

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

MARCELO FERREIRA CASAGRANDE

**EÓLICA *OFFSHORE* NO BRASIL:**

Viabilidade econômico-regulatória e estudo de políticas

RIO DE JANEIRO - RJ

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

MARCELO FERREIRA CASAGRANDE

**EÓLICA *OFFSHORE* NO BRASIL:**

Viabilidade econômico-regulatória e estudo de políticas

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como exigência para obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Dr. Nivalde de Castro

Coorientador: Dr. Erick Meira

RIO DE JANEIRO - RJ

2021

MARCELO FERREIRA CASAGRANDE

EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL: VIABILIDADE ECONÔMICO-REGULATÓRIA E ESTUDO  
DE POLÍTICAS

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao  
Instituto de Economia da Universidade Federal do  
Rio de Janeiro, como requisito para a obtenção do  
título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Rio de Janeiro, 5/5/2021.

---

NIVALDE JOSÉ DE CASTRO - Presidente  
Professor Dr. Do Instituto de Economia da UFRJ

---

ERICK MEIRA DE OLIVEIRA  
Doutor em Engenharia de Produção pela PUC-RIO

---

RUBENS ROSENAL  
Mestre em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ

*As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor*

*“Não existe plano B, porque não existe planeta B.”*

*- Ban Ki-moon.*

*“O mar não é um obstáculo: é um caminho.”*

*- Amyr Klink.*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha família pelos anos de dedicação e doação de tempo, carinho e apoio incondicional. Aos meus pais, Alba e Guilherme, à minha irmã, Mariana, e aos meus avós, Haroldo e Vilma, agradeço por terem sido os melhores exemplos para que eu pudesse cumprir a minha caminhada como cidadão e estudante até aqui.

Ao Prof. Nivalde, meu orientador, agradeço pelo conhecimento compartilhado e pela dedicação levada aos alunos durante as suas aulas, que me inspiraram a me debruçar sobre um tema tão relevante para a sustentabilidade da Economia. Agradeço pelas dicas preciosas do professor e de pesquisadores do GESEL que me ajudaram na trajetória da monografia, notadamente a André, Caroline e Rubens.

Ao meu coorientador, Erick, agradeço pela ajuda essencial e pela prontidão e atenção que me deram segurança para seguir com o trabalho e realizá-lo com precisão, clareza e riqueza nos detalhes.

A todos os meus amigos do curso de Economia na UFRJ que compartilharam a vida de universitário comigo e me deram forças e boas risadas, os quais são muitos e seria difícil colocá-los todos nesta página sem cometer injustiças. Um agradecimento especial vai para os meus amigos Artur, Barreto, Breno, João Pedro, José Paulo, Lucas e Paulo, companheiros desde o colégio nas melhores horas. Finalmente, à Isabel agradeço por estar comigo trazendo leveza neste período turbulento de reinvenção social e conclusão *online* da faculdade, em meio a uma pandemia global que enfatizou a crise moral, política e econômica no Brasil.

## RESUMO

O estudo objetiva desenvolver o tema da geração de energia elétrica no Brasil através dos ventos em usinas instaladas no mar, ou seja, a energia eólica *offshore*, recurso ainda inexplorado na costa brasileira. Sabe-se da importância do uso das fontes renováveis para a mitigação dos efeitos climáticos negativos que a geração convencional de energia costuma produzir e a fonte indicada possui grande potencial para assumir um papel de destaque neste contexto. Em um cenário de avanço tecnológico que proporcionará ganhos de escala e de produtividade para parques em alto-mar, que podem explorar melhores condições de vento e maiores turbinas quando comparados aos parques *onshore*, o tópico se mostra relevante para os objetivos de uma economia sustentável. Com estudos de viabilidade econômica e regulatória, por meio de cálculos de LCOE e revisões bibliográficas, demonstra-se o estágio atual de pouca competitividade da fonte no mercado brasileiro e quais os desafios a serem superados para que ela se torne atraente comercialmente para investidores tanto no curto quanto no médio ou longo prazo. Além disso, são consideradas as melhores experiências internacionais com relação a políticas que incentivaram o desenvolvimento da indústria eólica *offshore*, que depois de atingir maturidade é um ativo atraente em alguns países hoje em dia, com destaque para a Alemanha. Portanto, busca-se subsidiar o debate com relação a uma forma de geração de energia que começa a ganhar espaço na literatura brasileira e tem grande potencial de protagonizar a expansão elétrica limpa e renovável no país, proporcionando o desenvolvimento socioeconômico ambientalmente responsável.

**Palavras-chave:** Eólica *Offshore*, Energia Renovável, Brasil, Alemanha, Viabilidade Econômica, LCOE, Viabilidade Regulatória, Políticas Energéticas.

## ABSTRACT

The study aims to develop the theme of electric power generation in Brazil through the wind in plants installed at sea, that is, offshore wind energy, a resource still unexplored on the Brazilian coast. The importance of using renewable sources is known to mitigate the negative effects on climate that conventional energy generation usually produces, and the indicated source has great potential to assume a prominent role in this context. In a scenario of technological advancement that will provide scale and productivity gains for offshore parks, which can exploit better wind conditions and larger turbines when compared to onshore parks, the topic is relevant to the objectives of a sustainable economy. With economic and regulatory feasibility studies, through calculating LCOE and reviewing the literature, the study demonstrates the current low competitiveness stage of the source in the Brazilian market and what are the challenges to be overcome so that it becomes commercially attractive to investors in both the short and medium or long terms. Moreover, the best international experiences are considered in relation to policies that encouraged the development of the offshore wind industry, which after reaching maturity is an attractive asset in some countries today, with emphasis on Germany. Therefore, the goal is to subsidize the debate regarding a form of energy generation that is beginning to gain importance in the Brazilian literature and has great potential to lead the clean and renewable electric expansion in the country, providing environmentally responsible socioeconomic development.

**Keywords:** Offshore Wind, Renewable Energy, Brazil, Germany, Economic Feasibility, LCOE, Regulatory Feasibility, Energy Policies.



## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>9</b>
<b>CAPÍTULO I - CONTEXTUALIZAÇÃO E ASPECTOS RELEVANTES.....</b>	<b>11</b>
<b>I.1. Introdução à Economia da Energia.....</b>	<b>11</b>
<b>I.2. Tecnologia e Meio-Ambiente para Eólica <i>Offshore</i>.....</b>	<b>14</b>
I.2.1. Panorama Tecnológico.....	15
I.2.2. Questões Ambientais da Eólica <i>Offshore</i> .....	19
<b>I.3. Histórico e Tendências do Mercado Global.....</b>	<b>22</b>
I.3.1. Histórico.....	22
I.3.2. Ganho de Maturidade e Novos Mercados.....	23
I.3.3. Eólica <i>Offshore</i> e Hidrogênio Verde.....	27
<b>I.4. Potencial Eólico <i>Offshore</i> no Brasil.....</b>	<b>29</b>
I.4.1. Medidas de Avaliação de Potencial.....	29
I.4.2. Resultados dos Estudos.....	31
<b>CAPÍTULO II - EXPERIÊNCIA DE POLÍTICAS NA ALEMANHA.....</b>	<b>34</b>
<b>II.1. Evolução do Quadro Econômico e Regulatório.....</b>	<b>35</b>
<b>II.2. Considerações Sobre o Modelo.....</b>	<b>39</b>
<b>CAPÍTULO III - VIABILIDADE ECONÔMICA E REGULATÓRIA.....</b>	<b>41</b>
<b>III.1. Análise Econômica Comparativa.....</b>	<b>41</b>
III.1.1. Metodologia da Análise Econômica.....	42
III.1.2. Descrição dos Custos dos Projetos.....	45
III.1.3. LCOE no Curto Prazo.....	47
III.1.4. LCOE no Médio e Longo Prazo.....	51
<b>III.2. Análise Regulatória.....</b>	<b>54</b>
III.2.1. Metodologia da Análise Regulatória.....	55
III.2.2. Aspectos que Devem Ser Aprimorados.....	56
III.2.3. Exemplos de Legislação Internacional.....	59
III.2.4. Projetos de Lei em Tramitação no Brasil.....	61
<b>CAPÍTULO IV - CAMINHOS PARA A EÓLICA <i>OFFSHORE</i> NO BRASIL.....</b>	<b>63</b>
<b>IV.1. Histórico de Financiamento da Eólica <i>Onshore</i>.....</b>	<b>63</b>
IV.1.1. Planos de Inserção da Eólica no Brasil.....	63
IV.1.2. Principais Fontes de Financiamento.....	67
<b>IV.2. Impactos Socioeconômicos da Eólica <i>Offshore</i>.....</b>	<b>71</b>
IV.2.1. Desenvolvimento Local.....	71
IV.2.2. Desenvolvimento Nacional.....	74
IV.2.3. Sinergias com o Setor de Óleo e Gás.....	76
<b>IV.3. Discussão Sobre Políticas para a Eólica <i>Offshore</i>.....</b>	<b>77</b>
IV.3.1. Introdução à Economia Institucionalista.....	77
IV.3.2. Lições da Eólica <i>Onshore</i> Nacional e <i>Offshore</i> Internacional.....	78
<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>82</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>83</b>

## LISTA DE FIGURAS E TABELAS

<b>Figura 1</b> – Evolução histórica e previsão para a altura, o diâmetro e a potência das turbinas eólicas <i>offshore</i> .....	16
<b>Figura 2</b> – Tipos de fundação fixa.....	16
<b>Figura 3</b> – Tipos de fundação flutuante.....	17
<b>Figura 4</b> – Total de capacidade instalada de eólica <i>offshore</i> e participação por país (2019)...	23
<b>Figura 5</b> – Novas instalações de eólica <i>offshore</i> por país (2019).....	24
<b>Figura 6</b> – Acumulado e instalações anuais de capacidade por país (em MW, 2010 a 2018)..	25
<b>Figura 7</b> – Crescimento da eólica <i>offshore</i> no mundo até 2030.....	26
<b>Tabela 1</b> – Classificação dos fatores quanto à viabilidade econômica.....	31
<b>Figura 8</b> – Comparação visual dos diferentes potenciais: Teórico; Técnico; e Ambiental e Social (da esquerda para a direita).....	32
<b>Figura 9</b> – Diferentes cenários de potencial.....	33
<b>Figura 10</b> – Status alemão de operação atual e expectativas para 2025, 2030 e 2040.....	35
<b>Figura 11</b> – Desenvolvimento da eólica <i>offshore</i> na Alemanha (2008-2020).....	41
<b>Tabela 2</b> – AEP, Capacidade Instalada e Fator de Capacidade no Brasil (exceto eólica <i>offshore</i> ).....	43
<b>Tabela 3</b> - Juros DI Futuro Selecionados.....	44
<b>Figura 12</b> - Divisão de custos de um parque eólico <i>offshore</i> de 500 MW na Escócia.....	46
<b>Tabela 4</b> - CAPEX e OPEX para diversas fontes no Brasil (2021).....	47
<b>Tabela 5</b> - LCOE de curto prazo para diferentes fontes no Brasil.....	48
<b>Figura 13</b> - Comparação LCOE de curto prazo para diversas fontes (Brasil).....	49
<b>Tabela 6</b> - Estimativas de LCOEs de curto prazo para eólica <i>offshore</i> no Brasil e no Mundo.	50
<b>Tabela 7</b> – CAPEX e OPEX no curto, médio e longo prazo no Brasil.....	51
<b>Tabela 8</b> - LCOE de médio e longo prazo no Brasil.....	52
<b>Figura 14</b> - Comparação LCOE de curto, médio e longo prazo (Brasil).....	53
<b>Tabela 9</b> – Estimativas de LCOE de médio e longo prazo para eólica <i>offshore</i> (Brasil e Mundo).....	54
<b>Figura 15</b> – Histórico do Preço Teto (R\$/MWh), Preço de Contratação (R\$/MWh) e Deságio Médio (%) dos leilões de energia até 2018 e PROINFA.....	66
<b>Figura 16</b> – Acumulado e adição de capacidade instalada no Brasil (2007-2020), em MW.....	67
<b>Figura 17</b> - Distribuição de mão de obra ao longo da cadeia de eólica <i>offshore</i> .....	72

## INTRODUÇÃO

Com o advento das revoluções industriais e os ganhos tecnológicos associados, a humanidade passou a usar, com predominância, os combustíveis fósseis para a geração de energia. Como principais argumentos para sua disseminação à época, elencavam-se vantagens perante as fontes renováveis, como maior eficiência e estocabilidade. Porém, os combustíveis fósseis são também emissores de gases de efeito estufa (GEE) quando geram energia, tornando-os aceleradores do aquecimento global, que já traz malefícios visíveis para a sociedade. Eventos climáticos extremos e aumento dos níveis dos oceanos e da temperatura atmosférica são alguns dos malefícios que a sociedade enfrenta por conta do processo.

Diante do contexto supracitado, torna-se imperativa a busca pela transição energética, que compreende a passagem de uma economia dependente do carbono para uma economia cada vez mais sustentável. Vários consensos já foram atingidos no âmbito internacional, à exemplo das diretrizes traçadas para se guiar políticas de preservação do meio-ambiente. No âmbito do Acordo de Paris de 2015, por exemplo, para se atingir a meta de controle sobre o aumento da temperatura global em 1,5°C ou, no máximo, 2°C, uma das ações mais importantes é a redução das emissões de GEE, ao passo que o apoio à limpeza das matrizes energéticas deve ser prioridade dos formuladores de políticas.

Entende-se como energias renováveis aquelas cujas fontes não se esgotam. Como exemplos, destacam-se as energias eólica, solar, biomassa, geotérmica e hidráulica, esta explorada em larga escala há mais tempo. No Brasil, a primeira UHE (Usina Hidrelétrica) foi construída em 1889 (CANAL ENERGIA, 2020). Para se ter uma ideia da importância dos recursos hídricos para a matriz elétrica brasileira, cabe observar a parcela das hidrelétricas na matriz em 2019: 60,5%, logo à frente da eólica (9%) (EPE, 2020a). É notável a competitividade da matriz energética brasileira em relação à baixa emissão de GEEs, quando comparada a matrizes de outras economias no mundo. Se por aqui a fatia dos combustíveis fósseis na geração de eletricidade é de 14,3% (EPE, 2020a), a média mundial fica em 64,2% (IEA, 2018).

Porém, esse fato não diminui a necessidade de se incentivar ainda mais a exploração de recursos limpos. Eles podem ser complementares aos recursos hídricos na garantia de segurança energética, sem que se necessite de mais termelétricas poluentes para cumprir esta função. Ressalta-se, em particular, a energia eólica, que no Brasil apresenta o maior fator de capacidade

(FC)<sup>1</sup> do mundo e complementa sazonalmente a produção das hidrelétricas (CASTRO ET AL, 2018). Além da atratividade para a exploração dessa fonte de energia em campos *onshore* (em terra), o Brasil conta também com regiões fora da costa com condições bastante favoráveis à geração eólica, com bons regimes de ventos e condições de acesso. Somam-se a isso as sinergias com as tecnologias já maduras desenvolvidas para a indústria de óleo e gás. Os estudos relacionados ao potencial eólico *offshore* (no mar) do Brasil, entretanto, ainda são escassos, sobretudo quando comparados aos existentes em nações desenvolvidas.

Ante o acima exposto, a presente monografia busca analisar a capacidade que a fonte de energia eólica tem de assumir papel de destaque na expansão da matriz elétrica brasileira quando instalada na forma *offshore*. Cabe destacar que ela ainda não foi implementada no Brasil, mas que há muito potencial para explorá-la. Quando comparada à eólica *onshore*, a *offshore* apresenta vantagens como a maior produtividade e o potencial de uso de turbinas mais potentes pela disponibilidade de espaço. Ainda, há a possibilidade de se acabar com alguns problemas que frequentemente causam a oposição da comunidade: a poluição sonora e visual perto das moradias ou locais turísticos e o conflito de uso da terra. Por outro lado, desvantagens ocorrem com relação aos custos significativamente mais elevados para construir e operar os parques, assim como existem desafios técnicos a serem superados por uma indústria ainda imatura (JOHNSTON ET AL., 2020).

Por se configurar em um dos fatores mais relevantes na decisão de investimento, o presente trabalho deu particular atenção à competitividade no custo, comparando-se os custos associados à eólica *offshore* com os das outras fontes energéticas. No entanto, cabe pensar também no papel que o Estado deve tomar para incentivar o desenvolvimento de usinas *offshore* no Brasil, dado o interesse de algumas empresas que já entraram com processos licitatórios no país para começarem a desenvolver parques de geração. Dessa forma, também foi oportunamente analisada a viabilidade regulatória, traçando-se paralelos com políticas de países que já lograram resultados satisfatórios no desenvolvimento da indústria *offshore*. Em particular, foram utilizadas como exemplo as iniciativas da Alemanha.

Ainda com respeito ao papel do poder público, é inevitável dizer que a estrutura reguladora do sistema deve ser revisitada, como em qualquer processo de transição energética, para atender a questões que não estavam previstas anteriormente. O contexto institucional

---

<sup>1</sup> Fator de capacidade representa a proporção entre o que de fato foi produzido por uma usina de geração elétrica e a sua capacidade total de produção.

brasileiro como um todo, o que inclui sobretudo o arcabouço regulatório, também deve ser estudado para se avaliar o potencial de expansão da energia eólica *offshore* no país. O Brasil é um país que, como dito anteriormente, apresenta uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo e pode aproveitar seus recursos naturais abundantes de maneira responsável para que esta característica se mantenha e até se intensifique.

Esta monografia se apresenta em quatro capítulos. No Capítulo I, é feita uma contextualização do setor eólico *offshore* global e seus aspectos mais relevantes, assim como uma introdução ao estudo da Economia da Energia. No segundo capítulo, o caso da Alemanha e suas medidas de incentivo à fonte *offshore* são detalhados. O terceiro se refere ao contexto brasileiro e aos estudos de viabilidade econômica e regulatória realizados para a eólica *offshore*. O Capítulo IV discute como e por que a fonte deve ser desenvolvida no país. Por fim, a seção de considerações finais sumariza os principais resultados e tece conclusões, além de apresentar direções para trabalhos futuros.

## **CAPÍTULO I - CONTEXTUALIZAÇÃO E ASPECTOS RELEVANTES**

### **I.1. Introdução à Economia da Energia**

A energia é um bem que representa bem-estar social, desenvolvimento socioeconômico e progresso tecnológico. Essa noção passou a vigorar, principalmente, após as Revoluções Industriais que introduziram em momentos diferentes tecnologias como máquinas a vapor, motores a combustão interna e a eletricidade, responsáveis por grandes progressos nas vidas humanas e nas cadeias produtivas ao redor do mundo. Sendo assim, a Economia da Energia é um campo do estudo econômico que pretende entender as relações entre os diversos agentes do setor, como os Estados nacionais, empresas de energia e consumidores.

Há diferentes dimensões para o estudo econômico da energia. Na dimensão macroeconômica, estuda-se a relação energia-PIB (da qual se pode derivar a eficiência energética de uma economia), a formação bruta de capital fixo pelas empresas do setor, o comércio internacional, a inflação relacionada ao setor e a geração de impostos. Na microeconômica, se estuda principalmente a estrutura de custos e a formação de preços, assim como a concentração dos mercados e as decisões de investimento e financiamento. Na dimensão tecnológica, a inovação e a eficiência energética são os principais assuntos, enquanto na dimensão política internacional se estuda as complexas relações geopolíticas decorrentes do

comércio de produtos escassos. Por fim, a dimensão ambiental se preocupa com os impactos ambientais das formas de gerar energia e como promover o desenvolvimento sustentável (PINTO JR. ET AL., 2016).

O objeto de estudo do segmento pode ser identificado como tecnologias e *commodities* heterogêneas, que apresentam características físicas distintas: lenha, carvão mineral, carvão vegetal, petróleo bruto, derivados de petróleo, álcool, gás natural e eletricidade, a última apresentando propriedades que a colocam em um universo específico (PINTO JR. ET AL., 2016). A partir desses bens, serviços de extrema importância para toda a economia são prestados, como: iluminação, climatização de espaços, locomoção de pessoas e mercadorias e produção de força motriz.

Não só é possível a prestação de serviços para a sociedade através da energia, mas também ela está sujeita às condições que determinam o estudo econômico. Atividades como a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de energia dependem, por exemplo, da formação adequada dos preços que remuneram os investimentos no setor, normalmente de grande volume e longo prazo de maturação. A questão do equilíbrio entre oferta e demanda também está presente, como em qualquer outro mercado. Elas são determinadas, por um lado, pela dotação energética geograficamente distribuída e, por outro, pelo movimento populacional e de crescimento econômico-tecnológico dos países (PINTO JR. ET AL., 2016).

Historicamente, a dotação energética, muitas vezes desigual entre os países, foi motivo de disputas pelo controle político e econômico de regiões favorecidas com recursos naturais abundantes. O petróleo pode ser dado como o melhor exemplo dessas disputas, com seus derivados sendo os principais combustíveis das máquinas e automóveis do século XX, que nortearam a geopolítica do período (principalmente a partir da segunda metade) e geraram grandes riquezas aos países produtores, notadamente no Oriente Médio. Decisões que resultaram em variações no nível de produção e de preços, tomadas pelos integrantes da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), foram capazes de abalar toda a economia mundial em 1973 e 1979, as duas crises do petróleo, o que comprova a importância dos estudos econômicos no setor.

O Estado, como formulador de políticas que visam a estimular o crescimento econômico e promover o melhor funcionamento dos mercados, estabeleceu-se como um dos principais agentes do setor energético. Sendo a energia o bem comum a praticamente todas as atividades

econômicas, ela é essencial e deve ser garantida pelo Estado, seja fornecendo-a diretamente aos consumidores ou permitindo o arranjo institucional e de mercado que cumpra este papel.

Assim, o estudo econômico da energia abrange temas interdependentes que contemplam uma série de relações econômicas entre si, com atores públicos e privados. Os temas podem ser indicados como: (i) as relações de oferta e demanda de energia; (ii) as relações comerciais definidas por condições econômicas e geopolíticas; (iii) o processo de formação de preços; (iv) o papel do Estado nas políticas, no regime fiscal e nas empresas estatais; e (v) o papel das estratégias empresariais e inovações tecnológicas (PINTO JR. ET AL., 2016).

Dentro do setor energético existe a indústria elétrica, que abrange as atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Sendo a energia elétrica um fluxo para o qual ainda não foi possível desenvolver uma tecnologia economicamente viável para a sua estocagem em grandes volumes, ela se encaixa em um processo simultâneo de geração e utilização. Assim, toda a cadeia industrial da eletricidade é fortemente interdependente, temporal e espacialmente (PINTO JR. ET AL., 2016).

Por conta dessas características, normalmente as indústrias elétricas precisam estar preparadas antecipadamente para o atendimento de variações na demanda por eletricidade, assim como para se adaptar a períodos de pico e de vale no consumo, o que resulta em sobrecapacidades planejadas de produção e transporte. Além disso, pela infraestrutura necessária a toda a cadeia, os investimentos no setor são normalmente de grandes volumes e longos prazos de maturação, principalmente na atividade de geração. Todas essas especificidades levam à tendência de formação de empresas verticalmente integradas, com a predominância de regimes de monopólio (PINTO JR. ET AL., 2016).

Portanto, o setor elétrico foi historicamente estruturado com a presença de monopólios naturais, nos quais se observam custos afundados e empresas verticais, responsáveis desde a geração até a distribuição para consumidores finais. Desta forma, elas se beneficiam de economias de escala e escopo e fazem com que seja importante a existência de uma regulação que evite a cobrança de preços abusivos. A partir da década de 1980, em todo o mundo viu-se uma tentativa de reformar o setor elétrico com incentivos à maior competição e à desverticalização das empresas para aumentar a eficiência no setor. Essas reformas, que se estendem até hoje, o crescimento do uso de fontes renováveis e a tendência de descentralização

do setor, com um mercado varejista de energia elétrica e a microgeração, estão mudando a sua estrutura e, conseqüentemente, demandando mudanças regulatórias (DANTAS ET AL., 2015).

Com isso, entra em cena a política energética. Ela é essencialmente uma política de Estado, uma vez que “a energia é extremamente importante para a economia e para a sociedade e que o funcionamento do seu mercado apresenta várias falhas bem reconhecidas” (PINTO JR. ET AL., 2016, pág. 351). O Estado é muitas vezes o ator mais importante da indústria energética, com maior ou menor presença na regulação, taxaço, produção e distribuição, dentre outras funções. Isso o coloca sempre como peça-chave na organização e no planejamento do mercado de energia, em parceria com o setor privado. Ele pode atuar de diversas formas para implantar suas políticas e lançar mão de diferentes instrumentos, como incentivos fiscais, financiamento direto, mudanças regulatórias e parcerias comerciais, entre outros.

Os objetivos da política energética podem ser resumidos em dois: garantir a segurança no abastecimento de energia da população e, o que ganhou espaço mais recentemente, diminuir os impactos ambientais negativos do consumo de energia, como a emissão GEE, por meio de medidas associadas à sustentabilidade ambiental, eficiência energética e novas tecnologias de produção e uso de energia (PINTO JR. ET AL., 2016). Essa situação pode ser entendida como um *trade-off*, pois os recursos que podem garantir maior segurança no abastecimento, por serem estocáveis, são também os mais poluentes, ou seja, os combustíveis fósseis. O inverso vale para os recursos renováveis, que são livres de emissões, mas intermitentes.

Como formulador de políticas, o Estado deve estar ciente deste *trade-off* a fim de gerenciá-lo da melhor forma possível. Ele precisa considerar a demanda interna por energia, as condições naturais de oferta interna de recursos, as condições do mercado externo (regional e global) e seus conflitos geopolíticos. Todos esses conceitos devem ser levados em conta caso políticas energéticas de incentivo à eólica *offshore* sejam elaboradas no Brasil. É uma fonte renovável que, embora não estocável, pode ser de grande valia para o setor elétrico brasileiro, com alta produtividade e contribuição para a sua diversificação, segurança de abastecimento e o atendimento aos objetivos do desenvolvimento sustentável.

## **I.2. Tecnologia e Meio-Ambiente para a Eólica *Offshore***

Entender as tecnologias empregadas na eólica *offshore* é importante porque, assim, pode-se entender seus custos inerentes e como eles podem influenciar na viabilidade econômica



dos empreendimentos. O setor vivenciou e continuará a vivenciar avanços tecnológicos significativos, que permitem grandes ambições em relação à expansão do uso do recurso mundo afora, por conta da expectativa de redução de custos e ganhos de produtividade. Por outro lado, apesar de todos os ganhos rumo a uma economia sustentável que a atividade pode proporcionar, há questões importantes que devem ser levadas em conta no desenvolvimento dos grandes projetos para mitigar ao máximo as possíveis consequências indesejadas provenientes deles, social e ambientalmente.

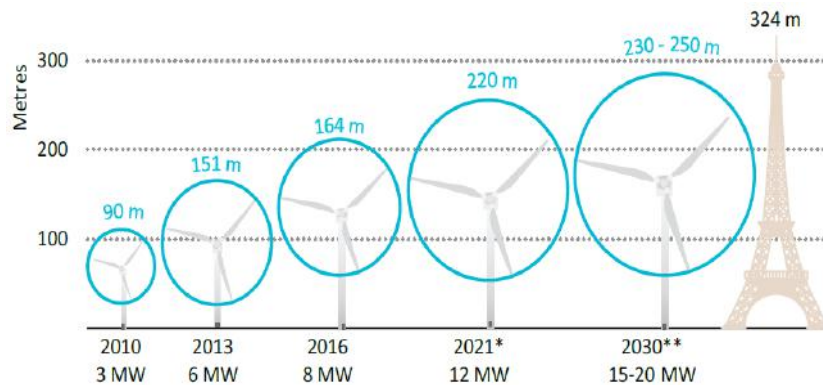
### I.2.1. Panorama Tecnológico

A estrutura de um aerogerador *offshore* é muito parecida com a dos aerogeradores *onshore* e pode ser dividida em três partes principais: a torre, a nacelle e o rotor. É importante ressaltar que a principal diferença dos aerogeradores *offshore* para os instalados em terra está nos materiais utilizados, que precisam ser mais resistentes à erosão e às condições marinhas, e no tamanho total do produto, que pode atingir alturas e diâmetros maiores no mar.

A torre é a estrutura principal de sustentação do aerogerador, um tubo normalmente fabricado com aço. Nela, podem ser encontradas escadas e elevadores, assim como, em alguns casos, transformadores de corrente alternada na sua base. A nacelle pode ser descrita como a caixa instalada acima da torre e atrás do rotor, na qual se encontram os sistemas de transmissão e de tomada de força, assim como de controle e monitoramento da turbina, tudo envolto em uma estrutura à prova d'água. É na nacelle que a geração de eletricidade se concretiza e é onde se concentra a maior parte das atividades de manutenção quando necessárias. Por fim, o rotor compreende a parte das pás e sua conexão com o sistema da nacelle. O número mais comum de pás é três, feitas de fibra de vidro ou combinando vidro com fibra de carbono (IRENA, 2016).

Tendo conhecimento da estrutura de um aerogerador, pode-se analisar as projeções para o futuro desses equipamentos. A tendência é de aumento cada vez maior na altura das torres e no comprimento das pás, o que terá como consequência um grande ganho de produtividade na geração de energia, pois isso permite a captação de ventos mais fortes, com maior área de varredura. A Figura 1 exemplifica essa tendência. Pode-se verificar que a expectativa é de que o mercado encontre em 2030 turbinas com torres maiores do que 150 m de altura e rotores com até 250 m de diâmetro. Vê-se uma evolução significativa quando comparamos com 2010, quando as alturas eram menores do que 100 m e os diâmetros tinham cerca de 90 m. A tendência é que daqui a 10 anos as turbinas tenham potências pelo menos cinco vezes maiores do que o que se via há 10 anos.

Figura 1 – Evolução histórica e previsão para a altura, o diâmetro e a potência das turbinas eólicas *offshore*.

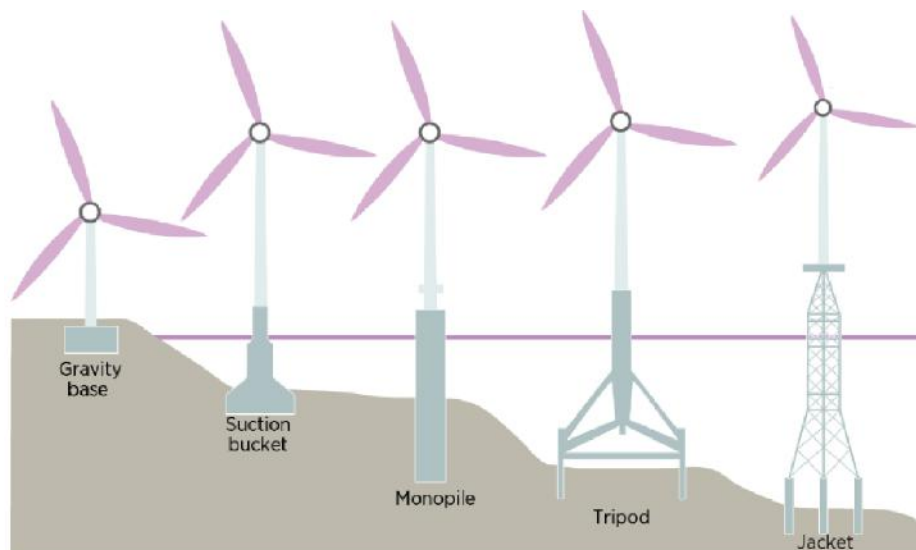


Fonte: IEA, 2019.

A fundação é a estrutura que se encontra abaixo da torre e que permite a instalação dos aerogeradores no leito marinho. Portanto, é a estrutura que está abaixo do nível do mar e que está evoluindo continuamente para atender a projetos com turbinas mais pesadas e profundidades maiores de oceano (EPE, 2020b). Existem duas formas de se instalar estas fundações: fixas ou flutuantes.

As fundações fixas são normalmente mais utilizadas perto das costas e onde as profundidades são menores. Elas prendem a turbina no solo marinho conforme a figura abaixo e podem ser de diversos tipos.

Figura 2 – Tipos de fundação fixa.

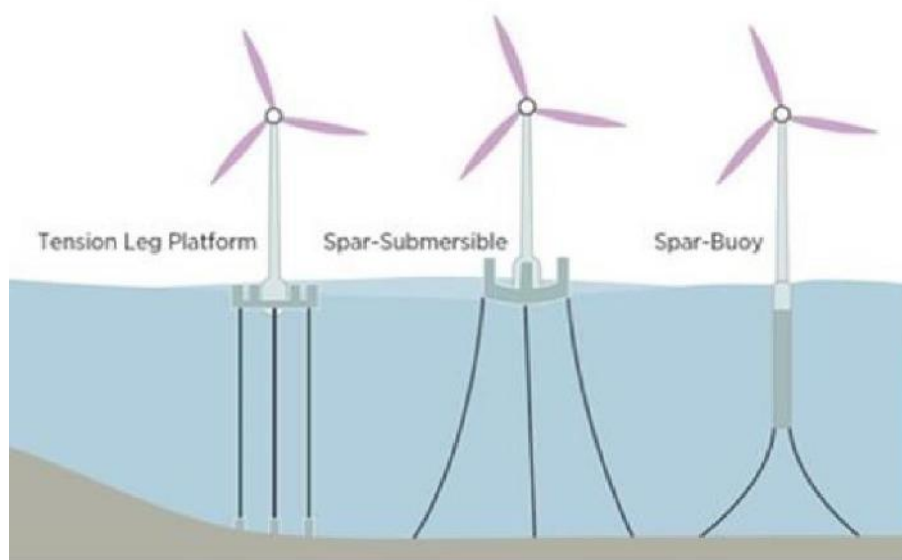


Fonte: IRENA, 2018.

*Monopile* é largamente a fundação mais utilizada na eólica *offshore*, por ser o tipo mais barato em águas rasas, de normalmente até 30 ou 40 metros de profundidade. Ela consiste em um tubo metálico único cravado no solo. A *gravity base* é utilizada em águas muito rasas e com solo plano, no qual uma base de concreto é instalada para segurar a turbina com o efeito da gravidade. A *suction bucket* possui uma estrutura oca que combina as características das duas fundações anteriores. A *tripod*, por sua vez, assemelha-se ao *monopile*, mas consiste em uma estrutura com três tubos encravados no leito marinho. A *jacket* parte do mesmo princípio, mas com uma estrutura treliçada e com pés fixados por perfuração. As duas últimas fundações são oriundas da *expertise* do setor de óleo e gás (EPE, 2020b).

Também existem as fundações flutuantes, que são presas ao solo apenas com espécies de âncoras, conforme a figura abaixo. Elas são utilizadas em águas profundas, quando as estruturas fixas são inviáveis, e por isso apresentam custos consideravelmente mais altos do que as fundações preparadas para projetos de águas rasas.

Figura 3 – Tipos de fundação flutuante.



Fonte: IRENA, 2018.

A fundação *tension leg platform* se ancora ao fundo do mar por cabos tensionados e normalmente é recomendada para profundidades de 50 a 60 metros. O tipo *spar-submersible* se assemelha ao *tripod* por ser fixado através de três âncoras, enquanto o *spar-buoy* consiste em um cilindro metálico oco ancorado e preenchido com água. Esta última é a fundação mais barata entre as flutuantes, com recomendação de utilização para profundidades acima de 100 metros (EPE, 2020b).

A escolha do modelo de transmissão da eletricidade gerada nos parques para o sistema integrado em terra é crucial na análise de viabilidade do empreendimento. Para parques próximos à costa, por exemplo, normalmente se utiliza um sistema de transmissão em corrente alternada (CA), o qual apresenta menores custos em relação ao sistema de corrente contínua (CC). Neste sentido, quanto mais próximo à costa e, conseqüentemente, quanto menores são os custos de transmissão, menor é a necessidade de instalação de parques com grande capacidade de potência. Pequenos projetos podem ser viáveis economicamente, o que não ocorre em grandes distâncias. Nesses casos, para serem viáveis economicamente e cobrirem os altos custos de transmissão, os parques precisam ter grande potencial de geração.

A tecnologia de CA costuma ser viável e menos complexa para parques até 80 km longe da costa (EPE, 2020b), pois para além desta distância as perdas de energia no processo podem comprometer o ganho de eletricidade gerada. No caso de sistemas com CC, é implantada uma subestação *offshore* conversora de corrente e tensão, que capta a energia do parque em CA e a transforma em CC, com tensão mais elevada, para então transmiti-la à rede *onshore*. Esse processo é necessário nos caminhos mais longos da eletricidade pelos cabos de transmissão com o objetivo de mitigar as perdas de energia, que em demasia poderiam inviabilizar o projeto.

Chegando à conexão com a rede básica, também há desafios a serem enfrentados. Por conta da tendência de parques cada vez maiores e mais potentes, é necessário planejar corretamente o local de entrada no sistema integrado. Em certos casos, a potência pode exceder a capacidade de absorção da subestação ou ponto de conexão disponíveis em terra. Além de analisar os impactos locais da entrada de um novo empreendimento, os projetistas devem analisar qual o impacto esperado em todo o sistema e suas interligações regionais. Ainda, quanto ao local de acesso à rede também devem ser levadas em conta, para o licenciamento da conexão, as atividades econômicas realizadas próximas ao litoral, como em áreas densamente povoadas ou de apelo turístico, e as áreas de preservação ambiental, que podem restringir a instalação das linhas de transmissão (EPE, 2020b).

Fora todos os fatores supracitados, a indústria eólica *offshore* demanda uma eficiente infraestrutura de portos para viabilizar o funcionamento dos seus parques, incluindo o suporte a todas as atividades de construção, montagem e transporte (EPE, 2020b). É possível aproveitar a estrutura já existente em um país, principalmente aquela destinada às atividades da indústria de óleo e gás, nos casos em que portos e estaleiros destinados especificamente à eólica marinha

não sejam construídos. A estrutura precisa contar com cais de trabalho, berços e terminais de águas profundas, guindastes e armazéns, entre outras instalações.

A logística também deve levar em conta que toda a operação requer o uso de embarcações de diversos tamanhos, desde pequenas para transporte de pessoas até grandes para serviços mais complexos, como o da instalação de equipamentos. Na cadeia de fornecimento, o atingimento da maturidade das empresas e dos ganhos de escala é essencial na busca pela redução dos custos da atividade eólica *offshore*, o que demanda tempo, esforços e investimentos públicos e privados (EPE, 2020b).

As atividades de Operação e Manutenção (O&M) cobrem todas as etapas desde a instalação até o descomissionamento, que é a desmontagem do parque no final da sua vida útil. Dentre as atividades, destacam-se o gerenciamento de contratos, gerenciamento de operações, logísticas de instalações *onshore* e *offshore* e manutenções planejadas e não planejadas das turbinas e demais componentes dos parques (IRENA, 2016). Uma boa execução de O&M pode prevenir falhas nos equipamentos e nas operações, assim como reagir de forma eficiente a falhas não previstas, resultando em menores perdas na geração de energia.

### I.2.2. Questões Ambientais da Eólica *Offshore*

É comumente apontada na literatura (EPE, 2020b; PINTO ET AL., 2017; WWF, 2014) a preocupação das comunidades locais com impactos sonoros e visuais indesejados proporcionados pela instalação de grandes turbinas eólicas. Não se pode negar que a mecânica das turbinas cria ruídos sonoros que, quando elas estão localizadas perto das residências, são facilmente mensurados e podem ser bastante incômodos para os membros da comunidade. Entretanto, além de avanços tecnológicos que visam a mitigar este problema, principalmente para os parques *onshore*, a instalação das turbinas no oceano parece ter solucionado a questão do ruído, que deixa de ser sentido a grandes distâncias.

O impacto visual, por outro lado, é mais subjetivo. Os parques podem ser vistos de forma negativa, como invasores de um espaço de paisagem natural, ou como símbolos positivos de uma forma sustentável de geração elétrica e progresso tecnológico. As estruturas estão cada vez mais altas, com alturas até maiores do que 200 m considerando desde a base da torre até a ponta das pás. No caso das turbinas *onshore*, são normalmente instaladas em áreas de pouco relevo, justamente onde se tem os melhores ventos.

A grandiosidade das torres e o movimento das pás são as principais razões de impacto visual, indicadores inclusive de desvalorização imobiliária segundo visões de quem as considera desagradáveis. Porém, neste sentido a subjetividade está presente, pois podem também ser muito bem aceitas pela população local que leva em conta os seus benefícios em relação às fontes poluidoras (PINTO ET. AL., 2017). No caso das turbinas *offshore*, principalmente quando instaladas a grandes distâncias, esse problema pode ser dado como solucionado, ao passo que se tornam invisíveis a partir da costa. Quando instaladas perto do litoral, porém, espera-se que a visão negativa seja superada e que os parques possam até mesmo servir como pontos de atração turística para aqueles que admiram o avanço técnico sustentável de uma economia descarbonizada.

Mais objetivamente, um estudo realizado pela WWF (World Wildlife Fund for Nature) em 2014 apontou os principais impactos gerados pela atividade eólica *offshore* no ecossistema marinho. Esses impactos podem ser sentidos nas diferentes fases das usinas, desde a construção e a operação até o seu descomissionamento. Quanto ao solo marinho, a instalação das fundações, sendo fixas ou flutuantes, podem causar danos por requererem a perfuração e consequente erosão do solo. O mesmo pode ocorrer com a instalação de cabos subterrâneos.

O estudo menciona, por outro lado, a possibilidade de criação de recifes artificiais a partir das fundações e da colocação de pedras de proteção para elas. A progressão ecológica resultante desta instalação pode gerar até mesmo um aumento na diversidade de espécies locais, favorecendo com ganhos de habitat aquelas que precisam de locais como recifes para prosperar. Cuidados devem ser tomados, porém, para não prosperarem espécies invasoras (WWF, 2014).

É importante levar em conta o ruído emitido pelas máquinas de instalação que se propaga pelo ambiente aquático. Este ruído é uma ameaça para os peixes e mamíferos marinhos, que se veem desorientados e obrigados a fugir do local. Por conta disso, é recomendado que os estudos ambientais considerem as fases de reprodução e migração das espécies que se encontram nas redondezas do parque para evitá-las, a fim de mitigar os efeitos danosos dos ruídos na instalação de fundações e cabos. O relatório da WWF também recomenda uma prática de “começo suave” na construção: cerca de 15 a 20 minutos de baixa intensidade na atividade para dar a oportunidade de fuga aos animais.

Além disso, turbinas eólicas podem ser uma ameaça para diversas espécies de aves, caso os estudos ambientais não sejam realizados de forma adequada. Isso pode resultar na invalidação de habitats para certas espécies, no risco de colisões com as pás e na criação de

barreiras para as rotas migratórias (WWF, 2014). Embora algumas espécies tenham mostrado a capacidade de adaptação de suas rotinas após a implantação de parques eólicos, certas áreas devem ser evitadas para não prejudicar as aves, inclusive por conta de possível proximidade com áreas importantes de reprodução. Do mesmo modo, podem ser adotadas estratégias como o planejamento espacial de grandes corredores entre as turbinas, para não deslocar as rotas originais, e a diminuição da iluminação, para reduzir a atração das aves pelas turbinas.

Segundo Pinto et. al. (2017), a questão das aves migratórias ocasionou pesquisas que tiveram resultados diferentes. Os primeiros parques eólicos até apresentavam altas mortalidades de aves, por desconsiderarem estudos quanto ao comportamento desses animais. Porém, a posterior obrigatoriedade de se estudar as rotas migratórias antes da instalação de novas usinas diminuíram consideravelmente este problema. Ainda, os autores argumentam que estudos em diversos países mostram que a geração eólica é uma causa insignificante de morte de aves por ação humana, comparando a outras causas como a colisão com prédios, janelas, veículos e fios de alta tensão. Mesmo assim, novas técnicas como estímulos visuais e auditivos nas torres estão sendo adotadas para mitigar ainda mais este impacto.

Do ponto de vista socioeconômico, os parques eólicos *offshore* podem acabar limitando atividades locais pela restrição à navegação e à prática de pesca no seu interior, o que pode ser um impacto negativo para a população que depende destas atividades como meio de subsistência. Esta questão deve ser levada em conta, portanto, no planejamento espacial de tais projetos (EPE, 2020b).

O estudo da WWF, por outro lado, prevê que atividades de cultivo de aquicultura nos arredores das turbinas podem se beneficiar de sinergias com o parque *offshore*, um exemplo de uso eficiente do espaço marinho. Os recifes artificiais criados pelas fundações podem criar um ambiente favorável ao desenvolvimento da atividade, por exemplo. As próprias fundações e estruturas subaquáticas, por necessitarem de limpeza periódica, podem servir de estímulo à aquicultura se a limpeza for feita juntamente com o cultivo das unidades, o que tem potencial para gerar redução de custos.

Conclui-se que o planejamento espacial e o cuidado com os potenciais impactos ambientais trazidos pela eólica *offshore* são importantíssimos para que ela possa se desenvolver. É essencial que ela se integre às condições comunitárias e ecossistêmicas locais. Por fim, todo o processo deve considerar a possibilidade de existirem áreas de proteção ambiental que possam

restringir a construção dos parques, algo previsto nos estudos de licenciamento ambiental que serão mais bem explorados posteriormente neste trabalho.

### **I.3. Histórico e Tendências do Mercado Global**

Busca-se aqui compreender a evolução do mercado eólico *offshore* e os seus determinantes, a fim de subsidiar projeções para um caminho possível de ser percorrido pelo Brasil, que ainda não possui nenhum parque em operação. Nesta seção, foco especial é dado à Europa, onde o mercado é mais desenvolvido e pode-se analisar como se deu o ganho de maturidade da indústria. A expansão para novos mercados também ganha destaque, assim como a inovação tecnológica de se associar a eólica *offshore* à produção de hidrogênio verde.

#### **I.3.1. Histórico**

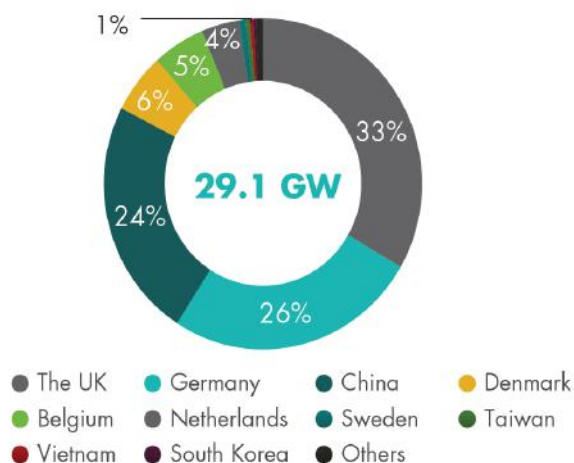
Os países europeus foram os pioneiros na exploração dos ventos oceânicos para gerar energia elétrica. O primeiro parque do mundo, que serviu como um grande teste, foi instalado na Dinamarca em 1991, o chamado Vindeby. Ele foi projetado com 11 turbinas comumente utilizadas em terra adaptadas para o ambiente marinho, cada uma com potência de 450 kW, totalizando praticamente 5 MW de potência no parque (ESMAP, 2019). Como se pode notar, a tecnologia ainda era incipiente. Não apenas ela não era projetada especificamente para as condições *offshore*, o que obrigava a adaptação anticorrosão, mas também as turbinas tinham capacidades de geração muito inferiores ao que se observa nos dias de hoje. O parque pioneiro foi instalado em águas rasas perto da costa, com fundação fixa assim como todos os parques nesta fase inicial, normalmente experimental e que visava a comprovar a viabilidade do investimento.

O progresso seguiu pelos anos 1990 e início dos anos 2000 ao longo do Mar do Norte e Mar Báltico, circundando principalmente os países do norte da Europa, entre os quais se pode destacar a Alemanha, a Dinamarca, a Holanda, a Bélgica e o Reino Unido. O primeiro parque em escala comercial foi desenvolvido também na Dinamarca, o chamado Horns Rev, em 2002, com 80 turbinas totalizando 95 MW de capacidade total em uma profundidade de até 14 m (VATTENFALL, 2021). Os primeiros parques, por conta dos altos custos, eram necessariamente desenvolvidos por grandes empresas do setor elétrico com incentivos governamentais na forma de preços fixos e regulados (IRENA, 2016).



Atualmente, o Reino Unido é a maior indústria de eólica *offshore* no mundo, como se pode observar no gráfico abaixo (33% da capacidade instalada global). Em seguida, observa-se a Alemanha (26%) e, em terceiro lugar, a China (24%), que só se desenvolveu mais fortemente a partir da metade da década de 2010.

Figura 4 – Total de capacidade instalada de Eólica *Offshore* e participação por país (2019).



Fonte: GWEC, 2020.

### I.3.2. Ganho de Maturidade e Novos Mercados

Destaca-se que de 2002 a 2015, período de análise do relatório da IRENA “*Innovation Outlook: Offshore Wind*”, a capacidade operacional da fonte cresceu de 0,26 GW para 12,7 GW no mundo todo, um crescimento ocasionado por políticas públicas de incentivo à redução dos custos, à maior segurança de abastecimento e ao desenvolvimento da indústria. O relatório afirma que a tendência foi de distanciamento dos parques em relação ao litoral, enfrentando maiores profundidades do oceano e se aproveitando de ventos mais fortes. O avanço tecnológico, com turbinas mais potentes e fabricadas especificamente para o ambiente *offshore*, contribuiu para a padronização dos componentes e a consequente redução nos custos.

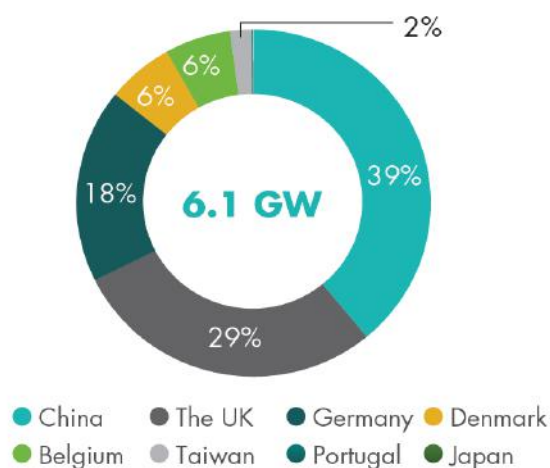
Os custos nivelados (LCOE), que determinam a competitividade da fonte, caíram de cerca de US\$240/MWh em 2001 para US\$170/MWh em 2015, por conta do ganho de produtividade das turbinas e da queda no custo operacional e de manutenção dos parques, apesar do aumento de 40% no custo de capital inicial observado no período (IRENA, 2016). O aumento pode ser justificado pelo crescimento no tamanho dos parques e das turbinas.

Se esse foi o progresso até 2015, ele continuou a partir de então. Segundo o relatório “*Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets*” do ESMAP (órgão do Banco

Mundial), o preço nivelado de energia da eólica *offshore* saiu do patamar citado acima, de mais de três vezes o custo da eólica *onshore* na época, para leilões nos quais se observou lances abaixo de US\$ 100/MWh em 2017, já sem nenhuma forma de subsídio no empreendimento. A fonte chegou a ser negociada até por menos de US\$50/MWh no Reino Unido em 2019, o que é baixo inclusive para o momento presente. Segundo o relatório, o preço atual da fonte no mercado europeu consegue competir com outras formas de geração tradicionalmente muito mais baratas, como usinas a carvão, nucleares e de gás combinado.

A China aparece como o país que mais adiciona capacidade instalada anualmente no mundo (39% de todas as novas instalações), aproveitando-se do grande mercado consumidor e dos incentivos governamentais ao investimento total, que chegou a somar US\$26 bilhões no ano de 2019 (ESMAP, 2019). Essa situação é ilustrada no gráfico abaixo.

Figura 5 – Novas instalações de Eólica *Offshore* por país (2019).



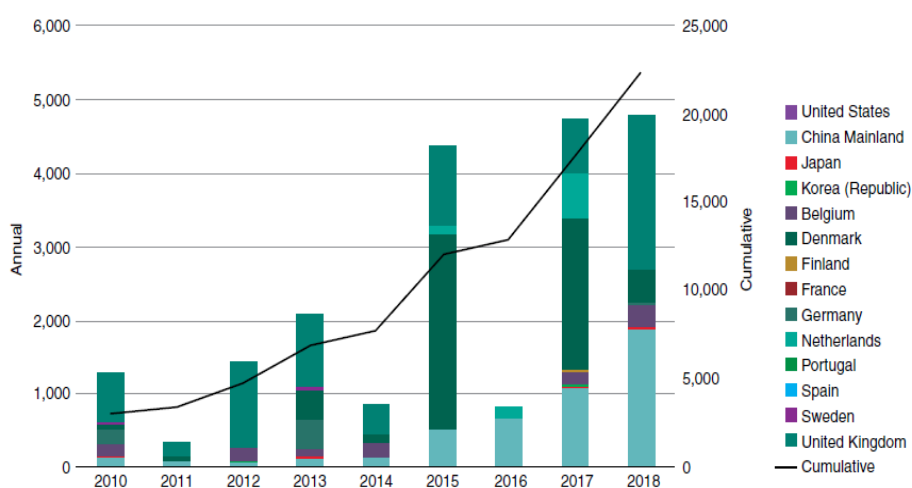
Fonte: GWEC, 2020.

Com a evolução para uma indústria especializada, a expansão da presença da eólica *offshore* ao redor do mundo foi a consequência. Hoje, há turbinas projetadas especificamente para este fim, pensadas para reduzir a necessidade das custosas operações de manutenção que saem dos portos para o parque marítimo e produzir muito mais energia do que as turbinas *onshore*. Espera-se que nesta década já existam turbinas comercializadas com potências entre 13 MW e 15 MW, podendo ser instaladas em profundidades de até 1000 m. Esse progresso, combinado à escassez de terras para novos parques eólicos *onshore*, culminaria na posição de fonte energética renovável mais barata em mercados europeus, aproveitando-se de maiores potências, melhores fatores de capacidade, melhores recursos eólicos, maior número de

entrantes no mercado e menores custos de financiamento com a redução dos riscos nos empreendimentos (ESMAP, 2019).

O gráfico abaixo ilustra o desenvolvimento contínuo observado na última década, no acumulado mundial e por país. É possível observar a liderança do Reino Unido, da Alemanha e da Dinamarca, assim como mais recentemente da China.

Figura 6 – Acumulado e instalações anuais de capacidade por país (em MW, 2010 a 2018).



Fonte: ESMAP, 2019.

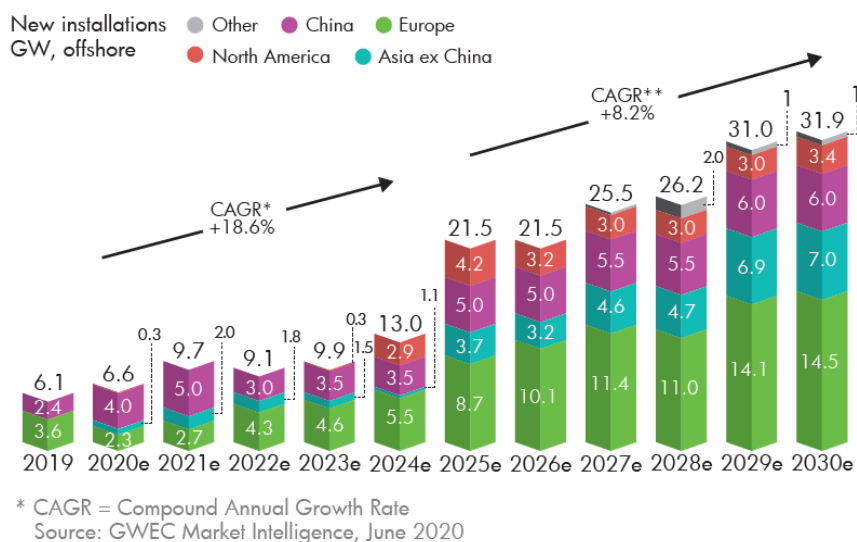
Em suma, o estudo do ESMAP (2019) apontou que a experiência de maturação da indústria europeia traz conhecimentos importantes para os mercados emergentes, são eles: (i) há uma curva de aprendizado para a eólica *offshore* - no início, financiamentos incentivados podem ser necessários, e é provável que países com estruturas portuárias e de óleo e gás já desenvolvidas se aproveitem desta vantagem; (ii) a complexidade é muito maior do que em projetos *onshore* - incluindo transformadores e acessos à rede, cabos de transmissão e conexão; (iii) são necessárias inovações no sistema de financiamento para reduzir riscos e garantir a solvência dos projetos - são construções altamente intensivas em capital e com risco alto em mercados novos; (iv) uma política crível, estável e ambiciosa é importante - deve haver uma lógica progressiva, desde incentivos econômicos até o estímulo à competitividade com o ganho de maturidade da indústria; (v) as políticas devem se adequar aos novos contextos dos diferentes países - são instituições, condições ambientais e mercados consumidores diferentes; e (vi) a cooperação regional pode proporcionar ganhos de escala.

O mesmo estudo do ESMAP projeta um crescimento no investimento em eólica *offshore* para a década que se inicia. Contando todo o período entre 2019 e 2027, espera-se que a adição

anual de capacidade se encontre na média de 11 GW, bem acima do observado no período anterior, retratado na Figura 6 acima. Em 2030, com a continuidade da liderança europeia, mas crescimentos significativos na Ásia e nos Estados Unidos, a expectativa apontada é a de que o mundo atinja uma capacidade instalada de 190 GW, mais do que seis vezes a capacidade atual.

Segundo a GWEC, por outro lado, estudos apontam que até mais capacidade pode ser instalada até 2030 em todo o mundo, atingindo cerca de 205 GW de potência acumulada (GWEC, 2020). Na primeira metade da década, a maior parte da adição exteriormente ao continente europeu virá da China e outros asiáticos, com os Estados Unidos passando a ganhar destaque a partir de então, como se pode notar no gráfico abaixo.

Figura 7 – Crescimento da Eólica *Offshore* no mundo até 2030.



Fonte: GWEC, 2020.

Até 2040, comparando cenários de diferentes graus de otimismo com relação às políticas de desenvolvimento das energias renováveis (um cenário de manutenção das políticas atuais, menos otimista, e outro de desenvolvimento sustentável acelerado, mais otimista), a IEA projeta que a capacidade instalada mundial de eólica *offshore* deve atingir entre 340 GW e 560 GW (IEA, 2019). Mantidas as condições atuais de políticas, a agência estima que a eólica *offshore* seja responsável por 3% da oferta de eletricidade no mundo em 2040, podendo atingir 5% no cenário otimista. A previsão da IEA é de que a média mundial no custo nivelado de energia da eólica *offshore* caia 40% até 2030 e 60% até 2040 quando comparado ao nível de 2018. Sendo assim, poderia cair de US\$140/MWh para US\$60/MWh, ou até US\$45/MWh considerando menores taxas de desconto.

Agora com maior ênfase na fundação flutuante, é esperado que esta estrutura ganhe muita importância com a tendência de avanço para águas mais profundas. O desenvolvimento da tecnologia em países com atividades sísmicas intensas e maiores riscos climáticos também fortalece essa tendência (ESMAP, 2019). Se o primeiro parque flutuante com potência maior do que 1 MW foi construído na Noruega em 2009, até o final de 2019 já havia 66 MW de capacidade instalada no mundo. E a expectativa é de que se atinja entre 3 GW e 19 GW até 2030, dependendo da queda considerada nos custos (GWEC, 2020).

Sobre a expansão para fora da Europa, o mercado de eólica *offshore* mais desenvolvido atualmente é a China que, como mencionado, é o país que mais adiciona capacidade anualmente. O país possui grande potencial eólico e as maiores cidades estão localizadas no seu litoral, o que serve como estímulo ao investimento nessa fonte. Juntamente com o apoio governamental no financiamento, grandes empresas chinesas têm aproveitado o maior mercado consumidor do mundo. Projeções da IEA indicam que o país deve ultrapassar o Reino Unido por volta de 2025 e se tornar aquele com maior potência instalada. Até 2040, a China deve possuir em sua matriz a mesma capacidade do que todo o continente europeu, 175 GW no cenário otimista (IEA, 2019). A paridade com os custos do carvão, que hoje é a fonte mais representativa na geração elétrica do país, por volta de 2030, seria um dos fatores de sustentação para os investimentos de longo prazo.

Os Estados Unidos, por sua vez, também aparentam trazer grandes investimentos nas próximas décadas. No cenário de desenvolvimento sustentável, o país pode aumentar a sua capacidade de geração via eólica *offshore* em até 80% até 2040, alcançando 70 GW e 5% da eletricidade gerada nacionalmente (IEA, 2019). Considerando os mercados emergentes em eólica *offshore*, a Coreia do Sul aparece como o país que mais investiria na fonte além dos europeus, China e Estados Unidos. A Índia deve evoluir rapidamente, com planos ambiciosos sendo lançados, assim como o Japão, que deve investir principalmente em parques flutuantes, devido às condições geográficas de águas profundas e o risco constante de tremores de terra (IEA, 2019). Outros países, como Brasil, Marrocos, Filipinas, África do Sul, Sri Lanka, Turquia e Vietnã mostraram grandes potenciais para o desenvolvimento da eólica *offshore* e devem se posicionar futuramente como mercados relevantes. Brasil, Marrocos e Vietnã mostraram ótimo potencial para o uso tanto de bases flutuantes como fixas, enquanto Filipinas e África do Sul devem apostar mais nas fixas e Índia, Sri Lanka e Turquia nas flutuantes (ESMAP, 2019).

### I.3.3. Eólica *Offshore* e Hidrogênio Verde

Uma tecnologia disruptiva que aparenta ter grande potencial de desenvolvimento na indústria de eólica *offshore* é a produção do chamado hidrogênio verde. Esta forma de produção é chamada “verde” porque é feita via eletrólise alimentada por fontes renováveis, um processo sem emissões de GEE. Há outras formas de se produzir o hidrogênio para que este sirva como fonte de energia, mas a partir de combustíveis fósseis, o que torna o processo poluente e menos atrativo ambientalmente. A produção a partir de fósseis (hidrogênio azul, com gás natural, ou hidrogênio cinza, com fósseis mais poluentes), por ser mais barata, já é produzida em larga escala no mundo e pode ser usada em diversas atividades: comumente na indústria química, de refinamento e metalúrgica. Há também a possibilidade de avanço para o setor de transportes (como combustível para veículos elétricos híbridos, navios e aviões) e para o aquecimento residencial, o que contribuiria para a transição energética sustentável (IRENA, 2020).

O hidrogênio verde precisa se beneficiar de reduções nos custos para se tornar atraente, o que pode ser atingido com o aproveitamento da grande capacidade de geração de energia da eólica *offshore*. A sobra de eletricidade das turbinas pode ser usada para a eletrólise que produz o hidrogênio, que por sua vez pode ser direcionado ao uso de energia de outras formas ou estocado para ser despachado quando necessário. O potencial de redução nos custos do processo é enorme e a energia eólica, por ser a mais competitiva entre as renováveis, pode ser a melhor candidata para gerar o combustível verde (GWEC, 2020). Ainda, a eólica *offshore*, por explorar maiores potenciais de geração, seria a fonte mais compatível. Ela poderia reduzir significativamente os seus custos ao adotar a produção de hidrogênio como atividade principal, pois isto anularia os custos com transmissão e conexão à rede elétrica. Essa situação tornaria o investimento nos parques mais baratos, embora seja um redirecionamento da função mais comumente aceita, a de geração elétrica. A solução híbrida de geração, de qualquer forma, traria os benefícios de maior segurança e flexibilidade para o sistema (GWEC, 2020). Uma cooperação com o setor de óleo e gás também seria possível nesse caso, com o aproveitamento de plataformas já existentes para a alocação de equipamentos – de captação de água e eletrólise – e de dutos de transporte de gás para o transporte do novo combustível.

Apesar de os estudos de viabilidade que serão apresentados mais adiante nesta monografia não tratarem da tecnologia discutida nesta subseção, foi considerado que a apresentação da sinergia entre eólica *offshore* e hidrogênio seria importante para exemplificar o avanço tecnológico no setor, que ainda tende a ser duradouro. Tendo em vista o barateamento da geração de hidrogênio e os primeiros projetos-piloto sendo lançados, a atividade pode ter

papel relevante no futuro. É apenas mais uma exemplificação do potencial que possui a exploração do recurso eólico em ambiente marinho.

#### **I.4. Potencial Eólico *Offshore* no Brasil**

Entender o potencial eólico *offshore* brasileiro é importante para os formuladores de política energética do país, que devem considerar a fonte como uma das formas de promover o desenvolvimento econômico sustentável do Brasil, resultando em uma indústria nacional mais desenvolvida e mais bem-estar para a população. Esta seção irá explorar dois estudos recentes que estimaram, com diferentes métodos, o quanto pode ser gerado de energia a partir dos ventos *offshore* no Brasil. Em primeiro lugar, serão explicados brevemente os conceitos e as premissas adotadas por cada autor e, posteriormente, serão apresentados os resultados. Espera-se demonstrar que os fortes ventos do extenso litoral podem contribuir significativamente para a expansão e a diversificação da matriz energética brasileira e que algumas regiões do país devem protagonizar este movimento.

##### **I.4.1. Medidas de Avaliação de Potencial**

Os estudos aos quais se faz referência nesta seção (SILVA, 2019 e DE AZEVEDO ET AL., 2020) possuem critérios parecidos para estimar a potência que pode ser explorada com usinas eólicas *offshore* no Brasil, partindo de alguns pressupostos: primeiramente, é importante determinar a área na qual realmente é possível se beneficiar dos recursos, levando em conta as restrições legais, sociais e ambientais; em segundo lugar, é igualmente importante considerar as limitações técnicas e econômicas com as quais os projetos se defrontam, levando em conta as condições climáticas e geográficas capazes de inviabilizar um empreendimento. Certas condições climáticas podem impor restrições ao uso das tecnologias disponíveis ou aumentar excessivamente os custos, inviabilizando o projeto.

Sendo assim, Silva (2019) estimou três potenciais: o Potencial Teórico, o Potencial Técnico e o Potencial Ambiental e Social. O Potencial Teórico considera todo o recurso de vento *offshore*, desde que dentro da área marítima sob jurisdição do país (SILVA, 2019), ou seja, dentro da Zona Econômica Exclusiva (ZEE). Por não impor nenhuma restrição que não seja a área marítima sob jurisdição nacional e a altura média das turbinas que se encontram no mercado, de 100 m, este é o potencial mais abrangente e com resultado mais expressivo.

O Potencial Técnico, de caráter intermediário, considera, além das restrições do potencial teórico, as limitações tecnológicas do mercado atual, como o atendimento a um limite de profundidade oceânica máxima e a uma velocidade mínima do vento. Fora dessas condições, mesmo que dentro da ZEE, a tecnologia não seria capaz de gerar energia comercialmente ou prover fundações adequadas para as turbinas.

Por fim, Silva (2019) estimou o Potencial Ambiental e Social considerando como restrições áreas com atividades econômicas preexistentes que não poderiam continuar em concomitância com a eólica *offshore*, como pesca, e áreas de proteção ambiental, como Unidades de Conservação. Este potencial mais restrito “representa, então, a parcela com melhor recurso eólico, viabilidade técnica e menores conflitos” (SILVA, 2019, pág. 41). Destaca-se que o estudo encontrou zonas preferenciais para o desenvolvimento de empreendimentos eólicos *offshore*, mas não realizou estudo de viabilidade econômica com a estimação de custos, embora tenha considerado como prioridade os fatores que tendem a baratear o investimento.

De Azevedo et al. (2020) também adotam como ambiente de análise a ZEE brasileira e classificam as áreas como “Muito viável”, “Viável”, “Pouco viável” e “Inviável” (tradução livre), considerando as restrições tecnológicas, geográficas e ambientais. Os autores, apesar de apresentarem igualmente três cenários distintos, aplicam as mesmas restrições a todos eles e os diferenciam de acordo com importâncias subjetivamente aplicadas para cada condição imposta aos projetos: velocidade do vento, profundidade e distância da costa. Ou seja, cada cenário considera diferentes preferências do investidor em relação a cada um destes fatores na escolha de viabilizar o investimento, como será explicado adiante. Foram calculados três potenciais, portanto: para cada um dos três cenários de preferências, a soma das capacidades de geração das áreas consideradas viáveis e muito viáveis. Assim como no outro estudo, estes autores não realizaram uma estimativa de viabilidade econômica, mas encontraram áreas preferenciais dando prioridade àquelas que tendem a ser mais baratas devido à velocidade dos ventos, à profundidade e à distância em relação ao litoral.

Os principais fatores apontados pelos autores de ambos os estudos que condicionam um bom potencial para determinada área são: velocidade do vento, profundidade e proximidade da costa. Silva (2019) considerou também a distância para os portos mais próximos. Segundo ela, as melhores condições de vento para a eólica *offshore* são aquelas com velocidade acima de 8 m/s, sendo inviáveis os locais com velocidade média inferior a 7 m/s, pois esta condição não torna as turbinas produtivas o suficiente para compensar o investimento empreendido. Da



mesma forma, são consideradas inviáveis profundidades maiores do que 1000 m, distâncias da costa maiores do que 200 km e distância dos portos maiores do que 500 km. Estas condições impossibilitam a instalação de fundações, no caso da profundidade, e tornam muito custosas as operações do parque, no caso das distâncias. A tabela abaixo resume a classificação da autora, conforme viabilidade esperada para cada condição:

Tabela 1 – Classificação dos fatores quanto à viabilidade econômica.

Classes de Viabilidade Econômica	Velocidade do Vento	Profundidade	Distância da Costa	Distância de Portos
	(m/s)	(m)	(km)	(km)
<b>Alta</b>	> 9,5	0-20	0 -70	0 -100
<b>Média</b>	8,0 – 9,5	20-50	70 - 100	100 - 200
<b>Baixa</b>	7,0 – 8,0	50-1000	100-200	200 - 500
<b>Inviável</b>	< 7,0	> 1000	> 200	> 500

Fonte: Silva, 2019.

De Azevedo et al. (2020), com outra abordagem, criaram seus três cenários com diferentes pesos de importância para o vento, a profundidade e a distância da costa. Estes cenários partem do princípio de que todas as variáveis importam, embora em certos casos uma ou outra possa prevalecer. Dada a subjetividade da avaliação, foram formuladas e analisadas estatisticamente as seguintes situações: (1) a velocidade do vento é a variável de maior importância, com menores e para as outras variáveis; (2) o vento é o mais importante, seguido pela profundidade com peso próximo e, por último, a distância, com menor importância na decisão de viabilidade; e (3) o vento ainda é a mais importante, seguido pela profundidade com pouca importância e a distância com quase nenhuma importância.

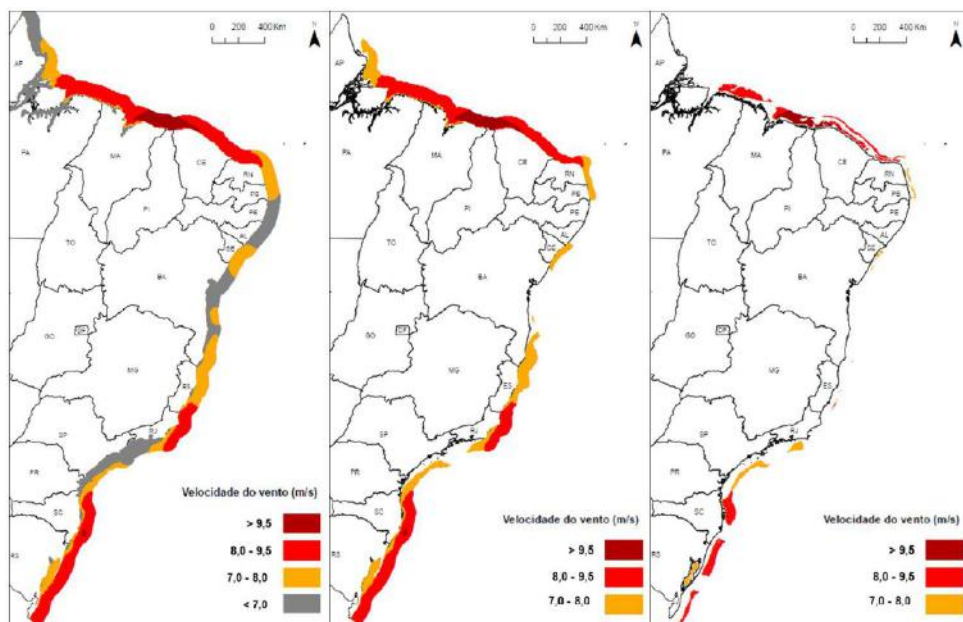
A diferença entre os três cenários está nos pesos, sendo sempre 1 (maior importância) para a velocidade dos ventos e variando entre 1/2, 1/3, 1/5 e 1/7 para as outras variáveis, dependendo das importâncias atribuídas em relação à qualidade dos ventos. Sendo assim, quanto mais fortes forem os ventos, mais rasa for a profundidade e mais próxima for a costa, maior é a tendência de viabilidade técnica e econômica para o projeto.

#### I.4.2. Resultados dos Estudos

De Azevedo et al. (2020) encontraram números significativamente maiores do que Silva (2019). Segundo aquele estudo, ambos os três cenários convergiram para valores próximos a 3 TW de potencial para a instalação de capacidade de eólica *offshore* no Brasil. Para tal potência, os autores ainda encontraram um potencial de geração em torno de 14.800 TWh. Vale ressaltar que estes são os valores que somam as áreas consideradas “Viáveis” e “Muito Viáveis”. É o equivalente a 20 vezes a capacidade instalada atual da matriz elétrica brasileira (DE AZEVEDO ET AL., 2020), que se encontra próxima à marca de 170 GW de capacidade, com geração em torno de 630 TWh (EPE, 2020a).

Silva (2019), por sua vez, encontrou resultados mais conservadores, embora igualmente animadores. Isso pode ser explicado pela maior rigidez na exclusão de áreas por proteção ambiental, assim como pela análise territorial limitada a uma área inferior à ZEE como um todo, devido à limitação da base de dados de velocidade dos ventos utilizada. Ambos os estudos usaram para os seus cálculos um padrão de turbina de 6 MW de potência. Assim, para o Potencial Teórico, ela encontrou o potencial de capacidade instalável de 1,7 TW. Para o Potencial Técnico, de 1 TW. Por fim, para o Potencial Ambiental e Social, de 330 GW. Com as restrições, a redução do primeiro para o segundo potencial foi de 60%, enquanto para o terceiro potencial esta queda foi de 80%. Ainda assim, o último número é cerca do dobro da capacidade instalada que o Brasil possui hoje, contando todas as fontes. A figura a seguir mostra visualmente os resultados para cada potencial, dadas as restrições citadas acima.

Figura 8 – Comparação visual dos diferentes potenciais: Teórico; Técnico; e Ambiental e Social (da esquerda para a direita).

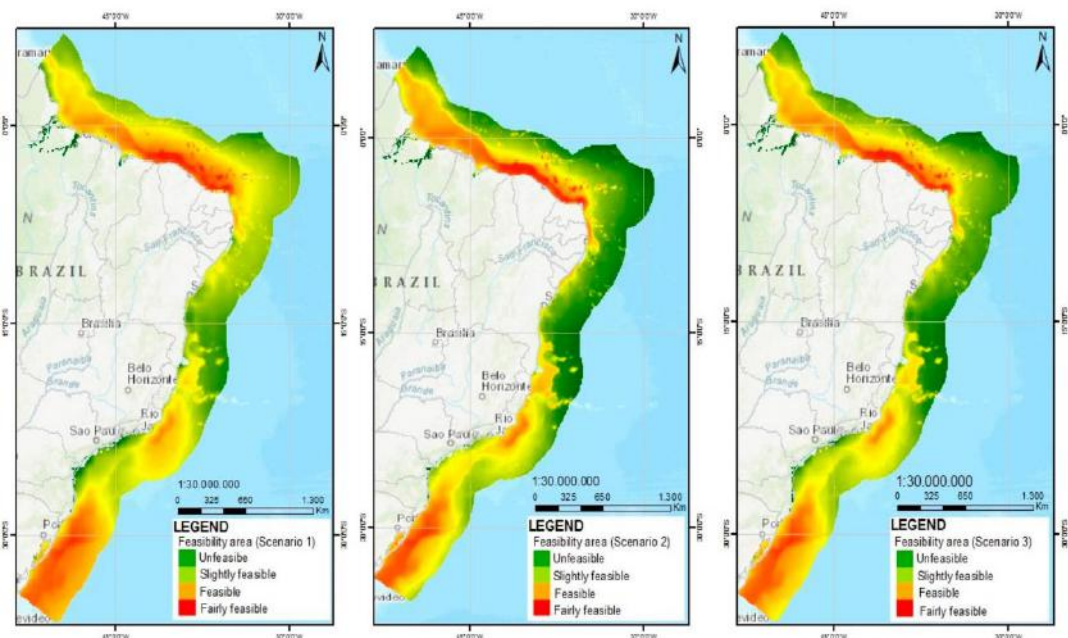


Fonte: Silva, 2019.

É fácil observar, tendo em vista a Figura 8, que as áreas com maior potencial segundo Silva (2019) estão nas regiões do Nordeste, principalmente entre os estados do Rio Grande do Norte e o Maranhão, passando por Ceará e Piauí, e do Sul, com destaques para trechos de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul. O Nordeste é o local que mais chama a atenção e onde os investimentos tendem a ser mais acessíveis, por contar com ventos de ótima qualidade em regiões próximas à costa e menos profundas. No Sul, por outro lado, seria preciso explorar maiores profundidades.

Segundo De Azevedo et al. (2020), a região que apresenta maior potencial também é a Nordeste, na sua porção mais ao norte, com profundidades menores do que 60 m e distâncias da costa de até 50 km. No Sul, os bons ventos seriam atingidos a pelo menos 100 km da costa e em profundidades maiores do que 150 m. Conforme visto anteriormente, estas condições representam a necessidade do uso de fundações flutuantes, notadamente mais caras. Ainda, o estudo afirma que o litoral entre o Rio de Janeiro e o Espírito Santo apresenta potencial considerável e pode ser ainda mais viável caso consiga se aproveitar de sinergias com o setor de Óleo e Gás, que possui forte presença na região. Abaixo, a Figura 9 ilustra as zonas preferenciais neste estudo levando em conta os três cenários apresentados, com tonalidades avermelhadas representando as melhores condições (e maiores potenciais de viabilidade) e as áreas esverdeadas consideradas inviáveis.

Figura 9 – Diferentes cenários de potencial.



Fonte: De Azevedo et al., 2020.

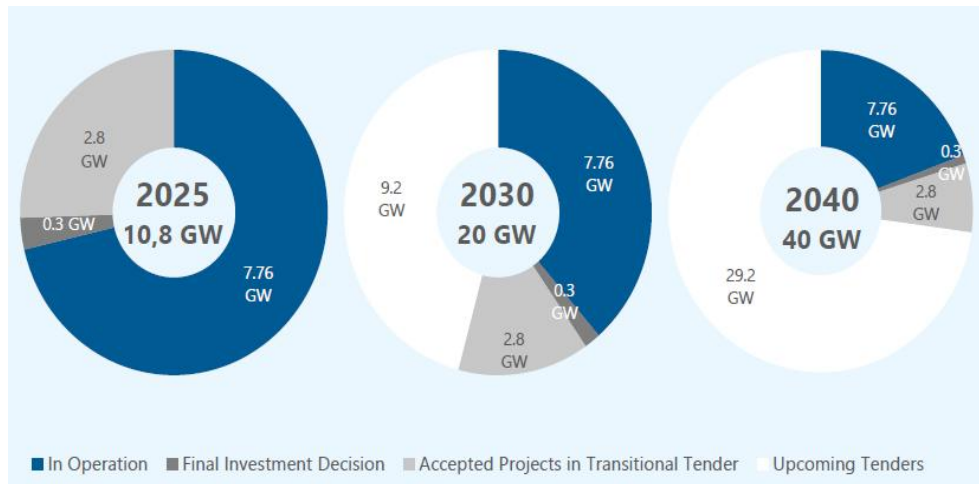
Os resultados podem ser comparados ao apresentado pelo “*Roadmap Eólica Offshore*” da EPE. Foram usadas bases de dados e condições diferentes, mas ele serve como mais uma referência para comprovar o grande potencial que o litoral brasileiro proporciona em questão de *eólica offshore*. Segundo o relatório, para ventos a 100m de altura, com velocidade acima de 7 m/s e em profundidades de até 50 m, foi encontrado o potencial de 697 GW de capacidade instalável e 2.536 TWh de geração (EPE, 2020b).

Conclui-se que o Brasil possui grande potencial espalhado pelo seu extenso litoral para aproveitar-se da energia *eólica offshore*. Espera-se que a região Nordeste se beneficie de forma pioneira e se desenvolva mais rapidamente, tendo em vista as condições mais favoráveis e, ao mesmo tempo, por já ser atualmente a região mais desenvolvida em termos de *eólica onshore*. O segundo maior potencial aparece na região Sul, que deve precisar do barateamento das estruturas de águas profundas para se desenvolver com mais força. Finalmente, o litoral norte do Rio de Janeiro também apresenta potencial, principalmente se conseguir uma convergência com a indústria do petróleo, que há muito tempo possui experiência nas atividades econômicas praticadas no oceano.

## **CAPÍTULO II - EXPERIÊNCIA DE POLÍTICAS NA ALEMANHA**

A prova do avanço tecnológico alcançado pelas inovações no mercado de *eólica offshore* é a queda nos custos e a execução de projetos sem subsídio em países europeus. Para o caso alemão, além do ganho de produtividade ao redirecionar a produção *eólica* da terra para o mar, um fator relevante que impulsionou a indústria foi o esgotamento dos espaços em terra que poderiam ser utilizados para parques *eólicos* (REICHARDT ET AL., 2016). Hoje, a capacidade total de *offshore* instalada no país é de 7,8 GW (BWE, 2020), com predominância na região do Mar do Norte. E ainda há metas ambiciosas de expansão, como demonstra a figura abaixo.

Figura 10 – Status alemão de operação atual e expectativas para 2025, 2030 e 2040.



Fonte: BWE, 2020.

Portanto, com o objetivo de entender o que tem se mostrado eficaz na promoção da fonte em questão, baseado nas evidências disponíveis, foram estudadas as medidas adotadas pela Alemanha e as suas devidas consequências. Espera-se reconhecer o papel fundamental do Estado na promoção de uma fonte energética que ainda não apresentava sinais de competitividade quando começou a ser implementada. Seja por meio de benefícios fiscais, financiamento, subsídios ou outros incentivos econômicos, a hipótese é de que a eólica *offshore* precisou do auxílio de políticas energéticas planejadas pelas autoridades governamentais, em parceria com o setor privado, para obter tais resultados. Ademais, levando em conta o potencial naturalmente observado também em outros países (como o Brasil) na exploração do recurso em alto-mar, espera-se que as experiências de sucesso com a energia eólica *offshore* na Alemanha possam ser replicadas ou, pelo menos, sirvam de modelo para novas políticas que se adaptem às condições sociais e econômicas locais.

## II.1. Evolução do Quadro Econômico e Regulatório

O período de análise começa no final da década de 1990, com a primeira medida que se voltava diretamente à atividade, e vai até a primeira metade de 2020. Foram analisados os atos administrativos que abriram caminho para a eólica *offshore*, as instituições responsáveis pelo gerenciamento da rede, como são dadas as permissões para novos empreendimentos e como são feitos o acompanhamento e a supervisão ambiental. Ainda, verificou-se quais foram os

incentivos fiscais adotados, as parcerias público-privadas e as condições especiais de financiamento que proporcionaram o avanço tecnológico setorial.

A combinação do grande avanço de empreendimentos eólicos *onshore* nas terras alemãs com o sucesso das primeiras instalações marítimas na vizinha Dinamarca no início da década de 1990 fez o interesse do empresariado alemão em eólica *offshore* começar a crescer nos anos subsequentes (REICHARDT ET AL., 2016). A falta de uma agenda de políticas de incentivo para o setor, porém, estabelecia-se como um problema já na largada de qualquer investimento que as empresas eólicas pudessem estar planejando, ainda mais com a inexistência de uma regulação voltada à permissão de pedidos de instalações marítimas por firmas do ramo. Foi então que, em 1997, o Ministério dos Transportes (BMVBS) promulgou o Decreto das Instalações Marítimas (SeeAnIV), que serviu de base para as permissões que viriam a ser concedidas pelo governo. Ele definia que os projetos de energia eólica *offshore* não poderiam comprometer a segurança de atividades de navegação nem o ecossistema marinho.

Com o estabelecimento de diretrizes oficiais, a responsabilidade da concessão das permissões ficou com a Agência Marítima e Hidrográfica Federal (BSH) já em 1997. Para atender aos processos iniciais, que chegaram no começo dos anos 2000, a BSH teve que determinar suas etapas e requisitos formais para a construção e operação das instalações com base no SeeAnIV. A questão ambiental era tratada com a obrigatoriedade de um estudo de impacto ambiental (EIA) previsto no decreto de 1997, que previa a desaprovação de projetos que ameaçassem o meio-ambiente ou cujos impactos não poderiam ser mitigados.

O entendimento prematuro de qual autoridade federal seria a responsável e a padronização do processo pela BSH, com base nas experiências da eólica *onshore* nacional e de outros países, foram vitais para que os projetos pudessem se desenvolver com agilidade. As obrigações do processo foram relacionadas à exploração geológica e geofísica do leito marinho, a análises ambientais, ao monitoramento das operações (incluindo o acompanhamento de rotas migratórias de aves), ao *design* e ao descomissionamento (PORTMAN ET AL., 2009).

O apoio institucional alemão à fonte também é observado nas ambiciosas metas que o Ministério do Meio-Ambiente (BMU) propõe e mantém em revisão contínua, tanto para as energias renováveis em geral quanto para a eólica marinha. O ministério também se responsabiliza pelo planejamento do governo em relação a ela, tratando de questões como a conexão das usinas com a rede elétrica (PORTMAN ET AL., 2009).

O principal instrumento de política energética sustentável na Alemanha é a Lei da Energia Renovável (EEG), que teve a sua primeira versão publicada em 2000 e republicações com ajustes posteriores, sendo a última em 2017. Cada EEG, em linhas gerais, determina metas de expansão para as energias renováveis e as estratégias que devem levar ao atingimento dessas metas. A importância deste tipo de política é que ela deixa clara a agenda do governo e o comprometimento com o avanço das energias renováveis.

Cada fonte é tratada de acordo com o amadurecimento da sua tecnologia e a sua competitividade no mercado e, evidentemente, a eólica *offshore* teve seus parâmetros adaptados ao longo do tempo. As Feed-in Tariffs (FiT), por exemplo, que são incentivos tarifários garantidos pelo governo acima do preço de mercado, estiveram presentes na EEG desde o início e nas últimas atualizações têm dado lugar a mecanismos de mercado via leilões que determinam o preço da eletricidade. Para dar maturidade à indústria, o incentivo econômico mais impactante foi, sem dúvida, as FiT que obrigavam os operadores do sistema de transmissão (TSO) a comprarem toda a eletricidade gerada por usinas renováveis a um preço mínimo, geralmente acima do preço de mercado, para incentivar e dar segurança a novos investimentos. Este custo a mais das transmissoras poderia ser repassado aos consumidores, conforme previsto em lei.

Na primeira EEG, em 2000, a mesma FiT se aplicava à eólica *onshore* e à *offshore*, mas isso não durou muito tempo. Na EEG de 2004 o governo modificou o cálculo devido à evidência de diferenciação tecnológica entre as usinas e consequentes custos maiores para os empreendimentos marítimos quando comparados aos terrestres. Assim, a FiT da *offshore* atingiu €0,09/kWh para os 12 anos seguintes à entrada em operação. Ainda, após manifestações de ambientalistas contrários à instalação de eólicas *offshore* em áreas de proteção ambiental, o governo decidiu cortar a concessão de FiT para parques que quisessem se instalar nesses locais e, assim, desincentivá-los (REICHARDT ET AL., 2016).

Em 2008, as FiT eram consideradas baixas demais para atrair investimentos do setor privado, pois até então nenhum parque havia de fato entrado em operação no país. No ano seguinte, a EEG de 2009 aumentou as tarifas para o valor de €0,13/kWh, com possível aumento de €0,02/kWh caso a usina entrasse em operação antes de 2016. Mais uma vez as FiT foram aumentadas na EEG de 2012, com a possibilidade de os empreendedores escolherem uma FiT “acelerada”: €0,19/kWh, mas apenas por 8 anos, ou ainda havia a possibilidade de se optar pela tarifa de €0,15/kWh por 12 anos. Foi uma resposta aos problemas de financiamento que a economia enfrentou após a crise mundial de 2008. Juntamente com as maiores FiT, o problema

foi combatido pelo banco de desenvolvimento alemão (KfW) com linhas especiais de crédito (REICHARDT ET AL., 2016).

A EEG de 2014 começou a transição de FiT nas renováveis para o sistema de leilões (CLEAN ENERGY WIRE, 2014). A remuneração mínima se manteve legalmente, mas agora as empresas passaram a ativamente vender sua eletricidade (se aplicava a novas usinas acima de 100 kW de potência) através de “contratos de diferença” com os compradores, que as garantiam um “prêmio de mercado” – recebiam ainda acima do preço de mercado – em vez de ter a garantia de compra automática. Quanto às metas, esta lei passou a considerar 6,5 GW de potência de eólica *offshore* instalada até 2020 (meta ultrapassada com 7,76 GW instalados atualmente, mas que teve que ser reduzida ante a anterior de 10 GW) e 15 GW até 2030.

Finalmente, a última EEG, de 2017, manteve a meta para 2030 – recentemente atualizada para 20 GW até 2030 e 40 GW até 2040 por emenda feita em 2020 na Lei de Energia Eólica *Offshore*, ou WindSeeG (BWE, 2020). A diferença para a lei de 2014 é que não há mais prêmios de mercado para as novas instalações de renováveis. As empresas geradoras passaram a ter suas remunerações regidas pelos preços concorrenciais nos leilões públicos de energia, com a garantia de 20 anos desta remuneração acordada no leilão (IEA, 2016).

Com relação à conexão com a rede elétrica, até meados da década de 2000 a EEG previa que as próprias empresas eram responsáveis pelo planejamento e financiamento da construção dos cabos. Isso tornava o planejamento caótico, em um cenário de ausência de regulação que dificultava a expansão do setor, com cada vez mais atraso nos prazos de aprovação dos projetos, o que gerava prejuízos às geradoras (REICHARDT ET AL., 2016). Diante dessa situação e da sugestão de desenvolvedores e dos estados federativos, o BMU transferiu a responsabilidade das conexões de eólica *offshore* para as TSOs através da Lei de Aceleração do Planejamento em Infraestrutura em 2006, como emenda à Lei de Economia da Energia (EnWG) que vigorava.

Com a lei de 2006, a TSO do norte da Alemanha, TenneT, passou a exigir garantias financeiras das produtoras para poder concluir a conexão, mas estas só poderiam dar tais garantias se tivessem suas usinas conectadas: um problema de dependência mútua que foi resolvido com interferência da instituição reguladora. Além disso, a TenneT começou a enfrentar problemas de financiamento que poderiam impossibilitar as operações devido à grande demanda de conexões decorrente do *boom* de investimentos trazido pelos incentivos.



Ainda, enfrentava a falta de materiais por conta de falhas das fornecedoras, que lidavam com uma tecnologia ainda imatura e tecnicamente desafiante (REICHARDT ET AL., 2016).

A TSO argumentava que a EnWG, com sua imposição de financiamento totalmente coberto pelas operadoras, era equivocada. Ela foi adaptada em 2012 e introduziu-se a necessidade de negociação entre geradora e TSO para determinar uma data limite de conclusão do sistema de conexão. Caso esta data não fosse cumprida, os prejuízos do desenvolvedor do projeto seriam compensados pela transmissora a cada dia que não estivesse conectado à rede (REICHARDT ET AL., 2016).

Além de todas as medidas supracitadas, o Estado alemão atuou diretamente na promoção da inovação do setor eólico *offshore*. *Alpha Ventus* foi a iniciativa de pesquisa do primeiro parque eólico *offshore* comercialmente viável na Alemanha, inaugurado em 2009. Em 2006, o plano foi concebido pela Fundação de Eólica *Offshore*, criada em 2005 e financiada pelo BMU, em parceria com o setor privado para a construção de um campo de testes. Esse campo comprovaria a viabilidade de turbinas de 5 MW, impulsionando o desenvolvimento de novas tecnologias e expandindo pesquisas de potencial para a fonte no país. Hoje o campo ainda está em funcionamento, após ter operado protótipos de 12 MW (preparam-se turbinas de até 15 MW para futuros testes), com novos objetivos de reduzir os custos da tecnologia e os riscos de operação (RAVE, 2020). O sucesso do campo não só comprovou a viabilidade econômica para grandes empreendimentos de eólica *offshore*, apesar de todos os riscos, como foi também um sinal positivo dado pelo governo para os investidores (REICHARDT ET AL., 2016).

Mais indiretamente, o governo alemão também teve papel fundamental na inovação setorial com o financiamento a projetos de P&D e treinamento nas firmas, uma forma de alimentar as pesquisas que podem proporcionar ganhos de produtividade e redução de custos. O principal instrumento usado neste apoio do governo ao setor privado foi o financiamento do KfW (REICHARDT E ROGGE, 2015).

## **II.2. Considerações Sobre o Modelo**

Reichardt e Rogge (2015) realizaram entrevistas com agentes do mercado alemão de eólica *offshore* para entender qual foi o papel das políticas de incentivo do governo. O resultado foi a compreensão de que a agenda pública foi fundamental para a adoção de novas tecnologias e o desenvolvimento de pesquisas, principalmente por ser consistente, crível, estável e

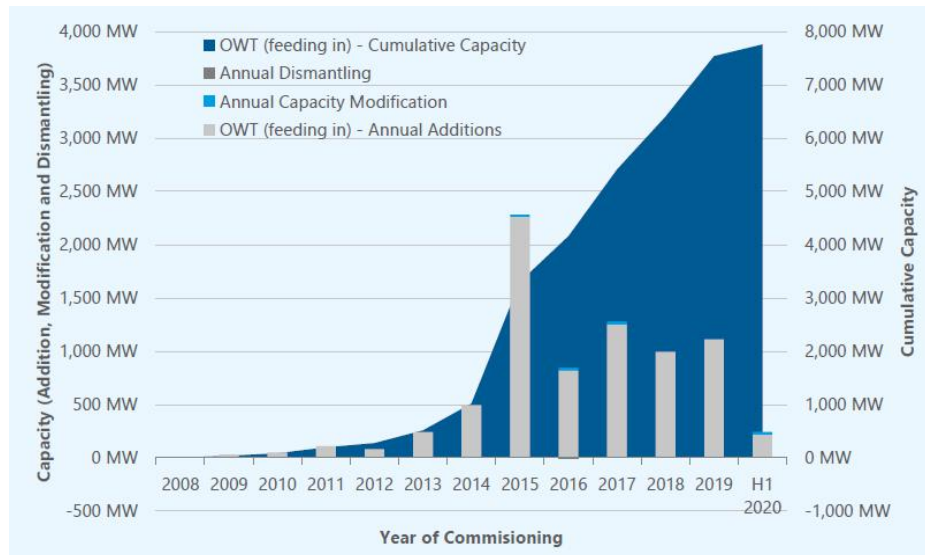
ambiciosa. Isso proporcionou um ambiente de apoio à atividade empreendedora e confiança em retornos futuros.

As FiT foram, provavelmente, o mais crucial dos instrumentos por servir de propulsor do investimento para uma tecnologia que não seria viável economicamente sem ela. Ao mesmo tempo, elas ainda garantiam retornos previsíveis por um longo período. Outros instrumentos que motivaram as geradoras de eólica foram a EnWG, que previa a construção e operação das redes de conexão como responsabilidade das TSOs, e as boas condições de crédito junto ao KfW. É possível afirmar que a combinação de todos estes fatores criou um ambiente institucional propício à inovação, capaz de combater eventuais falhas de mercado e incapacidades de financiamento.

Apesar dos pontos positivos destacados, eventos de inconsistência ou falta de credibilidade na agenda de incentivo à eólica *offshore* parecem ter tido efeitos negativos no seu desenvolvimento. Foram os casos dos problemas da rede de conexão, que expuseram incoerências entre a EEG e a EnWG no início dos anos 2010, e uma quebra no discurso do governo em 2013, quando um novo grupo assumiu o poder e prometeu acabar com as FiT para reduzir os gastos com eletricidade dos consumidores. A mera intenção de desfazer este incentivo foi o suficiente para conter empresários do setor, que viam seus futuros ameaçados com a perda do incentivo estatal a uma tecnologia ainda imatura, mas a quebra de política não se concretizou naquele momento.

O gráfico a seguir retrata a evolução do setor na Alemanha, desde o primeiro parque instalado em 2009 até a metade de 2020. Na área em azul escuro pode-se ver a capacidade acumulada até o momento, que teve grande impulso em 2015 (maior adição anual, visível nas barras em cinza). No momento, evidencia-se a pouca adição de capacidade que pode ser decorrente da crise econômica com a pandemia do SARS-CoV-2. Porém, essa baixa acompanha uma tendência anterior de estabilização em nível inferior ao de 2015, ano de início da trajetória rumo aos mecanismos de mercado e à eliminação das FiT.

Figura 11 – Desenvolvimento da Eólica *Offshore* na Alemanha (2008-2020).



Fonte: BWE, 2020.

### CAPÍTULO III - VIABILIDADE ECONÔMICA E REGULATÓRIA

Busca-se alcançar o objetivo principal da monografia, a saber, investigar o potencial de avanço da energia eólica *offshore* no Brasil para o curto e o longo prazo, por meio de análises descritivas e qualitativas de diversos estudos. Como fontes principais de obtenção de dados, podem ser citados artigos, teses e dissertações acadêmicas e relatórios recentes de diferentes instituições nacionais e internacionais de referência no estudo da energia, como a Agência Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Banco Mundial, Agência Internacional de Energia (IEA), Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) e o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC), entre outros.

#### III.1. Análise Econômica Comparativa

Esta seção visa demonstrar concretamente, a partir de cálculos próprios, como se situa a competitividade da eólica *offshore* no Brasil. Serão apresentados comparativamente os cálculos para o curto prazo, com os valores presentes para os custos dos empreendimentos das seguintes fontes, além da eólica *offshore*: eólica *onshore*, hidrelétrica, biomassa (a partir do bagaço de cana), solar fotovoltaica, carvão, gás natural (ciclo combinado) e nuclear. Estas são

as principais fontes que compõem a matriz elétrica brasileira atualmente. Além disso, para o longo prazo, serão calculados novos LCOEs para as fontes que ainda não atingiram toda a maturidade esperada e que devem ganhar competitividade nos seus custos futuramente, de acordo com os dados trazidos pelo PNE 2050 (EPE, 2020c). É o caso da eólica *offshore*, da eólica *onshore* e da solar fotovoltaica. Assume-se, então, a hipótese de que os LCOEs das outras fontes, por já estarem consolidadas no mercado, se mantenham constantes ou tenham variações insignificantes. Ressalta-se que, para o Brasil, por ser uma fonte para a qual ainda não existem conexões com o sistema interligado nacional e pela pouca quantidade de estudos disponíveis (todos baseados em expectativas e não em dados empíricos), os dados referentes à eólica *offshore* ainda são consideravelmente escassos.

### III.1.1. Metodologia da Análise Econômica

Considerando a inexistência de dados históricos nacionais para a fonte eólica *offshore*, visto que não há nenhuma usina instalada na costa brasileira até o momento, todos os dados captados neste estudo referentes a essa fonte energética são baseados em estimativas e simulações. Apesar disso, as premissas utilizam dados fornecidos por instituições renomadas no setor brasileiro, como a EPE, responsável por suprir o planejamento energético com estudos e pesquisas sobre o setor.

Como medida de comparação entre diferentes fontes de energia, optou-se pela adoção do LCOE (*Levelized Cost of Energy*), ou o custo nivelado de energia, que pode ser aplicado a qualquer tipo de fonte. Trata-se de uma métrica amplamente aceita e difundida na literatura – ver, por exemplo, IRENA (2016), IEA (2019), Müller (2019), GWEC (2020), Dos Reis et al. (2021) e EIA (2021). Segundo a IRENA, o LCOE é definido como o investimento necessário para se receber uma taxa de retorno igual à taxa de desconto aplicada a toda a vida útil da usina, sem levar em conta os gastos com impostos e a inflação (IRENA, 2016). Assim, o LCOE pode ser calculado de acordo com a seguinte equação, retirada de Dos Reis et al. (2021):

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{AEP_t}{(1+WACC)^t}}$$

onde CAPEX representa o custo de capital (*Capital Expenditure*) e OPEX representa o custo operacional (*Operational Expenditure*), que serão mais bem explorados na seção III.1.2. Ainda,

AEP representa a produção anual de energia de uma usina (*Annual Energy Production*) e WACC é a taxa de desconto (*Weighted Average Cost of Capital*).

Os dados de CAPEX e OPEX para diferentes fontes no Brasil foram retirados de dois estudos da EPE: Plano Decenal de Energia 2030 (EPE, 2021) e Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020c). Tais estudos visam fornecer dados à formulação de políticas energéticas e apresentar previsões sobre a expansão futura do setor energético brasileiro. Ainda no Brasil, a AEP foi calculada para as diversas fontes que serviram como comparação na análise de viabilidade econômica. Neste caso, utilizou-se dados constantes no Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020 (EPE, 2020a), também elaborado pelo EPE, de acordo com o observado no ano de referência do estudo, nesse caso para 2019. Somente para a eólica *offshore* a base do AEP foi diferente, pois ela se baseia em expectativas. Assim, utilizou-se uma média entre os valores encontrados por Dos Reis et al. (2021) para os melhores parques geradores que podem ser instalados nas regiões Nordeste (1.579 GWh), Sul (1.210 GWh) e Sudeste (1.202 GWh), chegando-se ao valor de 1.330,3 GWh para um parque de 300 MW de capacidade instalada.

Tabela 2 – AEP, Capacidade Instalada e Fator de Capacidade no Brasil (exceto Eólica *Offshore*).

Tipo de Fonte	AEP (MWh) [1]	Cap Inst (MW) [1]	FC [2]
Nuclear	16.128.820	1.990	90%
Carvão	15.327.230	3.228	69%
Gás Natural	60.188.290	13.385	65%
Hidrelétrica	375.770.910	102.999	55%
Eólica <i>Onshore</i>	55.985.620	15.378	47%
Biomassa	52.111.160	14.703	33%
Solar	6.650.540	2.473	30%

Fontes: [1] Adaptado de EPE (2020a). [2] EPE (2020c).

No que tange à taxa de desconto, dois cenários distintos foram considerados. No primeiro cenário (identificado nas tabelas e gráficos como “DI Futuro”), realizou-se o levantamento das projeções das taxas de juros futuras no Brasil, estimadas pelas taxas cotadas para os contratos de DI (Depósito Interbancário) Futuro negociados na bolsa brasileira. No segundo cenário (identificado como “WACC”), adotou-se a taxa de desconto mais comumente aceita na literatura internacional como medida simplificadora, de 10% a.a. (Dos Reis et al., 2021).

Tabela 3 - Juros DI Futuro Selecionados

t	Código	Vencimento	Taxa de juros (% a.a.)
1	DI1F22	1/1/2022	4,7000
2	DI1F23	1/1/2023	6,4900
3	DI1F24	1/1/2024	7,5000
4	DI1F25	1/1/2025	8,0000
5	DI1F26	1/1/2026	8,3000
6	DI1F27	1/1/2027	8,5200
7	DI1F28	1/1/2028	8,6900
8	DI1F29	1/1/2029	8,8100
9	DI1F30	1/1/2030	8,8100
10	DI1F31	1/1/2031	8,9400
11	interpolação linear simples		9,0010
12	DI1F33	1/1/2033	9,0620
13	interpolação linear simples		9,1315
14	DI1F35	1/1/2035	9,2010
15	DI1F36	1/1/2036	9,2010

Fonte: Infomoney, 2021 (consulta feita em 23/03/2021).

Como se pode notar, nem todos os anos possuem negociações de contratos DI Futuro com vencimento para o dia 1º de janeiro. Desta forma, para não comprometer o cálculo do LCOE, realizou-se uma interpolação linear simples nos anos de 2032 e 2034, ou seja, uma média aritmética entre a taxa do ano anterior e a do ano seguinte. Da mesma forma, para depois de 2036, foi adotada a taxa constante de 9,2010% a.a., observada no último ano com dados disponíveis. Isso foi necessário pois a vida útil das usinas elétricas analisadas é de pelo menos 20 anos, período que extrapola o limite das estimativas para contratos DI futuro.

Com base nos dados supracitados, pretende-se realizar a comparação de competitividade das diversas fontes com base nos dados de CAPEX, OPEX e LCOE, tanto para o curto quanto para o médio e o longo prazos. Quando os custos da eólica *offshore* são comparados aos de outras fontes, renováveis ou não, teoricamente devem ser atraentes para que haja investimento. Por outro lado, é preciso levar em conta também as vantagens e desvantagens que o investimento neste setor pode proporcionar, em relação à expansão, segurança e produtividade da geração de energia elétrica no Brasil, bem como a fatores sustentáveis, como impactos aos ecossistemas, ao clima e a comunidades e economias locais.

Contudo, ressalvas podem ser feitas com relação ao uso do LCOE como medida de viabilidade econômica. Em primeiro lugar, várias métricas diferentes para este cálculo estão disponíveis na literatura, com instituições e autores diferentes adotando variáveis distintas, o que torna a comparação entre diferentes fontes de dados um pouco limitada (JOHNSTON ET AL., 2020). Para mitigar esse problema, esta monografia buscou atingir significativa variedade de LCOEs na validação dos resultados, para ter várias bases de cálculos e, assim, encontrar uma tendência entre eles. As variações cambiais também podem dificultar a comparação entre LCOEs de diferentes países, pois afetam diretamente os custos associados ao cálculo. Em relação à eólica *offshore*, as dificuldades de se calcular e comparar LCOEs podem ser ainda maiores do que para outras fontes, dada a baixa maturidade da indústria e o vasto conhecimento ainda a ser adquirido sobre ela, além das diferenças nas políticas adotadas em países distintos.

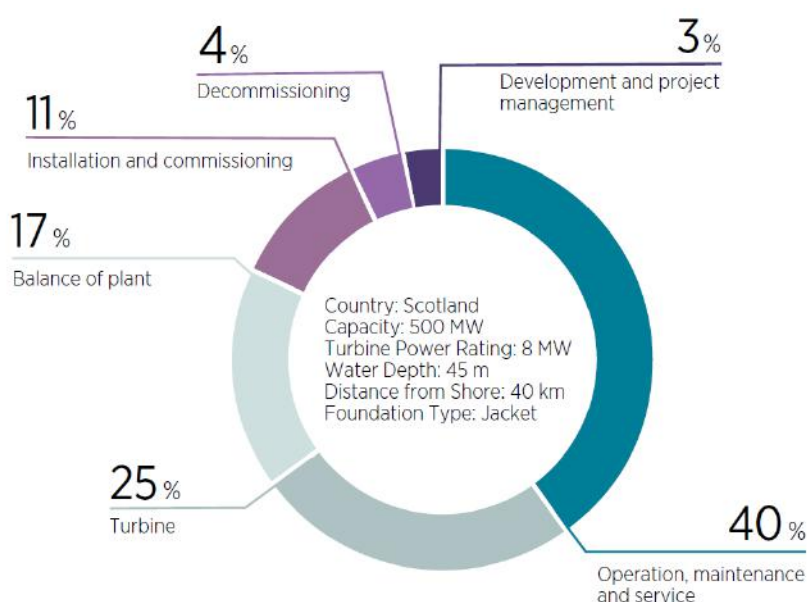
Conclui-se que o estudo baseado em LCOE pode ser útil na comparação de competitividade entre as fontes energéticas, mas que os investidores e formuladores de políticas devem ter em mente suas limitações e considerar também outros fatores na hora de tomar suas decisões. Pode-se citar como exemplos, nesse contexto, as condições geográficas, regulatórias e de aceitação pública quanto aos empreendimentos (JOHNSTON, 2020).

### III.1.2. Descrição dos Custos dos Projetos

De forma simplificada, os custos de um empreendimento genérico se dividem entre os custos de CAPEX (do inglês "*Capital Expenditure*", ou custo de capital) e os custos de OPEX (do inglês "*Operational Expenditure*", ou custo operacional). No caso da eólica *offshore*, o primeiro se refere ao custo do investimento até a data de conclusão de instalação da usina, que compreende a compra e o transporte da turbina e de todos os materiais e demais equipamentos necessários à construção, incluindo as fundações e o sistema de transmissão e conexão, com cabos e possíveis subestações, o planejamento, gerenciamento e desenvolvimento do projeto, e os custos referentes à tomada de risco, como aquisição de seguros. O segundo, por sua vez, representa os custos variáveis de O&M (operação e manutenção), que se estendem ao longo da vida útil do parque, depois de todos os processos de construção e instalação, até o seu descomissionamento. A operação é o controle e monitoramento diário do parque, enquanto a manutenção dos equipamentos pode ser planejada e preventiva ou um serviço como resposta a falhas não previstas (IRENA, 2016).

A figura abaixo representa a divisão dos custos de um parque eólico *offshore* implantado na Escócia. Ela pode servir de base para o entendimento da representatividade de cada um dos custos no investimento total. Segundo esses dados, a parcela de operações, manutenção e serviços (OPEX) é responsável por 40% dos custos durante todo o empreendimento, deixando 56% para o CAPEX (25% da turbina, 17% de fundação e cabos, 11% de instalação e 3% de planejamento e gerenciamento do projeto). Os custos com o descomissionamento complementam a composição dos custos, sendo responsáveis por aproximadamente 4%.

Figura 12 - Divisão de custos de um parque eólico *offshore* de 500 MW na Escócia.



Fonte: IRENA (2018).

No exemplo ilustrado, é importante ressaltar que se trata de um parque de turbinas com bases fixas, que estão entre as bases utilizadas mais baratas, reduzindo consideravelmente o CAPEX. Por outro lado, as fundações são do tipo *jacket*, cujos custos se aproximam dos de fundações do tipo flutuantes. A proporção de custos ilustrada na Figura 12 é corroborada pelos dados trazidos a seguir, retirados do Plano Decenal de Energia 2030 (EPE, 2021). Esses dados serviram de base para os cálculos de LCOE deste capítulo. Conforme apresentado abaixo, a EPE estima que, do total investido em um empreendimento eólico *offshore* no Brasil, aproximadamente 56% dos recursos seriam destinados ao CAPEX (R\$13.325,00 do total de R\$23.985,00) e 44% ao OPEX (R\$10.660,00).



A Tabela 4 resume o CAPEX por kW instalado, o OPEX gasto por kW em cada ano e a vida útil esperada de cada tipo de usina mencionada na apresentação desta seção. Todos os dados foram retirados do PDE 2030 e do PNE 2050, elaborados pela EPE. Cabe ressaltar, contudo, que os cálculos dos custos expressos no PDE 2030 consideraram o dólar ao preço de R\$4,90. Como esta relação não reflete mais o câmbio observado atualmente no mercado, fez-se uma adaptação usando a mediana das projeções do mercado expressas no Boletim Focus, semanalmente publicado pelo Banco Central do Brasil. A edição de 26 de março de 2021 foi usada como referência, chegando-se à expectativa de um câmbio precificado em R\$5,33/US\$ ao final de 2021. Isso explica a diferença entre os dados de CAPEX e OPEX apresentados na tabela acima e no PDE 2030. Por fim, a última coluna apresenta o total de investimento por kW necessário para todo o ciclo do projeto, em um cálculo simplificado de soma entre CAPEX e o produto de OPEX com a vida útil, como forma de comparação preliminar.

Tabela 4 - CAPEX e OPEX para diversas fontes no Brasil (2021)

Tipo de Fonte	CAPEX/kW [1]	OPEX/kW/ano [1]	Vida Útil (anos) [2]	Total/kW
Nuclear	R\$ 26.650,00	R\$ 533,00	30	R\$ 42.640,00
Eólica <i>Offshore</i>	R\$ 13.325,00	R\$ 533,00	20	R\$ 23.985,00
Carvão	R\$ 10.660,00	R\$ 174,04	25	R\$ 15.011,02
Hidrelétrica	R\$ 9.718,58	R\$ 43,51	30	R\$ 11.023,89
Gás Natural (CC)	R\$ 4.459,80	R\$ 174,04	20	R\$ 7.940,61
Eólica <i>Onshore</i>	R\$ 4.894,90	R\$ 97,90	20	R\$ 6.852,86
Biomassa (Cana)	R\$ 4.351,02	R\$ 97,90	20	R\$ 6.308,98
Solar Fotovoltaica	R\$ 4.351,02	R\$ 54,39	20	R\$ 5.438,78

Fontes: [1] EPE, 2021 (adaptado para câmbio R\$5,33/US\$). [2] EPE, 2020c.

Os resultados descritos apontam que a fonte nuclear é hoje a mais cara de todas, superando a eólica *offshore* com relação ao dispêndio de capital necessário para construir e operar as usinas. Por outro lado, deve-se destacar o fato de que a usina nuclear é muito mais produtiva do que a usina eólica, mesmo a do tipo *offshore*, com FCs daquela na faixa de 90%, contra um FC médio de 64% desta (EPE, 2020c). Esse fato irá alterar a posição de fonte mais cara quando partirmos para o quesito LCOE, conforme será apresentado a seguir.

### III.1.3. LCOE no Curto Prazo

A tabela a seguir resume os preços de curto prazo encontrados para cada fonte de energia analisada neste estudo, a partir da metodologia do LCOE adotada e apresentada na seção III.1.1. Os resultados são apresentados para dois cenários diferentes para a taxa de desconto: (i) considerando as projeções dos contratos DI Futuro como as taxas anuais de desconto; e (ii) adotando um WACC fixo ao longo dos anos, estimado em 10%. São apresentados os cálculos em moeda nacional e em dólar, para facilitar a comparação com estudos internacionais.

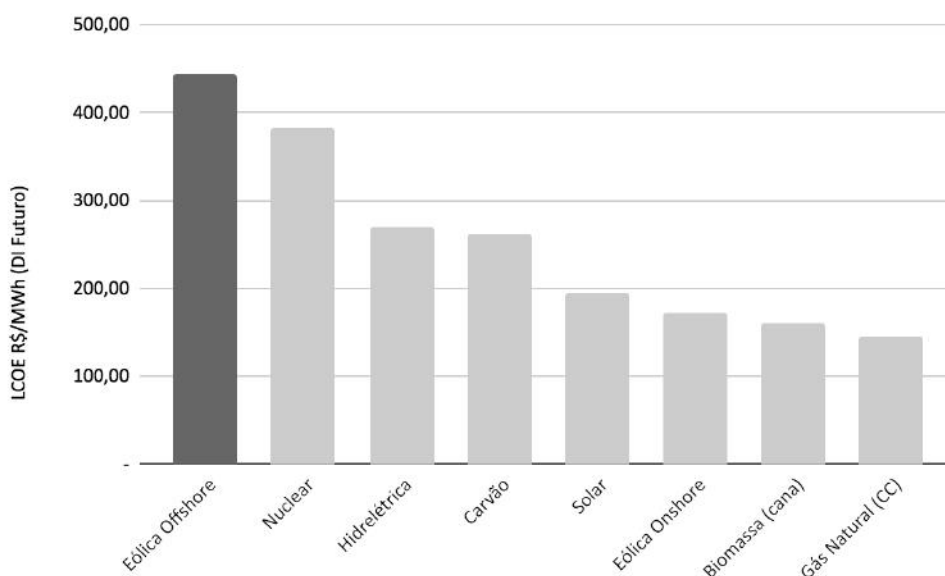
Tabela 5 - LCOE de curto prazo para diferentes fontes no Brasil.

Tipos de Fonte	R\$/MWh		US\$/MWh	
	DI Futuro	WACC (10%)	DI Futuro	WACC (10%)
Eólica <i>Offshore</i>	444,22	473,15	83,34	88,77
Nuclear	382,92	414,56	71,84	77,78
Hidrelétrica	268,87	294,51	50,44	55,25
Carvão	262,52	283,96	49,25	53,28
Solar Fotovoltaica	194,72	210,30	36,53	39,46
Eólica <i>Onshore</i>	171,87	184,82	32,25	34,67
Biomassa (cana)	160,00	171,81	30,02	32,23
Gás Natural (CC)	145,65	155,20	27,33	29,12

Fonte: Elaboração própria (a partir de dados da EPE). Notas: CC significa Ciclo Combinado.

É fácil notar que a eólica *offshore* apresenta o maior preço no curto prazo, superando até mesmo a nuclear. Como apontado anteriormente, isso é devido ao menor FC de uma usina eólica *offshore*, com conseqüente menor geração de energia ao longo da sua vida útil. Cabe ressaltar, no entanto, que a desvantagem da eólica *offshore* frente a outras fontes foi aqui retratada para o curto prazo. No longo prazo, espera-se que os seus custos de CAPEX e OPEX diminuam com o desenvolvimento tecnológico e o ganho de escala da indústria, além de que não se pode desconsiderar uma possível apreciação do real frente ao atual estado de desvalorização histórica. Tais reduções de custo nas tecnologias também podem ser substanciais no Brasil, onde ainda não há nenhuma planta *offshore* instalada e a indústria de óleo e gás pode colaborar com a sua experiência em águas marinhas, o que será explorado no próximo capítulo. Soma-se a isso os possíveis estímulos governamentais para tornar mais viável esta fonte limpa e renovável, como feito em diversos países que já veem a eólica *offshore* atuar com competitividade no mercado, a exemplo da Alemanha (vide Capítulo II).

Figura 13 - Comparação LCOE de Curto Prazo para Diversas Fontes (Brasil)



Fonte: Elaboração própria. A partir de dados da EPE.

Por enquanto, a média encontrada para a eólica *offshore* é muito cara e aparenta não demonstrar competitividade no mercado brasileiro, tendo em vista o custo menor das outras possibilidades de geração de energia. Considerando os cálculos com as projeções do DI Futuro, que refletem com mais precisão a realidade brasileira, a eólica *offshore* é 16% mais cara do que a segunda colocada (nuclear) e até 158% mais cara do que o seu equivalente *onshore*.

Contudo, considerando o valor em dólar encontrado para a eólica *offshore*, de US\$83,34/MWh, o país se colocaria como mercado muito promissor quando comparado ao LCOE de outros países, que apresentam patamares no entorno de US\$100,00/MWh. Ressalta-se que este valor é uma média para o Brasil, com base nas regiões que, segundo os estudos recentes levantados na revisão bibliográfica, apresentam melhores condições de instalação de eólicas no mar, a saber: melhores ventos, menores profundidades, menores distâncias da costa e dos portos, e regiões fora das áreas limitadas por proteção ambiental. Por ser uma média, há estudos que encontraram valores ainda menores do que US\$83,34/MWh no Brasil, como será demonstrado adiante.

Como forma de validar os resultados deste estudo (identificado na Tabela 6 como "Referência"), foi realizada uma coleta de valores mínimos e médios de LCOE encontrados na literatura recente sobre eólica *offshore*, para o Brasil e para o mundo. A escolha pelos valores

mínimos visa demonstrar que a média de referência (R\$444,22/MWh) é compatível com o cenário nacional. Ela também indica que as regionalidades influenciam no valor específico de cada empreendimento, proporcionando LCOEs diversos e possivelmente mais baratos quando as condições são as melhores para o desenvolvimento da fonte.

Conforme resumido na Tabela 6, o LCOE brasileiro encontrado está dentro do esperado, convergindo com as análises prévias de Müller (2019) e Dos Reis et al. (2021). Esses autores chegaram a resultados mais baixos de LCOE e provaram que a eólica *offshore* pode ser uma boa escolha de investimento se as condições locais forem favoráveis, chegando a valores abaixo de R\$400,00/MWh mesmo no curto prazo, notadamente na região Nordeste. Além disso, o valor de referência está muito próximo da média global apresentada pelo GWEC (2020), de US\$83,00/MWh.

Tabela 6 - Estimativas de LCOEs de curto prazo para eólica *offshore* no Brasil e no Mundo.

Estudo	Brasil		EUA	Europa	China	Global
	R\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
Referência (Média)	444,22	83,34				
Mín Müller (2019)	404,66	75,92*				
Mín Dos Reis et al. (2021)	367,77*	69,00				
Mín EIA (2021)			97,52			
Mín IEA (2020a)			71,82	54,20	99,42	
Mín IRENA (2019)				87,00	94,00	
Média WEO (IEA, 2020b)			115,00	75,00	100,00	
Média GWEC (2020)						83,00

\* Cálculo próprio com taxa de câmbio R\$5,33/US\$.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de Müller (2019), Dos Reis et al. (2021), EIA (2021), IEA (2020a), IEA (2020b), IRENA (2019) e GWEC (2020).

Para EUA, Europa, China e para a média global, foram retirados LCOEs dos seguintes relatórios: "*Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021*" (EIA, 2021); "*Projected Costs of Generating Electricity*" (IEA, 2020a); "*World Energy Outlook 2020*" (IEA, 2020b); "*Renewable Power Generation Costs in 2019*" (IRENA, 2019); e "*Global Offshore Wind Report 2020*" (GWEC, 2020). Esses dados foram coletados com o intuito de comparar internacionalmente os custos da eólica *offshore* e demonstrar que a viabilidade

econômica no Brasil será uma realidade em breve, pois aqui é possível desenvolver projetos com custos consideravelmente mais baixos do que em locais onde a expansão da fonte tem ganhado força, com adições anuais consideráveis de capacidade instalada. É possível realizar empreendimentos com preços comparáveis aos praticados em países europeus e mais baratos do que os normalmente observados na China, que hoje é a nação que mais adiciona capacidade instalada no mundo.

#### III.1.4. LCOE no Médio e Longo Prazo

Com o objetivo de analisar o potencial de redução de custos na geração eólica *offshore*, calculou-se também o LCOE de médio e de longo prazo para a fonte, para os períodos 2030-2040 e 2040-2050, respectivamente. O PNE 2050 (EPE, 2020c) traz estimativas do quanto os custos de CAPEX e OPEX devem cair nestes períodos, o que foi considerado neste cálculo. Assim, partindo-se dos dados do período 2020-2030 (curto prazo, conforme apresentado acima) para o Brasil, a partir do PDE 2030, e da perspectiva de barateamento dos custos trazida pelo PNE 2050, chegou-se aos seguintes valores de CAPEX e OPEX:

Tabela 7 – CAPEX e OPEX no curto, médio e longo prazo no Brasil.

Fonte	CAPEX (R\$/kW)			OPEX (R\$/kW/ano)		
	2020-2030 [1]	2030-2040 [2]	2040-2050 [2]	2020-2030 [1]	2030-2040 [2]	2040-2050 [2]
Eólica <i>Offshore</i>	R\$ 13.325,00	R\$ 10.745,97	R\$ 8.166,94	R\$ 533,00	R\$ 463,48	R\$ 405,54
Eólica <i>Onshore</i>	R\$ 4.894,90	R\$ 3.875,13	R\$ 3.556,96	R\$ 97,90	R\$ 97,90	R\$ 97,90
Solar FV	R\$ 4.351,02	R\$ 3.522,25	R\$ 2.656,19	R\$ 54,39	R\$ 43,51	R\$ 32,63

Fontes: [1] EPE, 2021. [2] Elaboração própria, a partir de dados de EPE (2020c).

Foram escolhidas somente as fontes com perspectiva de redução nos custos no horizonte do PNE 2050, ou seja: eólica *offshore*, eólica *onshore* e solar fotovoltaica. Essa perspectiva se justifica por serem as fontes renováveis que ainda não atingiram toda sua maturidade e ganho de escala esperado, ao contrário das fontes tradicionalmente estabelecidas na matriz elétrica brasileira. Estas, notadamente os combustíveis fósseis, hidrelétricas e nucleares, devem manter os níveis de custos ou sofrer reduções insignificantes.

Foi adotada a taxa de câmbio no valor R\$5,00/US\$, conforme previsão mais longa para a variável disponível no Boletim Focus de 26 de março de 2021. A partir desses novos dados e considerando apenas a taxa de desconto de 10%, visto que as projeções de DI Futuro seriam insuficientes para alcançar o longo prazo, foram calculados novos LCOEs para dois horizontes: o médio prazo (MP), que considera os anos entre 2030 e 2040, e o longo prazo (LP), entre 2040 e 2050. Os resultados, obtidos segundo a mesma metodologia já adotada, estão resumidos na Tabela 8:

Tabela 8 - LCOE de médio e longo prazo no Brasil.

Tipos de Fonte	<u>R\$/MWh</u>		<u>US\$/MWh</u>	
	2030-2040 (MP)	2040-2050 (LP)	2030-2040 (MP)	2040-2050 (LP)
Eólica <i>Offshore</i>	389,16	307,78	70,76	55,96
Eólica <i>Onshore</i>	151,92	141,65	27,62	25,75
Solar Fotovoltaica	170,02	128,15	30,91	23,30

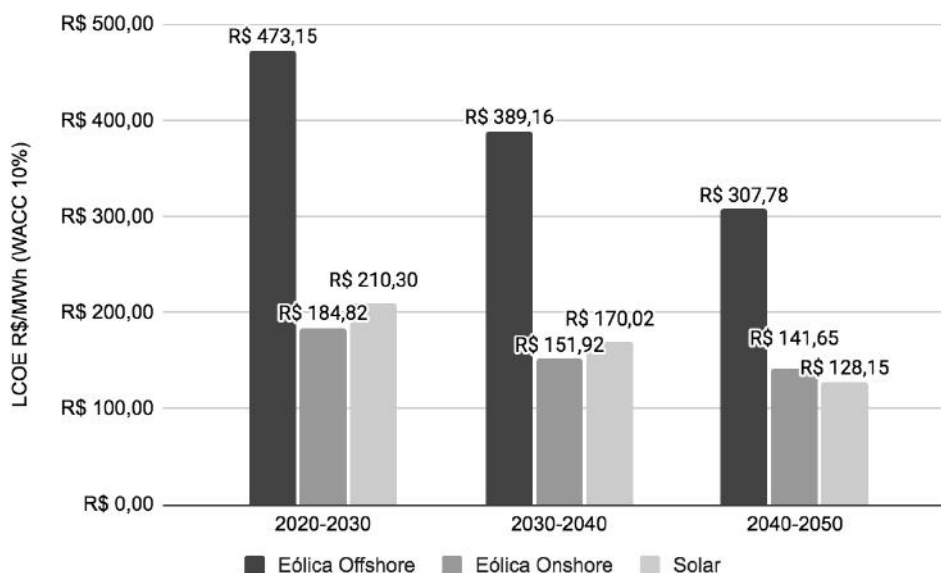
Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do EPE.

Segundo os resultados, a eólica *offshore* não deve se aproximar dos custos da eólica *onshore* e da solar FV. Isso já era esperado devido à natureza das fontes e ao investimento muito maior necessário no oceano para a instalação de fundações, cabos de transmissão e até possíveis subestações, que devem se tornar cada vez mais comuns com a tendência de afastamento dos parques em relação à costa. Cabe ressaltar que os LCOEs da Tabela 8 partem de uma hipótese simplificadora: devido à falta de dados disponíveis, foram considerados FCs constantes ao longo do tempo. É possível, porém, que juntamente com o avanço tecnológico esperado para o longo prazo, a produtividade das turbinas aumente. Elas devem alcançar alturas e diâmetros cada vez maiores, inclusive com maior potencial do que as turbinas *onshore* conforme relatado na seção I.2, contribuindo para maiores porcentagens de FC. O maior aproveitamento na geração, por sua vez, pode gerar quedas ainda mais significativas no LCOE da eólica *offshore*.

A Figura 14 ilustra a acentuada queda nos LCOEs da eólica *offshore*, que deve atingir 18% do curto para o médio prazo e 21% do médio para o longo prazo. Assim, a redução do curto para o longo prazo deve ser de aproximadamente 35%. A redução é explicada pelo desenvolvimento tecnológico e o barateamento dos custos a partir do ganho de escala industrial

e operacional. É possível notar que a redução nos preços de eólica *onshore* e solar serão bem menores e que, no longo prazo, a energia solar deve se tornar a mais barata entre todas as fontes.

Figura 14 - Comparação LCOE de Curto, Médio e Longo Prazo (Brasil)



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da EPE.

No longo prazo, portanto, o ganho de competitividade é claro. Apesar de a eólica *offshore* não atingir preços tão atrativos a ponto de competir com a maioria das outras fontes, se mostrando mais barata apenas do que a nuclear (esta com LCOE estável na casa dos R\$400,00/MWh), novos arranjos institucionais são capazes de torná-la ainda mais competitiva. Como exemplos, pode-se citar: a adoção de um marco regulatório específico para o setor; incentivos econômicos às renováveis, como isenção de impostos e facilitação do crédito; e desincentivos econômicos para os combustíveis emissores de poluentes.

Da mesma forma que feito para o curto prazo, foi realizada uma busca, na literatura, de valores de referência para LCOEs de longo prazo. Foram retirados dados dos seguintes relatórios: "*Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021*" (EIA, 2021); "*World Energy Outlook 2020*" (IEA, 2020b); "*Renewable Power Generation Costs in 2019*" (IRENA, 2019); "*Innovation Outlook Offshore Wind*" (IRENA, 2016); e "*Offshore Wind Outlook 2019*" (IEA, 2019). Estes valores estão resumidos na Tabela 9, a seguir.

Tabela 9 – Estimativas de LCOE de Médio e Longo Prazo para eólica *offshore* (Brasil e mundo)

Estudo	Brasil		EUA 2040	Europa 2040	China 2040	Global 2030 - 2040
	R\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
Referência 2030-2040	389,16	70,76				
Referência 2040-2050	307,78	55,96				
Mín EIA (2021)			74,16			
Média WEO (IEA, 2020b)			55,00	40,00	45,00	
Média IRENA (2016)						74,00
Média IEA (2019)						60,00
Média IRENA (2020)						54,00

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de EIA (2021), IEA (2019), IEA (2020b), IRENA (2016) e IRENA (2019).

Comparando com os valores encontrados, os LCOEs brasileiros de eólica *offshore* estão em linha com a tendência de queda. O baixo valor de US\$55,96/MWh para os padrões atuais do mercado brasileiro deve ser realidade na década de 2040, assim como é previsto para outros países no mesmo período, segundo os relatórios analisados.

### III.2. Análise Regulatória

Por ser uma fonte inexplorada nacionalmente, é possível que a regulação atual não preveja todos os aspectos necessários para a implantação dos novos parques. Com isso, a seção começa com o diagnóstico das situações com as quais os empreendedores irão se deparar no desenvolvimento dos parques de geração, inclusive no tocante ao aspecto do licenciamento ambiental. Além disso, serão apresentados exemplos de outros países e como eles se arranjaram institucionalmente para promover legalmente a eólica *offshore*. Por fim, será apresentado o PL 576/2021, proposta que busca solucionar os problemas regulatórios para as atividades marinhas de geração de energia e, até a execução desta monografia, ainda deve ser discutida pelos



parlamentares brasileiros para futura votação. Será discutido também o PL 3729/2004, proposta para tornar o licenciamento ambiental uma lei federal, o que ainda não é uma realidade.

### III.2.1. Metodologia da Análise Regulatória

Dado o objetivo principal do estudo, que é entender o desenvolvimento da produção de eletricidade por meio de eólica *offshore* no Brasil, deve-se analisar o que está sendo feito pelas autoridades nacionais responsáveis, de forma eficaz ou não, com vistas à promoção desta fonte. Tendo como base a Economia Institucionalista, entende-se que a trajetória institucional dos países pode ser vista como definidora dos ciclos econômicos e, portanto, das oportunidades de lucro e financiamento, da acumulação de conhecimento e do processo inovativo das organizações (TIGRE, 2006). Isso é evidenciado nas diferentes trajetórias de desenvolvimento da energia eólica *offshore*. No contexto institucional, inclui-se a regulamentação.

Desde os primeiros pedidos de licença para exploração da área em que se pretende instalar uma usina, passando pelos estudos de impacto ambiental e, finalmente, a liberação de construção e operação dos parques, todo esse processo influencia no tempo de desenvolvimento do projeto e, conseqüentemente, na tomada de decisão dos investidores. É importante que se tenha um marco regulatório claro e robusto para que a eólica *offshore* possa prosperar em qualquer país, incluindo o Brasil.

Para esta análise, foi realizada uma revisão bibliográfica sobre o tema, tendo como fontes principais o “*Roadmap Eólica Offshore*” da EPE (2020b) e artigo de González et al. (2020), levantando-se os pontos mais relevantes a serem aprimorados no atendimento a este novo recurso gerador de energia, que possui características próprias não previstas na legislação brasileira atual, mas sim em outros países. Há em tramitação no Congresso Nacional o Projeto de Lei (PL) 576/2021 que pretende, caso aprovado e transformado em lei, resolver essas questões com um marco legal específico para a geração de energia na costa brasileira.

No caso do licenciamento ambiental, o IBAMA publicou recentemente um Termo de Referência (TR) específico para a eólica *offshore* que define todos os requisitos para que empreendedores da área possam aprovar ambientalmente os seus projetos e retirar a licença. Todos esses documentos passaram por análise qualitativa e foram detalhados na análise de viabilidade regulatória. Analisou-se também o PL 3729/2004, que disserta sobre a transformação em lei do processo de licenciamento ambiental no Brasil, hoje baseado em resoluções e normas publicadas pelos órgãos ambientais competentes, e que voltou a ser

recentemente discutido na Câmara dos Deputados. Seu objetivo é, assim como no PL 576/2021, trazer segurança jurídica para as atividades econômicas que dependem dessa legislação e assim buscar maior otimização e eficiência no ambiente de negócios.

### III.2.2. Aspectos que Devem Ser Aprimorados

A regulação brasileira para o setor elétrico de uma maneira geral, isto é, que abrange todas as fontes, possui termos que podem ser aplicados à eólica *offshore*, caso empreendimentos venham a ser realizados antes da aprovação de um marco regulatório específico. A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 (CF 88) prevê a competência da União na exploração dos serviços e instalações de energia elétrica no país, sob forma direta ou mediante autorização, concessão ou permissão (EPE, 2020b). Para isso, a União delegou à ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) o poder para a outorga das autorizações para a geração de energia elétrica em território nacional. A energia eólica, portanto, está inserida nesta legislação, sem distinção entre os tipos *onshore* e *offshore*.

Quanto às questões mais importantes que devem ser respondidas pela legislação, em primeiro lugar está a definição do direito de posse dos locais onde os parques serão instalados. Ao contrário dos parques *onshore*, que são instalados majoritariamente em áreas privadas, a eólica *offshore* será instalada em áreas eminentemente públicas, ou seja, o mar territorial e a ZEE, conforme Lei nº 8617/93 e o art. 56 da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, internalizado na legislação brasileira (EPE, 2020). Este artigo prevê o direito do Estado na exploração econômica da ZEE, como a produção de energia a partir da água, das correntes e dos ventos. Na legislação brasileira, mar territorial é definido como a "faixa de doze milhas marítimas de largura, medidas a partir da linha de baixa-mar do litoral continental e insular" e ZEE como a "faixa que se estende das doze às duzentas milhas marítimas, contadas a partir das linhas de base que servem para medir a largura do mar territorial" (BRASIL, 1993).

Sendo um bem público, a área pode ser utilizada tanto pelo Estado quanto por agentes privados, se encaixando em um dos três tipos de uso: (1) comum, quando é utilizado gratuitamente e sem discriminação ou restrição entre os usuários; (2) especial, quando é franqueada à Administração Pública para a execução de serviços (hospitais e escolas públicas, por exemplo); ou (3) privativo, quando o Estado consente com a utilização do bem exclusivamente a um particular, em detrimento dos demais (EPE, 2020). Tendo em vista essas definições, a geração de energia eólica *offshore* se encaixa no uso privativo, pois a área estaria

destinada a atender somente ao empreendedor receptor da outorga. Assim, a princípio caberia ao Poder Executivo ceder o uso das áreas marítimas para empresas interessadas na instalação de eólicas *offshore*.

A segunda questão a ser respondida é a forma de cessão: de acordo com a Lei nº 9636/98, quando um imóvel da União é cedido a um empreendimento de fim lucrativo, isso deve ser feito sob a forma de cessão onerosa (ou seja, quando a União é remunerada em troca do direito de exploração de recursos naturais) e com processo competitivo, sempre que as condições permitirem. Seguindo o "Novo Modelo do Setor Elétrico", instituído pela Lei nº 10848/2004, que abriu a oportunidade de participação da eólica *onshore* nos leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a eólica *offshore* poderia igualmente encontrar este incentivo (EPE, 2020b).

A questão do planejamento espacial para integração da eólica *offshore* com outras atividades econômicas marítimas também é importante. Na legislação brasileira, há três marcos que regem as políticas relacionadas ao mar com os objetivos de (i) orientar a integração harmônica das atividades marítimas, (ii) orientar a utilização racional dos recursos da Zona Costeira e (iii) orientar o desenvolvimento do aproveitamento dos recursos vivos, minerais e energéticos no mar territorial, ZEE e plataforma continental (EPE, 2020b). São elas, respectivamente: Política Marítima Nacional (PMN), Política Nacional de Gerenciamento Costeiro (PNGC) e Política Nacional de Recurso do Mar (PNRM).

Conclui-se que todas essas questões podem ser atendidas pela legislação brasileira e, ao mesmo tempo, que ela pode ser aperfeiçoada para as condições específicas da eólica *offshore*. Uma vez que são adicionados novos elementos ao sistema elétrico, não previstos no momento de elaboração da legislação, um marco robusto e dedicado a este tipo de geração contribuiria para o ambiente de negócios com maior segurança jurídica e simplificação, trazendo consequente agilidade e menores custos aos processos.

Com relação à legislação ambiental brasileira, há que se destacar primeiramente o SISNAMA (Sistema Nacional do Meio Ambiente), rede institucional com órgãos de diferentes competências federativas que apoia a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA) na proteção ambiental do país. Fazem parte o CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente), o IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente), o ICMBio (Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade) e órgãos estaduais e municipais.

O CONAMA, que estipula as diretrizes da política governamental para o meio ambiente, criou em 1986 o Estudo de Impacto Ambiental (EIA), instrumento de compatibilização entre o desenvolvimento econômico sustentável e a proteção ambiental que deve ser feito antes da construção de projetos potencialmente degradantes ao meio ambiente. Concomitante ao EIA, criou-se o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), no qual a empresa interessada deve apresentar, em linguagem clara para a população, as informações técnicas contidas no EIA. Existe também o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) que, como o nome já diz, é um processo mais simples que pode ser adotado para projetos de baixo potencial degradante (EPE, 2020b).

O licenciamento ambiental, além de se constituir como obrigação para os interessados em participar dos leilões de energia no Brasil, é o processo administrativo que autoriza, através do IBAMA (órgão federal competente), a localização, instalação, ampliação e operação dos empreendimentos potencialmente degradantes. No Brasil, adota-se o sistema trifásico, com diferentes licenças para cada etapa do projeto: (1) Licença Prévia, que aprova a localização e a concepção; (2) Licença de Instalação, que autoriza a construção; e (3) Licença de Operação, que autoriza a operação (EPE, 2020b). Apesar de ser amplamente praticado com base em decretos e resoluções dos órgãos ambientais competentes, o licenciamento carece de uma lei que o regulamente em definitivo, o que vem sendo discutido na Câmara dos Deputados desde 2004, com o PL 3729/2004 que será detalhado na seção III.2.4.

Assim, para obter a licença prévia, anteriormente o empreendedor deve providenciar com recursos próprios, por meio de empresas de consultoria especializadas, o EIA/RIMA ou o RAS. A modalidade de estudo é definida pelo IBAMA no Termo de Referência (TR) elaborado a partir de vistoria técnica no local pretendido e informações prestadas pela empresa interessada. Há outros órgãos envolvidos no processo de licenciamento ambiental, que tratam de impactos sociais e podem solicitar estudos adicionais sobre comunidades indígenas e quilombolas, sobre patrimônios e bens culturais e sobre a incidência de malária no local. É o caso da Fundação Nacional do Índio (Funai), da Fundação Cultural Palmares (FCP), do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan) e da Secretaria de Vigilância em Saúde do Ministério da Saúde (SVS/MS). Por fim, há a necessidade da realização de Audiências Públicas com os resultados dos estudos para que, enfim, o IBAMA possa prosseguir com a decisão de viabilidade ambiental do projeto (EPE, 2020b).

Sobre a eólica *offshore*, até novembro de 2020 não havia previsão na legislação brasileira para licenciamento ambiental especificamente deste tipo de projeto. O mais próximo era a Resolução CONAMA 462/2014 para o licenciamento ambiental de parques eólicos *onshore*, que orienta, portanto, a mitigação dos impactos da eólica no ambiente terrestre (EPE, 2020b). Entendendo que este instrumento não atendia a todos os requisitos da atividade *offshore*, ele não poderia ser estendido a ela e adotado irrestritamente. Para a segurança jurídica da atividade, o IBAMA incluiu no final de 2020 o licenciamento ambiental de eólica *offshore* na legislação brasileira, prevendo suas características próprias, com a adoção de um TR padrão para a fonte.

Este novo marco legal segue a prática de licenciamento atual, com a obrigação dos estudos de impacto ambiental (EIA ou RAS) que previnem a degradação do meio ambiente. O escopo do TR cobre as unidades geradoras de energia eólica, a rede conectora submarina, a subestação marítima, a rede de transmissão de energia, a subestação terrestre e as áreas de apoio para a obra (IBAMA, 2020). O documento detalha como devem ser realizados os estudos, atendendo aos impactos gerados pelas estruturas no ambiente marinho e se preocupando com a integração espacial da atividade. São exemplos de aspectos normalmente avaliados na eólica marítima, conforme o TR: movimento de embarcações e das pás, ruídos, aumento da turbidez da água, introdução e dispersão de espécies exóticas e invasoras, criação de campos eletromagnéticos, iluminação artificial e restrição ao uso do local. Todos esses aspectos geram efeitos sobre a fauna, flora, turismo e comunidades.

Portanto, entende-se que o Brasil possui na sua legislação certa base legal advinda de outras atividades, como a própria eólica *onshore* e explorações de recursos no ambiente *offshore*, que pode ser aplicada com adaptações ao novo tipo de empreendimento. É o caso do licenciamento ambiental e do planejamento do espaço marinho, tendo em vista o convívio com outras atividades econômicas. Para maior eficiência do processo, porém, uma legislação específica para a atividade eólica *offshore*, ou para atividades de geração de energia no mar como um todo, é bem-vinda (GONZÁLEZ ET AL., 2020).

### III.2.3. Exemplos de Legislação Internacional

Na Alemanha, país que recebeu maior atenção nesta monografia, a autorização dos empreendimentos se baseia no *SeeAnIV*. Os alemães seguem o modelo federativo de governo, assim como o Brasil, e lá a autorização dos empreendimentos nas áreas marítimas a menos de

12 milhas náuticas da costa é de responsabilidade dos estados. Para locais mais afastados da costa, a responsabilidade é do governo federal, por meio principalmente do BSH e aderindo à política EEG. São requeridas três licenças: para instalar e operar as turbinas, para instalar os cabos de transmissão e para instalar os cabos no mar territorial. Há tanto o regime *open door*, no qual a empresa interessada propõe a área do projeto, quanto o de leilões, com áreas estudadas e pré-definidas pelo governo, para concessão (GONZÁLEZ ET AL., 2020).

Na Dinamarca, país pioneiro na eólica *offshore*, a DEA (*Danish Energy Agency*) se responsabiliza por todas as tarefas de concessão, permissão e licenciamento dos empreendimentos. Esse regime é conhecido como “*One Stop Shop*”, por concentrar as atividades de requerimento em uma única instituição. Igualmente ao caso alemão, três licenças são requisitadas pelo governo (para exploração da área, para instalação das turbinas e para geração de eletricidade), assim como existem ambos os processos *open door* e concessão por leilão (GONZÁLEZ ET AL., 2020).

No Reino Unido, que hoje possui a maior capacidade instalada de eólica *offshore* no mundo, a área marítima é toda de responsabilidade da instituição *The Crown State*, que concede autorizações para as atividades *offshore* que não incluem carvão, óleo e gás. Após adaptações e aprendizados com diferentes rodadas de concessão, o país chegou a um modelo descentralizado no qual oferece áreas preferenciais e as empresas podem fazer propostas, demonstrando interesse em locais dentro delas. Cada país dentro do reino possui suas especificidades no processo de licenciamento, com mais instituições participando de outorgas na Inglaterra e o sistema *One Stop Shop* sendo predominante na Escócia, por exemplo (GONZÁLEZ ET AL., 2020).

González et al. (2020) argumentam que, tendo em vista as boas práticas internacionais na regulação da eólica *offshore*, o modelo de uma agência centralizando as responsabilidades de licenciamento tende a ser o mais apropriado para simplificar o processo. Porém, uma combinação de agências que já atuam eficientemente nos setores de eólica *onshore* e petróleo *offshore* pode gerar bons resultados. Os autores acreditam que, no Brasil, a responsabilidade de concessão e permissão deve ser dada à ANEEL, com suporte principalmente do IBAMA nas questões ambientais. Eles preveem três fases dos empreendimentos que devem necessitar de licenças diferentes: “Pré-desenvolvimento”, “Desenvolvimento e Operação” e “Pós-Operação”. Ainda, projetam que podem ser adotados ambos os modelos de *open door* e leilões, combinando

o aproveitamento da *expertise* preexistente de empreendedores no primeiro e a possibilidade de planejamento do governo com áreas prioritárias no segundo.

#### III.2.4. Projetos de Lei Relevantes em Tramitação no Brasil

O projeto de lei 576/2021 foi elaborado pelo senador Jean Paul Prates e começou a tramitar no Congresso Nacional em 2021. Na sua justificativa, ele alega que “a inexistência de um marco regulatório sobre a atividade no Brasil tem sido um entrave para a atração de investimentos no setor” (BRASIL, 2021, pág.16). A atividade à qual ele se refere é a geração de energia em ambiente marítimo por fontes renováveis, dentre as quais está a eólica.

O autor destaca que o projeto se preocupa com a harmonização com outras atividades econômicas no mar, como navegação, pesca e até o transporte aéreo, assim como com a preservação do meio ambiente, que segundo ele já possui legislação vigente que atende aos requisitos de licenciamento ambiental. Por fim, Prates chama a atenção para o objetivo de se estimular também a produção de hidrogênio verde, que deve ganhar cada vez mais espaço na transição energética como um combustível limpo e que tem grande potencial de se integrar com a eólica *offshore* (vide seção I.3.3).

Nos termos técnicos do PL, define-se que a União, como detentora dos direitos dos bens a serem explorados, pode outorgar o uso via dois procedimentos: Outorga Planejada, na qual se pré-determina os prismas energéticos a serem ofertados por processo seletivo público (segundo planejamento do CNPE), e Outorga Independente, na qual o empreendedor sugere o prisma energético que deseja explorar e este pode ser autorizado após consulta pública. O processo seletivo público será realizado por meio de edital lançado pelo Poder Executivo ou órgão delegado, com seleção do projeto com o maior valor ofertado a título de participações governamentais. Entende-se, assim, que estariam previstos tanto o modelo de leilões de energia no ACR, no qual o Brasil possui experiência de bons resultados, quanto o modelo *open door*, com competência potencialmente dada à ANEEL nas execuções de ambos.

Dentre outras determinações importantes para a outorga e o bom desenvolvimento dos projetos que se vislumbra estimular com este PL, destaca-se o pagamento de participações governamentais. Sendo a área uma cessão de uso de um imóvel da União, o empreendedor deve ressarcir o governo por este uso, lógica semelhante à utilizada nos pagamentos de *royalties* pelo setor de óleo e gás, embora este tenha como objetivo mitigar a degradação ambiental causada pela atividade.

Os pagamentos seriam divididos em: (1) Bônus de Assinatura (destinado integralmente à União), pago no ato de assinatura do termo de outorga; (2) Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área (destinado ao órgão responsável pela outorga, provavelmente a ANEEL), pago mensalmente a partir da assinatura da outorga; e (3) Participação Proporcional (30% para a União, 25% para Estados confrontantes, 25% para Municípios confrontantes, 10% rateados proporcionalmente entre os outros Estados e o DF e 10% rateados proporcionalmente entre os outros Municípios do país), pago mensalmente, correspondente a 5% da energia efetivamente gerada pela usina. Neste último pagamento, porém, prevê-se que o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) pode recomendar uma redução dos valores em até 60% para estimular a atividade. Além disso, seguindo os ideais da CF 88, o projeto define que estes recursos arrecadados pelo poder público “serão destinados exclusivamente para a educação pública, com prioridade para a educação básica, e para a saúde pública” (BRASIL, 2021, pág. 10).

Previamente à outorga, a proposta prevê a realização de três estudos: Avaliação Técnica e Econômica (viabilidade econômica e externalidades do empreendimento); EIA (viabilidade ambiental); e Avaliação de Segurança Náutica e Aeronáutica (no tráfego marítimo e aéreo), todos realizados pelas empresas interessadas, por sua conta e risco. Quanto à localização, os empreendimentos não podem estar em áreas coincidentes com blocos licitados de produção de hidrocarbonetos, a não ser quando requisitados pelos próprios operadores dos blocos, além de rotas de navegação marítima, fluvial, lacustre ou aérea, e áreas protegidas pela legislação ambiental (BRASIL, 2021).

Portanto, o PL 576/2021 segue a boa prática internacional e, se aprovado e transformado em lei, deve resolver as questões relevantes da eólica *offshore* que ainda não são claras na legislação brasileira. Atendendo aos requisitos de direito de posse, regimes de concorrência e trâmites burocráticos, ele traz segurança jurídica e previsibilidade. Com a intenção de que a atividade contribua para o desenvolvimento socioeconômico brasileiro, o projeto serviria como estímulo a ela. Enquanto não for realidade, porém, o desenvolvimento da eólica *offshore* e de outras formas de geração de energia renovável no mar em escala comercial continuam incertos.

Outro projeto, o PL 3729/2004, tramita na Câmara dos Deputados desde 2004 para regulamentar o licenciamento ambiental na legislação brasileira e voltou a ser discutido pelos parlamentares em 2021. A discussão foi travada diversas vezes por discordâncias entre os defensores dos interesses agropecuários e os ambientalistas, o que prejudicou a evolução do tema e a segurança jurídica no desenvolvimento de projetos que dependem do licenciamento



ambiental. Como atualmente não há uma legislação federal que regule este licenciamento, ele é tratado por leis estaduais e municipais e por resoluções do CONAMA ou do IBAMA, o que torna o processo confuso, contraditório e, por vezes, desatualizado (AGÊNCIA FPA, 2021).

Os autores do PL 3729/2004 justificam a sua formulação por conta da obrigação dada aos órgãos do SISNAMA pela CF 88 de exigir legalmente a realização de estudos de impacto ambiental para a instalação de obras potencialmente degradantes ao meio ambiente. Até 2004, isso não havia sido regulamentado e a situação permanece, ensejando insegurança jurídica (BRASIL, 2004). Os autores do PL entendiam, e aqui argumenta-se o mesmo, que a aprovação de uma lei específica sobre o tema se faz muito importante para melhorar a legislação ambiental brasileira e trazer confiança ao processo. O PL conclui com o seguinte trecho:

“Com regras claras, racionais, sobre o tema, serão, inclusive, esvaziadas as críticas comuns de parte dos representantes dos setores produtivos, que colocam a licença ambiental, numa visão míope, como um empecilho ao desenvolvimento. O licenciamento ambiental e os estudos e análises que o compõem são, na verdade, os únicos meios de garantir que os empreendimentos potencialmente causadores de degradação do meio ambiente sejam implantados com os devidos cuidados técnicos ou, quando necessário, terão sua negação por parte do órgão licenciador ambiental em prol do interesse coletivo social de qualidade de vida e ambiental” (BRASIL, 2004, págs. 21-22).

## **CAPÍTULO IV - CAMINHOS PARA A EÓLICA *OFFSHORE* NO BRASIL**

### **IV.1. Histórico de Financiamento da Eólica *Onshore***

Nesta seção, serão analisados os planos anteriormente adotados pelo governo brasileiro com o intuito de incentivar o desenvolvimento da energia eólica no país, assim como a mudança gradual de postura do Estado ao longo da maturação da fonte, visando incluir mais fortemente o setor privado nos empreendimentos. Desta forma, serão apresentados os resultados destas políticas na expansão da indústria e serão analisadas destacadamente as principais fontes de financiamento que fazem parte do setor eólico brasileiro. Cabe destacar que, por não haver ainda nenhum parque marítimo em operação no Brasil, qualquer menção à energia eólica nesta seção IV.1 se refere à *onshore*, salvo quando devidamente especificado.

#### **IV.1.1. Planos de Inserção da Eólica no Brasil**

A matriz brasileira, principalmente pela predominância da energia hidráulica, é uma das mais limpas do mundo. Apesar de isso ser uma vantagem para atender à agenda cada vez mais presente de combate à poluição, a dependência das grandes usinas hidrelétricas já foi um

problema para o setor elétrico. O problema ganhou ênfase com a crise de racionamento no início da década de 2000, ocorrida por conta da falta de planejamento e dependência de uma única fonte (DINIZ, 2018). O “apagão” de 2001 tornou necessária a contratação de novas fontes para a diversificação da matriz e teve como consequência a adoção de políticas públicas de incentivo às renováveis no Brasil, dentre elas a eólica, e assim as grandes hidrelétricas começaram a ver seu protagonismo ser dividido. É evidente, também, que a expansão de uma fonte limpa e totalmente nacional, apesar de intermitente, é essencial para a segurança e a transição energéticas, uma vez que a eólica se mostra sazonalmente complementar à hidrelétrica.

O primeiro plano a ser lançado foi o PROEÓLICA, já em julho de 2001, que previa a garantia de compra de energia eólica pela Eletrobrás e suas subsidiárias por no mínimo 15 anos. Porém, este programa não foi bem-sucedido e não contratou nenhum empreendimento, pois apresentava problemas na sua formulação. Por exemplo, apresentava um preço de compra inferior aos custos então observados para a geração de eólica no país, além de não haver regulamentação clara nem maturidade tecnológica no setor, no qual inexistiam fabricantes nacionais para atender à demanda de equipamentos (OLIVEIRA, 2019).

Posteriormente, a indústria eólica brasileira conseguiu dar seus primeiros passos com o PROINFA (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas), lançado em 2002 pelo Governo Federal e que também previa incentivar outras fontes: as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e a biomassa. Seu objetivo principal era conectar à rede projetos de Produtores Independentes de Energia, controlados ou não por concessionária, que usassem esses recursos renováveis (DUTRA E SZKLO, 2006). O PROINFA foi o responsável por criar a demanda por projetos eólicos de geração em contratos de longo prazo, de até vinte anos, e por reduzir as incertezas quanto a esses empreendimentos, alavancando a capacidade de financiamento com crédito público a uma fonte comparativamente mais cara do que as tradicionais do mercado brasileiro à época (ARAÚJO E WILLCOX, 2018).

A grande novidade trazida pelo programa foi a concepção de um marco institucional específico para as fontes alternativas, o que deu solidez à política (CAMILLO, 2013). Havia no programa a obrigatoriedade de 60% de nacionalização dos equipamentos e serviços na sua primeira fase, o que criou uma base de longo prazo para o estabelecimento da indústria no Brasil, embora ela seja ainda dependente da importação para alguns equipamentos e tenha poucas empresas nacionais com grande capacidade de produção (DINIZ, 2018). O programa foi exitoso na sua coordenação entre política energética e industrial, tendo como consequência

o primeiro parque eólico instalado em 2006, no Rio Grande do Sul, e a quase totalidade dos seus 54 empreendimentos contratados ainda em operação comercial (OLIVEIRA, 2019).

Na primeira fase do programa, com chamadas públicas a partir de 2004, foi prevista a contratação de 3300 MW de capacidade instalada dividida igualmente entre as três fontes através de contratos celebrados com a Eletrobrás (OLIVEIRA, 2019). Os custos da estatal nestas contratações seriam compartilhados com os consumidores e foram utilizadas tarifas feed-in (FiT). Um ponto importante do PROINFA foi a facilidade de conseguir financiamento público através, principalmente, do BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social), que juntamente com o BNB (Banco do Nordeste do Brasil) oferecia empréstimos com taxas de juros vantajosas.

A segunda fase do programa, após as metas da primeira não terem sido totalmente alcançadas, previa que as fontes em questão atendessem a 10% do consumo anual de eletricidade no Brasil em um período de até 20 anos. Esta segunda fase, porém, não chegou a entrar em operação, devido ao diagnóstico de que a melhoria tecnológica até então fora suficiente para reduzir os custos dos empreendimentos. O governo, então, procurou outra forma de estimular o desenvolvimento da eólica a partir de 2009: os leilões de energia, apoiados no Novo Modelo do Setor Elétrico (OLIVEIRA, 2019).

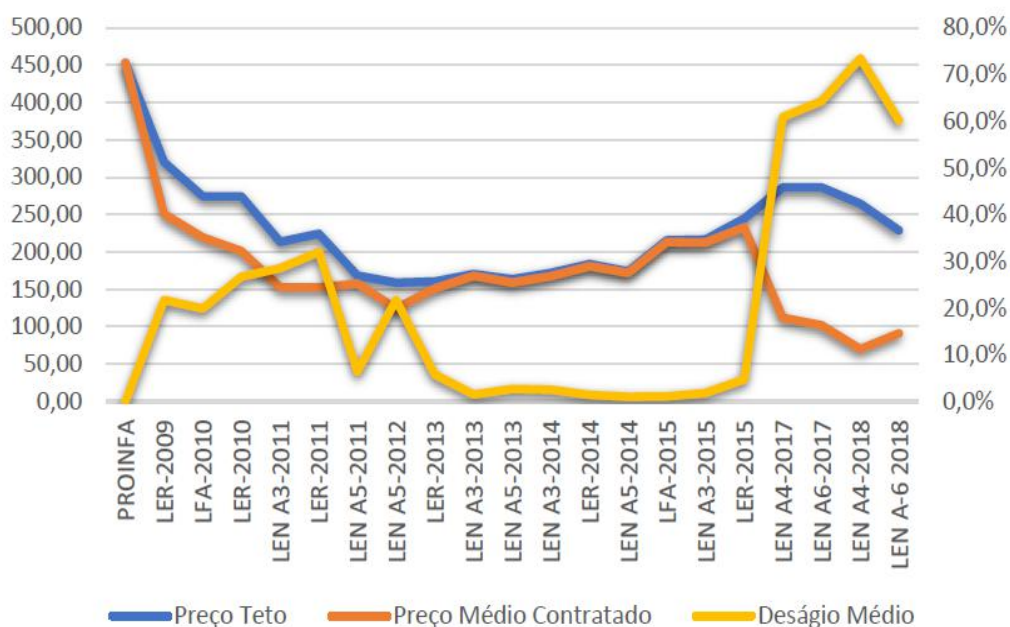
O primeiro leilão no qual participou a energia eólica foi o Leilão de Energia de Reserva (LER) de 2009, que inaugurou a fase de incentivo à concorrência por menores preços. Araújo e Willcox (2018) argumentam que o período, pós-crise financeira mundial de 2008, apesar de por um lado ter trazido certo risco de desabastecimento de energia pela incerteza no investimento, por outro elevou a capacidade ociosa da indústria eólica no exterior por conta da queda na demanda global por energia e a consequente queda no ritmo de expansão da energia eólica. Essa conjuntura teria motivado o interesse internacional no mercado brasileiro, o que é corroborado por Castro e Brandão (2018).

Os seguidos leilões de energia com a inclusão da eólica também viram ação importante do BNDES. Além dos atrativos financiamentos, o banco estimulou maior credenciamento de fabricantes de aerogeradores, principalmente grandes transnacionais, ao priorizar apenas algumas etapas produtivas no termo de fabricação local para a concessão dos seus benefícios. Com a manutenção da demanda e maior escala no setor, a fonte passou a ser a segunda mais competitiva no país em 2011, atrás apenas das grandes hidrelétricas (ARAÚJO E WILLCOX, 2018). O novo sistema contribuiu para a implantação gradual da cadeia produtiva, novos

empreendimentos e maior entrada de investimento estrangeiro direto, com novas empresas estabelecidas, além de ter contribuído também para o desenvolvimento da indústria metal-mecânica nacional.

O movimento de preços praticados nos leilões de eólica pode ser observado na Figura 15. Seguindo a linha de preço médio contratado (em laranja), pode-se ver que o seu vale por um longo período era o de um Leilão de Energia Nova (LEN) realizado em 2012, após o ganho de competitividade mencionado acima, inclusive batendo o preço das até então mais baratas termelétricas. Depois disso, o leve aumento até 2015 pode ser explicado pela desvalorização cambial e consequente elevação dos custos de equipamentos importados (OLIVEIRA, 2019).

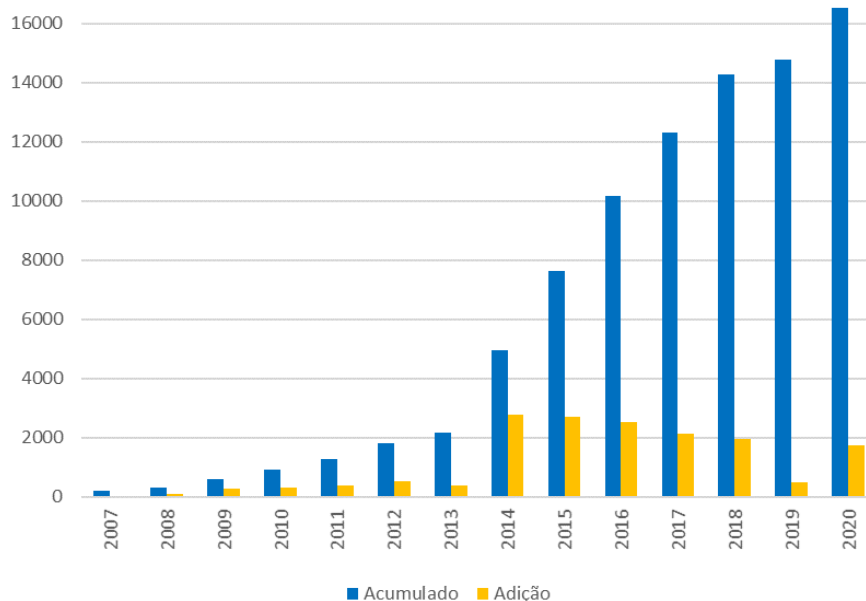
Figura 15 – Histórico do Preço Teto (R\$/MWh), Preço de Contratação (R\$/MWh) e Deságio Médio (%) dos leilões de energia até 2018 e PROINFA.



Fonte: Oliveira, 2019.

Até 2015, os anos foram de muitas realizações de leilões para a energia eólica, o que começou a ser revertido com a crise econômica enfrentada pelo Brasil no meio da década. Como essas contratações são feitas para que os empreendimentos se conectem à rede apenas alguns anos depois, a esperada queda na adição de capacidade instalada veio em 2019, como se pode observar na Figura 16.

Figura 16 – Acumulado e adição de capacidade instalada no Brasil (2007-2020), em MW.



Fonte: Elaboração própria, com dados do ONS (2021).

Após este período de crise, o movimento de abrupta queda nos preços médios negociados nos leilões chama a atenção. Entre 2017 e 2018, o preço foi praticamente a metade dos observados entre 2011 e 2012, o que pode ser explicado por três motivos principais: (i) ganhos tecnológicos na medição dos ventos e na produção das turbinas; (ii) tentativa de retomada das atividades com aproveitamento da capacidade ociosa acumulada dos anos de crise; e (iii) ganhos de aprendizado de investidores internacionais mais atraídos pelo regime de leilões de energia eólica (OLIVEIRA, 2019; CASTRO E BRANDÃO, 2018). Até pouco tempo antes, o Brasil era um dos únicos países a aplicar esta modalidade para a eólica.

#### IV.1.2. Principais Fontes de Financiamento

O BNDES, banco estatal, objetiva o desenvolvimento socioeconômico brasileiro de forma sustentável e igualitária, com sua função principal de conceder financiamentos de longo prazo para promover este desenvolvimento, sendo grande parte direcionada à infraestrutura do país, o que inclui o setor de energia. Dentre os beneficiados neste setor, a energia eólica é a que mais demanda recursos para as diferentes fases, como geração, transmissão e distribuição, desde 2016. Esta é a primeira indicação da importância que o BNDES assumiu no desenvolvimento da eólica brasileira, sendo responsável por 60% do total de investimentos para o setor entre 2003 e 2018 (OLIVEIRA, 2019). Até 2010, a maioria dos financiamentos foi

destinado às contratações do programa PROINFA, sendo as contratações posteriores representadas pela demanda dos leilões.

É através das linhas BNDES Finem e BNDES Finame que os financiamentos são concedidos, sob a orientação de *project finance* (CASTRO E BRANDÃO, 2018). Basicamente, esta forma de financiamento se concentra nas características de cada projeto em si para a concessão dos recursos, como os fluxos de capital e o potencial do projeto, quase que indiferentemente à condição de solvência da empresa beneficiária, o que possibilita a alavancagem do financiamento. Esta modalidade se contrasta com o *corporate finance*, o qual se baseia nas condições da empresa, como seu balanço financeiro (OLIVEIRA, 2019). A opção do BNDES pelo *project finance* pode ser vista como uma forma de englobar empresas que não teriam capacidade de reembolsar grandes volumes considerando o seu porte ou maturidade.

O principal motivo para a competitividade do banco ao longo do período foi a atratividade das suas condições de financiamento. Dentre elas se destacam o longo prazo estabelecido, essencial para empreendimentos do setor de energia, que são intensivos em capital e possuem longo prazo de maturação, e as baixas taxas de juros, representadas até dezembro de 2017 pela TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), que não tinha variação determinada pela taxa Selic. Esta característica, em um momento no qual a taxa básica de juros da economia brasileira se via em patamares altos, deu significativa vantagem ao BNDES em relação a outras fontes de financiamento, principalmente os bancos privados.

Essa política pode ser vista como um subsídio dado pelo governo, uma vez que os repasses ao banco concedidos pelo Tesouro Nacional (que passou a ser o maior provedor de capital do banco a partir de 2010) eram capitados a preço de mercado, com emissão de títulos públicos, e concedidos às empresas a um custo mais baixo (TJLP mais uma taxa de *spread*). Portanto, este subsídio representava um custo fiscal para o governo (OLIVEIRA, 2019) e começou a sofrer críticas devido à crise conjuntural da economia brasileira em meados da década e à mudança de rumo das políticas públicas no mesmo período, que priorizou o recuo da participação estatal no financiamento. A partir de 2018, então, houve uma mudança na política de financiamento do banco. Passou-se a adotar a TLP como taxa de juros, medida que visa a aproximar o custo do banco aos custos de mercado, acompanhando variações na Selic, com o objetivo de diminuir a distorção citada acima acerca do custo fiscal e incentivar a competição e maior participação das instituições privadas no financiamento. Verifica-se um

processo de mudança operacional para perder parte do seu protagonismo, ainda que não totalmente, e estimular a competitividade do financiamento privado.

A condição do BNDES de grande provedor de capital para o setor eólico brasileiro foi reforçada entre 2011 e 2016, período no qual o outro banco público de financiamento relevante para o setor energético, o BNB, foi proibido de realizar tal atividade. O BNB é o banco de desenvolvimento do Nordeste, uma região com altos índices de pobreza e que é constantemente afetada pela falta de recursos e seca. Ele busca reduzir a disparidade entre essa e outras regiões do país e promover o desenvolvimento socioeconômico local, o que pode ser impulsionado pela energia eólica, uma vez que essa é a região com maior potencial de geração no Brasil e onde se encontra a maior parte da capacidade instalada atual, seguida pela região Sul. Sendo uma fonte de financiamento para a infraestrutura, o banco se viu por muitas vezes complementar ao BNDES na oferta de capital para empreendimentos eólicos, embora possua uma disponibilidade de recursos muito inferior.

O início do BNB no financiamento à eólica se deu no contexto do PROINFA, da mesma forma que o BNDES, com condições bem mais atrativas do que as do mercado. Neste período, do total de necessidades de investimento inicial (CAPEX) dos projetos nos quais o banco nordestino participou, ele foi responsável por prover 38% do montante (OLIVEIRA, 2019). A partir de 2011, porém, o banco foi vetado pelo governo federal de conceder créditos para projetos de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, devido ao entendimento do Executivo de que o BNB deveria deixar os projetos de grande porte para o BNDES. Após o período de protagonismo ainda maior do banco nacional, o BNB voltou a ter destaque no financiamento de usinas eólicas na região, agora sob o regime dos leilões de energia, tanto com projetos *corporate finance* quanto *project finance*, que representaram a maioria da demanda por financiamento em infraestrutura do banco em 2017 e 2018 (OLIVEIRA, 2019).

Com a mudança regulatória de 2018, o banco também passou a adotar a TLP, mas com condições ainda um pouco mais atrativas, com desconto em relação ao BNDES. Araújo e Willcox (2018) e Oliveira (2019) apontam evidências de que o BNB também teve papel relevante no desenvolvimento da energia eólica brasileira, mesmo sendo um banco regional. Isso porque o Nordeste concentra a maior quantidade de parques e os maiores potenciais de geração do país, podendo suprir assim boa parte do seu consumo de energia e ainda exportar energia elétrica para outras regiões dentro do SIN (Sistema Integrado Nacional). Apesar disso, o seu orçamento diminuto aparece como um limitador para grandes financiamentos.

Uma forma privada de adquirir financiamento é por meio das debêntures (títulos de dívida emitidos por empresas no mercado de capitais como forma de renda fixa para os investidores). São similares ao que se chama de títulos públicos, mas usados como forma de financiamento pelas empresas de capital aberto, e não pelo governo. As debêntures de infraestrutura, por sua vez, são emitidas com o propósito de gerar fundos para investimentos específicos em infraestrutura. Elas são incentivadas, pois concedem isenção de imposto de renda para os investidores, e são uma forma de inovação regulatória encontrada para servir de complemento ao financiamento público. O próprio BNDES vem adotando práticas de incentivo a esta fonte para ceder um pouco do seu espaço conforme política mencionada acima, o que vem se materializando com o avanço das debêntures, que se acostumaram a cobrir entre 5% e 16,5% do CAPEX dos projetos (OLIVEIRA, 2019).

A emissão deste tipo de debênture vem crescendo ao longo do tempo em relação ao volume emitido de debêntures convencionais e demonstra evolução e adesão no mercado. Segundo Oliveira (2019), a prática vem sendo exitosa para o setor eólico brasileiro, com os títulos sendo emitidos com prazos bem maiores do que os convencionais, com cerca de 12 anos, embora inferiores aos prazos dos financiamentos dos bancos públicos. A tendência é de que os investidores fiquem cada vez mais interessados em se tornarem debenturistas, tendo em vista a queda recente dos patamares da taxa Selic, o que estimula a procura por outros tipos de investimento de maior retorno.

Por sua vez, os bancos comerciais enfrentaram, na maior parte do tempo, dificuldades na questão da atratividade das suas linhas de financiamento à infraestrutura. Com ajustes anexados aos juros CDI, eles não eram capazes de competir com as linhas dos bancos públicos. O histórico de altas taxas básicas de juros na economia brasileira e de altos *spreads* não proporcionou muitas chances de competitividade aos bancos privados. Além disso, algumas imposições regulatórias de controle da atividade bancária após a crise financeira de 2008, que seguiram a tendência global, também foram um empecilho (OLIVEIRA, 2019). Desta forma, com empréstimos de longo prazo praticamente inviáveis por esta fonte, os bancos assumiram outras formas de atuar no financiamento à infraestrutura.

Primeiramente, não é incomum a concessão de recursos para os chamados empréstimos-ponte, ou seja, créditos de curto prazo que visam a suprir eventual escassez de recursos que determinado projeto enfrenta durante um financiamento de longo prazo. Esta situação é mais comum no início do projeto, quando repasses do financiamento principal, normalmente público



e burocrático, podem ainda não ter sido liberados e as empresas precisam usar recursos próprios para começar seus empreendimentos. Também são praticadas pelos bancos comerciais atividades de assessoria aos empreendedores tanto antes dos leilões, na análise econômico-financeira do projeto, quanto durante e depois da sua realização. Pode ser igualmente atribuição dos bancos a concessão de garantias às empresas por meio de fianças, exigidas pelo BNDES, por exemplo, e a provisão de soluções de captação de recurso no mercado de capitais, como a emissão de debêntures (OLIVEIRA, 2019).

Percebe-se que, historicamente, estas instituições exerceram papel secundário no financiamento à infraestrutura brasileira, o que inclui a energia eólica. Essa situação, porém, tende a mudar, devido ao plano do Governo Federal, reforçado pelo BNDES, de inclusão de novas fontes de financiamento no mercado. Espera-se que os bancos privados desfrutem de maior atratividade com a aproximação das condições dos empréstimos e assumam, principalmente, a fase inicial dos parques eólicos com financiamento de médio prazo para a construção, aproveitando-se da agilidade que proporcionam ao processo. Além disso, que mantenham papel relevante no desenvolvimento do mercado de debêntures de infraestrutura.

## **IV.2. Impactos Socioeconômicos da Eólica *Offshore***

Não há dúvidas quanto aos ganhos ambientais de uma geração de energia limpa e renovável. Portanto, a transição para uma economia descarbonizada passa necessariamente por fontes energéticas do tipo da eólica *offshore*. Mas essa não pode ser a única justificativa, embora de muita relevância, para que o investimento neste modelo de desenvolvimento seja estimulado. Há diversos ganhos sociais e econômicos envolvidos, para além do combate às mudanças climáticas. Esta seção pretende apresentar os impactos socioeconômicos positivos gerados pela atividade eólica *offshore*, de acordo com o que a literatura oferece, como exemplos dos benefícios que o Brasil pode gerar através dela.

### **IV.2.1. Desenvolvimento Local**

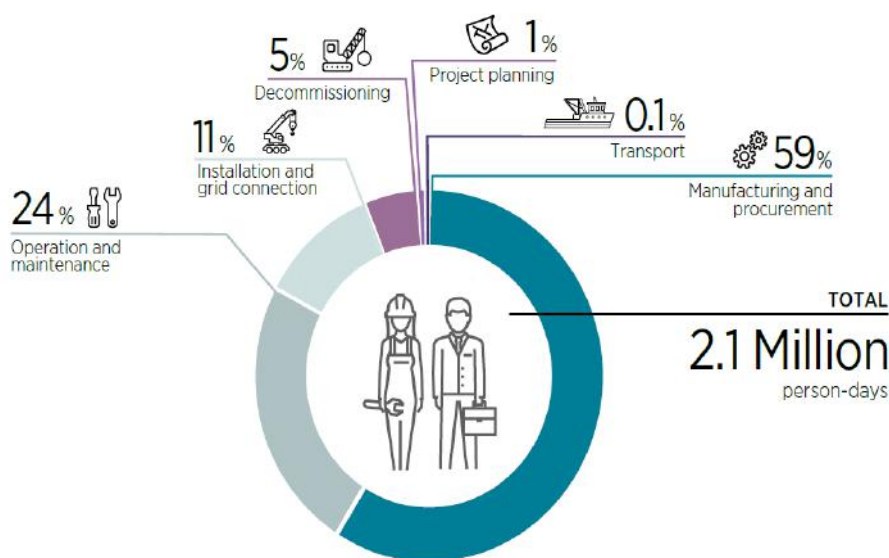
Primeiramente, será abordado o potencial de criação de empregos que os empreendimentos podem proporcionar localmente. Parte-se da ideia de que novos investimentos em planejamento do projeto, manufatura e transporte de materiais, instalação, operação e manutenção e descomissionamento são capazes de promover benefícios sociais locais com a criação de empregos. Porém, devem ser levadas em conta as características de

cada uma destas atividades quanto à sua localidade. O planejamento do projeto e a manufatura dos componentes do parque, desde a turbina até as fundações, cabos e estruturas diversas, por exemplo, podem ser realizados à distância. Já a instalação dos equipamentos, a manutenção e o descomissionamento, por outro lado, são necessariamente realizados no local, trazendo maior potencial de criação de emprego para as comunidades litorâneas do entorno. Essas pessoas contam com a proximidade e o conhecimento prévio em relação ao ambiente no qual as usinas estão instaladas, o que pode atrair as empresas para contratar a mão-de-obra local.

Segundo o relatório da IRENA “*Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Offshore Wind*”, de 2018, um parque eólico *offshore* com potência de 500 MW, para ser desenvolvido, precisa da mão-de-obra de 2,1 milhões de pessoas, caso cada uma delas trabalhasse por um dia. Esta medida de homens-dia parece um pouco abstrata, mas demonstra o grande potencial de geração de empregos. Uma medida mais compreensível é trazida pelo GWEC, que calcula a contratação de 2,5 pessoas para cada 1 MW, nas fases de construção e instalação (GWEC, 2020). Com a tendência de parques com grandes potências, portanto, cada um teria o potencial de criar milhares de empregos.

É importante considerar quais partes da cadeia de uma usina mais necessitam de mão-de-obra, pois esta informação ajuda a entender o impacto local. Retirada do mesmo estudo da IRENA, a figura a seguir ilustra esta distribuição ao longo da cadeia:

Figura 17 - Distribuição de mão de obra ao longo da cadeia de Eólica *Offshore*.



Fonte: IRENA, 2018.

Pode-se notar que a maior parte da mão-de-obra costuma ser empregada no processo da manufatura e compra de equipamentos (59%). Deve-se ressaltar que a fabricação pode ser realizada dentro ou fora do país, nos locais onde estão instaladas as plantas industriais dos fornecedores, significando no último caso a importação dos materiais. No caso de cidades receptoras dos empreendimentos que se localizam longe das fábricas, esta função não seria geradora de empregos locais, embora a atividade tenha potencial para impactar a criação de empregos no contexto nacional. Isso não quer dizer que a ocupação de trabalhadores locais seja insignificante, pois boa parte da atividade precisa ser localizada, como a operação e manutenção (24% da mão-de-obra), que deve estar preferencialmente baseada em portos próximos, a instalação e conexão com a rede elétrica (11%) e o descomissionamento (5%).

Sendo assim, mesmo que uma usina seja instalada basicamente com equipamentos importados, o emprego da mão-de-obra local ao longo do seu ciclo de vida está garantido (IRENA, 2018). Ressalta-se que a atividade de operação e manutenção é a mais duradoura, pois a fabricação e a instalação só ocorrem no período pré-operacional da usina, com duração média de três anos (OREAC, 2020). Para a criação de empregos de longo prazo nas atividades de manufatura e instalação, é importante que se crie uma demanda contínua por novos projetos. A O&M, por outro lado, dura toda a vida útil do parque, que costuma ser de 20 anos.

A possibilidade de criação de "*clusters*" (ou "arranjos produtivos locais"), ou seja, um agrupamento espacial de empresas, articuladas de forma a gerar economias externas (TIGRE, 2006) pode potencializar ainda mais a criação de empregos. Este é o exemplo do estudo de caso relativo à Dinamarca apresentado pela GWEC no "*Offshore Wind Report 2020*". Além de todos os incentivos fiscais promovidos há décadas, o governo investiu na formação de um *cluster* como parte da DTU (*Danish Technical University*), no início para abrigar um centro de testes e certificações para a indústria eólica, em 2008. Com o crescente investimento em P&D, estimulado pelo governo, o conjunto se desenvolveu e hoje conta com mais de 500 fornecedores sediados no local, que suprem a demanda da eólica *offshore*, desde testes até a fabricação de equipamentos, e oferecem cerca de 30 mil empregos.

O emprego gera renda local e os projetos geram receita pública por meio dos impostos e da tributação. Segundo o Projeto de Lei 576/2021, apresentado na análise de viabilidade regulatória dessa monografia, os empreendimentos que almejam produzir no Brasil deverão pagar contribuições governamentais aos diferentes níveis da federação: União, Estados e

Municípios. Se aprovado, ele terá a condição de que essas receitas sejam revertidas à saúde e à educação públicas, resultando no desenvolvimento socioeconômico local.

Ademais, projetos de eólica *offshore* representam uma oportunidade de revitalizar cidades costeiras, que podem ter sofrido com estagnação econômica e de empregos por conta de uma atividade em declínio, como a pesca. É o caso da cidade de Lowestoft, localizada no litoral britânico do Mar do Norte, que em certo momento floresceu com a pesca e sofreu economicamente com o seu declínio. Porém, após o reconhecimento do potencial para explorar a geração de energia através dos ventos em alto mar em locais próximos e visando aproveitar a infraestrutura portuária preexistente, o setor eólico *offshore* poderá reverter esta situação. Até 2030, devem ser criados milhares de empregos na construção e centenas de empregos de longo prazo na operação dos parques, muitos desses trabalhadores sendo ex-pescadores que podem exercer as funções de controle de embarcações e navegação no local (OREAC, 2020).

#### IV.2.2. Desenvolvimento Nacional

A eólica *offshore* potencializa o crescimento econômico. Com o seu desenvolvimento, cria-se demanda para uma gama de componentes e serviços, que por sua vez criam empregos e desenvolvem comunidades locais (OREAC, 2020). É uma forma de atender à necessidade de desenvolvimento sustentável, com o redirecionamento das atividades econômicas poluentes para aquelas que podem proporcionar o atingimento das metas de redução de emissões. É uma forma, também, de fortalecer a indústria nacional por meio de políticas que mesclam objetivos energéticos e industriais, aproveitando-se de capacidades previamente estabelecidas com a eólica *onshore* e/ou outras indústrias *offshore*.

Segundo os diagnósticos de Diniz (2018) e Araújo e Willcox (2018) para o desenvolvimento da indústria brasileira decorrente da expansão do setor eólico, pode-se dizer que o país foi capaz de estabelecer uma cadeia produtiva nacional para o setor, com sucesso na combinação entre políticas energéticas e industriais. A partir do PROINFA e da posterior fase de incentivo por leilões, mais de uma centena de empresas passou a integrar a cadeia nacional de fornecedores de aerogeradores e seus componentes, com sedes principalmente no estado de São Paulo, mas também espalhadas pelo Nordeste e o Sul do país (ARAÚJO E WILLCOX, 2018). Este desenvolvimento foi devido à manutenção da demanda por novos empreendimentos, incentivados pela política de expansão da fonte, por requisitos de localização da produção e pelo financiamento público.

A contribuição para o aumento do PIB fica clara neste cenário, que gera empregos e investimentos. Por outro lado, apenas um fabricante nacional de aerogeradores estabeleceu-se no mercado. Este seria o aspecto mais crítico do desenvolvimento do setor eólico brasileiro, segundo Araújo e Willcox (2018), que apontam ser uma consequência da origem predominantemente transnacional da nossa estrutura industrial. Para os autores, o que pode viabilizar a absorção tecnológica da indústria brasileira e criar escala para o desenvolvimento de novos fabricantes nacionais é a manutenção de mecanismos (indiretos) de indução da demanda e (diretos) de localização industrial, complementados pelo apoio público no financiamento e no investimento em atividades de P,D&I na cadeia produtiva e a atração de investimento estrangeiro.

Ressalta-se que todo este desenvolvimento foi diagnosticado para o setor eólico *onshore* no Brasil, pois não há empreendimentos *offshore* conectados ao sistema neste momento. Porém, dados os investimentos ainda mais volumosos para os parques marinhos e toda a cadeia produtiva consequente, que se estende para as bases que ancoram as turbinas no solo, sejam fixas ou flutuantes, além das atividades de operação e manutenção mais complexas do que em terra, entende-se que os impactos no produto e na renda nacional sejam ainda maiores.

Estudos internacionais (GWEC, 2020; IRENA, 2018; OREAC, 2020) corroboram com esta argumentação, incluindo a eólica *offshore* entre as fontes renováveis que vão contribuir com 1% ao ano para o crescimento do PIB mundial até 2050. Com relação à criação de empregos, a transição energética vai contribuir para ultrapassar a queda prevista nos setores de combustíveis fósseis, que devem perder 7,4 milhões de empregos até 2050. No mesmo período, aproveitando-se de sinergias, do treinamento de pessoal e da recolocação de trabalhadores no mercado, as indústrias de energias renováveis, eficiência e flexibilidade energética devem criar 19 milhões de empregos, compensando a perda no setor fóssil em 11,6 milhões de empregos (IRENA, 2018). Mais especificamente sobre o setor eólico, o *cluster* dinamarquês citado no item anterior pode exemplificar o protagonismo que a fonte pode exercer numa economia, sendo sozinho responsável por 4% do PIB da Dinamarca no ano de análise (GWEC, 2020).

Por fim, segundo o GWEC, é reconhecido o fato de que a crise mundial de Covid-19 impactou negativamente a adição de capacidade em 2020 para todo o setor eólico (*onshore* e *offshore*) no mundo, esperada em cerca de 76 GW e concretizada em pouco mais de 60 GW (GWEC, 2020). Porém, espera-se que as energias renováveis, no geral, sirvam como propulsoras para a recuperação econômica mundial e que este efeito negativo não se estenda

para além do curto prazo. A transição energética, além de gerar empregos, é essencial para a saúde e o bem-estar das populações, o que deve ser levado em conta pelos próximos formuladores de política. Estima-se que o investimento em renováveis tenha um efeito multiplicador de 3 a 8 vezes na economia e crie até o dobro de empregos do que o mesmo investimento realizado em combustíveis fósseis (GWEC, 2020). A estratégia de investimento em renováveis faz parte do compromisso com o Acordo de Paris e pode proporcionar uma recuperação econômica sustentável.

#### IV.2.3. Sinergias com o Setor de Óleo e Gás

Investimentos em combustíveis fósseis devem migrar gradativamente para as energias renováveis, com implicações no crescimento econômico e na criação de empregos. É previsto que pelo menos algumas ocupações dos setores de óleo e gás *offshore* poderão ser facilmente adaptadas para a eólica, assim como empresas do setor deverão investir no treinamento do seu pessoal para adaptar o conhecimento adquirido com a extração de petróleo em alto mar à exploração do vento (IRENA, 2018). É fácil notar a similaridade das atividades, desde a infraestrutura portuária até a montagem de estruturas submersas.

No planejamento do projeto, conhecimentos sobre questões ambientais, geofísicas e geotécnicas darão suporte aos novos empreendimentos no ambiente marinho. Na fabricação de estruturas e fundações, tanto fixas quanto flutuantes, a indústria de óleo e gás pode contribuir com *designs* estabelecidos e experiências no desbravamento de águas profundas. A instalação dos equipamentos também deve se beneficiar de sinergias, tanto para fundações quanto para os cabos de conexão. Por fim, a atividade de O&M também apresenta similaridades entre as duas indústrias em termos de manutenção programada, prevenção de danos e reparo dos equipamentos, além de a indústria *offshore* poder se beneficiar dos conhecimentos em altos níveis de segurança do trabalho e inspeção submarina das petrolíferas (IRENA, 2018).

Tendo em vista todas essas similaridades, o ganho de escala a partir da sinergia entre eólica e petróleo *offshore* é evidente, além do potencial de aproveitamento de capital humano e material. Com isso, o movimento de grandes empresas do setor de óleo e gás para investir na geração eólica já é realidade. As *majors*, detentoras de grande capital e capacidade de investimento, como Equinor, Shell e Total, estão sendo pioneiras no desenvolvimento de parques de fundações flutuantes, um dos principais desafios tecnológicos enfrentados pelo setor no momento (GWEC, 2020).

No Brasil, segundo De Azevedo et al. (2020), a região com maior potencial de sinergia entre os dois setores é o norte do Rio de Janeiro e o sul do Espírito Santo. No local de grande atividade de óleo e gás e presença de empresas do setor, há estruturas *offshore* e *onshore* que podem facilitar a implantação de eólicas no mar. É uma região com bons ventos, apesar de não serem os melhores do país, como visto na seção I.4, e com logística avançada para atividades *offshore*. Esse ponto deve ser levado em conta pelos formuladores de políticas nacionais e locais, incentivando pesquisa e inovação no setor privado, que é capaz de investir seu amplo capital acumulado com a atividade petrolífera no desenvolvimento da eólica *offshore* brasileira.

### **IV.3. Discussão Sobre Políticas para a Eólica *Offshore***

Esta seção discute, à luz da Economia Institucionalista, como pode ser conduzida a política energética brasileira no desenvolvimento da eólica *offshore*. Principalmente no curto prazo, tendo em vista a necessidade de se contribuir para a transição energética, mas também no longo prazo, busca-se apontar quais medidas podem ser efetivas. A experiência internacional traz conhecimento empírico sobre o tema e ensinamentos que podem ser adaptados para a realidade brasileira. Enquanto isso, a experiência do Brasil no setor eólico *onshore* também pode contribuir para a penetração da energia que usa a mesma fonte para geração, mas com as torres no mar. A eólica *offshore* ainda não é competitiva para ser comercializada no mercado brasileiro e não se apoia em uma legislação robusta, situação na qual se encontrava a eólica em terra quando começou a ser implantada no país. Por isso, espera-se que os ensinamentos das políticas de incentivo analisadas neste trabalho e o ganho de *know-how* e escala do setor eólico nacional possam servir para a nova indústria.

#### **IV.3.1. Introdução à Economia Institucionalista**

A corrente institucionalista do pensamento econômico introduz a análise do ambiente institucional para entender a dinâmica capitalista. Segundo essa corrente, as instituições formais, como corporações, universidades de pesquisa, o sistema financeiro e o regulatório, ou informais, que compreendem a cultura e leis sociais que determinam os costumes de um povo, por exemplo, são essenciais para moldar os comportamentos econômicos dos agentes. Douglass North é um grande economista institucionalista e segue essa linha de raciocínio introduzindo a importância da trajetória institucional dos países para o seu desenvolvimento. Para ele, cada

país possui o seu arranjo de instituições, que pode ter evoluído de forma a favorecer mais ou menos o progresso econômico e o ambiente de inovação (TIGRE, 2006).

Assim, entende-se que as instituições brasileiras, e aqui dá-se destaque ao Poder Executivo, com políticas de incentivo às fontes energéticas e à atuação dos bancos públicos, ao Poder Legislativo, com a adequação das leis existentes, e às empresas privadas do setor de energia, vão influenciar diretamente a evolução da eólica *offshore* nacional. Segundo Tigre (2006), fatores econômicos e sociopolíticos determinam as trajetórias tecnológicas em diferentes países: “o processo de seleção ocorre dentro de um ambiente específico, onde a qualidade das instituições técnicas e científicas, das estratégias do setor privado, dos estímulos e financiamentos às inovações cumpre papel fundamental” (TIGRE, 2006, pág. 62).

Por mais que o arranjo institucional brasileiro seja diferente do alemão ou de qualquer outro país que já tenha desenvolvido sua indústria eólica *offshore* internamente, ensinamentos podem ser adquiridos a partir desses processos. Eles possuem em comum um Estado atuante, com um objetivo claro e bem planejado em apoio ao setor privado. Se não com financiamento direto, o apoio pode ser dado com incentivos que favoreçam o investimento nos setores cruciais para propiciar o desenvolvimento sustentado e de longo prazo da indústria, sempre de forma a adaptá-los ao ambiente institucional nacional.

#### IV.3.2. Lições da Eólica *Onshore* Nacional e *Offshore* Internacional

O motivo principal para que a eólica penetrasse na matriz elétrica brasileira, além da preocupação com o meio ambiente, foi a crise de abastecimento de energia do início da década de 2000. O planejamento energético do período, então, tratou do assunto com influência direta do poder público no mercado. A partir dos estudos realizados, foi possível concluir que o governo brasileiro, por meio da promoção de programas de incentivo e de instituições públicas para o financiamento, teve papel fundamental no desenvolvimento da energia eólica. É possível dizer que, sem esse planejamento do governo para o sistema elétrico, a preocupação com o abastecimento teria sido, no mínimo, mais duradoura.

Dentre as instituições atuantes, pode-se destacar o BNDES como principal propulsor da eólica brasileira, por meio do financiamento direto e indireto, taxas atrativas de empréstimo e incentivos à implementação de uma indústria nacional condizente com os objetivos de diversificar e expandir a geração de energia no país. Reconheceu-se que o PROINFA e o modelo de leilões, cada um seguindo as características dos seus respectivos momentos, de



competitividade da eólica e atratividade para o investimento privado, obtiveram êxito na expansão deste tipo de energia no Brasil. A expansão foi acompanhada pelo desenvolvimento da indústria nacional, noção corroborada pelos estudos aos quais se fez referência neste capítulo, que reconheceram o desenvolvimento da indústria eólica brasileira nas duas últimas décadas, com a atuação de empresas nacionais e transnacionais.

O desenvolvimento industrial foi possível graças aos incentivos presentes nas políticas estudadas, principalmente no PROINFA. Destacam-se as FiT, a obrigação de compra pela empresa estatal de distribuição (Eletrobrás), os requisitos de fabricação local de alguns componentes e, com grande destaque, o financiamento público. Todas essas medidas visavam a estimular o desenvolvimento do setor no curto prazo, devido ao entendimento de que o Brasil precisava aumentar e diversificar a sua oferta de energia após a crise de abastecimento, e sem elas isso não seria possível. Caso elas não fossem tomadas, é possível que no longo prazo a indústria se desenvolvesse de alguma forma, se aproveitando da experiência internacional na redução dos custos e ganhos de escala na fabricação dos equipamentos, mas certamente com um ritmo mais lento.

Diniz (2018) argumentou que o PROINFA foi uma política pública essencial para a expansão da eólica no Brasil, com agentes estatais planejadores e, por vezes, executores. Porém, a sua principal contribuição foi o impulso dado ao investimento privado com um arcabouço regulatório e institucional estruturado para este fomento, o que se prova com a pouca participação acionária do Estado nos projetos. Considerando tanto o ACR quanto o ACL (ambiente de contratação livre), desde os primeiros parques instalados até aqueles em 2015, a participação societária dos projetos eólicos foi maior da iniciativa privada, com 67%, do que de empresas estatais, com 33% (DINIZ, 2018). Isso não diminui a importância do financiamento para empresas privadas via bancos públicos, pois eles concedem os empréstimos e não se tornam necessariamente acionistas dos empreendimentos.

Uma ressalva pode ser feita, porém, com relação à requisição de conteúdo local na produção. Ela precisa ser acompanhada de uma política industrial de longo prazo, que garanta o desenvolvimento da cadeia e dos empregos para além do momento de construção dos parques. Se não for o caso, a obrigação do conteúdo local pode gerar indústrias pouco competitivas, que não exportam seus produtos e não sobrevivem em um momento de enfraquecimento temporário do mercado ou de fim do requisito local. As políticas devem visar a sustentabilidade e a competitividade da indústria no longo prazo (OREAC, 2020).

Por meio do estudo do caso alemão, foi possível evidenciar o importante papel que o Estado teve no incentivo a uma fonte inicialmente cara, cuja competitividade não era atraente aos investidores do setor privado. Por meio de incentivos fiscais, planejamento centralizado e financiamento público, o governo proporcionou o avanço da energia eólica *offshore* no país dando condições às empresas geradoras de eletricidade de entrarem no setor com retornos garantidos. Além disso, fez-se ter a confiança de que esta era uma agenda com credibilidade e assegurada para o futuro. É possível dizer que experiências parecidas podem ser replicadas em outros países que tiverem suas instituições funcionando com o mesmo objetivo.

Para tal, Reichardt e Rogge (2015) apontam os pontos críticos que outros governos devem ter em mente: (i) estabelecer desde o início metas ambiciosas de longo prazo específicas para esta tecnologia (por exemplo, nos ganhos de escala e produtividade e reduções de custo); (ii) estabelecer uma agenda sistêmica de políticas que combatam falhas do mercado e que sejam, ao mesmo tempo, flexíveis para atender às contínuas mudanças na complexidade do sistema; e (iii) ser crível nas suas ambições para adquirir a confiança dos empresários. O Brasil, com a necessidade de expandir a sua matriz elétrica de forma renovável, pode se espelhar na experiência alemã e adaptar suas políticas para promover internamente a eólica *offshore*. Mais ainda, pode se basear na própria experiência nacional de incentivo à eólica *onshore*.

Assim, para a eólica *offshore* brasileira se desenvolver no curto prazo, entende-se que medidas semelhantes às inicialmente adotadas para a *onshore* seriam necessárias. O diagnóstico vem da observação de que os custos de capital inicial e variáveis ainda são muito grandes, o que na maioria das vezes torna os empreendimentos inviáveis economicamente. Para comparação, pode-se usar o cálculo de LCOE de Müller (2019) para empreendimentos de eólica *offshore* que poderiam ser implementados no Brasil, em diferentes localidades e condições. O preço mais barato encontrado foi de R\$404,06/MWh, para as taxas de câmbio e o nível de preços de 2018. Em contraste, o preço médio dos leilões de eólica *onshore* neste mesmo ano, como relatado no item IV.1.1, chegou a um patamar abaixo de R\$100,00/MWh.

Outro exemplo é o LCOE de referência para a média brasileira, calculado na análise de viabilidade econômica da presente monografia, que foi de R\$444,22/MWh no curto prazo, convergindo para a ideia de pouca atratividade quando comparado ao LCOE de referência da eólica *onshore*, de R\$171,87/MWh.

O contexto do Brasil atual, porém, é diferente do início da implantação da eólica, com maior segurança na oferta, o que pode desmotivar políticas de desenvolvimento de novas fontes

no curto prazo. Ainda, é possível afirmar que o país, de dimensões continentais, ainda possui vastos territórios que podem ser explorados utilizando parques *onshore*, o que não implicaria, por enquanto, na necessidade enfrentada pelos países europeus de deslocar a produção eólica para o mar devido à escassez de terras.

Além disso, observa-se um movimento recente, principalmente a partir de 2018, de recuo do Estado brasileiro no protagonismo do financiamento de incentivo à fonte, como relatado anteriormente. Os bancos públicos vêm adotando medidas para atrair mais investidores privados, como a diminuição da diferença entre as taxas de juros praticadas por eles e pelas instituições privadas e a promoção das debêntures de infraestrutura. O movimento seria reflexo tanto do ganho de competitividade atingido pela *onshore*, evidenciado pelos menores custos desde as suas primeiras participações no regime de leilões, quanto de uma transformação conjuntural na economia brasileira. O Brasil está em crise econômica e institucional e em processo de mudança na orientação de interferência governamental, com a predominância da ideia política de que o Estado deve diminuir seu papel como financiador do desenvolvimento. Com efeito, é difícil imaginar que possa ser feito um plano, nos moldes dos anteriores, pensado para incentivar a eólica *offshore* com atuação preponderante do setor público. Mesmo que essa atuação tenha sido essencial, como mostrado previamente, para a eólica até então.

Apesar de a fonte ter começado a ser contratada sem subsídios na Europa (ESMAP, 2019), local onde é mais madura, esta condição ainda parece longe de ser atingida no Brasil. Restaria, então, em um cenário sem fontes públicas e atrativas de financiamento, esperar o desenvolvimento da fonte no longo prazo. Neste sentido, o Brasil pode se beneficiar dos ganhos tecnológicos e regulatórios atingidos no exterior, que já possibilitam competitividade em outros países, além das sinergias com outras indústrias e do ganho de *know-how* adquirido pelas empresas eólicas já inseridas na indústria nacional.

Os poucos empreendimentos que buscam se licenciar para se instalarem no país ainda esbarram na regulação inexistente para este novo modelo, o que mostra a importância de um novo marco regulatório que inclua todas as questões inerentes a ele, inclusive a determinação do modelo de contratação e de propriedade das áreas a serem exploradas no oceano. Essa ideia vai de encontro com a economia institucionalista, que indica a importância da regulação e das regras que definem as políticas públicas para assegurar o investimento (DINIZ, 2018).

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

O tema da energia eólica *offshore* tomará grande importância no futuro próximo do Brasil. Em uma matriz elétrica dominada pela energia hidráulica, limpa, mas que já apresenta sinais de esgotamento para novas usinas e de fragilidade em relação às chuvas, a expansão do setor elétrico tende a ser dominado por outros tipos de fonte. Sendo a diversificação um objetivo a ser seguido em políticas de expansão de uma matriz energética, a eólica *offshore* deverá ter papel central nesse processo. É um desenvolvimento que não apenas cria empregos, como esta é uma fonte limpa e renovável, características fundamentais para promover o desenvolvimento econômico sustentável. Ela também aparenta ter bom potencial de exploração na costa brasileira, cujos ventos se mostraram favoráveis a uma grande produção.

O grande potencial de usinas eólicas *offshore* já foi percebido há décadas nos países da Europa. Hoje se pode verificar que o custo de geração caiu consideravelmente no continente, a ponto de propiciar projetos que evoluíram de forma competitiva sem mais a necessidade de subsídio estatal, o que é uma prova do avanço tecnológico e regulatório. Sabe-se que um escopo institucional preparado para atender à demanda do setor contribui largamente para o sucesso da indústria, como se viu na Alemanha. O Brasil pode se beneficiar das políticas de sucesso e adaptá-las ao contexto nacional, pois verificou-se que a eólica *offshore* ainda não é competitiva economicamente e não está devidamente prevista na legislação brasileira, situação pela qual passaram todos os países que consolidaram a fonte. Considerando o sucesso dos leilões tanto na eólica *onshore* brasileira quanto na *offshore* mundo afora, este modelo tende a ser adotado, assim como o modelo *open door*. Assim, os primeiros parques nacionais já estão em fases de planejamento ou licenciamento, mas vão ter que enfrentar alguns desafios para se consolidarem.

Os valores de LCOE encontrados na análise de viabilidade econômica no Brasil foram de R\$444,22/MWh para o curto prazo, R\$389,16/MWh no médio prazo e R\$307,78 no longo prazo. Todos esses valores convergiram para a tendência de queda futura nos custos e para o que a literatura fornece como referência em preços da eólica *offshore*. Embora sejam LCOEs similares aos de outros países que atualmente já investem pesadamente na fonte, o nível de custos para o mercado brasileiro, em relação às outras formas de geração, ainda é muito alto.

Com a comparação entre os tipos *onshore* e *offshore* da eólica no Brasil conclui-se que há necessidade de se adotar medidas semelhantes às do PROINFA para que a indústria *offshore* possa prosperar, caso este seja o interesse de curto prazo. Ela decorre do fato de as turbinas no mar serem pouco competitivas, contexto semelhante ao enfrentado pelas terrestres no início dos

anos 2000. Um novo programa como esse, porém, se mostra improvável frente ao movimento de menor presença do financiamento público, o que empurraria o desenvolvimento da *offshore* para o longo prazo. Nele, ela pode se tornar competitiva no mercado nacional ao se beneficiar do desenvolvimento tecnológico global, maturidade e ganhos de escala na indústria, que resultam na queda dos custos de construção, operação e logística.

Por fim, fica evidente que este trabalho não esgotou o tema da eólica *offshore* no Brasil. Para aprofundar o estudo de viabilidade econômica, é importante buscar um aprimoramento na métrica LCOE, que apresenta limitações (vide seção III.1.1), assim como considerar as regionalidades na determinação dos custos pode ocasionar resultados animadores. Outro ponto importante, que pode estimular mais interesse no investimento em tecnologias limpas, é a precificação dos impactos ambientais. Com a preocupação ambiental ganhando cada vez mais força, as estratégias empresariais e de financiamento podem precificar o “risco ambiental” de se investir em tecnologias poluentes, o que resultaria em ganhos de vantagem comparativa para as energias renováveis. Calcular esta e outras precificações dos impactos ambientais daria ainda maior robustez ao argumento de que se deve investir em tecnologias que combatem as mudanças climáticas, dentre as quais inclui-se a eólica *offshore*.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA FPA. **Proposta de licenciamento ambiental volta a ser foco no Congresso Nacional.** Agência FPA, 2021. Disponível em: <https://agencia.fpagropecuaria.org.br/2021/03/19/proposta-de-licenciamento-ambiental-volta-a-ser-foco-no-congresso-nacional/>, acessado em 07/04/2021.

ARAÚJO, B. e WILLCOX, L. D. **Reflexões Críticas sobre a Experiência Brasileira de Política Industrial no Setor Eólico.** 2018. BNDES Setorial 47, p. 163-220.

BRASIL. **Constituição (1988).** Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado Federal: Centro Gráfico, 1988.

BRASIL. **Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993.** Brasília, DF: Presidência da República, 1993. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L8617.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8617.htm)

BRASIL. **Lei nº 9.636, de 15 de maio de 1998.** Brasília, DF: Presidência da República, 1998. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9636.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9636.htm)

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm)

BRASIL. **Projeto de Lei nº 3729/2004**. Brasília, DF: Câmara dos Deputados, 2004. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=257161>

BRASIL. **Projeto de Lei nº 576/2021**. Brasília, DF: Senado Federal, 2021. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/146793>

BWE (BUNDESVERBAND WINDENERGIE). **Status of Offshore Wind Energy Development in Germany: First Half of 2020**. BWE, 2020. Disponível em: <https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Status%20of%20Offshore%20Wind%20Energy%20Development%20First%20Half%20of%202020.pdf>

CAMILLO, E. V. **As Políticas de Inovação da Indústria de Energia Eólica: Uma Análise do Caso Brasileiro com Base no Estudo de Experiências Internacionais**. Dissertação (Doutorado em Política Científica e Tecnológica) –Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

CANAL ENERGIA. **Primeira hidrelétrica construída no Brasil deixa de operar para o SIN**. CANAL ENERGIA, 2020. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53131200/primeira-hidreletrica-construida-no-brasil-deixa-de-operar-para-o-sin>, acessado em 16/04/2021.

CASTRO, N. et al. **Perspectiva da Energia Eólica Offshore**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/castro184.pdf>

CASTRO, N. e BRANDÃO, R. **Subsídios às Energias Renováveis?**. Broadcast. Agência do Estado de São Paulo, 2018. Disponível em: <https://geselartigos.com/2018/08/29/subsidios-as-energias-renovaveis/>, acessado em 16/04/2021.

CLEAR ENERGY WIRE. **Comparing old and new: Changes to Germany's Renewable Energy Act**. Clear Energy Wire, 2014. Disponível em: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/comparing-old-and-new-changes-germanys-renewable-energy-act>, acessado em 16/04/2021.

DANTAS, G. BRANDÃO, R. e ROSENAL, R. **A Energia na Cidade do Futuro: Uma Abordagem Didática sobre o Setor Elétrico**. Rio de Janeiro: Babilonia Cultural Editorial, 2015.

DE AZEVEDO, S. et al. **Assessment of Onshore Wind Power Potential along the Brazilian Coast**. *Energies*, v. 13, n. 10. MDPI: 2020. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/10/2557>

DINIZ, T. **Expansão da Indústria de Geração Eólica no Brasil: Uma Análise à Luz da Nova Economia das Instituições**. 2018. *Planejamento e Políticas Públicas* n. 50, p. 233-255.

DOS REIS, M. et al. **Economic analysis for implantation of an offshore wind farm in the Brazilian coast**. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 43, 100955. Rio de Janeiro: Elsevier, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100955>

DUTRA, R. e SZKLO, A. **A Energia Eólica no Brasil: Proinfa e o novo modelo do Setor Elétrico**. *In: Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia-CBE*. Rio de Janeiro, 2006. P. 842-868.

EIA (U.S. Energy Information Administration). **Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021**. Washington, DC: EIA, 2021. Disponível em: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity\\_generation.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf)

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020**. Brasília: EPE, 2020a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima**. Brasília: EPE, 2020b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-eolica-offshore-brasil>

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: EPE, 2020c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Plano Decenal de Energia 2030**. Brasília: EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>

ESMAP (ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANT PROGRAM). **Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets**. Washington, DC: World Bank, 2019. Disponível em: [https://www.esmap.org/going\\_global\\_offshore\\_wind](https://www.esmap.org/going_global_offshore_wind)

GONZÁLEZ, M. et al. **Regulation for offshore wind power development in Brazil**. Energy Policy, v. 145, 111756. Natal: Elsevier, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111756>

GWEC (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL). **Global Offshore Wind Report 2020**. Bruxelas, 2020. Disponível em: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020/>

IBAMA (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE). **Termo de Referência: Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental EIA/RIMA**. Brasília, DF: IBAMA, 2020. Disponível em: [https://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/publicacoes/2020-11-TR\\_CEM.pdf](https://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/publicacoes/2020-11-TR_CEM.pdf)

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **2017 Amendment of the Renewable Energy Sources Act (EEG 2017)**. IEA, 2016. Disponível em: <https://www.iea.org/policies/6125-2017-amendment-of-the-renewable-energy-sources-act-eg-2017>, acessado em 16/11/2020.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **Global share of electricity generation, 2018**. Paris: IEA, 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-share-of-electricity-generation-2018>, acessado em 16/04/2021.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **Offshore Wind Outlook 2019**. Paris: IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **Projected Costs of Generating Electricity 2020**. Paris: IEA, 2020a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **World Energy Outlook 2020**. Paris: IEA, 2020b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>



INFOMONEY. **Cotações - Juros Futuros.** 2021. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/ferramentas/juros-futuros-di/>, acessado em 23/03/2021.

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Innovation Outlook: Offshore Wind.** Abu Dhabi, 2016. Disponível em: <https://irena.org/publications/2016/Oct/Innovation-Outlook-Offshore-Wind>

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Offshore Wind.** Abu Dhabi, 2018. Disponível em: <https://irena.org/publications/2018/May/Leveraging-Local-Capacity-for-Offshore-Wind>

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Renewable Power Generation Costs.** Abu Dhabi, 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050.** Abu Dhabi, 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>

JOHNSTON, B. et al. **Levelized cost of energy, A challenge for offshore wind.** Renewable Energy. Belfast: Elsevier, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.030>

MÜLLER, M. **Análise de Tecnologias e Custos para Inserção da Energia Eólica Offshore na Costa Brasileira.** Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

OLIVEIRA, C. E. **Avaliação do Impacto da Alteração das Condições de Financiamento Sobre a Energia Eólica no Brasil: Evolução de Perspectivas.** Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

ONS (Operador Nacional do Sistema). Capacidade Instalada de Geração. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade\\_instalada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx), acessado em 24/02/2021.

OREAC (OCEAN RENEWABLE ENERGY ACTION COALITION). **The Power of Our Ocean.** Bruxelas, 2020. Disponível em: <https://gwec.net/oreac/>

PINTO JR., H. et. al. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016. 2ª edição.

PINTO, L. I. C. et. al. **O mercado brasileiro da energia eólica, impactos sociais e ambientais**. Revista Ambiente & Água, 2017. P. 1082-1100. Disponível em: <https://doi.org/10.4136/ambi-agua.2064>

PORTMAN, M. et al. **Offshore wind energy development in the exclusive economic zone: Legal and policy supports and impediments in Germany and the US**. Energy Policy, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.04.023>

RAVE (RESEARCH AT ALPHA VENTUS). **About RAVE: The research initiative for the first offshore wind farm project in Germany**. RAVE, 2020. Disponível em: <https://www.rave-offshore.de/en/about-rave.html>, acessado em 16/04/2021.

REICHARDT, K., ROGGE, K., **How the policy mix impacts innovation: Findings from company case studies on offshore wind in Germany**. Environ. Innovation Soc. Transitions, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eist.2015.08.001>

REICHARDT, K. et al. **Analyzing interdependencies between policy mixes and technological innovation systems: the case of offshore wind in Germany**. Technological Forecasting and Social Change, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2016.01.029>

SILVA, A. **Potencial Eólico Offshore no Brasil: Localização de Áreas Nobres Através de Análise Multicritério**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

TIGRE, P.B. **Gestão da Inovação: a economia da tecnologia no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2006.

VATTENFAL. **Horns Rev 1**. Vattenfall, 2021. Disponível em: <https://powerplants.vattenfall.com/horns-rev/>, acessado em 20/04/2021.

WWF (World Wildlife Fund for Nature). **Environmental Impacts of Offshore Wind Power Production in the North Sea**. Oslo: WWF Report, 2014. Disponível em: [https://www.wwf.no/assets/attachments/84-wwf\\_a4\\_report\\_havvindrapport.pdf](https://www.wwf.no/assets/attachments/84-wwf_a4_report_havvindrapport.pdf)