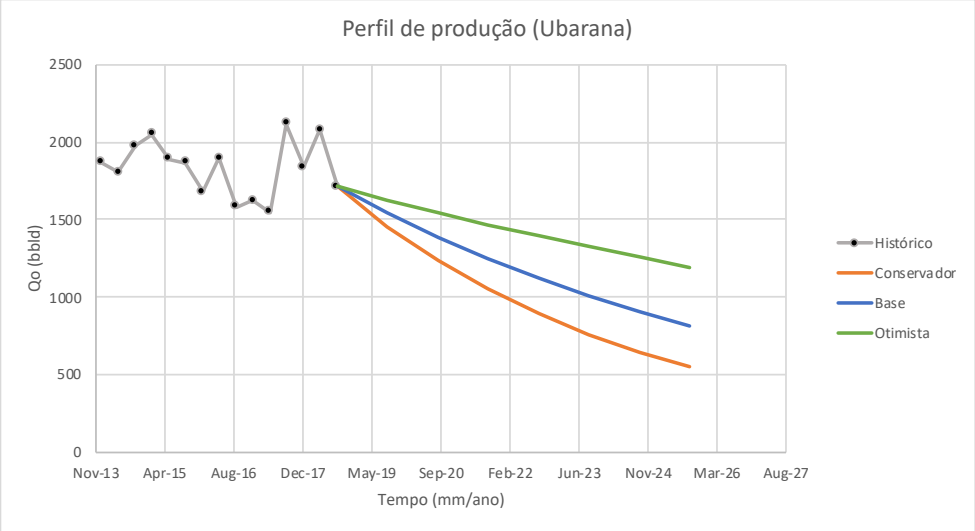


Gráfico 3 - Perfis de produção propostos para Ubarana (Fonte: Elaboração própria)

Na Tabela 37 é apresentada a metodologia proposta para se acessar a receita líquida anual do campo. Primeiramente, a partir dos perfis de produção é calculada a produção líquida anual e o OPEX (custo por barril produzido). A partir da produção em função do preço do barril proposto pelo PDE 2026 (Tabela 36) e descontando do valor proposto pela ANP para a corrente RGN Mistura (Tabela 22) foi calculada a receita bruta sobre a qual foi aplicado os *Royalties* estimados em 10%.

Os impostos sobre lucro estimados em 34% (estimado segundo *Delloite* 25% Imposto de Renda + 9% Contribuição Social) foram aplicados sobre a Receita bruta menos o OPEX e *Royalties*. A taxa de retorno do operador foi aplicada sobre a receita menos os custos operacionais e impostos. Já o lucro líquido foi calculado conforme a Equação 6:

Equação 6 - Lucro líquido campo petrolífero

$$Receita_{líquida} = Receita_{bruta} - OPEX - Impostos - Taxa\ de\ retorno_{operador} \quad (6)$$

<u>Xaréu</u>

Ao analisar a curva de produção do campo de Xaréu é interessante observar que o campo tem aumentado sua produção nos últimos cinco anos. Entretanto, o perfil de produção proposto para o campo nos três cenários estima um declínio anual calculado a partir da produção de maio de 2018, seguindo a tendência de um campo maduro (ANP, 2018b). Optou-se por iniciar a estimativa de declínio a partir da maior para que o perfil não tivesse uma queda mais brutal do que a já apresentada e, principalmente, devido ao crescimento dos últimos cinco anos (Gráfico 4).

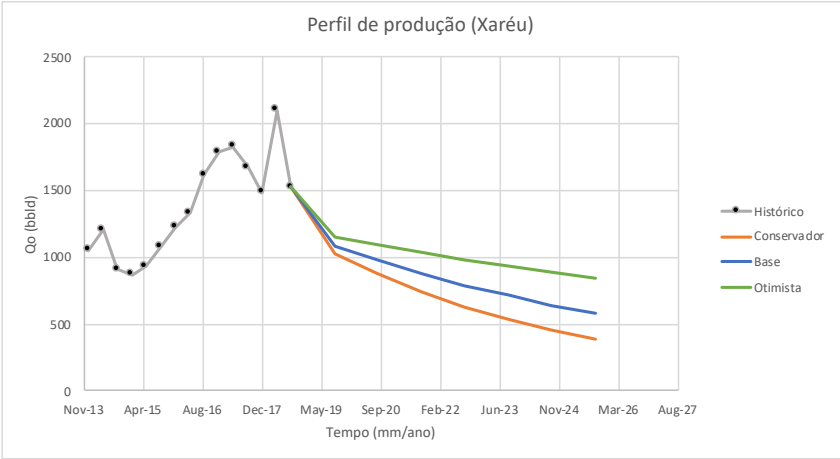


Gráfico 4 - Perfis de produção propostos para Xaréu (Fonte: Elaboração própria)

Tais estimativas de produção foram utilizadas para o cálculo da receita líquida anual conforme descrito para Ubarana, porém em Xaréu o desconto Brent é relativo a corrente Ceará Mar. Assim, foi possível estimar os valores disponíveis para auxiliar os investimentos do parque eólico. A Tabela 37 apresenta o fluxo de caixa proposto para o caso base, os fluxos do caso conservador e otimista estão em anexo

Tabela 37 – Estimativa de fluxo de caixa do caso base até o fim da concessão dos campos de Ubarana e Xaréu (Fonte: Elaboração própria)

Ano	Preço de brent (Base PDE 2026)	Preço venda Ubarana (Desconto ANP)	Base						
			Receita		Custos				Lucro
			Produção Líquida	Receita Bruta	OPEX	Royalties	Impostos sobre Lucro	Taxa de retorno ao operador	Receita Líquida
	USD/bbl	USD/bbl	bbl/d	milhões USD	milhões USD	milhões USD	milhões USD	milhões USD	milhões USD
2019	59,00	52,50	1540,80	29,53	11,25	2,95	5,21	1,01	9,10
2020	66,00	59,50	1386,72	30,12	10,12	3,01	5,77	1,12	10,09
2021	71,00	64,50	1248,05	29,38	9,11	2,94	5,89	1,14	10,30
2022	74,00	67,50	1123,24	27,67	8,20	2,77	5,68	1,10	9,92
2023	76,00	69,50	1010,92	25,64	7,38	2,56	5,34	1,04	9,33
2024	78,00	71,50	909,83	23,74	6,64	2,37	5,01	0,97	8,75
2025	79,00	72,50	818,84	21,67	5,98	2,17	4,60	0,89	8,03

Ano	Preço de brent (Base PDE 2026)	Preço venda Xaréu (Desconto ANP)	Base						
			Receita		Custos				Lucro
			Produção Líquida	Receita Bruta	OPEX	Royalties	Impostos sobre Lucro	Taxa de retorno ao operador	Receita Líquida
	USD/bbl	USD/bbl	bbl/d	milhões USD	milhões USD	milhões USD	milhões USD	milhões USD	milhões USD
2019	59,00	54,41	1086,30	21,57	7,93	2,16	3,90	0,76	6,82
2020	66,00	61,41	977,67	21,91	7,14	2,19	4,28	0,83	7,47
2021	71,00	66,41	879,90	21,33	6,42	2,13	4,34	0,84	7,59
2022	74,00	69,41	791,91	20,06	5,78	2,01	4,17	0,81	7,29
2023	76,00	71,41	712,72	18,58	5,20	1,86	3,92	0,76	6,84
2024	78,00	73,41	641,45	17,19	4,68	1,72	3,67	0,71	6,41
2025	79,00	74,41	577,30	15,68	4,21	1,57	3,36	0,65	5,88

A incerteza associada aos parâmetros geológicos usados para o cálculo de reservas e recursos é difícil, quase impossível de calcular, principalmente nas fases exploratórias dos campos. A fim de abordar de forma pragmática esta questão, o funcionário *Swanson* Exxon publicou em 1972 um *memorandum* interno propondo a atribuição de determinadas probabilidades para cada um dos cenários de produção propostos para os campos (HURST; BROWN; SWANSON, 2000).

A regra, hoje conhecida como Regra de *Swanson*, delimita três áreas dentro da distribuição de perfis de produção possíveis. O objetivo é ponderar através de probabilidades discretas faixas de distribuição da curva, a partir do valor médio esperado como reserva do campo. As três áreas propostas são média, mínima e máxima.

A média representada pelo percentil 50 ou P50 é equivalente à mediana da distribuição e representa o fato de metade das reservas serem maiores do que este valor e metade menores. A parte mínima é representada pelo percentil 90 ou P10 e significa que 90% das reservas são menores do que tal valor. O oposto corresponde à área máxima, equivalente ao percentil 10 ou P90 em que há somente 10% dos perfis que se enquadram acima dele.

Em seguida probabilidades são atribuídas para os percentis P10, P50 e P90. De forma simplificada, para o P50 foi atribuído 40% de probabilidade, sendo 20% para cima e 20% para baixo resultando na faixa entre 30% e 70%. Neste sentido restava tanto P90 como P10 20%. O intervalo entre 70% e 90% foi incorporado ao P90 e o entre 30% e 10% ao P10. Finalmente, os 10% que representam a cauda de cada distribuição foram atribuídos, intervalo de 100% a 90% dentro de P90 e entre 0 e 10% de P10. Em suma, a probabilidade de P10 e P90 foi definida em 30% e P50 40%.

A regra de *Swanson* é amplamente utilizada na indústria petrolífera, principalmente nos prospectos exploratórios em que a incerteza é grande e a falta de dados dificulta a modelagem estática e dinâmica. Na fase de desenvolvimento econômico dos campos, o grau de incerteza vai diminuindo e a partir da coleta de dados de geociências é possível realizar uma modelagem do reservatório e seguinte análise de sensibilidade estática e dinâmica, a fim de encontrar uma quantidade equiprovável de modelos. A partir

da distribuição de curvas de produção são então inferidos os percentis descritos acima P10, P50 e P90.

Sendo assim, a metodologia seguida foi aplicar a Regra de *Swanson* sobre os valores de produção estimados a fim de definir um só valor para as próximas etapas que englobem as incertezas descritas (Tabela 38). Em seguida, a receita foi trazida a valor anual de referência (2018) com taxa de 10%.

Tabela 38 – Proposta de capital disponível para investimento nos parques eólicos em Ubarana e Xaréu (Fonte: Elaboração própria)

1- Ubarana				
VP @2018 (milhões USD)	Conservador	Base	Otimista	Final (Regra *Swanson*)
Caso 1 (3 anos)	18,18	24,35	33,06	25,11
Caso 2 (5 anos)	26,56	36,92	51,38	38,15
Caso 3 (até 2025)	32,00	45,98	65,99	47,79
2- Xaréu				
VP @2018 (milhões USD)	Conservador	Base	Otimista	Final (Regra *Swanson*)
Caso 1 (3 anos)	13,77	18,08	23,85	18,52
Caso 2 (5 anos)	20,10	27,31	36,95	28,04
Caso 3 (até 2025)	24,19	33,94	47,37	35,04

Se comparados aos custos de investimento inicial os valores representam uma parcela marginal do custo total e não seriam suficientes para sozinhos pagarem os custos de capital dos parques. Entretanto, a vantagem reside na aceleração de retorno de capital e receita em uma fase de projeto altamente intensiva em capital.

5.5.2 Custo de descomissionamento O&G

Como pode ser visto nas Figura 51 (Xaréu) e Figura 54 (Ubarana), os dois campos escolhidos para análise aprofundada já estão no fim de sua vida útil. Na próxima década, tanto em função do fim do contrato com a ANP de concessão (previsto para 2025), como, principalmente, pela receita advinda da produção não ser suficiente para pagar os custos operacionais (OPEX) e uma taxa de retorno ao operador, eles provavelmente serão abandonados.

Os trinta campos apresentados pela Petrobras para desinvestimento e propostos no presente trabalho estão próximos da etapa de descomissionamento e, por isso, faz-se necessário que durante o processo de transferência de operação a definição de quem deve arcar com os custos fique muito clara a fim de não impedir um fluxo de caixa sadio para o novo projeto.

No presente trabalho, assumiu-se que esses custos de descomissionamento não devem fazer parte do fluxo de caixa do parque eólico porque pode comprometer a viabilidade econômica do projeto. Entretanto, os valores estimados para o descomissionamento dos dois campos em questão representam de forma qualitativa o problema enfrentado na próxima década e a atratividade da conversão do campo em projetos eólicos *offshore*.

Há uma grande dificuldade de aquisição de dados da arquitetura dos campos maduros do Brasil, uma vez que os mesmos iniciaram suas atividades em um período sem armazenamento obrigatório de dados, em regime de monopólio e sem tecnologia digital. Ademais, há falta de experiência da indústria nacional em descomissionamento e consequentemente de dados que permitam uma valoração mais acurada.

Sendo assim, buscou-se comparações com outros países através de bibliografia internacional. A faixa de valores encontrada foi ampla e fortemente relacionada a variáveis específicas de cada projeto. A fim de ilustrar a diferença de valores dois modelos de custo foram selecionados: ICF *et al.* (2015) e PROSERV (2010). O primeiro estima o custo do descomissionamento no Golfo do México em diversas profundidades, sendo a menor a mais apropriada para este estudo (até 121,92 m de lâmina d'água). Já o segundo, busca avaliar o custo na costa do Pacífico dos EUA (Califórnia, Oregon, Washington e Havaí) de 23 campos em função das particularidades de cada um.

A partir da informação encontrada de Ubarana e Xaréu, Tabela 39, foi possível então estimar o custo para cada um. Vale ressaltar que a arquitetura de cada campo não foi acessada e a quantidade de árvore de natal e dutos foi estimada a partir da quantidade de poços perfurados, porém não há certeza de que todos os poços foram aproveitados no projeto, logo completados.

Tabela 39 - Premissas dos projetos (Fonte: Elaboração própria)

Elementos	Tipo	Quantidade	
		1-Ubarana	2-Xaréu
Poços		131	49
Plataformas	Jaqueta	14	3
Árvore de Natal	Seca	14	3
Dutos		14	3
Completação	Seca	131	49

Na modelagem ICF *et al.* (2015), somente os elementos principais foram incluídos, por exemplo os umbilicais e *risers* foram excluídos por falta de informação e por serem considerados custos marginais. Segue na Tabela 40 os valores estimados para esse modelo.

Tabela 40 – Estimativa de custo de descomissionamento (Fonte: Elaboração própria com base em ICF *et al.*, 2015)

Itens principais	1- Ubarana		
	Custo Unitário milhões USD	Quantidade	Custo total milhões USD
Completação seca	0,35	131	45,85
Árvore de Natal seca (normalizada por quantidade de poço)	0,479	131	62,749
Plataforma fixa com condutor	1,41	14	19,74
		Total	128,339
Itens principais	**2 - Xaréu**		
	Custo Unitário milhões USD	Quantidade	Custo total milhões USD
Completação seca	0,35	49	17,15
Árvore de Natal seca (normalizada por quantidade poço)	0,479	49	23,471
Plataforma fixa com condutor	2,425	3	7,275
		Total	47,896

Já o modelo PROSERV (2010), permite uma estimativa global do projeto mais detalhada. Os principais custos estão relacionados com a plataforma, o que aumenta o interesse na extensão de vida delas.

Dos 23 campos propostos pelo modelo Proserv, em função da lâmina d'água foram selecionados seis para auxiliar na definição de faixa de custos, conforme apresentado na Tabela 5. Apesar de ainda em média um pouco mais profundos do que Xaréu e Ubarana, permitem definir uma ordem de grandeza.

A partir da quantidade de plataformas e poços perfurados e da repartição de custo média proposta pelo PROSERV (2010), foi estimado o custo de Ubarana e Xaréu, como apresentado na Tabela 41.

Tabela 41 - Custo estimado de descomissionamento de Ubarana e Xaréu (Fonte: Elaboração própria com base em Proserv., 2010)

Elementos	Custo unitário milhões USD	Quantidade 1-Ubarana	Custo estimado milhões USD	Quantidade 2-Xaréu	Custo estimado milhões USD
Remoção dos condutores	5,70	14	79,80	3	17,10
Remoção da plataforma	2,30	14	32,20	3	6,90
Limpeza do sítio	0,43	1	0,43	1	0,43
Remoção dos cabos elétricos	0,25	14	3,50	3	0,75
Preparação das plataformas	1,01	14	14,11	3	3,02
Fechamento e abandono do poço	0,10	131	12,58	49	4,70
Abandono dos dutos	1,00	14	14,00	3	3,00
Contingência climática	1,25	1	1,25	1	1,25
Provisão dos trabalhos	1,93	1	1,93	1	1,93
Permissão e conformidade regulatória	0,25	1	0,25	1	0,25
Mobilização e desmobilização	2,30	1	2,30	1	2,30
Descarte de material	1,70	1	1,70	1	1,70
Gerenciamento de projeto, engenharia e planejamento	1,13	1	1,13	1	1,13
Custo estimado total (milhões USD)		165,17		44,46	

Conforme apresentado, as estimativas de custo apresentadas buscam trazer uma ordem de grandeza para a questão de custo de abandono. A extensão da vida útil do campo e a oportunidade de receita adicional em razão da reutilização da área por um novo projeto representam dois benefícios para a operadora do campo, que podem facilitar a cooperação entre os setores.

5.5.3 Resumo dos resultados

Após a definição das características do projeto foi realizada uma estimativa de custo com base nos valores propostos no quarto capítulo, de custo de capital de 3972 e 4423 USD/MW e de operação de 144 e 148 mil de USD/MW.ano, em Ubarana e Xaréu respectivamente. O potencial de impacto no custo em razão da sinergia foi avaliado no mesmo capítulo dentro da faixa de 8 a 17 % do custo fixo e 4 a 25% do custo operacional.

Os fatores de carga de Xaréu e Ubarana foram, então, estimados a partir de sua distribuição de frequência de velocidades. A maior escala dos ventos de Xaréu representa uma geração 6% superior à calculada para Ubarana e, por isso, um custo nivelado mínimo para retorno dos investimentos menores.

Em razão das incertezas envolvidas inerentes ao pioneirismo do projeto e mantendo a lógica de incorporação das mesmas na avaliação, foi feita uma análise de sensibilidade em relação aos custos operacionais, de capital, do fator de capacidade líquida e da taxa de retorno esperada. A alta intensidade de investimento tem grande impacto no custo nivelado, porém é a capacidade de geração de receita elétrica que representa a oportunidade de maiores ganhos econômicos. Ademais, com taxas menores de desconto, que valorizam a justiça intergeracional e as questões ambientais e a concretização da potencial sinergia proposta, é possível diminuir os custos de geração de eletricidade de um parque eólico *offshore* até, aproximadamente, 100 USD/MWh (IEA, 2018).

O alto custo, hoje, da geração eólica no mar demanda esforços do setor para a sua redução. A cooperação do setor petrolífero pode ser importante, porém não nos equipamentos fixos, já que o potencial de sinergia para as turbinas e equipamentos elétricos é inexistente. É no custo indireto que a potencial sinergia se apresenta mais relevante para a viabilidade econômica dos projetos de geração no mar.

O custo de descomissionamento do campo de Ubarana é estimado entre 100 e 200 milhões de dólares, já Xaréu, em razão da menor quantidade de estruturas e poços, chegará, no máximo, a 50 milhões de USD. Apesar do elevado grau de incerteza das estimativas, seu caráter qualitativo busca ilustrar o potencial de custo na próxima década que a operadora terá que desembolsar.

Se, por um lado, os recursos remanescentes não são suficientes para resolver a questão do custo de abandono, por outro representam uma oportunidade de aceleração do fluxo de caixa para os parques eólicos. A colaboração da operadora de petróleo pode representar uma aceleração do retorno de capital investido e a competência, a experiência e os dados já adquiridos podem diminuir as incertezas do projeto e antecipar o início da geração da receita energética.

5.6 Análise do potencial de replicação do caso estudado em outros campos da costa brasileira

O sucesso da penetração eólica no Brasil, somado à necessidade de expansão da matriz elétrica brasileira, justifica a avaliação da migração da geração elétrica para o mar. A busca de maiores velocidades de vento, escala de projeto e menor intermitência pode contribuir para a manutenção da matriz elétrica brasileira com a maioria de fontes renováveis. Entretanto, seus custos atuais são demasiadamente elevados em comparação aos esperados pela EPE em seu Plano Decenal de Energia, como ilustra a Figura 60, e, por isso, caso haja interesse em seu aproveitamento são necessárias políticas públicas de incentivo capazes de viabilizar a penetração do setor e, posteriormente, incentivar sua competitividade econômica com outras fontes.

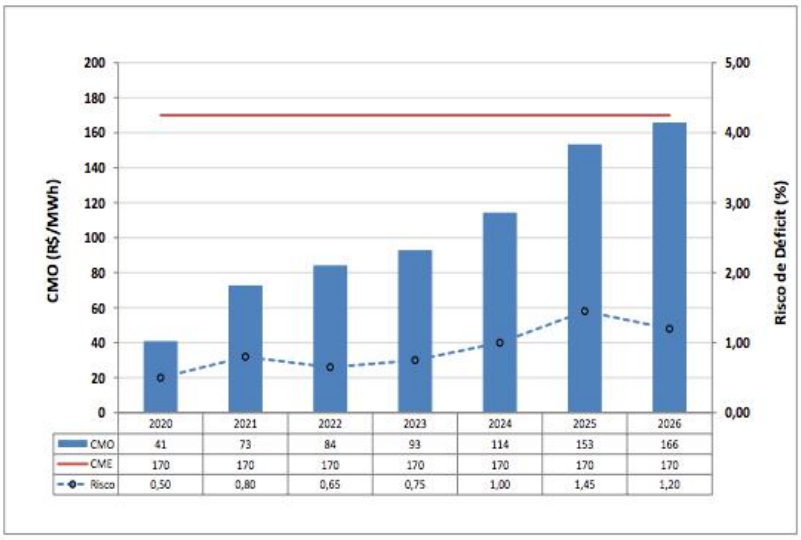


Figura 60 – Custo Marginal de Operação da Expansão para Atendimento apenas à Carga de Energia (Fonte: PDE, 2026)

A economia de escala, através do desenvolvimento de uma série de projetos, é fundamental para gerar ganhos econômicos no infante setor eólico. Muitas são as

características brasileiras favoráveis para o desenvolvimento de um setor marítimo econômico e sustentável. Dotado de dimensão continental o país possui recurso eólico abundante e condições climáticas que permitem a ampliação da janela de operação, além da sinergia com os campos petrolíferos maduros.

Para um planejamento estratégico, a perspectiva temporal é fundamental. As empresas petrolíferas, ao diversificarem seus negócios através da incorporação de fontes renováveis, não buscam economias de escopo a curto prazo, mas sim garantia de contínuo lucro a médio e longo prazo. O impacto do enfrentamento das mudanças climáticas sobre suas atividades principais representa um risco para as operadoras. A eólica *offshore* se apresenta como a opção natural em razão da competência e experiência em operações e ativos que poderiam ser compartilhados.

A correlação das áreas dos campos maduros em águas rasas com o potencial eólico no litoral desperta espontâneo interesse. Se, por um lado, a potencial sinergia direta entre os setores é limitada, por outro pode permitir o início das atividades e representar uma clara sinalização ao mercado de uma sequência de projetos.

Entre os trinta (30) campos, somente os cinco (5) de Sergipe e os dois (2) de São Paulo possuem ventos inferiores aos projetos da Europa. A comercialização das turbinas flutuantes, prevista até 2030, permitirá a reutilização dos onze projetos que foram excluídos em razão de sua maior lâmina d'água. Dos sete campos pré-selecionados, avaliando exclusivamente o fator de capacidade, todos eles possuem recursos eólicos suficientes para a operação de um parque eólico.

As turbinas flutuantes podem representar uma quebra de paradigma para o setor eólico, assim como as unidades de produção flutuantes foram para o petrolífero. Seu desenvolvimento despertou o interesse das operadoras, com destaque para a norueguesa *Equinor* que, em 2009, comissionou seu primeiro projeto piloto em águas escocesas.

As turbinas flutuantes podem permitir o acesso a recursos maiores e menos intermitentes, aumentando a geração e diminuindo o impacto nos grids elétricos. A ultrapassagem da fronteira para as águas profundas abre novos mercados e tem potencial de redução de custos. Na esfera ambiental pode trazer benefícios, tanto em relação à diminuição do impacto ambiental, como para a melhoria nas condições de saúde e segurança nas atividades de instalação e O&M.

Neste contexto, acredita-se que o potencial de replicação do caso estudado em outros campos da costa brasileira é possível e peça relevante para a penetração do setor eólico no mar brasileiro.

Muitas são as incertezas a respeito do potencial de sinergia e de sua realização. A fronteira de pesquisa que o presente trabalho se coloca aumenta a dificuldade na avaliação do caso brasileiro e demanda a definição arbitrária de uma série de premissas. Durante todo o presente trabalho buscou-se mitigar essa limitação com o uso de uma abordagem probabilística.

A primeira dificuldade encontrada foi avaliar o custo estimado de um projeto eólico em um país que não possui nenhuma experiência no setor. O custo adicional da nacionalização do setor eólico no mar não foi incorporado e, portanto, os valores apresentados representam a realidade do mercado europeu. Entretanto, a expectativa é de que ele seja contrabalançado com a redução de custo em relação ao ano de referência 2018.

Outra incerteza reside na composição dos itens de custo que serviram de base para a avaliação do impacto da potencial sinergia sobre o custo total do projeto. O relatório utilizado foi o publicado como base para o leilão de 2010, no Reino Unido, em razão do escasso detalhamento nos modelos atualizados de custo. Apesar de ter atualizado (repetido) o custo das classes de item, como as turbinas, montagem & instalação e *design* de projeto, a repartição continuou a mesma proposta pelo relatório inicial, o que assume uma velocidade de redução de custo entre os subitens equivalente a sua classe superior. A mitigação neste caso específico foi o uso de faixas de probabilidade e análise de sensibilidade sobre a faixa de custo de capital e de operação.

A reutilização dos elementos existentes nos campos maduros também é sensível à viabilidade técnica e, assim como o custo de adaptação, a incerteza foi mais uma vez incorporada através das faixas de potencial sinergia.

A avaliação do impacto nos custos em razão da potencial sinergia representa somente um dos objetivos do trabalho. Conforme explicitado, a cooperação entre os setores tem como seu principal valor a redução dos custos indiretos, a partir do desenvolvimento de atividades marítimas, da redução dos custos financeiros e da capacidade organizacional das operadoras petrolíferas.

6 CONCLUSÃO

O sucesso da penetração eólica no Brasil, somado à necessidade de expansão da matriz elétrica brasileira em bases renováveis, justifica a avaliação da relevância da migração da geração elétrica para o mar. A "maritimização" do setor eólico permite o acesso a recursos de maior qualidade, alcançando fatores de capacidade até duas vezes superiores aos projetos em terra.

Os custos de geração apresentados ainda são muito elevados e, dentro do contexto brasileiro, não seriam competitivos com as outras fontes energéticas já disponíveis. Assim, é fundamental o apoio do Estado na fase inicial do setor eólico *offshore*. Motivações não faltam. Em uma perspectiva de planejamento estratégico é de interesse do Estado o desenvolvimento de uma economia marítima dinâmica, diversa e sustentável, o aumento de escala dos projetos de geração elétrica com emissões nulas e a redução do passivo ambiental dos campos maduros.

A fim de contextualizar o setor eólico *offshore*, o primeiro capítulo aborda o cenário nacional e internacional, assim como sua evolução e a adoção de políticas de incentivo que foram fundamentais para o desenvolvimento da indústria. A Europa concentra 84% dos parques, com destaque para o Reino Unido e a Alemanha (REN21, 2018). O único país não europeu com relevância, apesar de recente, é a China. O país definiu como meta no 13º Plano Quinquenal triplicar sua capacidade instalada, tendo como referência o ano de 2016. A pujante e recente expansão dos parques eólicos europeus e chineses é uma clara indicação de que a trajetória ultrapassou seus entraves tecnológicos e econômicos iniciais.

A penetração do setor eólico na Europa ocorreu em três fases: inovação (1990-2001), adaptação (2002-2009) e, desde 2010, apresenta um crescimento estável. A cadeia de fornecimento do óleo e gás foi relevante neste percurso, principalmente em sua fase inicial. O amadurecimento do setor e o crescimento de escala permitiram a especialização dos fornecedores e diminuíram a dependência do setor eólico *onshore* e petrolífero.

Infante, no mundo, no Brasil, os projetos eólicos no mar são inexistentes. Nem o recente arranque do setor eólico *onshore*, nem a tradição da produção de óleo e gás natural no mar foram capazes de incentivar a expansão do setor eólico para o mar.

A matriz energética brasileira é referência mundial em razão da grande oferta de energia através de fontes renováveis. Entre 2008 e 2017, houve uma redução da participação da energia hidráulica e da cana-de-açúcar e uma expansão da geração por petróleo e gás natural e nada indica que haverá uma queda desse ritmo nos próximos cinco a dez anos.

O custo em ascensão do aproveitamento do potencial hidráulico, as restrições quanto ao alagamento de grandes reservatórios na Amazônia, o compromisso de reforçar a base renovável da matriz energética brasileira e as características dos regimes de vento, em território nacional, são fatores que justificam o investimento no setor eólico para o contrabalanceamento do crescimento dos combustíveis fósseis. Assim como ocorreu na última década, tendo o PROINFA como instrumento principal de apoio.

Experiência não falta na indústria local. Da terra ao mar, a trajetória foi percorrida por alguns setores produtivos a reboque da extração de óleo e gás natural nas últimas décadas. A existência de recursos eólicos em campos petrolíferos maduros em águas rasas representa uma oportunidade de inserção do setor eólico *offshore* no país e de reaproveitamento de áreas que em breve serão abandonadas. Os benefícios, tanto para as petroleiras como para as operadoras dos parques eólicos, podem facilitar a cooperação entre os setores e reduzir os custos e impactos ambientais tanto do abandono, quanto dos projetos eólicos.

O alto custo de geração com a base tecnológica atual representa um entrave ao crescimento do setor no mundo e pode ser apontado como uma das razões para o atraso da entrada do setor no Brasil. O desenvolvimento tecnológico e o aumento de escala de projetos são peças-chave para a garantia da viabilidade econômica. Novamente, a cooperação do setor petrolífero pode representar um facilitador ao permitir uma alavancagem aos investimentos em PD&I e em escala de projetos.

O segundo capítulo apresenta o estado da arte, fundamental para a compreensão das oportunidades de sinergia entre os setores de óleo e gás e eólico e para a definição da base tecnológica do estudo de caso.

O desenvolvimento de um projeto eólico *offshore* pode ser dividido em três etapas: definição conceitual, instalação e operação & manutenção. A primeira inclui a avaliação do projeto, o levantamento de dados da área e as autorizações. A fase de instalação é

iniciada pelas fundações e seguida pelas turbinas e pelos cabos elétricos. As atividades de operação e manutenção ocorrem durante toda a vida útil do campo, a fim de assegurar a máxima eficiência e disponibilidade das turbinas.

Os equipamentos principais de um parque eólico são as turbinas e o sistema elétrico, incluindo as subestações *onshore* e *offshore*, os cabos interconectores e de exportação. As turbinas têm como suporte as fundações, assim como as subestações. Em geral, as turbinas estão conectadas através de cabos interconectores com a subestação *offshore*. As duas subestações são responsáveis pela transmissão da eletricidade gerada do alto-mar para a costa através de cabos de exportação.

Algumas inovações transcendem os diversos setores analisados e podem ser beneficiadas pela sinergia proposta, como: o planejamento estratégico das atividades em alto-mar, a coleta e digitalização dos dados, a análise sistêmica dos itens de custo e a utilização de subestações de apoio *offshore.* Tais tecnologias são importantes para aumentar a disponibilidade das turbinas, acelerar o comissionamento do parque e minimizar o custo de geração total.

No entanto, é no desenvolvimento da fundação das turbinas que o setor petrolífero pode ser de grande valia em razão dos conhecimentos adquiridos em engenharia naval, oceanográfica e submarina. As monoestacas são os tipos de estrutura mais utilizados no mercado europeu, porém limitam a expansão do setor para águas mais profundas. As jaquetas também são a solução adotada em diversos projetos, porém ainda há necessidade de padronização dos modelos e melhoria nos processos de fabricação que permitam ganhos de escala (IRENA, 2016a; 2016b). Outras duas tecnologias que estão sendo testadas são as estruturas com capacidade de sucção e as com base gravitacional auto instaláveis.

A tecnologia disruptiva quanto às fundações diz respeito à introdução de sistemas flutuantes. No setor petrolífero, eles viabilizaram o aproveitamento de reservas em águas profundas e espera-se o mesmo no eólico. Além do acesso a ventos com maiores médias e menor impacto ambiental, a capacidade de abertura de mercado desta inovação é apontada como sua principal força. A grande profundidade de lâmina d'água em pequenas distâncias da costa representa um limitante para o setor eólico *offshore*. O uso de fundações flutuantes deve permitir que de 7 aumente para 20 o número de países com

projetos eólicos *offshore* em 2030. A comercialização deste tipo de solução é esperada para o meio da década de 2020 e é impossível não pensar na *expertise* nacional na matéria.

A nova geração de turbinas e a redução nos custos da tecnologia HVDC, assim como os sistemas flutuantes, são apontados como capazes de provocar elevadas reduções nos custos de geração. O aumento no tamanho das turbinas tem sido constante desde a "marimitização" das turbinas em terra, elevando o fator de capacidade dos projetos. O estado da arte é de turbinas com 8 MW, porém a próxima geração será de 12 e 15 MW. A transmissão por corrente contínua permite aumentar a eficiência dos projetos distantes da costa e viabilizá-los economicamente.

Segundo Irena (2016), estima-se que, com o desenvolvimento tecnológico e a expansão das atividades, o LCOE de, em média, 170 USD/MWh, seja reduzido para 95 USD/MWh até 2030. Tal redução aumentaria a competitividade em relação às fontes convencionais que possuem o LCOE estimado entre 40 e 140 USD/MWh (DEDECCA; HAKVOORT; ORTT, 2016).

Após apresentar o setor eólico *offshore* nos dois primeiros capítulos, tanto no ponto de vista de seu mercado, quanto de sua base tecnológica, o terceiro capítulo aborda o potencial de cooperação entre a geração eólica e a exploração de óleo e gás. Para tanto, são analisadas qualitativamente as interseções em um nível setorial e os impactos quantitativos no projeto.

O conceito de sinergia empresarial enriqueceu a visão estritamente econômica dos ganhos de escopo. Ele se refere a um benefício que resulta da redução de custo na produção conjunta de mercadorias diferentes, de forma que a fabricação delas se faça mais eficiente, com maior aproveitamento dos fatores de produção e menor descarte ou desperdício.

A reutilização da área de campos maduros se apresenta como uma potencial sinergia entre os setores. Se até então o abandono das estruturas era um problema para a próxima década, o reaproveitamento do local para a instalação de projetos eólicos é uma oportunidade de penetração no mercado brasileiro. Se, em um primeiro momento, somente os campos com pequenas lâminas d'água poderiam ser convertidos, a comercialidade das turbinas flutuantes até 2030 pode garantir uma alternativa para o descomissionamento de um universo ainda maior de campos. A interseção entre os ativos

petrolíferos e os interesses da geração eólica se realiza no mar e, conforme apresentado, ela ocorre principalmente nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio de Janeiro.

A ecologia industrial traz uma importante contribuição a respeito da utilidade do resíduo como matéria-prima. A reciclagem de unidades de operação, como subestações *offshore*, representa uma redução de despesas operacionais e logísticas, reduz o descarte de rejeitos e diminui o impacto ambiental da atividade produtiva.

Se, por um lado, as fundações e *facilities* poderiam ser reaproveitadas, por outro acredita-se que o sistema elétrico não. A metodologia desenvolvida no trabalho buscou avaliar o potencial de sinergia final através da ponderação do mesmo pelo custo de seus itens, definindo assim um valor esperado de redução.

Os dados das espécies e ecossistemas existentes nos campos, assim como o conhecimento do leito marinho por atividades sísmicas e das condições meteorológicas representam outros elementos que podem ser reaproveitados em razão da explotação prévia da área. Os levantamentos de dados são as primeiras atividades realizadas nos locais onde se pretende instalar o projeto, assim, se seu custo não tem impacto elevado sobre os investimentos totais necessários, a aceleração do retorno de capital através da produção antecipada de receita representa uma vantagem relevante.

Da mesma forma, a receita petrolífera durante o período de definição conceitual do projeto pode não determinar a viabilidade econômica do mesmo, porém representa um fluxo de caixa antecipado no período de maior intensidade de investimentos. A cooperação depende da ultrapassar entraves conhecidos, como: o sobrecusto do pioneirismo, o lento aprendizado, os custos de coordenação, a informação assimétrica e os trancamentos tecnológicos.

As turbinas representam 34,3% dos custos totais de projeto e não podem ser reduzidos com a *expertise* adquirida pelo setor petrolífero. O Balanço do Sistema, que inclui todos os custos menos os financeiros e das turbinas, representa 50,5% dos investimentos iniciais e estima-se que tenha um potencial de redução de custo em razão da sinergia de 15 a 29%. A quantidade de itens de custo que pode ser reutilizada é limitada e seu impacto varia de 8 a 17% do custo total de capital.

Os ganhos econômicos em razão da cooperação entre os setores nas atividades de operação e manutenção são superiores. O potencial de sinergia equivalente estimado é de

4 a 25% do custo operacional. O compartilhamento dos ativos de manutenção, embarcações e de instalações portuárias representam os principais itens impactados. Tais estimativas confirmam os benefícios que o desenvolvimento de um setor marítimo diverso e sob bases sustentáveis pode representar para o setor eólico.

Em resumo, a cooperação do setor petrolífero pode ser importante, porém não nos equipamentos fixos, já que o potencial de sinergia para as turbinas e equipamentos elétricos é inexistente. É no custo indireto que a potencial sinergia se apresenta mais relevante para a viabilidade econômica dos projetos de geração no mar.

Os campos maduros representam o espaço identificado para a penetração do setor eólico *offshore* no Brasil e, por isso, no quarto capítulo são analisados quais campos petrolíferos seriam candidatos para os primeiros projetos de cooperação entre os setores. Para tanto, é necessário que a colaboração traga vantagens econômicas para ambos.

Os campos maduros brasileiros se localizam, em sua maioria, em áreas com pequenas lâminas d'água e a curta distância da costa. Tais características se enquadram nos limites tecnológicos do setor eólico no ano de referência do projeto (2018). A política de desinvestimento da Petrobras tem incluído tais campos entre seus ativos disponíveis para o mercado e, por isso, o espaço amostral definido foi os 30 campos maduros ofertados pela operadora brasileira.

No processo de seleção, foram definidos os parâmetros principais capazes de avaliar o potencial eólico e as limitações tecnológicas da indústria eólica no mar, são eles: a velocidade média do vento, a distância da costa e a lâmina d'água.

O potencial eólico de cada campo foi definido utilizando o mapa *online* de Potencial Eólico Brasileiro, do CEPEL, e as coordenadas das unidades de operação disponibilizadas pela ANP. O limite mínimo definido à luz dos projetos em operação foi de 8 m/s e somente os campos de Sergipe e São Paulo possuem recursos inferiores a ele.

A escolha pela utilização da tecnologia convencional dos parques eólicos teve como consequência a restrição da lâmina d'água para 33 metros. Apesar de propor o uso de jaquetas, considerando o contexto brasileiro, ao invés do padrão europeu de monoestacas, optou-se por utilizar a profundidade média dos projetos em 2018, a fim de manter a possibilidade do uso de monoestacas. Este foi o parâmetro mais restritivo do processo de seleção, ao excluir 18 dos 30 campos. A comercialidade das turbinas

flutuantes, prevista para a próxima década, representa o fim desta limitação de profundidade.

A distância da costa afeta diretamente as perdas por transmissão, os custos de capital e operação em razão do aumento das interconexões elétricas e da elevação da complexidade técnica das atividades de instalação e O&M. A distância de exportação é diretamente proporcional às perdas do sistema elétrico, diminuindo o fator de capacidade líquida da usina eólica e, por conseguinte, a receita advinda da energia anual gerada. Sendo assim, foi definida uma distância máxima da costa de 40 km, considerando a inexperiência do setor brasileiro e as características do mercado europeu. Essa limitação diz respeito somente os campos do Rio de Janeiro e de São Paulo, que já seriam excluídos em razão da elevada profundidade.

Ao aplicar os três parâmetros concomitantemente, do universo de 30 alternativas espalhadas nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Sergipe, São Paulo e Rio de Janeiro, restaram somente sete, seis no Rio Grande do Norte e um no Ceará. O custo de investimento necessário para cada projeto foi estimado e varia de acordo com sua distância da costa e lâmina d'água, segundo a base de dados anual do NREL (ATB - 2018).

A segunda etapa analisou caso a caso as sete alternativas restantes, buscando atratividade tanto para a operadora do campo petrolífero, quanto para a do parque eólico. Foram definidas as variáveis que permitem identificar a possibilidade de reutilização dos itens de custo, de geração de receita petrolífera adicional e de instalação de parques com objetivo comercial; são elas, respectivamente: a quantidade de unidades de produção com capacidade de tratamento de óleo, a produção atual de óleo e a área do *ring fence* explotado.

O tipo de recurso e o volume produzido buscam definir entre os campos os que possuem reservas que poderiam ser utilizadas pelos projetos eólicos em seus primeiros anos, momento em que são intensivos em capital e ainda não geram receitas. A cogeração representa ainda uma oportunidade futura. Entre os sete, o campo de Ubarana, seguido por Xaréu, apresentavam a maior vazão média de óleo no final de 2018.

Tendo em vista o alto potencial de recurso eólico apresentado pelos sete campos, a variável utilizada para avaliar a maximização da geração eólica foi a área do *ring fence*.

O conhecimento e a experiência adquiridos pela área já explorada foram restritos ao espaço geográfico no presente trabalho e, a partir dos valores de densidade de potência dos projetos, foi possível estimar o máximo de geração a ser instalada no local. Os campos de Cioba, Agulha e Oeste de Ubarana, em razão de sua pequena extensão, não permitiriam a instalação de um parque com objetivo comercial.

A quantidade e os tipos de unidades de produção buscam avaliar o potencial de reciclagem da unidade de produção como subestação *offshore* no parque. Em consequência da revisão bibliográfica e falta de dados das estruturas fixas que serão descomissionadas, somente as plataformas com capacidade de processamento foram consideradas aptas à conversão. Entretanto, existem mais duas funcionalidades marginais que as estruturas já existentes poderiam desempenhar: estações meteorológicas e de apoio à equipe técnica. O campo de Ubarana se destaca neste quesito por possuir 14 unidades, sendo 3 (três) com capacidade de tratamento, logo maior suporte de carga.

Finalmente, através de extenso processo de seleção, os campos de Ubarana e Xaréu foram definidos para proceder ao estudo de caso. O primeiro foi escolhido por possuir boa velocidade de vento, elevado fator de forma de *Weibull*, grande quantidade de subestruturas, extensa área disponível para o projeto e recursos petrolíferos. Ele está localizado em águas rasas do Rio Grande do Norte e foi o primeiro campo de produção de óleo no estado, assim como Xaréu foi no Ceará.

O campo de Xaréu possui as médias de velocidade de vento mais elevadas e as características do reservatório também. O escoamento da produção é feito em três unidades de produção, uma central e as outras duas satélites, estando uma delas abandonada. O campo escoa a produção de Atum, Curimã e Espada, o que pode representar um desafio adicional em sua conversão. Ubarana também centraliza a produção de campos próximos, Cioba, Agulha e Oeste de Ubarana, porém ela é muito baixa e, no final de 2018, somente dois poços dos três campos estavam operando.

No quinto capítulo foi apresentado o estudo de caso. Seu objetivo foi avaliar a capacidade de geração de energia elétrica no campo, o custo mínimo para o retorno do capital e o impacto sobre a viabilidade do projeto, caso o potencial de sinergia se transformasse em sinergia positiva.

A partir da distribuição de frequência de velocidades de vento de cada área e da curva de potência da turbina de 8 MW foi estimada a geração de eletricidade anual de Xaréu e Ubarana. Os custos de cada um foram estimados de acordo com suas características geográficas e a proposta de redução aplicada sobre os mesmos.

Se, por um lado, a maior escala dos ventos de Xaréu, fator de capacidade "bruto" estimado de 55%, representa uma geração 6% superior à calculada para Ubarana. Por outro, Xaréu possui, aproximadamente, o dobro de lâmina d'água e de distância da costa, logo um maior custo de capital. Apesar disso, em razão do alto custo inicial fixo, o LCOE de Xaréu é inferior ao de Ubarana, demonstrando a importância da receita gerada pelo recurso eólico (Tabela 42).

A transformação do potencial de sinergia em sinergia positiva poderia reduzir os custos nivelados de geração de eletricidade entre 7 e 16%, demonstrando a intensidade de custo de capital da eólica *offshore* com o estado da arte no ano de referência, 2018.

Tabela 42 – Estimativa de custos de geração elétrica nos campos de Ubarana e Xaréu, antes e depois da potencial redução em decorrência da sinergia estimada

Projetos	CAPEX (USD/kW)			OPEX (mil USD/MW.ano)			LCOE (USD/MWh)		
	Sem Sinergia	Com sinergia mínima	Com sinergia máxima	Sem Sinergia	Com sinergia mínima	Com sinergia máxima	Sem Sinergia	Com sinergia mínima	Com sinergia máxima
Ubarana	3972	3673	3307	144	138	109	168	156	133
Xaréu	4423	4090	3683	148	142	112	163	152	129

Em razão das incertezas envolvidas inerentes ao pioneirismo do projeto e mantendo a lógica de incorporação das mesmas na avaliação, foi feita uma análise de sensibilidade em relação aos custos operacionais, de capital, do fator de capacidade líquida e da taxa de retorno esperada. A alta intensidade de investimento tem grande impacto no custo nivelado, porém é a capacidade de geração de receita elétrica que representa a oportunidade de maiores ganhos econômicos, como ilustrado nos casos de Xaréu e Ubarana.

As taxas menores de desconto, que "valorizam a justiça intergeracional", as questões ambientais e a concretização da potencial sinergia proposta, podem diminuir os custos de geração de eletricidade até, aproximadamente, 100 USD/MWh. Tais valores

demonstram que o apoio do estado e do setor petrolífero brasileiro são peças importantes para a fase inicial da geração elétrica no mar.

A Contribuição das Políticas Públicas para viabilizar o aproveitamento da sinergia potencial das duas atividades

Os custos apresentados no trabalho demonstram que, apesar da franca expansão da energia eólica, a maior receita advinda da geração elétrica com ventos mais fortes e regulares não tem sido suficiente para contrabalançar o alto custo dos investimentos. Os resultados dos primeiros leilões específicos no mercado europeu foram extremamente positivos, indicando o otimismo do setor privado em relação à competitividade do setor no Mar do Norte. No contexto brasileiro, esses valores ainda são considerados altos. Dessa forma, caso haja interesse no Brasil em seu aproveitamento, são necessárias políticas públicas de incentivo.

Vale ressaltar que o setor eólico *offshore* pertence à economia do mar. Assim, o aproveitamento do espaço marinho por atividades econômicas que permitam sua efetiva ocupação dentro de bases sustentáveis, mas também nacionais, é de interesse do Estado. A zona de interesse econômico de cada país, além de ser um aspecto geopolítico relevante, fora as atividades petroleiras e pesqueiras, efetivamente ainda não resultaram em uma escala e diversidade que permitam falar em um crescimento natural, sustentável e simbiótico.

A expansão da economia do mar no litoral brasileiro deve ser orientada para a sua sustentabilidade e, para isso, é necessária uma avaliação ambiental integrada que observe a inter-relação dos aspectos biofísicos, sociais e econômicos (LIMA, 2011). A avaliação da reutilização das áreas dos campos maduros deve ser incluída no planejamento estratégico territorial e ambiental do setor eólico *offshore* no país por potencialmente reduzir o impacto ambiental e social da atividade ao explorar uma área já conhecida e impactada pela atividade humana.

A interseção entre as atividades de abandono e a penetração do setor eólico pode ser vista como uma oportunidade de expansão do setor de energia no mar do Brasil. A perspectiva de revisão da regulamentação do descomissionamento pela ANP e a ausência do marco regulatório do setor eólico representam uma oportunidade para a elaboração de

um planejamento estratégico. Ele pode sinalizar ao mercado uma série de potenciais projetos, reduzindo a incerteza da fase inicial do setor no país.

A viabilidade da sinergia nas óticas de curto, médio e longo prazo

Além do reaproveitamento dos campos em águas rasas, a cooperação deve se estender para o desenvolvimento de estruturas flutuantes, sendo a viabilidade econômica destas estruturas previstas somente a longo prazo. Nas estruturas fixas, o setor petrolífero já colaborou no início da "marimitização" do setor eólico europeu. O desafio ultrapassado pelo setor petrolífero é hoje um dos principais limitantes para a expansão dos projetos eólicos.

O aumento da escala dos projetos capazes de permitir ganhos econômicos representa outra colaboração entre os setores. Se a alta alavancagem de capital e a complexidade de operação em alto-mar representam barreiras de entrada para muitas empresas, elas são a realidade de negócio das petroleiras. As empresas de petróleo e seus fornecedores de equipamentos e serviços compõem o seleto grupo de atores com larga experiência na construção e operação de ativos em alto-mar.

Se, a curto prazo, a sinergia pode trazer benefícios para a indústria eólica, para o setor petrolífero a dimensão temporal é fundamental. A médio e a longo prazo, o setor eólico *offshore* se apresenta como o mais viável, entre as renováveis, para a expansão das atividades das operadoras de petróleo.

Uma tendência das empresas do setor de O&G, tanto para as operadoras como para as fornecedoras, é a busca pela ampliação de sua carteira de projetos, a fim de se posicionarem no mercado como empresas de energia.

O papel do planejamento estratégico da indústria do petróleo

É claro que, desde a queda de preços em 2014, a atividade *offshore* das petroleiras diminuiu drasticamente; quase metade do investimento de exploração e desenvolvimento de novos campos foi cortada. Dois a três anos ainda serão necessários para retomar a exploração das novas fronteiras, como o próprio pré-sal, ou também na América do Sul, como as bacias sedimentares da Margem Equatorial.

A súbita desvalorização do barril de petróleo não foi suficiente para refrear o progresso técnico do capital que representou a liquefação do gás natural em alto-mar,

realizado entre 2016 e 2018 em duas unidades, uma no Oceano Índico, outra no Golfo da Guiné. O gás é processado e liquefeito em navios-plataformas com elevado grau de sofisticação não só quanto ao posicionamento dinâmico, mas também quanto ao processamento químico. Se o enfrentamento das mudanças climáticas gera uma incerteza sobre o pico do consumo petrolífero, o mesmo não pode ser dito sobre o mercado de gás. Em todos os cenários analisados, sua perspectiva é de crescimento. As térmicas a gás são apresentadas como soluções para a intermitência das fontes renováveis e complementares a sua expansão.

No entanto, a possibilidade de aumento no preço do carbono e da queda de preços do petróleo representam duas variáveis importantes nas perspectivas de lucratividade a longo prazo dos projetos de exploração de combustíveis fósseis. Nesse contexto, torna-se estratégico o posicionamento das empresas do setor petrolífero em projetos de energia renovável. Buscando se posicionarem como empresas de energia, a ampliação de sua carteira de projetos é fundamental. Essas iniciativas visam garantir um crescimento contínuo dentro da perspectiva de significativa mudança climática.

A ameaça do aquecimento global favorece o desenvolvimento de novos nichos. Nesse contexto, é importante a definição das estratégias de inovação das petroleiras associadas à diversificação do portfólio de interesses. Apesar de não ser mais considerada uma empresa de petróleo, vale ressaltar a trajetória da dinamarquesa *Ørsted.* Hoje líder do mercado eólico *offshore*, a ex-*Dansk Naturgas*, já foi a estatal responsável pela exploração e produção dos campos petrolíferos dinamarqueses do Mar do Norte. Entre as *majors*, a norueguesa *Equinor* tem adotado a conduta mais ofensiva, buscando o aumento de escala de projetos e o desenvolvimento das estruturas flutuantes. Já a anglo-holandesa Shell e a francesa Total se apresentam de forma mais defensiva, seguindo a mudança tecnológica, porém com menor exposição ao risco.

Perspectivas do tema e de novos estudos

Em resumo, embora existam competência, experiência, ativos e operações no litoral brasileiro, os custos elevados da geração elétrica no mar com a base tecnológica do ano de referência (2018) demonstram a inviabilidade atual do projeto em razão da sua incerteza pioneira. Os maiores obstáculos se referem aos custos diretos com a aquisição de turbinas, estruturas, sistemas elétricos que não são passíveis de redução por

compartilhamento de ativos com terceiros. A economia de escopo possível ocorre na logística naval, tanto de instalação quanto de operação, e na construção de estruturas.

O acesso à base de dados do meio ambiente, leito submarino e condições meteorológicas e à capacidade de investimento e estrutura organizacional das operadoras podem permitir a redução da incerteza, alguma alavancagem mútua e aceleração do retorno dos investimentos. São as mais importantes entre as potenciais sinergias, mas não bastam.

Se, no contexto brasileiro, não há viabilidade econômica hoje, a médio e longo prazo a cooperação entre os setores pode ser uma realidade. Para tanto, é necessário o apoio do estado e o interesse da petroleira. As políticas públicas podem ser motivadas por mimetismo, pela simples emulação, ou seja, repetir o que o vizinho fez, mas tentar fazer melhor. Não só as empresas aprendem e reduzem custo copiando umas às outras, as instituições públicas, ao apoiarem iniciativas pioneiras, projetos inovadores à fronteira da atividade produtiva, cumprem um papel essencial de demonstração.

A cogeração, através da geração de eletricidade em campos de petróleo, representa um potencial de sinergia que, apesar de até então pouco utilizada, em decorrência do enfrentamento das mudanças climáticas, pode se tornar mais atrativa. O campo de Beatrice, na Escócia, ilustra tal oportunidade. No processo de revitalização do campo (*refit*) em sua fase de declínio foram incluídas duas turbinas eólicas para fornecer eletricidade adicional. Em um segundo momento, uma área muito próxima foi licitada para o comissionamento de um parque eólico e utilizou os dados observados no campo para a otimização do seu projeto. Essa perspectiva de geração concomitante de energia não foi avaliada no presente projeto e se apresenta como um possível trabalho futuro. Para tanto, é necessário um levantamento da quantidade de eletricidade adicional necessária, assim como a estimativa da produção incremental possível.

No mesmo sentido, a possibilidade de estocagem de energia através de conversão da tecnologia de *Power to Gas* e o uso de energia eólica para a estocagem de CO_2 em reservatórios de campos maduros também não foram avaliados e se apresentam como temas futuros.

Diversos campos do pré-sal possuem grande quantidade de gás e CO_2, como Libra. A capacidade limitada de tratamento de gás das unidades de produção restringe a

extensão do *plateau* de produção desses campos gigantes. Uma das tecnologias que está sendo desenvolvida para estendê-lo é a de separação do gás líquido no fundo do mar e, posterior, reinjeção do gás. Entretanto, para isso é necessária uma quantidade de energia elétrica adicional. As turbinas eólicas representam uma solução para essa questão, porém a restrição do uso de fundações flutuantes como suporte das turbinas ainda se apresenta como um entrave. Uma avaliação da viabilidade técnico-econômica dessa cogeração também poderia ser um tema futuro a ser desenvolvido.

Outro tema a ser desenvolvido é a elaboração de uma AAE (Avaliação Ambiental Estratégica) a respeito da expansão da economia no litoral brasileiro, incluindo as atividades de abandono dos campos maduros e de inserção da eólica. Tal diagnóstico pode nortear o planejamento de programas de desenvolvimento e investimentos para o país.

O trabalho teve como foco a avaliação dos campos em desinvestimento pela Petrobras. Seria interessante estendê-lo para toda a costa e identificar todos os campos com recursos eólicos e petrolíferos. As restrições da base tecnológica poderiam permitir o agrupamento das oportunidades em razão das perspectivas de desenvolvimento do projeto.

Validade e limitações do estudo

A ausência de dados de custos nacionais é uma limitação do projeto. A avaliação do impacto da potencial sinergia sobre o custo também foi limitada em razão do pouco detalhamento de custo dos modelos no ano de referência 2018. A metodologia utilizada traz consigo a incerteza da comparação de dois modelos distintos elaborados sobre diferentes bases tecnológicas e a evolução de custo de cada subitem de forma independente.

Os valores de perdas totais do sistema elétrico utilizados foram calculados com base nas características do mercado europeu e, por isso, representam uma incerteza adicional.

Outra incerteza advém da falta de dados das unidades de produção que serão abandonadas. A quantidade limitada de dados dificultou a análise da viabilidade técnico-econômica da proposta de conversão para uma subestação *offshore*. A diferença de escala de pesos da produção de petróleo e da geração elétrica parece evidente, porém, de forma

conservadora, optou-se por propor tal redução somente em campos com tratamento de óleo. Entretanto, não devem ser consideradas como restrição para a reutilização da plataforma, uma vez que seu impacto sobre o custo total do projeto é marginal.

A maior incerteza do projeto reside na definição de custo, porém em razão do pequeno potencial de redução de custo de equipamentos fixos e do elevado custo atual do setor, as variações de valores não seriam suficientes para viabilizar economicamente um projeto eólico somente em razão da reutilização de um campo petrolífero. Abordagens probabilísticas foram realizadas durante todo o trabalho e, através da análise de sensibilidade, os resultados encontrados foram confirmados.

Conforme foi exposto, a análise das potenciais sinergias indiretas e externalidades positivas decorrentes da interação se apresentam como valores principais do presente trabalho e suas conclusões não são impactadas em razão das incertezas apresentadas.

.

BIBLIOGRAFIA

AGÊNCIA SENADO **Senado aprova criação de usinas eólicas e solares no mar**. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53084830/senado-aprova-criacao-de-usinas-eolicas-e-solares-no-mar>. Acesso em: 14 Maio 2019.

ALMEIDA, E. *et al.* **Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil**. In: Cooperação e Pesquisa IBP-IE/GEE/UFRJ, 2017.

ANEEL "Capacidade de Geração do Brasil – Eólica". Banco de Informação de Geração, 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp>. Acesso em: 14 Março 2019.

ANP "Maio de 2018". **Boletim de produção de óleo e gás**, 2018a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>, Acesso em: 14 Março 2019.

ANP. "Setembro de 2018". **Boletim de produção de óleo e gás**, 2018b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 14 Março 2019.

ANP. "Novembro de 2018". **Preços de referência do Petróleo**, 2018c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras/participacoes/Preco_Referencia_Petroleo. Acesso em: 14 Março 2019.

ÅRDAL, A. R. **Feasibility Studies on Integrating Offshore Wind Power with Oil Platforms**. M.Sc. dissertação, Norwegian University of Science and Technology, Noruega, 2011.

BAILEY, H.; BROOKES, K.; THOMPSON, P. "Assessing environmental impacts of offshore wind farms: lessons learned and recommendations for the future". **Aquatic Biosystems**, 2014.

BAITELO, R. "A caminho da sustentabilidade energética – Como desenvolver um mercado de renováveis no Brasil". **[R]evolução energética**, Greenpeace Brasil, 2008.

BARROS, J. C. *et al.* "Fixed Platforms at Ageing Oil Fields - Feasibility Study for Reuse to Wind Farms". **Offshore Technology Conference**, 27719-MS, Texas, USA, Maio 2017.

BEATRICE OFFSHORE WIND FARM LTD. **History - Beatrice Wind Farm**. Disponível em: <https://www.beatricewind.com/history>. Acesso em: 14 Março 2019.

BEITER, P. *et al.* **A Spatial-Economic Cost- Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030**. In: Technical Report NREL/TP 6A20-66579, National Renewable Enery Laboratory (NREL), Denver, Colorado, USA, 2016.

BILGILI, M.; YASAR, A.; SIMSEK, E. "Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 2, p. 905–915, 2011.

BRASIL. Avaliação de Políticas Públicas: Implantação de energias alternativas e renováveis no Brasil e suas interdependências com as energias tradicionais na composição da matriz elétrica brasileira. p. 1–67, 2017. Disponível em: http://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento/download/c012b825-a22b-4542-bd0f-9bf53925d448. Acesso em: 14 Março 2019.

BURDOCK, L. "Shell's entrance could transform the US offshore industry". **WindPower Monthly**, 2019. Disponível em: <https://www.windpowermonthly.com/article/1522054/shells-entrance-transform-us-offshore-industry>. Acesso em: 14 Março 2019.

CABE, S. **Beatrice Project Update**, 2015. Disponível em:< https://sse.com/media/341666/BOWL_O4B0915.pdf>. Acesso em: 14 Março 2019.

CCEE. **Leilões**. 2019. Disponível em: < http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=w02bdojl1_167&_afrLoop=4542759326414>. Acesso em 14 Maio 2019.

CEPEL **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - Simulações 2013**. 2018. Disponível em: <https://novoatlas.cepel.br>. Acesso em: 14 Março 2019.

CEER. **Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017**. In: Council of European Energy Regulators, Referência: C18-SD-63-03, Bélgica, 2018.

CHANDLER, A. **Scale and Scope The Dynamics of Industrial Capitalism**.The Belknap Press. 1994.

COLLOR, F. Projeto de Lei que dispõe sobre a ampliação das atribuições institucionais relacionadas à Política Energética Nacional com o objetivo de promover o desenvolvimento da geração de energia elétrica localizada no mar territorial e zona econômica exclusiva a partir de fonte eólica; e dá outras providências. 2017.

CLARKE, L. E. *et al.* **Scenarios of Greenhouse Gas Emissions and Atmospheric**. U.S. In: Sub-report 2.1A, Climate Change Science Program and the Subcommittee on Global Research, 2007.

DO VALLE COSTA, C. *et al.* "Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p.65-90, 2008.

DAMIANI, R.; DYKES, K.; SCOTT, G. **A comparison study of offshore wind support structures with monopiles and jackets for U.S. waters**. In: Conference Paper NREL/CP-5000-66099, National Renewable Enery Laboratory (NREL), Denver, Colorado, USA, 2016.

DEDECCA, J. G.; HAKVOORT, R. A.; ORTT, J. R. "Market strategies for offshore wind in Europe: A development and diffusion perspective". **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** v.66, p. 286-296, 2016.

DEUTSCHE WINDGUARD **Capacity Densities of European Offshore Wind Farms**, 2018.

DINIZ, T. "Expansão da Indústria de Geração Eólica no Brasil: uma análise à luz da nova economia das instituições". **Planejamento e Políticas Publicas**, IPEA, n. 50 p. 233-255, 2018.

DUTRA, R.; SZKLO, A. “A Energia Eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico”. **XI Congresso Brasileiro de Energia**, Rio de Janeiro, Brasil, 2006.

DUTRA, R. M. **Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA**. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.

DUQUE DUTRA, L. E. **O aço nas embarcações e outras questões sobre a construção naval brasileira**. In: Texto para discussão, Escola de Química, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2015.

DUPUY, J. **Introdução à critica da ecologia política**. Civilização Brasileira, 1980.

EBENHOCH, R. *et al.* "Comparative levelized cost of energy analysis". **Energy Procedia** v. 80, p 108-122, 2015.

ELETROBRÁS. **Plano Anual do Proinfa – PAP2019**. 2019. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfa/PAP_2019.pdf>. Acesso em: 14 Maio 2019.

EPE **Balanço energético Nacional 2018 - Ano base 2017**. 2018a.

EPE **Demanda de Energia (PNE 2050)**. 2016.

EPE **Plano Decenal de Expansão de Energia - 2026**. 2017.

EPE "Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050". **Recursos Energéticos**, Nota técnica PR 04/18, Rio de Janeiro, Brasil, 2018.

EPE "Relatório Síntese - Balanço Energético Nacional 2018 - ano base 2017". 2018b.

EQUINOR **Our offshore wind projects**, 2018. Disponível em: https://www.equinor.com/en/what-we-do/new-energy-solutions/our-offshore-wind-projects.html. Acesso em: 14 de março de 2019.

EWEA **Wind energy scenarios for 2030**. In: Report European Wind Energy Association, 2015.

FENG, J.; SHEN, W. Z. "Design optimization of offshore wind farms with multiple types of wind turbines". **Applied Energy**, v. 205, p. 1283–1297, 2017.

FLYNN, B. "Marine wind energy and the North Sea Offshore Grid Initiative: A Multi-Level Perspective on a stalled technology transition?". **Energy Research and Social Science**, v. 22, p. 36–51, 2016.

FONTES, F. *et al.* "Panorama Atual da Energia Eólica e Perspectivas para o Brasil"**. XIII Congresso Brasileiro de Energia Vol. II - Seção Novas Fontes de Energia**, Rio de Janeiro, 2010.

FRANKFURT SCHOOL AND UNEP. **Global Trends in Renewable Energy Investment**, 2016.

GL GARRAD HASSAN. **Offshore Support Structures**, 2018. Disponível em: <https://www.wind-energy-the-facts.org/offshore-support-structures.html>. Acesso em: 14 Março 2019.

GL GARRAD HASSAN. **A guide to UK offshore wind operations and maintenance**. Scottish Enterprise e The Crown Estate, 2013.

GASSER, T. et al. "Negative emissions physically needed to keep global warming below 2 °C". **Nature Communications**, DOI: 10.1038/ncomms8968, 2015.

GONZALEZ-RODRIGUEZ, A. G. "Review of offshore wind farm cost components". Energy for Sustainable Development, v. 37, p. 10-19, 2017.

GONZÁLEZ, J.S.; LACAL-ARÁNTEGUI, R. "A review of regulatory framework for wind energy in European Union countries: Current state and expected developments". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56 , p. 588–602, 2016.

GREEN, R.; VASILAKOS, N. "The economics of offshore wind", **Energy Policy**, v.39, p. 496-502, 2011.

GREENE, D.L.; HOPSON, J.L.; LI, J. **Running Out of and Into Oil: Analyzing Global Depletion and Transition Through 2050**, In: Report ORNL/TM-2003/259, 2003.

GWEC "Annual Market Update 2017". **Global Wind Report**, 2018.

HANSEN, G. H.; STEEN, M. "Offshore oil and gas firms' involvement in offshore wind: Technological frames and undercurrents". **Environmental Innovation and Societal Transitions**, v. 17, p. 1–14, 2015.

HEINRICH BOLL FOUNDATION **Energy Transition: The German Energiewende**, 2015. Disponível em: <http://energytransition.de/>. Acesso em: 14 Março 2019.

HIGGINS, P.; FOLEY, A. M. Review of offshore wind power development in the United Kingdom, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.37, p. 599-612, 2013.

HUBBERT, M. K. **Methods and Models for Assessing Energy Resources: Hubbert Estimates From 1956 To 1974 of Us Oil and Gas**, International Institute for Applied Systems Analysis, 1979.

HURST, A; BROWN, G. C.; SWANSON, R.I. "Swanson's 30-40-30 rule", **AAPG Bulletin**, v. 84, n. 12, pp. 1883–1891, 2000.

IBAMA "Complexo Eólico Marítimo Asa Branca". **Ficha de Caracterização de Atividade**, CA 140661, 2017.

IBAMA "EOL Planta Piloto de Geração Eólica Offshore". **Ficha de Caracterização de Atividade**, Petrobras, n. 144677, 2018.

IEA. Denmark - 2011 Review. **Energy Policies of IEA Countries**, International Energy Agency, Paris, França, 2012.

IEA **Offshore Energy Outlook**, In: World Energy Outlook Series, International Energy Agency, 2018.

IEA WIND **Task 26: Offshore Wind Farm Baseline Documentation**, In: Technical Report NREL/TP 6A20-66262, National Renewable Enery Laboratory (NREL), Denver, Colorado, USA, 2016.

IPCC **Technical Summary**, Working Group III, Mitigation of Climate Change AR5, 2014.

IPCC **Summary for Policymakers**. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido e New York, NY, USA, 2013

IRENA; OECD/IEA; REN21. **Renewable Energy Policies in a Time of transtition**. 2018a. Disponível em: < https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf>. Acesso em 14 Maio 2019.

IRENA **30 Tears of Policies for Wind Energy: United Kingdom**. 2013. Disponível em: <https://www.irena.org/documentdownloads/publications/gwec_uk.pdf>. Acesso em 14 Maio 2019.

IRENA **Innovation Outlook: Offshore Wind**. Abu Dhabi, 2016.

IRENA **Power Generation Costs in 2017**. Abu Dhabi, 2018b.

IRENA. **Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance**. Abu Dhabi, 2016.

JEPMA, C. J. **Smart sustainable combinations in the North Sea Area (NSA): Make the energy transition work effectively**, In: Energy Delta Institute, 2015.

KRIEGLER, E. *et al.* "The role of technology for achieving climate policy objectives: Overview of the EMF 27 study on global technology and climate policy strategies"**. Climate Change**, v. 123, p. 123:353-367, 2014.

LA ROVERE, E. L. “Five hundred years of energy use”, “500 años de mucha energia”, **Petrobras Magazine**, v. 7, n. 28, p.24-29, 2000.

LA ROVERE, E.L. **Requisitos para a inserção da dimensão ambiental no planejamento do setor elétrico brasileiro**. In: Relatório Final do Projeto "Análise da Implantação de Grandes Projetos Energéticos : o Caso do Setor Elétrico no Brasil", AIE/COPPE/UFRJ - Fundação Ford, 1990.

LA ROVERE, E.L. **Política Ambiental e Planejamento Energético**. 2007.

LADENBURG, Jacob. "Visual impact assessment of offshore wind farms and prior experience". **Applied Energy**, v. 86, n. 3, p. 380–387, 2009.

LADENBURG, Jacob. "Attitudes towards on-land and offshore wind power development in Denmark; choice of development strategy". **Renewable Energy**, v. 33, p. 111–118, 2008.

LEGORBURU, I; JOHNSON, K.; KERR, S. "Multi-use maritime platforms - North Sea oil and offshore wind: Opportunity and risk". **Ocean and Coastal Management**, v. 160, p. 75–85, 2018.

LEUNG, D.; YANG, Y. "Wind energy development and its environmental impact: A review". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 1031–1039, 2012.

LIMA **Energia Eólica no Brasil e Mundo - Ano de referência 2016**. 2016.

LOZANO-MINGUEZ, E.; KOLIOS, A. J.; BRENNAN, F. P. "Multi-criteria assessment of offshore wind turbine support structures". **Renewable Energy**, v.36, p. 2831-2837, 2011.

LUCENA, A. **Teoria curvas de abatimento, LCOEs e taxas de desconto**. In: Fundamentos de Economia e Finanças para Energia e Meio Ambiente - PPE COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2016.

MACEDO, M. **Descomissionamento de Instalações Marítimas : Perspectivas para o Brasil**. In: Workshop Rede Petro - Bacia de Campos, 2018. Disponível em: http://www.anp.gov.br/palestra/4747-descomissionamento-de-instalacoes-maritimas-perspectivas-para-o-brasil. Acesso em: 14 Março 2019.

MANESS, M.; MAPLES, B.; SMITH, A. **NREL Offshore Balance-of- System Model**. In: Technical Report NREL/TP 6A20-66874, National Renewable Enery Laboratory (NREL), Denver, Colorado, USA, 2017.

MAROULIS, G. "United Kingdom: Summary support schemes, grid issues and policies". **Legal Sources on Renewable Energy**, União Europeia, 2019. Disponível em: < http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/summary/c/united-kingdom/s/res-e/sum/204/lpid/203/>. Acesso em: 14 Maio 2019.

MASLOV, N. et al. "Method to estimate the visual impact of an offshore wind farm". **Applied Energy**, 2017.

MEGAVIND. **Danish Knowledge Institutions and their Contribution to a Competitive Wind Industry**. 2015.

MELO, E. "Proinfa e a consolidação do setor eólico brasileiro". **Revista Concreto e Construções**, n. 75, p. 133-135, 2014.

MIDTTUN, A., GAUTESEN, K. "Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry". **Energy Policy** v. 35, p. 1419–1422, 2007.

MORRIS, R. "From fossil fuels to green energy: the Ørsted story" **London Business School Review**, Reino Unido, 2018.

NORMANN, H. E. "The role of politics in sustainable transitions: The rise and decline of offshore wind in Norway". **Environmental Innovation and Societal Transitions**, v. 15, p. 180–193, 2015.

NWCC. **Wind Turbine Interactions with Birds, Bats, and their Habitats: A Summary of Research Results and Priority Questions**. 2010.

NREL **2017 Cost of Wind Energy Review**. In: Technical Report NREL/TP 6A20-72167, National Renewable Enery Laboratory (NREL), Denver, Colorado, USA, 2018.

ODUM, E.P.; BARRETT, G. **Fundamentos de ecologia**. Thomson Learning, 2007.

ONS **Panorama político-econômico para a geração de energia eólica e perspectivas ambientais para o setor**. 2016.

ORTIZ, G.; KAMPEL, M. "Potencial De Energia Eólica Offshore Na Margem Do Brasil". I**nstituto Nacional de Pesquisas Espaciais**, Oceanografia e Políticas Públicas Santos, SP, Brasil, 2011. Disponível em: "http://bibdigital.sid.inpe.br/sid.inpe.br/mtc?m19/2011/07.06.17.10.". Acesso em: 14 Março 2019.

OSPAR COMMISSION. "Assessment of the environmental impact of offshore wind-farms". **Biodiversity Series**, 2008.

PACHECO, A. et al. "An evaluation of offshore wind power production by floatable systems: A case study from SW Portugal". **Energy**, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.149>. Acesso em: 14 Março 2019.

PARTIDÁRIO, M. **Guia de Boas Práticas para Avaliação Ambiental Estratégica: Orientações Metodológicas**. 2007.

PASSET, R. **L'économique et le vivant**, 1979.

PEREIRA A. et al. "Strategies to promote renewable energy in Brazil". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 681-688, 2011.

PEREIRA, E. "The impacts of global climate changes on the wind power density in Brazil". **Renewable Energy**, v. 29, p. 107-110, 2013.

PEREIRA, F. **Análise Do Arcabouço Legal Associado Ao Desenvolvimento De Parques Eólicos Offshore No Brasil**. Dissertação de M.Sc. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Brasília, DF, Brasil, 2017.

PERVEEN, R.; KISHOR, N.; MOHANTY, R. "Offshore wind farm development: Present status and challenges". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 29, p. 780–792, 2014.

PETROBRAS. **Plano Estratégico 2040 e Plano de Negócios e Gestão 2019-2023**. 2019.

PETROBRAS. "Bioinvasão marinha - desafios para o descomissionamento". **Workshop para Desativação de Instalações Marítimas**, 2016.

PINHO, L. **Avaliação da produção de hidrogênio a partir de excedentes de energia eólica utilizando algoritmos evolucionários multiobjetivo**. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2017.

PINTO, M. "Energia Eólica Offshore - Regulação". **Fórum Nacional Eólico - Carta dos Ventos**, Centro de Estratégias em Recursos Naturais & Energia, Cerne, Natal, Brasil, 2017.

POMMORSKY, E. **Legislação E Tributos No Setor Eólico**. In: Gaia Silva Gaede Advogados. Disponível em: < https://gsga.com.br/legislacao-e-tributos-no-setor-eolico/>. Acesso em: 14 Maio 2019.

PROSERV **Decommissioning Cost Update for Removing Pacific OCS Region Offshore Oil and Gas Facilities**. In: A Study for the U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Houston, Texas, EUA, 2010.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Editora Interciência, 2006.

REN21 **Renewables 2018 Global Status Report**. Paris, França, 2018.

REPSOL **Beatrice Decommissioning: Environmental Impact Assessment**. In: Scoping Report, 2017.

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada Para Consecução Do Objetivo Da Convenção-Quadros Das Nações Unidas Sobre Mudança Do Clima. 2015.

ROGELJ, J. et al. "Perspective: Paris Agreement climate proposals need boost to keep warming well below 2 ° C". **Nature Climate Change**, v. 534, p. 631–639, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1038/nature18307>.

ROGELI, J. et al. "Energy system transformations for limiting end-of-century warming to below 1.5 °C". **Nature Climate Change**, v. 5, p. 519-528, 2015.

RUMMENLHOFF, I. **Building the World's First Floating Offshore Wind Farm**. In: Apresentação da Statoil sobre Hywind, Escócia, Reino Unido, 2015.

SANTOS L. "LAF e Energia Eólica". **10º Fórum Nacional Eólico**, Chui, Rio Grande do Sul, Brasil, 2018.

SANTOS, O.; MARQUES, J.; SILVA, P. "O custo de abandono nas empresas petrolíferas". **Revista Contabilidade & Finanças**, v. 17, n. 41, p. 56–71, 2006.

SCHAFFEL, S.; WESTIN, F.; LA ROVERE, E. "Sinergias entre Geração Eólica Offshore e Exploração Marítima de Petróleo e Gás". **XVII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA 2017,** Tema : Fontes Renováveis de Energia Preferência pela forma de apresentação : Oral Sinergias entre Geração Eólica Offshore e Exploração Marítima de Petróleo e Gás, 2017.

SCHOR, J. **Energia Eólica Offshore: possibilidade econômico-regulatória**. 2015. Disponível em: <https://docplayer.com.br/13554712-Energia-eolica-offshore-possibilidade-economico-regulatoria.html. Acesso em: 14 Março 2019.

SCHOT, M.; JEPMA, C. **On the economics of offshore energy conversion : smart** combinations. In: Relatório Energy Delta Institute, Groningen, Países Baixos, 2017.

SCOTT, V. et al. "Fossil fuels in a trillion tonne world". **Nature Climate Change**, v. 5, n. 5, p. 419–423, 2015.

SHELL **Wind Power Projects**. 2019. Disponível em:< https://www.shell.com/energy-and-innovation/new-energies/wind.html>. Acesso em 14 Março 2019.

SEIDEL, M. "Feasibility of Monopiles for Large Offshore Wind Turbines". **Conference Proceedings 2010,** Bremen, Alemanha, 2010.

SIMAS, M.; PACCA, S. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 27, n. 77, p. 99-116, 2013. Disponível em: <https://goo.gl/CmJyg9>. Acesso em: 2 nov. 2015.

SILVA, N. **Fontes De Energia Renováveis Complementares Na Expansão Setor Elétrico Brasileiro: O Caso Da Energia Eólica**. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006.

STEEN, M.; WEAVER, T. "Incumbents diversification and cross-sectorial energy industry dynamics". **Research Policy**, v. 46, n. 6, p. 1071–1086, 2017.

STEHLY, T.; HEIMILLER, D.; SCOTT, G. **2016 Cost of Wind Energy Review**. In:

Technical Report NREL/TP 6A20-70363, National Renewable Enery Laboratory (NREL), Denver, Colorado, USA, 2017.

STERNKOPF, T. “Germany: Summary support schemes, grid issues and policies”. **Legal Sources on Renewable Energy**, União Europeia, 2019. Disponível em: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/summary/c/germany/s/res-e/sum/136/lpid/135/>. Acesso em: 14 Maio 2019.

SUN, X.; HUANG, D.; WU, G.. "The current state of offshore wind energy technology development". **Energy**, v. 41, n. 1, p. 298–312, 2012.

SZWARCFITER, C.; DALCOL, P. "Economias de Escala e de Escopo: desmisticando alguns aspectos da transição", **Produção**, v. 7, n. 2, p. 117-129, Belo Horizonte, Brasil, 1997.

TABASSUM, A. et al. "Wind energy: Increasing deployment, rising environmental concerns". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 31, p. 270–288, 2014.

TALISMAN ENERGY **The Beatrice Wind Farm Demonstrator – Fact Sheet Key**. Disponível em: <http://talismanenergy.mwnewsroom.com/Files/ed/ed64d5f8-763c-4beb-bf7a-1fe6eb5b3f2b.pdf>. Acesso em: 14 Março 2019.

TAVARES, B. **Parques Eólicos Offshore: Estudo de soluções de interligação do tipo HVAC e HVDC**. Dissertação de M.Sc., Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 2010.

TEIXEIRA, I. **O uso da avaliação ambiental estratégica no planejamento da oferta de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural**. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008.

THE CROWN ESTATE **A Guide to an Offshore Wind Farm**. BVG Associates, 2008. Disponível em: <https://openei.org/w/images/f/f3/Guide_to_offshore_windfarm.pdf>, Acesso em: 14 Março 2019.

TKI WIND OP ZEE. **Subsidy schemes and tax regimes**. 2015.

TOLMASQUIM M. et. al **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

VALLIM, A. **Perspectivas Da Geração Eólica No Brasil: A Questão Da Transmissão**

Com Enfoque Nas Instalações Compartilhadas De Geração, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2016.

VAN SCHOT, M. **The value of offshore electric energy storage: A business case related to green decommissioning**. In: Energy Delta Institute, 2015.

VEIGA C. **Análise de Incentivos ao Desenvolvimento de Energia Renovável**. Monografia de Final de Curso, Departamento de Economia, Pontífica Universidade Católica do Rio de Janeiro, Brasil, 2017.

VESTAS **Ficha técnica: North Hoyle (UK)**. 2014. Disponível em: <http://www.mhivestasoffshore.com/north-hoyle/>. Acesso em: 14 Março 2019.

WEHRMANN, B. "German offshore wind power - output, business and perspectives". **Clean Energy Wire** (CLEW), Berlim, Alemanha, 2019. Disponível em: < https://www.cleanenergywire.org/factsheets/german-offshore-wind-power-output-business-and-perspectives>. Acesso em: 14 Maio 2019.

WIKBERG, K. "Denmark: Summary support schemes, grid issues and policies". **Legal Sources on Renewable Energy**, União Europeia, 2019. Disponível em: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/summary/c/denmark/s/res-e/sum/95/lpid/96/>. Acesso em: 14 Maio 2019.

WINDENERGY **THE FACTS: Offshore Support Structures**. Disponível em: <https://www.wind-energy-the-facts.org/offshore-support-structures.html>. Acesso em: 14 Março 2019.

WINDEUROPE **Floating Offshore Wind Vision Statement**. 2017.

WIND EUROPE. "Key trends and statistics First half 2018". **The European offshore wind industry,** 2018.

WINDEUROPE "Key trends and statistics 2017". **The European offshore wind industry**, 2017.

WWF-NORWAY **Environmental Impacts of Offshore Wind Power Production in the North Sea**. In: A Literature Review, World Wide Fund for Nature, Oslo, Noruega, 2014.