



## POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE NO BRASIL: LOCALIZAÇÃO DE ÁREAS NOBRES ATRAVÉS DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO

Amanda Jorge Vinhoza de Carvalho Silva

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

Orientador: Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro  
Fevereiro de 2019

POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE NO BRASIL: LOCALIZAÇÃO DE ÁREAS NOBRES  
ATRAVÉS DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO

Amanda Jorge Vinhoza de Carvalho Silva

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

Examinada por:

---

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

---

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

---

Ricardo Marques Dutra, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
FEVEREIRO DE 2019

Silva, Amanda Jorge Vinhoza de Carvalho

Potencial Eólico Offshore no Brasil: Localização de Áreas Nobres através de Análise Multicritério/ Amanda Jorge Vinhoza de Carvalho Silva. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XII, 90 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Roberto Schaeffer

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

Referências Bibliográficas: p. 82-90.

1. Potencial Eólico Offshore. 2. Análise Multicritério. 3. Sistema de Informações Geográficas. I. Schaeffer, Roberto. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

“In a dark place we find ourselves, and a little more knowledge lights our way.”

-Yoda

## Agradecimentos

Primeiramente, agradeço à COPPE/UFRJ pela excelência de ensino e estrutura, e ao CNPq e à FAPERJ, pelo apoio em forma de bolsa de estudo.

Agradeço enormemente ao meu orientador, professor Roberto Schaeffer, pela orientação, confiança, atenção e amizade. Obrigada por toda a experiência que compartilhou em aula, e por me desafiar e aconselhar ao longo desses dois anos.

Aos amigos do CEPEL, Ricardo Dutra e Sérgio Melo, obrigada por disponibilizarem os dados e o tempo imprescindíveis a este trabalho.

Ao Ricardo e ao Alexandre, agradeço por aceitarem fazer parte da minha banca e por todas as contribuições.

Aos demais professores do PPE, obrigada também por todo o conhecimento que passam aos alunos e pela maestria em fazê-lo. Foram dois anos de muito aprendizado.

Um muito obrigada, é claro, a todos os meus colegas e amigos de turma. Aos que estavam comigo nas aulas, no cafézinho, na praia, no bar e na carona. Vocês foram essenciais nesse caminho! Obrigada por toda a ajuda, momentos e trocas! Espero que nos esbarremos muito ainda pela vida profissional e boêmia.

Também não posso deixar de agradecer à equipe do PPE, principalmente, à Sandrinha e ao Paulo, por resolverem tudo com muita eficiência e deixarem as nossas vidas muito mais fáceis!

Finalmente, agradeço muito à minha família, que inclui Ian, Maia e meus amigos, por estarem na minha vida, por conseguirem me distrair do trabalho constantemente e por me darem paz, comida e apoio quando não conseguiram.

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

## POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE NO BRASIL: LOCALIZAÇÃO DE ÁREAS NOBRES ATRAVÉS DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO

Amanda Jorge Vinhoza de Carvalho Silva

Fevereiro/2019

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

Neste estudo, avalia-se o Potencial Eólico Offshore do Brasil, com o objetivo de mapear as melhores áreas para o desenvolvimento da fonte e estimar a capacidade que poderia ser instalada em águas brasileiras. A análise foi feita sob diferentes óticas: Teórica, Técnica, Ambiental, Social e Econômica, através da aplicação de limitações entre os níveis. Para tal, foram adquiridos dados do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) com as velocidades médias anuais de vento offshore de todo o litoral brasileiro, medidas a 100 metros de altura. Estes foram mapeados com o *software* ArcMap e, posteriormente, cruzados com as exclusões impostas a cada nível de potencial. A escolha final das Áreas Preferenciais se baseou em uma Análise Espacial Multicritério, que considera fatores econômicos comparativos. Os resultados indicam que o Potencial Teórico Offshore do Brasil é de 1.687,6 GW; o Potencial Técnico, de 1.064,2 GW; e o Potencial Ambiental e Social, o mais restrito, de 330,5 GW, o que, atualmente, corresponde ao dobro da potência total instalada no Brasil e a mais de 20 vezes a capacidade instalada de energia eólica onshore. As 10 Áreas Preferenciais, resultantes da análise econômica, somam uma capacidade instalável de cerca de 126 GW e estão localizadas no litoral do Nordeste do Brasil, entre os estados do Pará e do Rio Grande do Norte, e no litoral do Sul, em Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Sendo assim, este estudo conclui que, no que diz respeito à energia eólica offshore no Brasil, é possível aliar viabilidade técnica, minimização de custos e prevenção de impactos ambientais e sociais, a um ótimo recurso eólico.

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

OFFSHORE WIND ENERGY POTENTIAL ASSESSMENT FOR BRAZIL:  
IDENTIFICATION OF HOTSPOTS USING MULTI-CRITERIA ANALYSIS

Amanda Jorge Vinhoza de Carvalho Silva

February/2019

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

In this study, the Offshore Wind Energy Potential is assessed for Brazil, with the purpose of mapping the most suitable areas for the source's development and of estimating the capacity that could be installed in Brazilian waters. The analysis was performed under diverse perspectives: Theoretical, Technical, Environmental, Social and Economic, through the imposition of limitations between levels. Given that, data were acquired from the Electric Energy Research Center (CEPEL) containing the annual mean offshore wind speeds off the coast of Brazil, measured at a 100 meters height. They were mapped with the ArcMap software and then overlaid with the exclusions at each potential level. The final selection of Preferential Areas was based on a Multi-Criteria Spatial Analysis that considers comparative economic factors. Results indicate the Brazilian Offshore Wind Gross Potential is 1,687.6 GW; the Technical Potential is 1,064.2 GW; and the Environmental and Social Potential, the most restricted one, is 330.5 GW, what represents the double of the total capacity currently installed in the country and more than 20 times the onshore wind capacity. The 10 Preferential Areas, resulting from the economic analysis, total 126 GW of capacity and are located in the Northeast region, between the states of Pará and Rio Grande do Norte, and in the South region, in Santa Catarina and Rio Grande do Sul. Thus, this work concludes that, regarding offshore wind energy in Brazil, it is possible to combine technical viability, installation costs minimization and environmental and social impacts prevention, with a great wind resource.

## SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	1
2 O ESTADO DA ARTE DA ENERGIA EÓLICA .....	5
2.1 CENÁRIO DA ENERGIA EÓLICA NO MUNDO.....	5
2.1.1 Cenário da Energia Eólica Offshore .....	7
2.2 ASPECTOS FÍSICOS E TECNOLÓGICOS DA GERAÇÃO EÓLICA.....	11
2.2.1 Especificidades da Geração Eólica Offshore.....	14
2.3 VANTAGENS E DESVANTAGENS DA EÓLICA OFFSHORE.....	18
2.4 IMPACTOS DA EÓLICA OFFSHORE .....	19
2.4.1 Impacto Visual.....	19
2.4.2 Impacto Sonoro.....	20
2.4.3 Impactos sobre a fauna e flora .....	21
2.4.3.1 Aves e morcegos .....	21
2.4.3.2 Substrato e comunidades bentônicas .....	23
2.4.3.3 Peixes .....	24
2.4.3.4 Mamíferos marinhos .....	24
3 BASES CONCEITUAIS PARA A IDENTIFICAÇÃO DE ÁREAS NOBRES PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE.....	26
3.1 CRITÉRIOS DE <i>SITING</i> PARA PARQUES EÓLICOS.....	26
3.2 CRITÉRIOS DE <i>SITING</i> NA AVALIAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE .....	28
3.3 AVALIAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO NO BRASIL .....	32
3.3.1 Avaliação de Potencial Eólico Offshore no Brasil .....	33
4 METODOLOGIA .....	35
4.1 RECURSO EÓLICO OFFSHORE.....	38
4.2 POTENCIAL TEÓRICO OFFSHORE .....	39
4.3 POTENCIAL TÉCNICO OFFSHORE.....	39
4.4 POTENCIAL AMBIENTAL E SOCIAL OFFSHORE .....	41
4.4.1 Exclusões Ambientais .....	44

4.4.2 Exclussões Sociais .....	46
4.5 ANÁLISE DE DECISÃO MULTICRITÉRIO .....	48
4.5.1 Fatores .....	49
4.5.2 Aplicação da Metodologia de AHP .....	52
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	58
5.1 DESCRIÇÃO .....	58
5.1.1 Potencial Teórico Offshore .....	58
5.1.2 Potencial Técnico Offshore .....	59
5.1.3 Potencial Ambiental e Social Offshore.....	61
5.1.4 Ranking das alternativas e as Áreas Preferenciais para o Desenvolvimento .....	65
5.2 DISCUSSÃO .....	71
6 CONCLUSÕES.....	79
REFERÊNCIAS .....	82

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Os 10 países com maior capacidade eólica acumulada em 2017, em sentido horário. Fonte: Abeeólica (2018) a partir de GWEC (2018).....	5
Figura 2. Matriz Elétrica Brasileira, em GW. Fonte: Abeeólica (2018).....	6
Figura 3. Evolução da Capacidade Instalada Acumulada no Brasil, em MW. Fonte: Abeeólica (2018).....	6
Figura 4. Evolução dos investimentos em energia eólica no Brasil, em milhões (US\$). Fonte: Abeeólica (2018).....	7
Figura 5. Evolução da Capacidade Eólica Offshore Acumulada no mundo. Fonte: Adaptado de GWEC (2018). .....	8
Figura 6. Capacidade Eólica Offshore Acumulada em 2016 e 2017, por país. Fonte: Adaptado de GWEC (2018). .....	8
Figura 7. Trajetória do LCOE da eólica offshore entre 2015 e 2030, incluindo estimativas de projetos recentes. Fonte: Adaptado de Hundleby e Freeman (2017). .....	9
Figura 8. Projeções para o desenvolvimento da Eólica Offshore no mundo até 2030. Fonte: Adaptado de GWEC (2018). .....	11
Figura 9. Perfil de Vento na camada limite atmosférica. Fonte: Martins, Guarnieri e Pereira (2008).....	12
Figura 10. Componentes de um aerogerador. Fonte: Lage e Processi (2013). .....	13
Figura 11. Tipos de fundação offshore de acordo com a profundidade. Fonte: Adaptado de Musial e Ram (2010).....	15
Figura 12. Projetos Eólicos Offshore no mundo de acordo com a distância da costa, profundidade e fase. Fonte: Adaptado de Beiter et al. (2018). .....	16
Figura 13. Projetos Eólicos Offshore Flutuantes, operando e anunciados, de acordo com o ano de comissionamento e a profundidade. Fonte: Adaptado de Beiter et al. (2018). .....	17
Figura 14. Esquema da infraestrutura elétrica de parques eólicos offshore. Fonte: Adaptado de Gardner et al. (2009).....	18
Figura 15. Níveis de Potencial Eólico Offshore, conforme terminologia do NREL (BEITER; MUSIAL, 2016). Fonte: Adaptado de Musial et al. (2016a). .....	29
Figura 16. Exclusões Ambientais e de Outros Usos utilizadas no cálculo do Potencial Técnico da Europa. Fonte: Adaptado de Hundleby e Freeman (2017).....	30
Figura 17. Etapas da Avaliação do Recurso Eólico Offshore do Brasil, em seus diferentes níveis.....	35

Figura 18. Fatores da Análise Multicritério reclassificados conforme classe de viabilidade.....	54
Figura 19. Potencial Teórico. ....	58
Figura 20. Sobreposição da exclusão técnica de profundidade até 1000 m ao Potencial Teórico. ....	59
Figura 21. Potencial Técnico.....	60
Figura 22. Exclusões Ambientais e Sociais: Unidades de Conservação, Áreas Prioritárias para a Conservação, Distância da Costa, Recursos Ambientais e Sociais e Dutos.....	62
Figura 23. Sobreposição das Exclusões Ambientais e Sociais ao Potencial Técnico..	63
Figura 24. Potencial Ambiental e Social.....	64
Figura 25. Valoração Final das alternativas. ....	65
Figura 26. Ranking das Áreas Preferenciais. ....	67
Figura 27. Áreas Preferenciais destacadas no Nordeste e no Sul do Brasil.....	68
Figura 28. Faixas de profundidade das Áreas Preferenciais. ....	69
Figura 29. Proximidade de Subestações Elétricas, Linhas de Transmissão e Portos às Áreas Preferencias. ....	70
Figura 30. Comparação visual dos diferentes níveis de Potencial: Teórico, Técnico e Ambiental e Social, da esquerda para a direita. ....	71
Figura 31. Blocos Exploratórios e Campos de Produção de óleo e gás sobre a área do Potencial Ambiental e Social.....	76
Figura 32. Blocos Exploratórios e Campos de Produção de óleo e gás sobre as Áreas Preferenciais.....	77

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Exclusões Técnicas, Ambientais e Sociais aplicadas.....	36
Tabela 2. Critérios Ambientais selecionados, Grau de Importância e total de aplicações em 22 Estudos Revisados. ....	42
Tabela 3. Critérios Sociais selecionados, Grau de Importância e total de aplicações em 22 Estudos Revisados. ....	43
Tabela 4. Classificação dos fatores quanto à viabilidade econômica. ....	49
Tabela 5. Pontuação atribuída à classificação de viabilidade econômica dos fatores. ....	53
Tabela 6. Exemplo de matriz de comparação em pares. ....	55
Tabela 7. Escala de importância relativa. Fonte: Adaptado de Saaty (1990). ....	55
Tabela 8. Matriz de comparação em pares. ....	55
Tabela 9. Matriz de comparação em pares normalizada. ....	56
Tabela 10. Pesos dos fatores. ....	56
Tabela 11. Resultados por nível de Potencial. ....	71
Tabela 12. Resultados por Áreas Preferenciais. ....	74

# 1 INTRODUÇÃO

No contexto da crise climática pela qual passa o mundo, a busca por reduzir as emissões de gases do efeito estufa e a poluição atmosférica vem tornando a diminuição da dependência de combustíveis fósseis uma tendência global (IEA, 2018a). Um dos pilares que apoiam esta transição energética, juntamente com medidas de aumento de eficiência energética e mudanças no modelo de consumo, é o emprego de energias renováveis em detrimento das fontes convencionais de energia (IEA, 2018b, 2018a; THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL, 2018).

Em 2017, apesar de ter sido um ano em que a demanda energética mundial cresceu 2,1%, a geração elétrica subiu 3,1% e o nível de aumento das emissões de CO<sub>2</sub> do setor foi recorde, atingindo 1,4%, alguns países apresentaram redução nas emissões, principalmente por causa do desenvolvimento de energias renováveis (IEA, 2018a). Segundo a Agência Internacional de Energia, o setor energético é crucial para o atingimento das metas definidas no Acordo de Paris e, para que se concretize o cenário em que elas são cumpridas, a participação de fontes renováveis na matriz elétrica mundial deverá crescer do atual um quarto para dois terços até 2040 (IEA, 2018b).

Além de ser fundamental neste processo de transição, a diversificação da matriz energética através de fontes renováveis traz benefícios ambientais, econômicos, sociais e de saúde, promovendo, por exemplo, universalização do acesso, melhorias na qualidade do ar, segurança energética, redução de tarifas, desenvolvimento tecnológico e industrial, inclusive em áreas rurais ou isoladas, entre outros (IEA, 2018b; THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL, 2018).

Por isso, a participação de fontes renováveis na matriz energética e elétrica de diversos países vem crescendo vertiginosamente. Em 2017, as energias renováveis cresceram mais do que qualquer outra fonte, representando quase metade do acréscimo de geração elétrica do ano e atingindo uma fração de 25% da geração elétrica mundial (IEA, 2018a). No Brasil, onde 65,2% da energia elétrica é proveniente da fonte hidráulica, a parcela de renováveis vem aumentando ainda mais, chegando a 80,4%, graças à inserção de outras fontes, com destaque para a eólica (EPE, 2018a).

No que diz respeito à energia eólica, esta fonte vem colaborando significativamente para a transição energética mundial, sendo responsável pela maior parte do crescimento das renováveis em 2017 (36%), e com uma capacidade instalada que cresce mais de 50 GW por ano desde 2014, impulsionada principalmente por países

como China e Estados Unidos (GWEC, 2018; IEA, 2018a). Um aspecto interessante deste crescimento, e que deve se intensificar consideravelmente nos próximos anos, é a tendência mundial de migrar o desenvolvimento eólico para o mar.

O primeiro parque eólico offshore foi construído em 1991, na Dinamarca, como um projeto piloto para atestar a viabilidade de se gerar energia eólica no mar (ORSTED, 2017). Desde então, a capacidade acumulada instalada offshore no mundo atingiu 18,8 GW em 2017, distribuída em 17 países, sendo 84% concentrados na Europa e 15% apenas na China (GWEC, 2018).

Segundo o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, 2018), a tendência para os próximos anos é de que a capacidade continue num ritmo acelerado de crescimento, expandindo sua abrangência geográfica a outros mercados, principalmente na América do Norte e Ásia. Até 2030, é prevista a instalação de cerca de 10 GW por ano, totalizando uma capacidade instalada de 120 GW de energia eólica offshore no mundo. Além disso, fatores como a maturidade da indústria e avanços tecnológicos e regulatórios contribuirão com a queda dos custos, que eram a principal desvantagem da eólica offshore, tornando a fonte competitiva em cada vez mais mercados.

As razões que vêm impulsionando esta migração são diversas, mas, entre elas, se destacam: a falta de espaço e os crescentes conflitos em terra, principalmente em países da Europa, que são os líderes do desenvolvimento offshore; o aproveitamento dos ventos mais fortes e constantes; e a proximidade aos principais centros populacionais, localizados no litoral (GWEC, 2018; KALDELLIS; KAPSALI, 2013).

No caso do Brasil, além destas motivações, há os fatos, por exemplo, de que o país possui: uma extensa faixa costeira de quase 7.400 km (BRASIL, 2017); raríssima possibilidade de ocorrência de furacões (BBC, 2018), os quais podem aumentar significativamente os custos de projeto (BNEF, 2018); grande expertise em operações offshore, sendo a Petrobras uma companhia líder mundial de produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas (MORAIS, 2013); e um setor de energia eólica cada vez mais representativo e competitivo no cenário nacional (ABEEÓLICA, 2018). Contudo, e apesar de já haver um crescente interesse de empresas, inclusive da Petrobras, em seguir a tendência mundial de instalar parques eólicos no mar (EPE, 2018b; PETROBRAS, 2018), pouco se sabe sobre o real potencial eólico offshore do país.

A Avaliação do Potencial Eólico Offshore é o primeiro passo para justificar e promover o eventual desenvolvimento da fonte. Este tipo de estudo já foi conduzido por diversos países que têm ou pretendem ter parques eólicos instalados em suas águas e consiste, primeiramente, em analisar o recurso eólico offshore. Uma vez atestada a

existência de bons ventos para a geração elétrica, é possível aprofundar a análise através da consideração de uma série de outros fatores e restrições espaciais, que serão detalhados neste trabalho.

Embora apresente menos conflitos do que o continente, o ambiente marítimo também possui diversos usos, que impõem restrições à instalação de projetos de geração elétrica (HO et al., 2018). O conhecimento e gerenciamento de todos estes usos garantem a otimização do aproveitamento dos recursos disponíveis e o desenvolvimento sustentável e compartilhado de todas as atividades, de forma a minimizar os impactos de uma atividade sobre as demais e também sobre o ambiente (UNESCO, 2011). Portanto, caracterizar o recurso eólico offshore e a sua disponibilidade, ou seja, como o seu aproveitamento pode ser afetado por outros usos do ambiente marinho e também por questões técnicas e econômicas, é uma medida estratégica para o planejamento energético nacional de médio e longo prazos.

Com base nisso, o objetivo deste trabalho é realizar uma Avaliação do Potencial Eólico Offshore do Brasil, analisando o recurso eólico concomitantemente com algumas restrições técnicas, ambientais, sociais e econômicas, a fim de mapear as melhores áreas para o desenvolvimento da fonte e estimar a capacidade que poderia ser instalada em águas brasileiras no curto e médio prazos.

Sendo assim, este estudo está dividido em 6 Capítulos. Neste primeiro, introduzem-se os fatores motivadores da escolha do tema e os objetivos da análise.

No Capítulo 2, contextualiza-se a energia eólica, apresentando-se: os cenários onshore e offshore, com as capacidades instaladas mundialmente, os principais mercados e as tendências futuras esperadas; os aspectos físicos e tecnológicos básicos da energia eólica, bem como as especificidades da tecnologia offshore; as principais vantagens e desvantagens da eólica offshore, em comparação com a onshore; finalmente, os impactos ambientais e sociais negativos da eólica offshore.

No Capítulo 3, apresenta-se uma revisão bibliográfica apoiada em outros estudos internacionais de *siting* de parques eólicos e de avaliação de potencial eólico offshore. Destacam-se: os países em que este tipo de estudo já foi realizado, visando enfatizar a relevância do tema; as metodologias empregadas, bem como os critérios considerados e as principais conclusões das análises; os estudos já realizados no Brasil e em que patamar se encontra a literatura nacional.

No Capítulo 4, detalha-se a metodologia selecionada para realizar a Avaliação do Potencial Eólico do Brasil. A ideia central da análise é a de que a mesma pode ser realizada sob diferentes óticas, dependendo de sua finalidade ou público-alvo. Sendo assim, o Potencial Eólico Offshore brasileiro foi analisado em 3 níveis: Teórico, Técnico

e Ambiental e Social, através da aplicação de exclusões entre um nível e o próximo. Posteriormente, com fins de fazer uma comparação econômica das áreas pré-selecionadas dentro do Potencial Ambiental e Social, foi realizada uma Análise Multicritério, considerando fatores que afetam os custos de um parque eólico offshore. Assim, foi gerado um ranking, ou ordenamento, culminando na seleção das 10 Áreas Preferenciais ao desenvolvimento da energia eólica offshore no Brasil.

No Capítulo 5, expõem-se os resultados da análise, que incluem mapas e cálculos da área e da capacidade instalável em cada nível de Potencial avaliado e nas Áreas Preferenciais, e a discussão dos mesmos. Finalmente, no Capítulo 6, apresentam-se as principais conclusões do estudo, com base nos resultados, bem como as limitações encontradas, propostas para estudos futuros e as aplicações da avaliação no cenário nacional de planejamento energético.

## 2 O ESTADO DA ARTE DA ENERGIA EÓLICA

### 2.1 CENÁRIO DA ENERGIA EÓLICA NO MUNDO

Conforme dados do relatório anual do GWEC, o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, 2018), a capacidade eólica total instalada no mundo atingiu 539,1 GW em 2017, dos quais 52,5 GW foram instalados apenas naquele ano. Pela Figura 1, observa-se que o país líder é a China, com 35% do total, ou 188,4 GW, seguida por Estados Unidos, com 89,1 GW, Alemanha, com 56,1 GW, e Índia, com 32,8 GW. Quanto às novas instalações, apesar do declínio em relação ao ano recorde de 2015, os países asiáticos lideram o crescimento, seguidos pela Europa e a América do Norte.

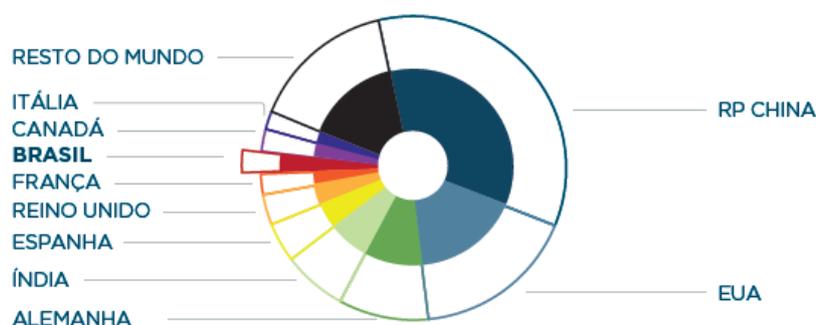


Figura 1. Os 10 países com maior capacidade eólica acumulada em 2017, em sentido horário.  
Fonte: Abeeólica (2018) a partir de GWEC (2018).

O Brasil, atualmente, ocupa o oitavo lugar no ranking dos países com maior capacidade eólica instalada (Figura 1), e é um dos nove com mais de 10 GW (GWEC, 2018). Conforme a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA, 2018), em 2017, foram instalados 2,0 GW de capacidade, totalizando 14,8 GW, o que representava mais de 8% da matriz elétrica nacional (Figura 2). Até 2023, a perspectiva é de que se atinjam quase 18 GW de capacidade instalada onshore (Figura 3).

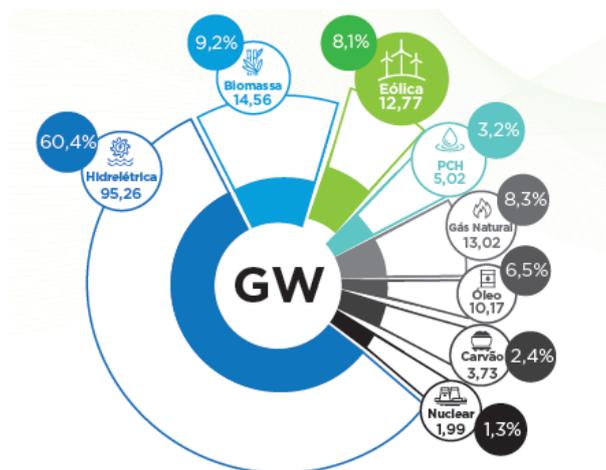


Figura 2. Matriz Elétrica Brasileira, em GW. Fonte: Abeeólica (2018).



Figura 3. Evolução da Capacidade Instalada Acumulada no Brasil, em MW. Fonte: Abeeólica (2018).

A energia eólica representa a tecnologia com os preços mais competitivos em diversos mercados, sendo mais barata que fontes fortemente subsidiadas, como fósseis e nuclear (GWEC, 2018). Em mercados como Marrocos, Índia, México e Canadá, por exemplo, os preços estão próximos dos 0,03 USD/kWh (GWEC, 2018).

No Brasil, o preço resultante dos leilões de energia vem variando por causa da recessão econômica nacional e mundial, desvalorização da moeda e mudanças na regulação (IRENA, 2017). Nos 3 últimos leilões de energia (1 em 2017 e 2 em 2018), os preços ficaram abaixo de 0,03 USD/kWh, atingindo 0,024 USD/kWh (0,090 R\$/kWh) no último leilão realizado até a confecção do presente trabalho, em agosto de 2018 (CCEE, 2017, 2018a, 2018b). Além disso, é a fonte, dentre as renováveis, em que mais se investe no país, tendo recebido 58% dos investimentos em 2017 (Figura 4), o equivalente a R\$11,4 bilhões (ABEEÓLICA, 2018).

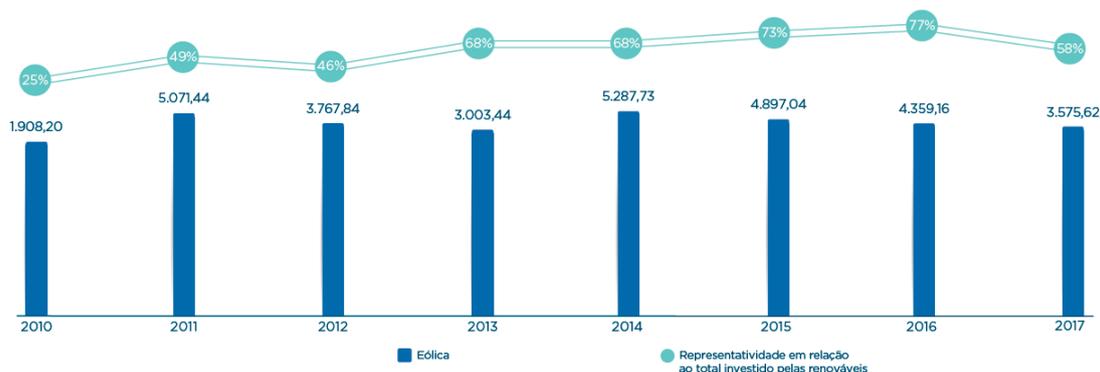


Figura 4. Evolução dos investimentos em energia eólica no Brasil, em milhões (US\$). Fonte: Abeeólica (2018).

A fonte eólica vem exercendo um papel importantíssimo na transição energética global, se mostrando limpa, confiável e financeiramente competitiva. O surgimento da geração híbrida de solar e eólica, sofisticados sistemas de gerenciamento de rede e tecnologias de armazenamento cada vez mais acessíveis, prometem tornar a fonte ainda mais viável nos próximos anos (GWEC, 2018).

### 2.1.1 Cenário da Energia Eólica Offshore

No ano de 2017, foi descomissionado o primeiro parque eólico offshore a ser instalado no mundo, o Vindeby Offshore Wind Park. O parque foi construído em 1991, na Dinamarca, como um projeto piloto para atestar a viabilidade de se gerar energia eólica no mar (ORSTED, 2017). Atualmente, pouco mais de 25 anos depois da instalação do Vindeby, a energia eólica offshore se estabeleceu como uma fonte técnica e comercialmente viável em diversos países do mundo (GWEC, 2018).

De acordo com o relatório anual de energia eólica do Global Wind Energy Council (GWEC, 2018), a capacidade instalada offshore no mundo somou mais de 18,8 GW em 2017, distribuídos em 17 países. Pela Figura 5, a capacidade acumulada mais do que quadruplicou entre 2011 e 2017, com taxas anuais de incremento que apresentam uma tendência crescente. Apenas em 2017, foi instalado um número recorde de 4,3 GW de capacidade, em 9 países, representando um crescimento de 95% em relação ao incremento anual de 2016. A Figura 6 destaca os incrementos por país em 2017, bem como o ranking de capacidades acumuladas.

Além do crescimento em termos de capacidade, também vem ocorrendo a expansão para novos mercados, principalmente na América do Norte e na Ásia. Até o final de 2017, 84% da capacidade (15,8 GW) estava concentrada em 11 países da Europa, sendo 36% apenas no Reino Unido, seguido pela Alemanha, com 28,5%. A

China ocupava o terceiro lugar do ranking, com uma capacidade equivalente a 15% da mundial. O outro 1% de capacidade fora da Europa se dividia entre Vietnã, Japão, Coreia do Sul, Taiwan e Estados Unidos (GWEC, 2018).

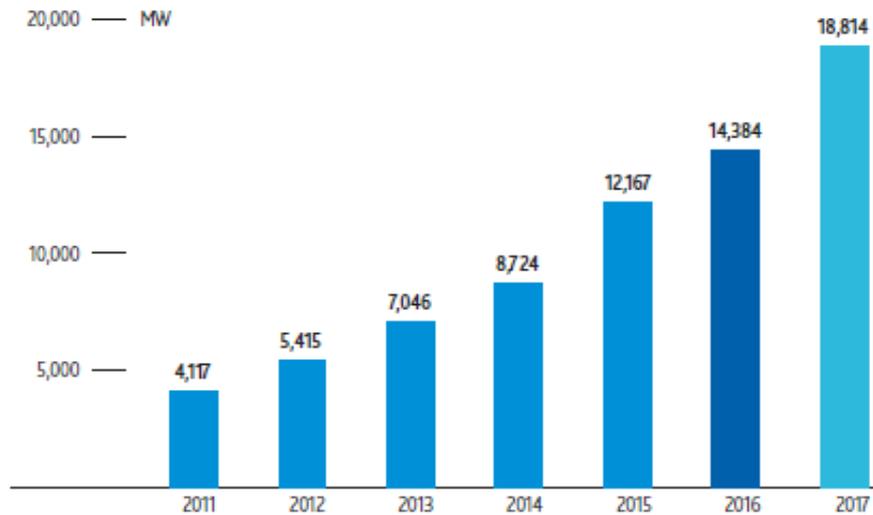


Figura 5. Evolução da Capacidade Eólica Offshore Acumulada no mundo. Fonte: Adaptado de GWEC (2018).

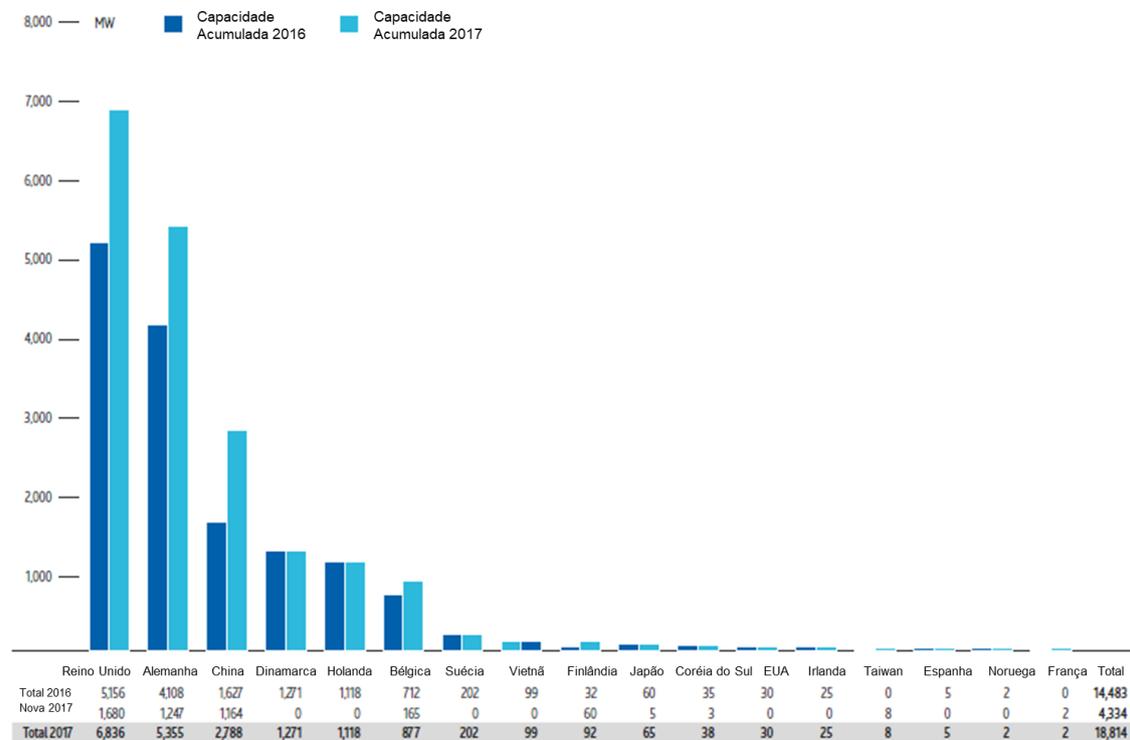


Figura 6. Capacidade Eólica Offshore Acumulada em 2016 e 2017, por país. Fonte: Adaptado de GWEC (2018).

Em termos de competitividade econômica, os custos vêm caindo e a tendência é de que continuem neste ritmo. A Figura 7 ilustra esta trajetória de queda nos valores do LCOE<sup>1</sup> entre 2015 e 2030 e também o LCOE aproximado de projetos que recentemente ganharam leilões competitivos. O LCOE de projetos eólicos offshore caiu significativamente na última década, diante do amadurecimento da indústria e da tecnologia. A redução foi brusca e não linear, devido a rápidas mudanças referentes aos custos de financiamento de projetos, à tecnologia das turbinas, às capacidades da cadeia produtiva e aos leilões de energia competitivos (GWEC, 2018; HUNDLEBY; FREEMAN, 2017).

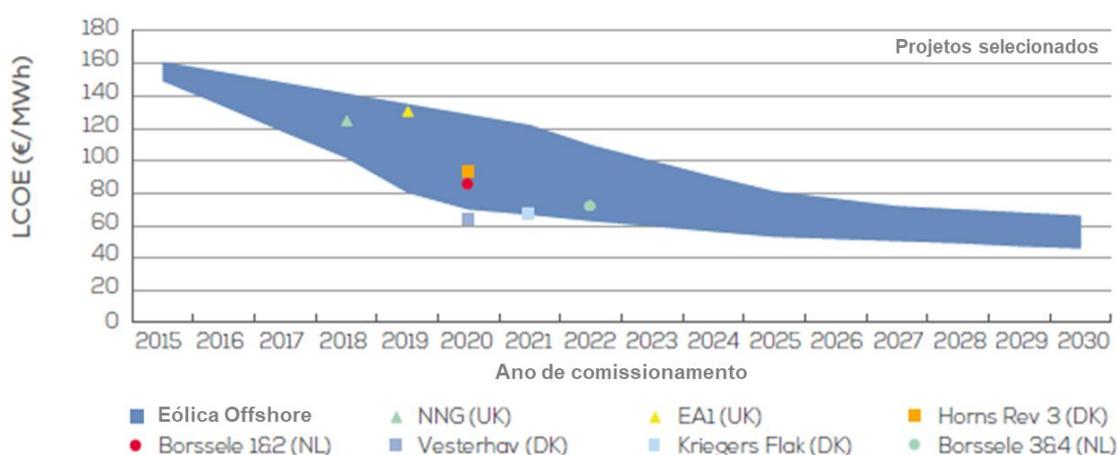


Figura 7. Trajetória do LCOE da eólica offshore entre 2015 e 2030, incluindo estimativas de projetos recentes. Fonte: Adaptado de Hundleby e Freeman (2017).

Entre 2015 e 2030, conforme a indústria continua a crescer, são esperadas mais quedas no LCOE da fonte, primeiramente devido à redução nos custos de financiamento perante a redução da percepção de risco dos investidores. Em seguida, vêm os avanços tecnológicos, principalmente os relativos às turbinas (HUNDLEBY; FREEMAN, 2017).

Segundo estudo da BVG Associates (VALPY et al., 2017), os esforços da indústria se concentrarão em inovações tecnológicas como: a introdução de turbinas com capacidades nominais maiores e com rotores mais eficientes, aumentando a confiabilidade e a produção de energia; a introdução de estruturas que possibilitem a instalação em águas mais profundas e que suportem turbinas maiores, fazendo uso da expertise do setor de óleo e gás offshore, por exemplo; métodos de construção e de manutenção e operação mais adequados, com embarcações e equipamentos que operem em uma maior gama de condições; maiores investimentos na fase de

<sup>1</sup> LCOE é o *Levelized Cost of Energy*, ou Custo Nivelado da Energia, e é um padrão utilizado pelo setor para comparar o custo de diferentes fontes de energia.

desenvolvimento de parques, pensando a otimização do layout das turbinas e as rotas de cabeamento, entre outros.

Além disso, o aumento da competição no setor e a visão de longo prazo do mercado também terão um grande impacto no processo. De qualquer maneira, o LCOE de projetos específicos dependerá de como se desenvolverão o mercado e as políticas de incentivo em cada país (HUNDLEBY; FREEMAN, 2017).

Para BVG Associates, em contribuição ao GWEC (GWEC, 2018), projetos que iniciem a geração no início da década de 2020 podem produzir a um LCOE abaixo de 70 EUR/MWh, incluindo os custos de conexão à rede onshore. Já em 2030, os LCOEs podem atingir valores abaixo de 60 EUR/MWh.

Na Alemanha, segundo país em capacidade instalada de eólica offshore em 2017 (GWEC, 2018), por exemplo, o LCOE para a eólica offshore em 2018 variava entre 74,9 e 137,9 EUR/MWh, enquanto que, para a eólica onshore, estava entre 39,9 e 82,3 EUR/MWh (KOST et al., 2018). Em 2035, a estimativa é de que o LCOE para a eólica offshore esteja entre 56,7 e 100,7 EUR/MWh, e entre 34,9 e 70,9 EUR/MWh para a onshore (KOST et al., 2018).

Tanto na Alemanha quanto na Holanda, a fonte eólica offshore já começa a ser leiloadada sem subsídios, ou seja, os ganhadores dos leilões recebem apenas o preço de venda do mercado de eletricidade, sem remuneração extra por MWh gerado, ficando expostos aos riscos do mercado competitivo de energia (GWEC, 2018). Estes são indícios de que a falta de competitividade econômica, um dos principais entraves ao desenvolvimento da energia eólica offshore, vem sendo superada.

Diante da redução de custos, até 2030, é prevista a instalação de cerca de 10 GW por ano, totalizando uma capacidade instalada de 120 GW mundialmente (Figura 8). Além disso, é esperado que a tecnologia de turbinas flutuantes se torne economicamente competitiva, o que possibilitará a instalação de parques em águas mais profundas e a agregação de novos mercados (GWEC, 2018).

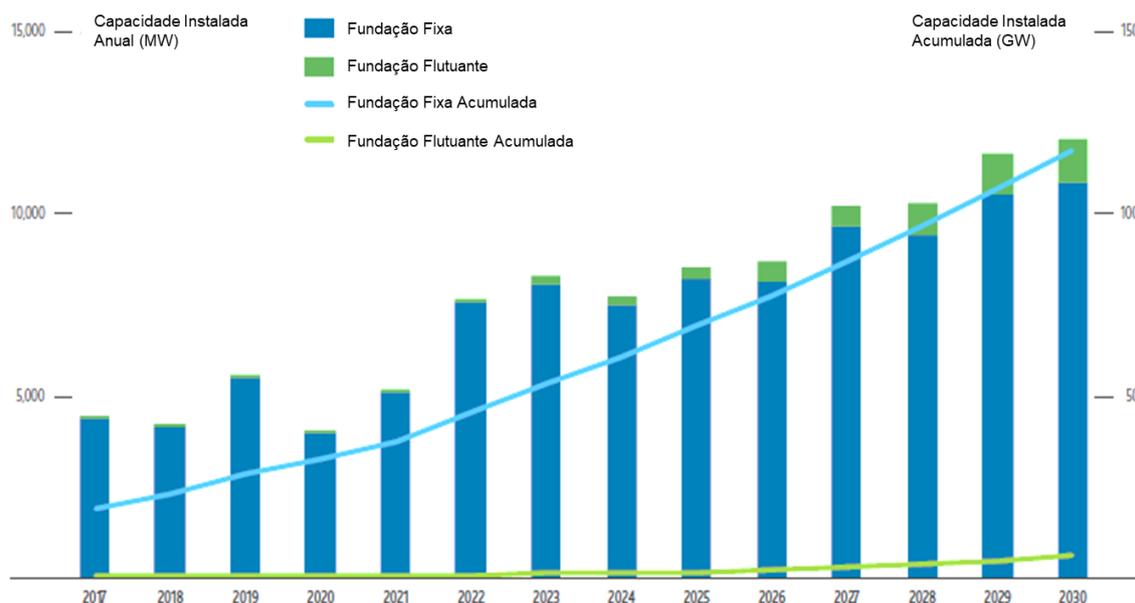


Figura 8. Projeções para o desenvolvimento da Eólica Offshore no mundo até 2030. Fonte: Adaptado de GWEC (2018).

No Brasil, ainda não há parques eólicos offshore instalados. Porém, a Petrobras já anunciou, para 2022, a instalação de um projeto piloto offshore no estado do Rio Grande do Norte (PETROBRAS, 2018). Além desta planta piloto, que ficará localizada a 20 km da costa de Guamaré, em uma profundidade de 12 a 16 metros, há mais dois projetos de eólicas offshore em fase inicial de licenciamento junto ao Ibama, ambos no estado do Ceará: o Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I, com 400 MW e localizado a uma distância de 3 a 8 km da costa e a profundidades de 7 a 12 metros, e o complexo Eólico Caucaia, com 416 MW, distância da costa entre 2 e 9 km e profundidade variando de 0 a 15 metros (EPE, 2018b).

Contudo, ainda não existe marco regulatório para a exploração do potencial eólico offshore no Brasil. Assim, questões fundamentais para o processo de desenvolvimento da fonte, como aspectos do licenciamento ambiental e modelo de concessão de áreas, ainda não foram definidas (EPE, 2018b).

## 2.2 ASPECTOS FÍSICOS E TECNOLÓGICOS DA GERAÇÃO EÓLICA

A geração de energia eólica depende diretamente da velocidade de vento no local, que é afetada por diversos fatores. Nos níveis atmosféricos mais baixos, o relevo e a presença de obstáculos moldam o escoamento do ar sobre a superfície terrestre e geram turbulências no fluxo. A região atmosférica que sofre influência do atrito com a superfície é chamada de camada limite e sua altura varia entre 100 e 3000 m. Contudo,

esta influência é maior nos primeiros 50 a 100 m de altura, e depende da rugosidade da superfície (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008).

Basicamente, a velocidade do vento diminui com a proximidade à superfície terrestre (Figura 9), dependendo da cobertura da mesma e obedecendo a um perfil vertical aproximadamente logarítmico, dado pela equação (1), onde a velocidade na altura desejada ( $v(h)$ ) é dada em função da altura desejada ( $h$ ), da velocidade de referência ( $v_{ref}$ ), da altura de referência ( $h_{ref}$ ) e do coeficiente de rugosidade ( $z_0$ ).

$$v(h) = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (1)$$

O coeficiente de rugosidade ( $z_0$ ) é função da cobertura da superfície. Para o mar, geralmente é atribuído o valor de 0,0002 a este coeficiente, o qual será maior para florestas ou cidades, que possuem obstáculos de diversas alturas (GARDNER et al., 2009; PICOLO; RÜHLER; RAMPINELLI, 2014; WIERINGA, 1992). Por este motivo, os ventos offshore sofrem menor influência da superfície do que os onshore. Além disso, para o ambiente offshore, a turbulência é menor, reduzindo cargas mecânicas e resultando numa maior geração elétrica para uma mesma turbina e mesma velocidade de vento (SHU; LI; CHAN, 2015).

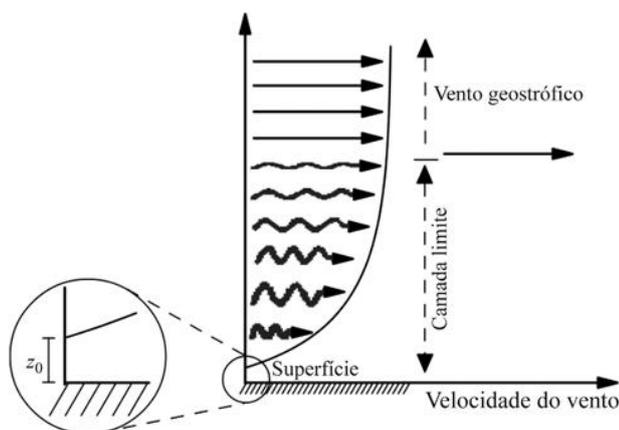


Figura 9. Perfil de Vento na camada limite atmosférica. Fonte: Martins, Guarnieri e Pereira (2008).

A energia cinética contida no vento é convertida em energia mecânica pelas pás das turbinas eólicas, que, posteriormente, é convertida em energia elétrica pelo gerador. Os aerogeradores são divididos em dois tipos: os de eixo horizontal, que são os mais comuns, e os de eixo vertical. Uma turbina de eixo horizontal é composta basicamente por três partes: rotor, nacele e torre (Figura 10). O rotor está na interseção das pás da turbina, à frente da nacele. A nacele está localizada sobre a torre e abriga o gerador, a

caixa de engrenagens, o sistema de controle, aparelhos de medição do vento e motores para rotação para melhor posicionamento em relação ao vento (DUTRA, 2008). A torre sustenta e posiciona o rotor. A sua altura determina também a altura do rotor e, conseqüentemente, a altura em que o vento será interceptado.

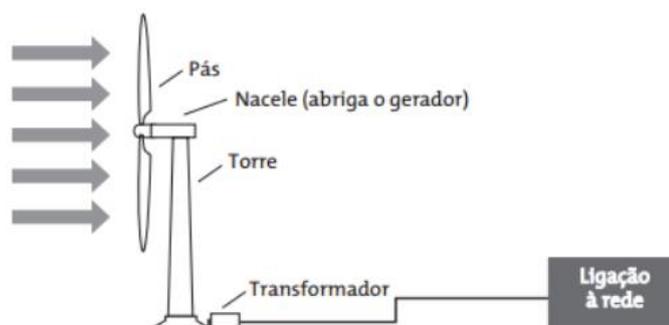


Figura 10. Componentes de um aerogerador. Fonte: Lage e Processi (2013).

A potência ( $P$ ) disponível no vento fluindo perpendicularmente com velocidade ( $u$ ) através de uma área ( $A$ ), que representa a área do rotor da turbina é dada por (2), onde a densidade do ar, representada por ( $\rho$ ) é função da pressão atmosférica e da temperatura do ar locais.

$$P = \frac{1}{2} \rho A u^3 \quad (2)$$

Contudo, a energia do vento não é totalmente extraída pelas pás, pois a quantidade de energia mecânica que pode ser extraída da corrente de ar livre de fluxo por um conversor de energia é limitada. O valor máximo teórico de aproveitamento da potência disponível é dado pelo coeficiente de Betz e é de 59,3% (PICCOLO; RÜHLER; RAMPINELLI, 2014).

Além disso, há a influência de uma turbina sobre a outra, chamada de efeito esteira. Quando o vento passa por uma turbina e a energia é extraída, o vento que sai da turbina tem velocidade menor do que quando entrou. Conforme o fluxo continua livremente, este efeito se dissipa e o fluxo original é recuperado (GARDNER et al., 2009). Por isso, é necessária uma distância mínima entre turbinas para evitar as perdas na geração pelo efeito esteira. O posicionamento das turbinas em um parque é chamado de *layout*, e a sua otimização a fim de atingir a máxima geração de eletricidade é feita através de softwares computacionais.

Outras perdas estão relacionadas, entre outros, à eficiência elétrica; à disponibilidade da turbina, que computa o tempo em que a turbina não produz

eletricidade, seja por defeitos ou manutenção, por exemplo; e à performance da turbina, que é dada pela curva de potência indicada pelo fabricante (GARDNER et al., 2009).

Na prática, cada turbina possui uma potência nominal, que a caracteriza. Tanto as características do vento e do local, como as da turbina, irão influenciar na escolha do modelo da turbina a ser instalado. A curva de potência de uma turbina relaciona a potência entregue com a velocidade do vento, dentro do intervalo de funcionamento do aparelho, que vai desde a velocidade de *cut-in* até a de *cut-out*. A primeira representa a menor velocidade de vento requerida para a geração de energia, e normalmente fica entre 3,0 e 5,0 m/s. A outra, que chega aos 25 m/s, é o limite máximo de velocidade em que a turbina trabalha e após o qual, a turbina é desligada para prevenir danos (SHU; LI; CHAN, 2015). Portanto, a energia só é gerada neste intervalo de velocidades, o qual deve ser compatível ao recurso de vento do local.

Dentro do intervalo, há ainda a velocidade nominal, a partir da qual a geração de energia é máxima, atingindo a potência nominal/máxima da turbina. Assim, velocidades abaixo da nominal geram menos energia do que a máxima possível. A relação entre a Produção de Energia real ( $E_r$ ) e a Produção de Energia Nominal ( $E_n$ ), que corresponde à energia gerada pela turbina se esta trabalhasse na potência nominal durante todo o tempo de operação, é dada pelo Fator de Capacidade da turbina, expresso por (3). Assim, quanto maior este fator, mais eficiente é a turbina, dadas as condições de operação.

$$FC = \frac{E_r}{E_n} \quad (3)$$

### 2.2.1 Especificidades da Geração Eólica Offshore

As turbinas eólicas offshore possuem basicamente os mesmos aspectos tecnológicos das turbinas onshore. Contudo, elas tendem a ser maiores, visando, principalmente, a redução dos custos por MW de potência instalado. Segundo (BEITER et al., 2018), em 2017, a potência média de turbinas offshore foi de 5,3 MW, com diâmetro do rotor de 141 m e altura do rotor de 98 m. E suas projeções indicam que, em torno de 2025, a potência média poderá atingir os 11 MW.

Além do tamanho, as fundações das turbinas offshore diferem das onshore, pois são instaladas no fundo oceânico e devem se adequar a seus aspectos geológicos específicos e às diferentes profundidades, ou seja, alturas de lâmina d'água. A Figura 11 mostra os diferentes tipos de fundação, de acordo com a profundidade de instalação da turbina.

Para águas rasas, com menos de 30 m de profundidade, o usual são as fundações fixas de gravidade ou de mono estaca, sendo o último o mais utilizado e com maior expertise atrelada. Para profundidades médias, de 30 a 60 m, são indicadas fundações fixas tipo jaqueta ou tripé/multipé. E para águas profundas, a partir dos 60 m de profundidade, vem sendo aperfeiçoada a tecnologia de fundações flutuantes, dos tipos semissubmersíveis, *spar buoys* e pernas tensionadas, que muito se assemelham às fundações de plataformas de petróleo e gás (DVORAK; ARCHER; JACOBSON, 2010; MUSIAL; RAM, 2010).

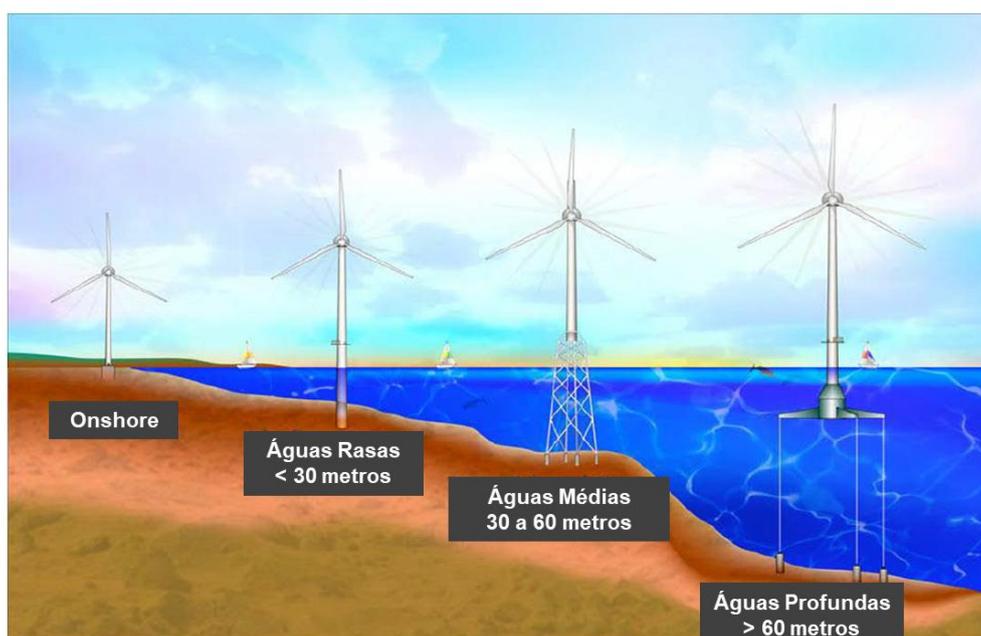


Figura 11. Tipos de fundação offshore de acordo com a profundidade. Fonte: Adaptado de Musial e Ram (2010).

Conforme Beiter et al. (2018), o tipo de fundação mais empregado atualmente é o de mono estaca, ou *monopile*, com 80% do total de estruturas instaladas. Contudo, a indústria tem o intuito de desenvolver uma crescente gama de tecnologias, visando reduzir custos e lidar com profundidades maiores e condições geotécnicas adversas. Assim, a perspectiva futura é de maior participação de estruturas flutuantes e de maior diversidade entre as estruturas fixas (não flutuantes).

A profundidade de instalação influencia não só no tipo de fundação, mas, juntamente com a distância da costa, demanda um compromisso entre o aumento nos custos e a redução dos conflitos com o meio ambiente e com atividades humanas. Até 2008, todas as instalações offshore se localizavam em águas rasas, de até 30 m de profundidade. Já em 2014, houve grande desenvolvimento em águas médias, de 30 a 60 m de profundidade, mais afastadas da costa (U.S. DOE, 2015). A Figura 12,

elaborada pelo NREL (BEITER et al., 2018), ilustra a distribuição dos projetos eólicos offshore do mundo até 2017, em função da profundidade e da distância da costa, detalhando também a fase e a capacidade de cada projeto. É possível observar que a maior parte dos parques se concentra em águas rasas e médias (até 50 metros, aproximadamente) e próximos à costa, até os 50 km de distância.

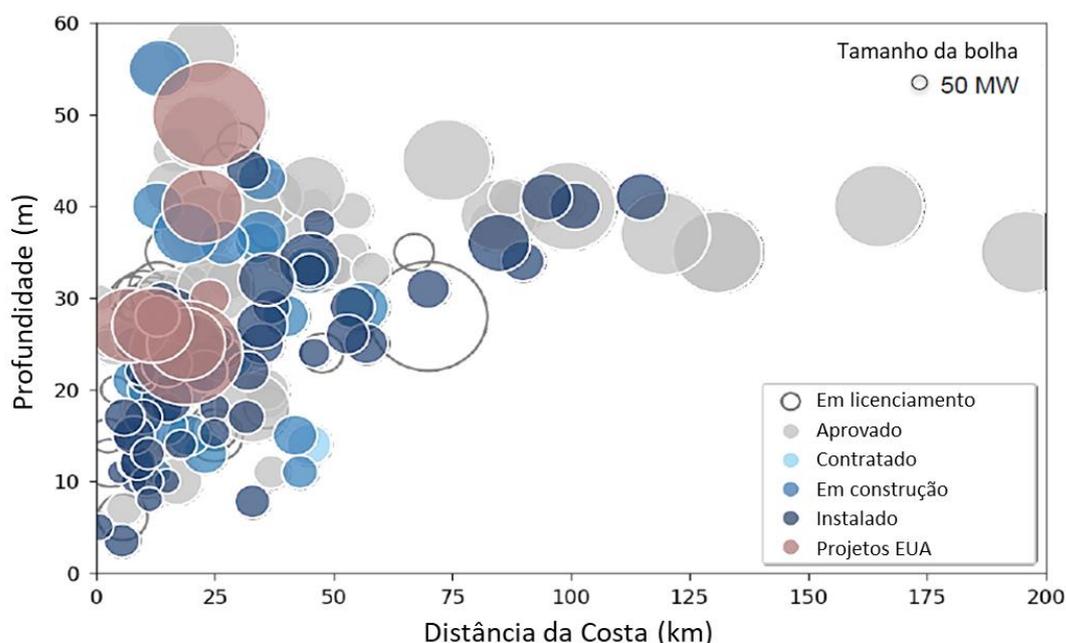


Figura 12. Projetos Eólicos Offshore no mundo de acordo com a distância da costa, profundidade e fase. Fonte: Adaptado de Beiter et al. (2018).

Segundo o relatório do GWEC (GWEC, 2018), em 2017, a profundidade média de instalação caiu um pouco em relação a 2016, indo de 29,2 m para 27,5 m, assim como a distância da costa média, que saiu de 43,5 km para 41 km. Dentre os projetos novos, em fase de aprovação ou de licenciamento, embora muitos ainda respeitem esta tendência, outros devem se localizar mais afastados da costa, até os 200 km de distância (BEITER et al., 2018).

Quanto à capacidade instalada por parque, a tendência é de que sejam cada vez maiores, visto que a capacidade média dos parques conectados à rede foi 34% maior do que em 2016, atingindo 493 MW (GWEC, 2018).

A Figura 13 ilustra os projetos localizados em profundidades maiores, até os 1000 m, ou seja, os projetos com turbinas flutuantes. Em 2017, o primeiro parque flutuante do mundo, o Hywind Scotland, entrou em operação, com 6 turbinas flutuantes de 5 MW, totalizando 30 MW de capacidade, e em águas variando entre 95 e 129 m de profundidade. As turbinas que foram utilizadas podem ser instaladas em profundidades de até 800 m, e o objetivo é que estes parques flutuantes tenham capacidades de 500

a 1000 MW (EQUINOR, 2017, 2018). Conforme (BEITER et al., 2018), até 2017, havia 55 MW de parques flutuantes instalados ou em construção.

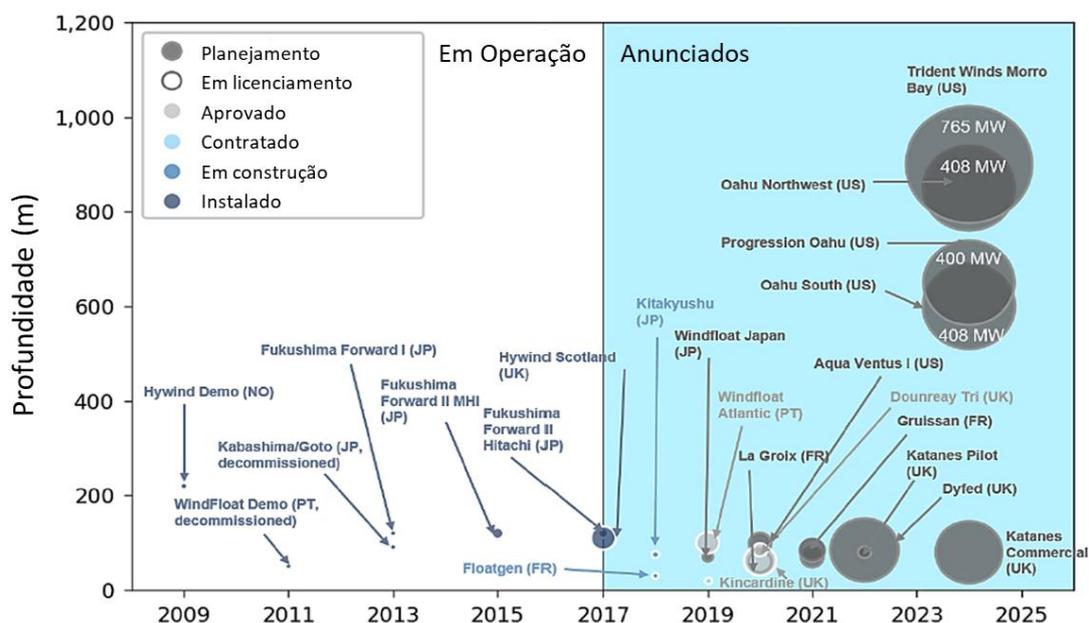


Figura 13. Projetos Eólicos Offshore Flutuantes, operando e anunciados, de acordo com o ano de comissionamento e a profundidade. Fonte: Adaptado de Beiter et al. (2018).

A configuração básica da infraestrutura elétrica de um parque eólico offshore é apresentada na Figura 14. Ela consiste em turbinas eólicas, cabos submarinos inter-turbinas, subestação offshore (quando aplicável), cabos submarinos de transmissão até a costa, subestação onshore (e transmissão onshore), e conexão à rede (GARDNER et al., 2009). A subestação offshore serve para elevar a tensão, diminuindo, assim, as perdas na transmissão até a costa. Contudo, não é necessária se o projeto for pequeno (menor que 100 MW), se a distância até a costa for pequena (menos de 15 km), e se a conexão à rede tiver a mesma tensão da transmissão (33 kV por exemplo). Assim, os projetos mais modernos, que são maiores e mais distantes da costa, necessitam de uma ou mais subestações offshore (GARDNER et al., 2009).

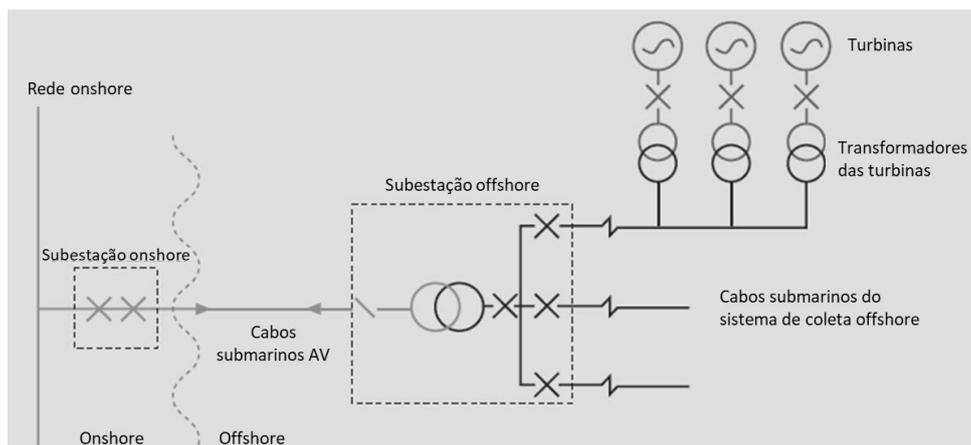


Figura 14. Esquema da infraestrutura elétrica de parques eólicos offshore. Fonte: Adaptado de Gardner et al. (2009).

## 2.3 VANTAGENS E DESVANTAGENS DA EÓLICA OFFSHORE

As principais motivações que levaram o desenvolvimento eólico a migrar para o ambiente offshore foram: a disponibilidade de espaço, possibilitando a instalação de turbinas e parques cada vez maiores; a proximidade aos centros populacionais do litoral, reduzindo a necessidade de construção de infraestrutura de transmissão, e também suas perdas e custos; os menores impactos locais à sociedade, como o visual e o sonoro; e o melhor recurso eólico em si, com ventos mais fortes e constantes, o que se traduz em altos Fatores de Capacidade e maior geração elétrica por MW do que em terra (GWEC, 2018; KALDELLIS; KAPSALI, 2013).

No caso dos Estados Unidos (GILMAN et al., 2016), por exemplo, a eólica offshore vem se estabelecendo como uma alternativa que agrega benefícios ambientais e econômicos com um recurso energético nacional, abundante e de baixo carbono, e que se localiza perto dos maiores centros consumidores da costa. Além disso, tem o potencial de gerar eletricidade à custos baixos e fixos, podendo reduzir as tarifas e aumentar a segurança energética do país, indo contra a volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis.

No que tange o *siting*<sup>2</sup> e a implantação de projetos, ao contrário de outras fontes, como a eólica onshore e a solar fotovoltaica, a eólica offshore apresenta a vantagem de estar sujeita a menos restrições, justamente porque o ambiente marinho apresenta menos conflitos espaciais do que o terrestre. Sendo assim, um recurso eólico abundante, aliado a áreas menos disputadas, promove uma maior flexibilidade de

<sup>2</sup> O *siting* de parques eólicos pode ser realizado através da aplicação de restrições de cunho técnico, ambiental, social e/ou econômico afim de selecionar as áreas viáveis e/ou mais adequadas para a instalação de parques eólicos.

alocação de parques, permitindo um melhor e maior aproveitamento do recurso (MUSIAL et al., 2016a).

Apesar disso, a maior desvantagem da eólica offshore em relação à onshore, além das dificuldades inerentes ao ambiente marinho, diz respeito aos custos mais elevados. Esta diferença está basicamente associada às fundações, às técnicas e procedimentos de instalação e operação, às especificidades de conexão e transmissão elétrica, e aos maiores riscos de acidente associados. Ademais, a disponibilidade das turbinas é menor do que em terra, devido à maior dificuldade de acesso para manutenção, por exemplo, que acaba se tornando muito dependente das condições meteorológicas (KALDELLIS; KAPSALI, 2013).

Porém, atualmente, a maturidade da indústria e os avanços tecnológicos vêm diminuindo os custos e trazendo competitividade econômica à fonte (GWEC, 2018). Assim, segundo o relatório estratégico sobre energia eólica offshore dos Estados Unidos (GILMAN et al., 2016), dentre os principais desafios para o sucesso do desenvolvimento eólico offshore estão também aspectos tecnológicos, regulatórios, ambientais e mercadológicos. Por isso, existe, não apenas, a necessidade de tornar a fonte mais barata, mas também de avaliar a abundância do recurso eólico e as oportunidades de siting de parques; de criar e otimizar os processos regulatórios para a exploração do recurso offshore, com a participação ativa dos stakeholders; de desenvolver uma cadeia produtiva nacional e criar oportunidades de mercado, que permitam atingir competitividade econômica; e de agregar dados que possam embasar a compreensão dos impactos e benefícios ambientais associados ao desenvolvimento.

## 2.4 IMPACTOS DA EÓLICA OFFSHORE

Apesar de representar uma fonte limpa de energia, a energia eólica offshore gera, sim, impactos ambientais e sociais negativos ao seu entorno. A seguir são discutidos os principais impactos relacionados a projetos eólicos offshore, indicando os grupos biológicos geralmente mais afetados e possíveis medidas de prevenção e mitigação.

### 2.4.1 Impacto Visual

O impacto visual é um dos mais difíceis de serem quantificados, pois depende não só do projeto em si, mas também de um fator de percepção individual. De qualquer maneira, é um dos aspectos da energia eólica que mais gera oposição da sociedade e

que pode vir a impedir o desenvolvimento de projetos (KALDELLIS et al., 2016; WISER et al., 2011).

Para quantificá-lo, devem ser considerados o impacto na paisagem em si, relacionado a propriedades físicas, e o impacto estético, dependente da percepção subjetiva de cada um (KALDELLIS et al., 2016).

Em comparação com os parques onshore, os offshore tendem a ser, visualmente, mais bem aceitos, por serem mais distantes. Para Bishop e Miller (2007), apesar do efeito visual ser dependente também de condições atmosféricas e do contraste com a paisagem, o aumento da distância é um fator principal na sua mitigação.

Contudo, ao mesmo tempo que o impacto pode ser minimizado com a distância da costa, as turbinas offshore tendem a ser maiores e em maior número que as onshore e, o mais importante, a paisagem em que estão inseridas geralmente é extremamente valorizada pela sociedade (KALDELLIS et al., 2016; LAGO et al., 2009).

A EWEA, Associação Europeia de Energia Eólica (LAGO et al., 2009), indica que, para parques offshore situados a uma distância da costa: menor que 13 km, há possibilidade de efeitos visuais importantes; entre 13 e 24 km, possibilidade de efeitos visuais moderados; e maior que 24 km, possibilidade de efeitos visuais mínimos.

Assim, a escolha da área específica de implantação de um parque eólico, ou *siting*, levando em conta a distância da costa, a paisagem e a comunidade local, é a ferramenta mais importante de minimização do impacto visual. Além disso, aspectos como o *layout*, ou seja, o arranjo das turbinas no parque, o *design* e as cores das turbinas, e os fatores climáticos também podem ser utilizados como forma de mitigação (DTI, 2005).

## 2.4.2 Impacto Sonoro

Os parques offshore normalmente não geram impactos sonoros sobre os humanos, sendo mais bem aceitos pelo público do que os onshore também neste quesito (KALDELLIS et al., 2016). Entretanto, podem afetar a fauna marinha, através do barulho produzido embaixo d'água durante as fases de construção, operação e descomissionamento dos parques (KALDELLIS et al., 2016; LAGO et al., 2009; NEDWELL; HOWELL, 2004).

Durante a fase de construção, a poluição sonora é proveniente de máquinas e barcos; do *'pile driving'*, ou estaqueamento, das fundações; de explosões; e da instalação das turbinas (KALDELLIS et al., 2016; LAGO et al., 2009). Seus impactos na área do parque e arredores são mais numerosos e mais intensos, mas com menor

duração do que os impactos da fase de operação. Assim, podem ser considerados impactos de pequena magnitude (VAISSIÈRE et al., 2014).

Na fase de operação, que engloba toda a vida útil do projeto (cerca de 20 anos), os impactos são mais limitados espacialmente, porém são muito duradouros, com exceção das atividades de manutenção, que podem afetar apenas temporariamente o ambiente (VAISSIÈRE et al., 2014). Os impactos são relativos aos sons gerados pela caixa de transmissão e pelo gerador, ambos contidos na nacela da turbina, que se propagam através da torre e depois embaixo d'água, além dos causados pela presença de navios de manutenção (LAGO et al., 2009).

Já os impactos relativos à fase de descomissionamento são ainda pouco conhecidos, porém devem ser similares aos da fase de construção (NEDWELL; HOWELL, 2004; VAISSIÈRE et al., 2014).

Os impactos sonoros podem afetar o comportamento e a fisiologia da fauna marinha bentônica (organismos que vivem no fundo do mar), peixes e mamíferos marinhos, através de perturbações, danos à saúde e mudanças temporárias de habitat (LAGO et al., 2009; NEDWELL; HOWELL, 2004; VAISSIÈRE et al., 2014).

## 2.4.3 Impactos sobre a fauna e flora

### 2.4.3.1 Aves e morcegos

Um dos impactos ambientais mais popularmente associados à energia eólica diz respeito à avifauna, incluindo pássaros e morcegos. Contudo, este ainda é um tema permeado de incertezas, dado que os acidentes dependem muito da espécie, primeiramente, bem como das condições locais, região (migração, alimentação, reprodução), época do ano, tempo, e também das características do empreendimento, como número e altura de turbinas, seu espalhamento, entre outros (LAGO et al., 2009; WISER et al., 2011).

Os principais riscos a que pássaros estão sujeitos são (KALDELLIS et al., 2016; LAGO et al., 2009):

- Colisões com as turbinas, podendo causar morte ou feridas;
- Perturbações ao habitat, fazendo com que os pássaros se desloquem e podendo afetar as taxas de reprodução;
- Interferência nas rotas de alimentação, migração ou reprodução, demandando mais tempo de voo e custos adicionais de energia;
- Redução ou perda de habitat.

Porém, há muitas divergências quanto ao número de acidentes que estariam associados a projetos eólicos, bem como quanto à sua relevância quando comparados aos números de acidentes provenientes de outras fontes antropogênicas.

Lago et al. (2009) citam alguns estudos que relacionam as fatalidades a condições específicas dos empreendimentos, como falta de visibilidade e mau tempo, grande número de pequenas turbinas girando à altas velocidades, e turbinas instaladas em corredores de montanhas que são utilizados por diversos grupos de pássaros. Portanto, não há como chegar a números conclusivos que possam ser generalizados para a atividade.

Para Erickson, Johnson e Young (2005), as taxas de mortalidade de pássaros por turbinas eólicas são pequenas quando comparadas a de outras atividades. Suas estimativas mostram que 100 milhões de pássaros são mortos por ano por causa de gatos e 550 milhões por colisões com prédios e janelas, enquanto que as mortes por turbinas eólicas representam 28.500 casos, ou seja, menos de 0.01% dos casos estudados.

Já Sovacool (2009) comparou casos de mortalidade de aves nos Estados Unidos devido a diferentes fontes de geração elétrica. Assim, encontrou que 0,3 mortes/GWh estariam relacionadas a turbinas eólicas, enquanto 0,4 mortes/GWh a plantas nucleares e 5,2 mortes/GWh estariam associadas a geração por combustíveis fósseis.

Para parques eólicos offshore ainda não se sabe muito quais são os efeitos em aves marítimas, pela dificuldade de detectar colisões e de recuperar indivíduos mortos no mar. Porém, é esperado que sejam um pouco diferentes dos efeitos onshore devido às diferentes magnitudes dos projetos, tamanho e número de turbinas (KALDELLIS et al., 2016; LAGO et al., 2009).

Apesar de um grande número de estudos mostrar que os casos de fatalidades relacionados à energia eólica são baixos em relação a outros tipos de atividades, deve ser considerado também o efeito cumulativo da atividade. O grande aumento no número de turbinas e parques eólicos que é projetado para os próximos anos, juntamente com a provável instalação de diversos parques em uma mesma região, podem vir a intensificar os impactos. Além disso, a diferenciação de espécies quanto ao perigo de extinção também é muito relevante, visto que mesmo números pequenos de morte podem afetar mais drasticamente pequenas populações (KALDELLIS et al., 2016). Por isso, de forma alguma os impactos da energia eólica à avifauna podem ser negligenciados.

Dessa maneira, medidas de monitoramento pré e pós-construção que ajudem a melhorar o entendimento e a previsão dos impactos são extremamente necessárias.

Kaldellis et al. (2016) citam os estudos de monitoramento realizados entre 2001 e 2006 nos parques offshore Horns Rev e Nysted, na Dinamarca, que mostraram que os pássaros ajustaram suas rotas de vôo para evitar as turbinas, sem grandes esforços.

Atreladas a elas, estariam medidas de minimização de casos de mortalidade, dentre as quais, segundo o IPCC (WISER et al., 2011), está a instalação de parques em áreas de pequenas densidades populacionais de pássaros, morcegos e também de suas presas. Ou seja, uma ação prioritária é a de realizar o *siting* dos parques a partir de informações sobre as rotas de migração e ocupação dos pássaros, seja onshore ou offshore.

#### 2.4.3.2 *Substrato e comunidades bentônicas*

A eólica offshore afeta a comunidade bentônica, que inclui organismos que vivem em sedimentos ou no fundo do mar, lagos ou rios. Esta comunidade é complexa, sendo formada por plantas, bactérias e animais, desde invertebrados a quaisquer outras espécies que vivam no fundo, como estrelas-do-mar e caranguejos. Normalmente, estes organismos são muito sensíveis a condições abióticas, como luz, temperatura e turbidez (LAGO et al., 2009; VAISSIÈRE et al., 2014).

Durante a fase de construção de parques, que engloba a instalação de turbinas e cabos submarinos, o substrato e o bentos são negativamente afetados devido à processos de compactação, dragagem, remoção e aumento de turbidez (VAISSIÈRE et al., 2014).

Contudo, como a maior parte dos parques é instalada em fundos de areia, com esparsos recifes e pedras, há indícios também de que a comunidade pode ser beneficiada devido ao efeito indireto de criação de recifes artificiais nas estruturas das turbinas, propiciando um novo habitat para os organismos bentônicos, com consequente aumento da biodiversidade local ao longo do tempo (KALDELLIS et al., 2016; LAGO et al., 2009; VAISSIÈRE et al., 2014; WISER et al., 2011). Inclusive, alguns projetos propõem a manutenção das estruturas após o descomissionamento dos parques, a fim de evitar a perda de habitat (VAISSIÈRE et al., 2014).

Assim, uma medida mitigadora dos impactos sobre o fundo do mar e sua fauna seria a escolha de áreas menos sensíveis e com fundos pobres em biodiversidade, excluindo-se áreas de recife ou com espécies endêmicas, por exemplo.

#### 2.4.3.3 Peixes

A fase de construção offshore geralmente afeta negativamente diversas espécies de peixes, que tendem a se afastar do local pelas perturbações relacionadas ao movimento, barulho, vibrações e turbidez da água (LAGO et al., 2009; VAISSIÈRE et al., 2014). Para Vaissière et al. (2014), a saúde e a audição dos peixes podem ser comprometidas nesta fase, devido ao processo de estaqueamento.

Já ao longo da vida útil do projeto, os efeitos são majoritariamente ligados à impactos sonoros da operação das turbinas, já que o som de baixa frequência emitido pode ser audível para várias espécies. Contudo, o grau de perturbação depende também da intensidade e duração do som, e da espécie de peixe. Os efeitos são pouco conhecidos, mas podem gerar afastamento dos peixes e afetar sua comunicação, a qual é realizada através de sons (LAGO et al., 2009; VAISSIÈRE et al., 2014). Porém, não há indícios de prejuízos à saúde dos peixes nesta fase, segundo a EWEA (LAGO et al., 2009).

Além disso, mesmo com pouco conhecimento atrelado, também se fala nos efeitos nocivos dos campos eletromagnéticos gerados pelos cabos submarinos nos peixes, que iriam desde desorientação ao seu afastamento (KALDELLIS et al., 2016; VAISSIÈRE et al., 2014; WISER et al., 2011).

Por outro lado, há também indicações de impactos positivos, devido à proibição de atividades de pesca dentro dos parques e, principalmente, devido a criação dos recifes artificiais. Com isso, os parques representariam novos habitats protegidos aos peixes, aumentando sua abundância e diversidade (KALDELLIS et al., 2016; LAGO et al., 2009; VAISSIÈRE et al., 2014; WISER et al., 2011).

Medidas mitigadoras deveriam incluir a exclusão de áreas com espécies sensíveis de peixes, ou que sejam importantes para atividades que exigem posturas comportamentais e boa comunicação dos animais.

#### 2.4.3.4 Mamíferos marinhos

Os mamíferos marinhos são muito dependentes de seu sistema auditivo, dado que o utilizam na comunicação, orientação, ecolocalização e caça. Assim, quando são expostos a barulhos, eles podem perder a capacidade de interpretar o ambiente e tendem a se afastar da área, o que pode ter consequências sobre a população da região (LAGO et al., 2009).

Como já comentado, o impacto sonoro e as vibrações, decorrentes principalmente da fase de construção dos parques offshore, podem afetar a saúde de mamíferos marinhos. Além disso, com o conseqüente afastamento dos peixes, também há escassez de alimento para alguns mamíferos (KALDELLIS et al., 2016; LAGO et al., 2009; VAISSIÈRE et al., 2014). Deve haver também a preocupação pelo aumento do fluxo de barcos, que aumenta a probabilidade de ocorrência de acidentes.

Durante a vida útil do parque, os impactos negativos continuam sendo gerados por sons e vibrações, mas também pela própria presença das turbinas e pelos campos eletromagnéticos gerados pelos cabos, que afetariam os animais que utilizam o campo magnético da Terra para se orientar, mas sobre os quais pouco se sabe. Porém, haveria também o impacto positivo referente à criação dos recifes artificiais, que oferecem alimento e refúgio aos animais (KALDELLIS et al., 2016; LAGO et al., 2009; VAISSIÈRE et al., 2014).

Os impactos de longo prazo sobre as populações de mamíferos são de difícil previsão e dependem do local e da espécie (LAGO et al., 2009). Mais estudos de monitoramento de espécies perto de parques e sobre os sistemas auditivos de mamíferos marinhos são necessários para melhor embasar os estudos de avaliação de impactos.

De qualquer maneira, segundo o IPCC (WISER et al., 2011), a preocupação com os impactos da energia eólica offshore sobre a fauna marinha levou alguns países a estabelecer zoneamentos que excluem as áreas mais sensíveis do plano de desenvolvimento das atividades, como áreas utilizadas para reprodução ou amamentação.

Além disso, durante a etapa de construção de parques eólicos offshore deve-se: evitar épocas de maior concentração, trânsito e sensibilidade de mamíferos marinhos, como por exemplo épocas de acasalamento e amamentação; começar os procedimentos de estaqueamento aos poucos, permitindo que os animais percebam a interferência e se afastem aos poucos; uso de tecnologia, como a de cortinas de bolhas, para minimizar os impactos de sons e vibrações (VAISSIÈRE et al., 2014).

### 3 BASES CONCEITUAIS PARA A IDENTIFICAÇÃO DE ÁREAS NOBRES PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

Como discutido na seção 2.4, os impactos decorrentes de projetos eólicos offshore são, em geral, bastante dependentes da sensibilidade dos indivíduos prejudicados e das condições locais de clima, topografia, ecossistema, entre outros. Assim, a sua magnitude é muito específica de cada caso, o que dificulta sua previsão e mitigação.

Algumas medidas de minimização e mitigação para cada tipo de impacto também foram apresentadas. A maioria delas faz referência à necessidade de realizar estudos de pré e pós monitoramento dos impactos, de avanços tecnológicos que tragam alternativas menos nocivas ao ambiente local e, principalmente, de instalar os parques em locais adequados.

O procedimento de escolher a localização adequada de parques eólicos, conhecido como *siting*, é uma medida bastante importante e eficaz na prevenção da ocorrência de impactos, como já atestaram Kaldellis et al. (2016) e Wiser et al. (2011), por exemplo. Este procedimento consiste em realizar uma pré-seleção de potenciais áreas para a instalação de projetos, baseada em critérios técnicos, ambientais, sociais e/ou econômicos. Além disso, é possível identificar, dentre as alternativas viáveis, as mais adequadas, minimizando não apenas os impactos oriundos do projeto, mas também seus custos de desenvolvimento, principalmente no que tange o processo de Licenciamento Ambiental e os conflitos gerados pela oposição pública.

Sendo assim, as próximas seções deste trabalho discorrem sobre o processo de *siting* de parques eólicos, identificando os principais critérios avaliados em outros estudos e apresentando seu uso como ferramenta para a Avaliação de Potencial Eólico Offshore em outros países e, finalmente, no Brasil.

#### 3.1 CRITÉRIOS DE *SITING* PARA PARQUES EÓLICOS

O *siting* de parques eólicos é realizado através da aplicação de restrições de cunho técnico, ambiental, social e/ou econômico, para selecionar as áreas viáveis e/ou mais adequadas para a instalação de parques eólicos, à nível de projeto. Diversos estudos apresentam análises de *siting* em escalas regionais e nacionais, tanto para projetos onshore quanto offshore. A seguir são apresentados exemplos internacionais e os principais critérios utilizados na seleção.

Já foram realizados estudos de *siting* onshore em países como: Árabia Saudita (BASEER et al., 2017), Estados Unidos (GORSEVSKI et al., 2013), Alemanha (HÖFER et al., 2016), Grécia (LATINOPOULOS; KECHAGIA, 2015), Irã (NOOROLLAHI; YOUSEFI; MOHAMMADI, 2016), Espanha (SÁNCHEZ-LOZANO; GARCÍA-CASCALS; LAMATA, 2016) e Equador (VILLACRESES et al., 2017). Os critérios mais frequentemente avaliados nestes estudos foram: a velocidade do vento; a proximidade a estradas; as distâncias de áreas urbanas, de áreas ambientais protegidas e de aeroportos; e a inclinação do terreno. Além destes, também são amplamente consideradas a proximidade a linhas de transmissão e a subestações de eletricidade, e as distâncias de áreas importantes para pássaros, de áreas com valor cultural ou arqueológico e de cursos d'água.

No que diz respeito à energia eólica offshore, estudos de *siting* foram realizados para regiões como: Estados Unidos (DHANJU; WHITAKER; KEMPTON, 2008; DVORAK; ARCHER; JACOBSON, 2010; MAGAR; GROSS; GONZÁLEZ-GARCÍA, 2018), Reino Unido (CAVAZZI; DUTTON, 2016), China (HONG; MÖLLER, 2011), Coreia do Sul (KIM; JANG; KIM, 2018; KIM; PARK; MAENG, 2016), Dinamarca (VOORMOLEN; JUNGINGER; VAN SARK, 2016), Mar do Norte (JONGBLOED; VAN DER WAL; LINDEBOOM, 2014; SCHILLINGS et al., 2012), Egito (MAHDY; BAHAJ, 2018), Ilhas Canárias (SCHALLENBERG-RODRÍGUEZ; GARCÍA MONTESDEOCA, 2018), Índia (NAGABABU; KACHHWAHA; SAVSANI, 2017), Países Bálticos (CHAOUACHI; COVRIG; ARDELEAN, 2017), Chile (MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017), Japão (YAMAGUCHI; ISHIHARA, 2014) e Tailândia (WAEWSAK; LANDRY; GAGNON, 2015).

Ainda para o ambiente offshore, estudos semelhantes já analisam a implementação de sistemas híbridos de geração, que contam com outra fonte de energia além da eólica, como energia das marés, na Europa (CRADDEN et al., 2016), na Itália (ZANUTTIGH et al., 2016) e na Grécia (VASILEIOU; LOUKOGEORGAKI; VAGIONA, 2017).

Um exemplo de aplicação real do processo de *siting* offshore é na seleção das áreas a serem arrendadas para projetos eólicos nas águas da Inglaterra e do País de Gales. No Reino Unido, a instituição não-governamental *The Crown Estate* possui os direitos sobre as águas territoriais (até 12 milhas náuticas da costa) e, por isso, o desenvolvimento offshore só é permitido perante uma licença de arrendamento, que é concedida em rodadas, desde 2001 (THE CROWN ESTATE, 2012). Em 2009, foi realizada a Rodada 3, em que foram selecionadas 9 zonas para projetos eólicos offshore, dentro das quais cada empreendedor beneficiado pode escolher o melhor local para seu(s) projeto(s). Este zoneamento foi balizado por exclusões (áreas destinadas a

outras atividades ou sem condições técnicas), ponderação de restrições (recurso eólico, conservação da natureza, áreas militares e de pesca) e por posterior cruzamento com informações adicionais e específicas de cada zona (áreas de berçário ou reprodução de peixes, áreas sensíveis para pássaros e mamíferos marinhos, proximidade de conexão à rede e blocos licenciados para o setor de óleo e gás) (THE CROWN ESTATE, 2012).

Como pôde ser constatado a partir destes estudos, existe uma vasta gama de critérios que podem ser considerados no processo de *siting* de parques eólicos. Sendo assim, Ho et al. (2018) fizeram uma compilação destes fatores, baseada em revisão bibliográfica e na opinião de especialistas do setor, e desenvolveram uma lista completa de critérios que devem ser examinados para projetos offshore. O estudo aponta não apenas quais devem ser estes critérios, mas a sua importância ao processo e o grau de consenso entre os especialistas quanto à sua aplicação.

Em síntese, de acordo com esta diversificada bibliografia, as análises de *siting* offshore têm como principais critérios de avaliação: a profundidade, a velocidade do vento, as distâncias de áreas ambientais protegidas ou sensíveis, de áreas de pesca, da linha de costa e de outras estruturas, e a proximidade a linhas de transmissão e a subestações de eletricidade. Com menor frequência, é analisada a presença de áreas de importância para aves e de infraestrutura de portos.

Apesar da variedade de fatores considerados, a maior parte das análises ainda é incompleta. Ho et al. (2018) defendem que os aspectos ambientais devem ter uma maior importância nos estudos, dado que, geralmente, os fatores mais estudados são os que afetam a lucratividade e a aceitação social dos projetos, enquanto os impactos ambientais acabam sendo menosprezados e/ou não contemplam todos os grupos afetados.

### 3.2 CRITÉRIOS DE *SITING* NA AVALIAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE

Alguns países já utilizam os procedimentos de *siting* em escala nacional, como ferramenta de auxílio na Avaliação de Potencial Eólico Offshore. A ideia destas análises é avaliar o Potencial Eólico em diferentes níveis, através da aplicação de critérios de *siting*, sejam eles exclusões e/ou restrições, entre um nível e o próximo.

Tal processo já foi realizado, por exemplo, para a Europa, pela Agência de Meio Ambiente Europeia, EEA, em 2009 (EEA, 2009) e pela WindEurope, em 2017, (HUNDLEBY; FREEMAN, 2017). O mesmo foi feito para os Estados Unidos (MUSIAL et al., 2016a), pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis americano, o NREL,

em 2016. A Figura 15 mostra os diferentes níveis de potencial conforme terminologia do NREL (BEITER; MUSIAL, 2016), as premissas atribuídas à cada nível e o escopo do relatório. Estes três estudos possuem estruturas semelhantes, analisando primeiramente o 'Potencial Bruto' e depois o 'Potencial Técnico'.



Figura 15. Níveis de Potencial Eólico Offshore, conforme terminologia do NREL (BEITER; MUSIAL, 2016). Fonte: Adaptado de Musial et al. (2016a).

O 'Potencial Bruto' considera o recurso eólico dentro dos limites da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) de cada país, como se toda a área fosse preenchida por turbinas, ignorando restrições tecnológicas, ambientais, conflitos de uso ou outros parques já existentes (EEA, 2009; HUNDLEBY; FREEMAN, 2017; MUSIAL et al., 2016a). A EEA (2009) considerou ainda uma limitação de áreas com até 50 metros de profundidade, tanto pela falta de dados disponíveis quanto pela imaturidade da tecnologia da época para profundidades maiores.

O próximo nível da análise é o 'Potencial Técnico', que representa a parcela do recurso eólico que pode ser aproveitada perante a tecnologia disponível (MUSIAL et al., 2016a). Ele é determinado a partir da aplicação de exclusões técnicas, ambientais e sociais, ou seja, dos critérios de *siting*, sobre o 'Potencial Bruto'. O NREL (MUSIAL et al., 2016a) aplicou, primeiramente, restrições tecnológicas, de velocidade de vento mínima e profundidade máxima de instalação, em sua análise. Em seguida, aplicou

exclusões ambientais e de outros usos, como a presença de áreas ambientais protegidas, rotas de navios, plataformas e dutos. Foram as mesmas exclusões empregadas por Hundleby e Freeman (2017), como pode ser visto na Figura 16. A EEA (2009) não aplicou as limitações tecnológicas, porém, além da presença de áreas protegidas e rotas de navegação, como os anteriores, também excluiu de sua análise áreas militares, de exploração de óleo e gás, de zonas turísticas e as visualmente impactadas.

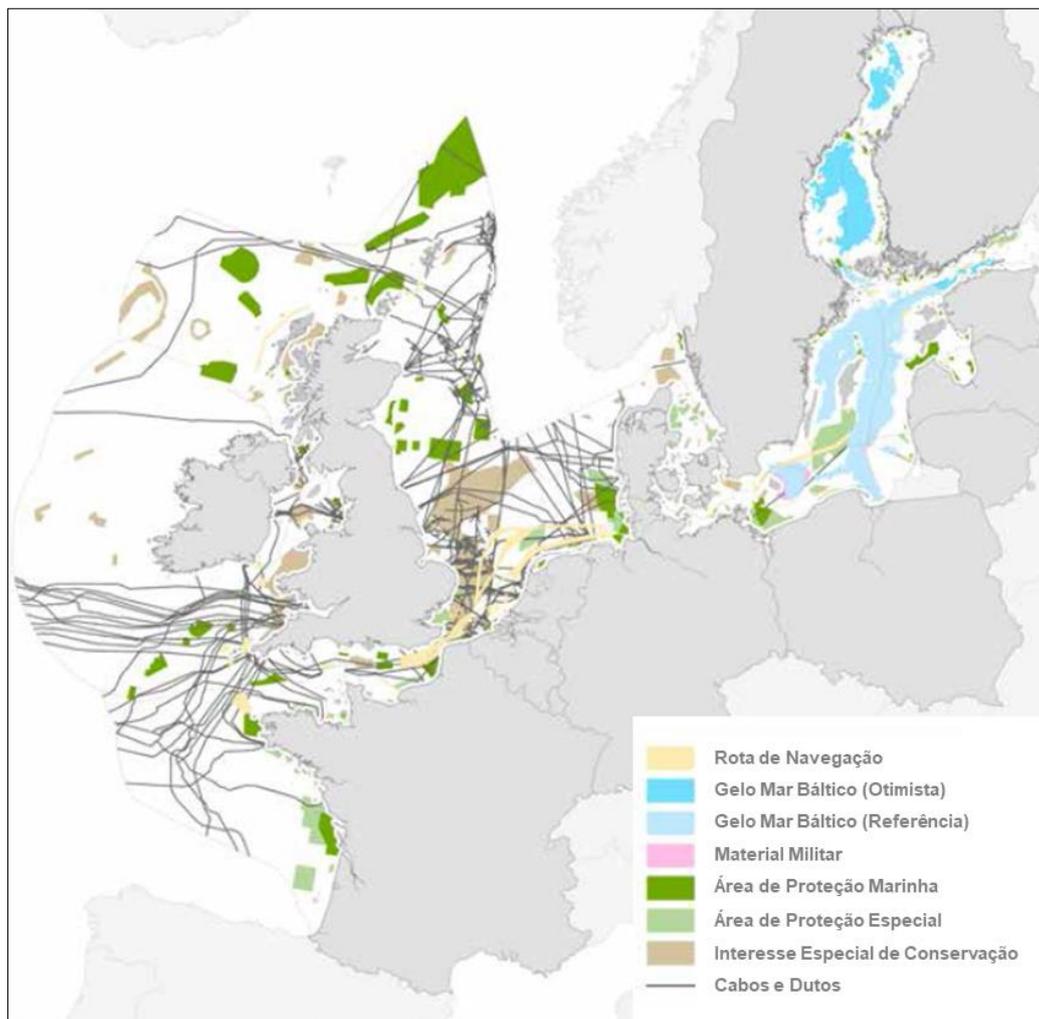


Figura 16. Exclusões Ambientais e de Outros Usos utilizadas no cálculo do Potencial Técnico da Europa. Fonte: Adaptado de Hundleby e Freeman (2017).

As análises feitas para a Europa também levaram em conta o potencial de competitividade econômica, com fins de selecionar as áreas com menores custos de desenvolvimento, dentre as disponíveis, resultando no 'Potencial Economicamente Atrativo'. Conforme EEA (2009) e Hundleby e Freeman (2017), os fatores mais influentes nos custos de projetos offshore são a distância da costa e a profundidade. O

aumento da profundidade geralmente resulta em fundações mais caras. A distância da costa afeta os custos de instalação no que diz respeito à logística de transporte e ao comprimento dos cabos submarinos, e determina se a transmissão será feita através de cabos de alta voltagem em corrente alternada ou contínua (os custos são diferentes e a preferência depende da extensão do cabeamento). Há também os custos da transmissão onshore, que são influenciados pela distância até o ponto de conexão à rede.

No estudo da EEA (2009), que só considerou a região com profundidades de até 50 m da Europa, o Potencial Bruto foi reduzido em 90% pela aplicação das exclusões. Ainda assim, o Potencial Técnico seria suficiente para suprir em torno de 80% da demanda elétrica da Europa em 2020 e 2030.

Para Hundleby e Freeman (2017), a energia eólica offshore poderia, teoricamente, gerar eletricidade, a custos competitivos, para atender entre 80% (cenário referência) e 180% (cenário otimista considerando, dentre outros, redução nos custos da tecnologia) da demanda elétrica da Europa em 2030. Além disso, dentre estas áreas com custos competitivos, as mais baratas estão localizadas até 60 km da costa, para o cenário referência, sendo expandidas no cenário otimista, inclusive para maiores profundidades, através do aumento da participação de turbinas flutuantes. Assim, se a geração offshore fosse restringida apenas a estas áreas mais baratas, ainda poderia suprir 25% da demanda elétrica.

Para os Estados Unidos, as exclusões técnicas reduziram em 75% o Potencial Bruto, e, se somadas às exclusões ambientais e sociais, em 84%. Ainda assim, o Potencial Técnico remanescente seria equivalente ao dobro da demanda elétrica total do país em 2015 (MUSIAL et al., 2016a).

Sendo assim, o uso do processo e dos critérios de *siting* em avaliações de potencial eólico se mostrou de extrema utilidade e relevância, dado que o Potencial Bruto, exclusivamente, não reflete a área verdadeiramente disponível nem o real potencial de desenvolvimento da fonte (MUSIAL et al., 2016a). Ademais, o Potencial Técnico continuou, nos três estudos comentados, sendo capaz de suprir frações consideráveis das demandas, ao mesmo tempo que minimiza os impactos sobre o ambiente e a sociedade e os custos de projeto.

Todos os estudos referidos ressaltam que a Avaliação de Potencial Eólico Offshore deve servir como ferramenta para o planejamento energético, em escala nacional e regional, e para a elaboração de políticas de desenvolvimento da fonte. Porém, seu emprego não é apropriado para balizar a escolha do local específico ou no *design* de parques eólicos offshore, dado que análises mais aprofundadas dos dados

de vento e dos aspectos ambientais e sociais, por exemplo, são indispensáveis (EEA, 2009; HUNDLEBY; FREEMAN, 2017; MUSIAL et al., 2016a)..

Além disso, deixam explícita a importância do Planejamento Espacial Marinho como guia para o uso do ambiente offshore, integrando as novas modalidades de uso, como a energia eólica offshore (EEA, 2009; HUNDLEBY; FREEMAN, 2017; MUSIAL et al., 2016a). O Planejamento Espacial Marinho é um processo que visa integrar e distribuir, no tempo e no espaço, os diferentes usos do ambiente marinho, de forma a atingir o desenvolvimento ambiental sustentável, o social e o econômico (UNESCO, 2011).

### 3.3 AVALIAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO NO BRASIL

Para o Brasil, foi produzido, em 2001, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (DO AMARANTE et al., 2001), que considerava apenas áreas onshore e medições de vento a 50 metros de altura. O resultado obtido foi um potencial onshore de 143,5 GW, para velocidades médias de vento superiores a 7,0 m/s e utilizando uma densidade média de ocupação do terreno, ou densidade de potência do parque, de 2,0 MW/km<sup>2</sup>. Este estudo não considerava a aplicação de nenhuma restrição ao desenvolvimento eólico.

Em 2017, com o objetivo de atualizar este atlas, foi lançado o Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL, 2017), elaborado a partir de simulações realizadas no ano de 2013. São disponibilizados mapas da velocidade média anual de vento para as alturas de 30, 50, 80, 100, 120, 150 e 200 metros, onshore e offshore. Porém, o potencial, em termos de capacidade instalável, não foi calculado. E apesar de ser mencionada a aplicação de restrições que impedem a instalação de parques eólicos, como áreas de proteção ambiental, florestas e rios, estas não são ressaltadas nos mapeamentos.

A nível estadual, há alguns exemplos de atlas eólicos onshore no país. Os mais recentes contam com a aplicação de restrições de *siting* em suas análises. Contudo, os atlas eólicos mais antigos, como os dos estados do Rio de Janeiro (DO AMARANTE; SILVA; FILHO, 2002), Rio Grande do Norte (DO AMARANTE; SILVA; FILHO, 2003) e Alagoas (ELETROBRÁS et al., 2008), por exemplo, não consideram restrições e até colocam, dentre as áreas mais propícias para a instalação de parques, áreas de proteção ambiental.

Já para o estado de São Paulo, o potencial eólico onshore foi calculado com base em restrições de distância de: unidades de conservação de Proteção Integral; rios e reservatórios; rodovias e ferrovias; linhas de transmissão, usinas termelétricas e

usinas hidrelétricas; zonas urbanas; e áreas de floresta (SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2012). O potencial foi calculado em 0,5 GW para velocidades médias anuais a partir de 7,0 m/s a 100 m de altura.

Os atlas eólicos da Bahia (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2013), Rio Grande do Sul (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2014) e Paraíba (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2016) possuem a mesma estrutura e excluíram: áreas com elevada declividade; áreas de proteção integral (parques, reservas indígenas, assentamentos); áreas sobre rios, lagos e mar; áreas ocupadas por estradas, linhas de transmissão, concentrações urbanas, localidades e povoados. Os potenciais onshore foram calculados em 70,1 GW para a Bahia, 102,8 GW para o Rio Grande do Sul e 14,7 GW para a Paraíba, para velocidades médias anuais acima de 7,0 m/s a 100 m de altura.

Para o estado de Pernambuco, o atlas eólico apresenta uma análise ainda mais robusta que as anteriores, avaliando o potencial onshore em diferentes níveis (GOVERNO DO ESTADO DE PERNAMBUCO, 2018). Primeiramente, é calculado o Potencial Teórico, que considera toda a área onde o vento fica acima de 6 m/s a 80 metros de altura, sem nenhuma outra restrição. Em seguida, o Potencial Geográfico, que define como áreas de exclusão as áreas com declividade maior que 17 graus, as áreas e faixas de preservação, os corpos d'água e as zonas urbanas. Depois, o Potencial Técnico adiciona restrições referentes às perdas elétricas, de disponibilidade e aerodinâmicas. Por fim, o Potencial Econômico carrega uma condicionante econômica, que é a distância à rede de transmissão, definida como um raio de até 100 km da rede. Para velocidades médias anuais acima de 7,0 m/s a 100 m de altura, o Potencial Teórico foi calculado em 149,2 GW, o Geográfico em 111,3 GW, o Técnico em 10,7 GW, e o Econômico em 7,9 GW.

### 3.3.1 Avaliação de Potencial Eólico Offshore no Brasil

Quanto ao potencial eólico offshore do Brasil, apenas alguns atlas estaduais de fato o calcularam, como o da Bahia (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2013) e o do Rio Grande do Sul (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2014), limitando-se a áreas com profundidades entre 10 e 50 metros. O potencial eólico offshore da Bahia foi estimado em 77,4 GW, e o do Rio Grande do Sul, para as lagoas e o mar, em 114,2 GW, ambos considerando uma

taxa média de ocupação do terreno<sup>3</sup> de 2,6 MW/km<sup>2</sup> e velocidades médias anuais a partir dos 7,0 m/s a 100 m de altura. Outros critérios de *siting* offshore não foram mencionados.

Além deles, há poucos estudos de Avaliação de Potencial Eólico Offshore no país. O estudo de Pimenta, Kempton e Garvine (2008) é um exemplo e analisou o potencial eólico offshore das regiões Sul e Sudeste do Brasil. A conclusão foi de que o Brasil tem um recurso offshore promissor e que as melhores áreas, dentre as analisadas, estão no litoral entre o norte do Rio de Janeiro e o Espírito Santo e entre Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O potencial até os 100 m de profundidade foi calculado em 115,0 GW para as regiões consideradas. Contudo, os autores deixam claro que uma das limitações do trabalho foi não incluir restrições quanto à presença de rotas de navios, áreas de preservação, áreas de pesca comercial e quanto aos aspectos geológicos do fundo do mar.

Outro exemplo é o trabalho de Ortiz e Kampel (2011), que foi a primeira Avaliação de Potencial Eólico Offshore realizada para todo o litoral brasileiro. Os resultados mostraram que o vento offshore médio no Brasil varia entre 7,0 e 12,0 m/s, a 80 metros de altura. A região de menor potencial fica próxima ao estado de São Paulo, enquanto três regiões se destacam pela alta magnitude de vento, sendo as costas entre: Sergipe e Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará, e Rio Grande do Sul e Santa Catarina. O potencial total foi estimado em 1.780,0 GW. A única restrição de *siting* imposta neste estudo foi a de estar dentro da ZEE brasileira.

Assim, é possível perceber que há a necessidade de aprofundar os estudos sobre o Potencial Eólico Offshore do país, considerando não apenas o Potencial Teórico, mas também o potencial que pode realmente ser aproveitado para a geração elétrica. Portanto, uma das contribuições do presente trabalho é incorporar critérios de *siting* à Avaliação do Potencial Eólico Offshore Brasileiro, analisando-o em diferentes níveis, através da aplicação de restrições técnicas, ambientais, e sociais, e selecionando, ainda, as áreas prioritárias para o desenvolvimento, incluindo também uma perspectiva econômica. A metodologia empregada será detalhada nas próximas seções.

---

<sup>3</sup> A taxa de ocupação, ou densidade de potência do parque eólico, utilizada nestes estudos é a mesma para onshore e offshore e seu valor é baseado em projetos reais e já computa as áreas impossibilitadas pelas exclusões onshore aplicadas (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2013, 2014)

## 4 METODOLOGIA

Como visto no capítulo anterior, os critérios de *siting* podem ser aplicados na seleção do melhor local para instalação de parques eólicos offshore e também utilizados como ferramenta no processo de Avaliação de Potencial Eólico a nível nacional. Sendo assim, como feito para a Europa (EEA, 2009; HUNDLEBY; FREEMAN, 2017) e para os Estados Unidos (MUSIAL et al., 2016a), a proposta deste estudo é aplicar estes critérios para aprofundar a análise do Potencial Eólico Offshore do Brasil.

A ideia central é a de que a Avaliação de Potencial Eólico pode ser realizada sob diferentes óticas, dependendo de sua finalidade ou público-alvo. Sendo assim, o Potencial Eólico Offshore do Brasil foi analisado em 3 níveis: Teórico, Técnico e Ambiental e Social, através da aplicação de exclusões entre um nível e o próximo. A estrutura metodológica pode ser observada no fluxograma abaixo (Figura 17). Todos os valores empregados na análise serão discutidos ao longo deste Capítulo.

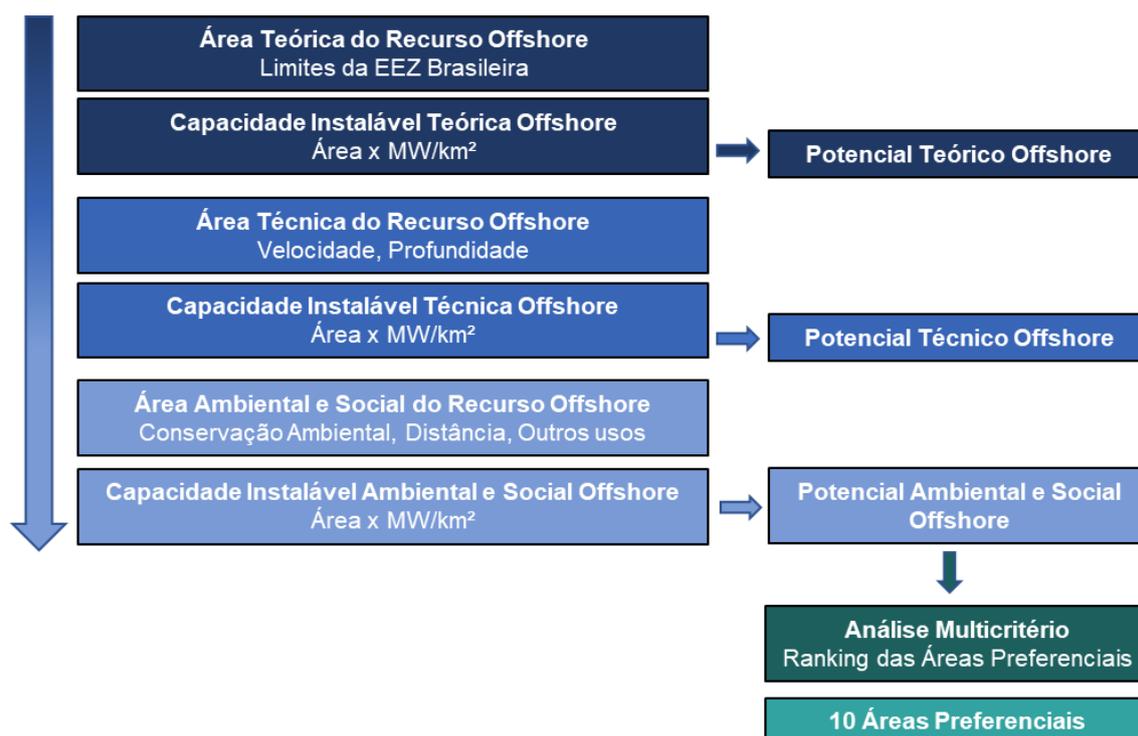


Figura 17. Etapas da Avaliação do Recurso Eólico Offshore do Brasil, em seus diferentes níveis.

A primeira esfera de avaliação foi a Teórica. No presente trabalho, o Potencial Teórico considera todo o recurso de vento offshore, desde que dentro da área marítima sob jurisdição do país. Ou seja, os aspectos tecnológicos, ambientais e sociais que influenciam na viabilidade de um projeto são ignorados. Neste caso, o foco da análise é

o potencial do recurso eólico existente, e não o seu aproveitamento para geração elétrica.

O próximo nível da análise é a avaliação do Potencial Técnico, na qual são impostas, ao Potencial Teórico, exclusões técnicas, inerentes à tecnologia atual de aproveitamento do recurso de vento (Tabela 1). Estas limitações dizem respeito à profundidade máxima em que se pode instalar turbinas eólicas offshore, e à velocidade mínima do vento a partir da qual a geração é viável, considerando as turbinas comerciais.

Finalmente, o Potencial Ambiental e Social é obtido através da aplicação, sobre a área do Potencial Técnico, de exclusões que visam a manutenção das atividades humanas no meio marítimo e a preservação da natureza, em especial dos grupos mais afetados por projetos eólicos offshore (Tabela 1). A área remanescente representa, então, a região com maior viabilidade técnica e menores conflitos no que tange à instalação de parques eólicos offshore. Isto é, são as regiões mais adequadas para se realizar o desenvolvimento offshore.

Tabela 1. Exclusões Técnicas, Ambientais e Sociais aplicadas.

Exclusões		Critério	
Técnicas	Velocidade do Vento	$\geq 7,0$ m/s	
	Profundidade	$\leq 1000$ m	
Ambientais	Áreas protegidas e sensíveis	Unidades de Conservação	Proteção Integral e Uso Sustentável
		Áreas Prioritárias para Conservação	Prioridade Extremamente Alta
	Grupos Biológicos	Recifes	Importância Extrema, Muito Alta e Alta
		Aves	Importância Extrema, Muito Alta e Alta
		Mamíferos Marinhos	Importância Extrema e Muito Alta
		Bentos	Importância Extrema
Sociais	Distância da Costa	$\geq 8$ km	
	Pesca	Exclusão	
	Outras estruturas: Plataformas e dutos	Exclusão + 500 m	

Uma vez aplicadas as devidas exclusões, foi calculada a Área Total de cada nível de potencial, bem como sua Potência Instalável, que é resultado da multiplicação da Área Total pela Densidade de Potência do Parque, em MW/km<sup>2</sup>. Esta última, também entendida como a densidade média de ocupação do terreno do parque pelas turbinas, foi fixada em 3,0 MW/km<sup>2</sup>.

O valor da Densidade de Potência do Parque representa uma aproximação, dado que, na prática, depende da turbina escolhida e do *layout* do parque, isto é, do espaçamento necessário entre as turbinas para compensar o efeito esteira de uma sobre a outra. Hundleby e Freeman (2017) utilizaram o valor de 5,36 MW/km<sup>2</sup> em sua análise para a Europa. Segundo Musial et al. (2013), a densidade de ocupação média de parques offshore na Europa, em 2013, era de 6,0 MW/km<sup>2</sup>. O valor selecionado de 3,0 MW/km<sup>2</sup> foi baseado no critério utilizado pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos na avaliação de potencial do país (MUSIAL et al., 2016a), que, prevendo um aumento nos rotores das turbinas<sup>4</sup>, reduziu o valor em relação a estudos prévios, que era de 5,0 MW/km<sup>2</sup>.

Para exemplificar, se fossem utilizadas turbinas offshore do modelo Haliade 150-6MW, da GE (GE RENEWABLE ENERGY, 2018), com um espaçamento de 7Dx7D (sendo D o diâmetro do rotor da turbina), como aplicado por MUSIAL et al. (2016a), a densidade seria de 5,4 MW/km<sup>2</sup>. Diante disso, o valor empregado de 3,0 MW/km<sup>2</sup> pode parecer conservador. Contudo, é tido como uma estimativa coerente, se for considerado, ainda, que a extensão total das áreas de estudo não será ocupada por turbinas, devido às distâncias mínimas requeridas também entre diferentes parques e a outras possíveis exclusões espaciais que não foram aplicadas no presente trabalho, como a presença de rotas de navegação ou áreas militares.

O cálculo da Potência Instalável pode não ser o melhor indicador de potencial, diante de uma perspectiva energética ou econômica, sendo aconselhável também o cálculo da geração de energia elétrica esperada (MUSIAL et al., 2016a). Entretanto, o escopo deste trabalho não propõe a análise energética devido a limitações de cálculo (como a necessidade do uso de softwares específicos para otimização de layout de parques e previsão de perdas), e diante da análise em si, que visa calcular os potenciais teórico, técnico e ambiental e social, sem análises financeiras ou de atendimento à demanda elétrica, por exemplo.

---

<sup>4</sup>Segundo o NREL (MUSIAL et al., 2016a), com a instalação de rotores cada vez maiores, é preciso aumentar a distância entre as turbinas para diminuir as perdas pelo efeito esteira, o que acaba reduzindo a densidade de ocupação do terreno de 5,0 para 3,0 MW/km<sup>2</sup>.

Além das esferas de potencial avaliadas, a viabilidade econômica também é um fator que interfere fortemente na escolha da melhor localidade para um empreendimento. Segundo o NREL, o Potencial Econômico é calculado através do Custo Nivelado da Energia (*Levelized cost of energy*) e depende de condições econômicas, de mercado e de políticas de incentivo, que são localmente específicas (MUSIAL et al., 2016a). Para o Brasil, ainda não há definições quanto a nenhuma destas questões no que se trata da expansão da energia eólica offshore. Por isso, o cálculo do Potencial Econômico foi deixado de fora do escopo do presente estudo.

Contudo, com fins de fazer uma comparação econômica das áreas pré-selecionadas dentro do Potencial Ambiental e Social, foi realizada uma Análise Multicritério, considerando fatores que afetam os custos de um parque eólico offshore. Assim, foi gerado um ranking, ou ordenamento, das áreas, culminando na seleção das 10 Áreas Preferenciais ao desenvolvimento da energia eólica offshore no Brasil.

Todos os dados utilizados são provenientes de estudos oficiais de respeitadas instituições brasileiras e serão detalhados conforme forem citados. A presença de inconsistências nestas bases de dados, em qualquer fase de sua elaboração, e também no que se refere à atualização das informações, são repassadas ao presente estudo, constituindo uma de suas limitações.

As próximas seções apresentam os passos mencionados acima de maneira mais detalhada.

## 4.1 RECURSO EÓLICO OFFSHORE

A base desta primeira análise é o recurso eólico offshore do Brasil. Os dados necessários para realizá-la englobam as velocidades de vento offshore de todo o litoral brasileiro, medidas a 100 metros de altura, que é, atualmente, a altura média do rotor das turbinas eólicas offshore (MUSIAL et al., 2016a).

Os dados obtidos são provenientes do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e são os mesmos utilizados na elaboração do novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, lançado em 2017 (CEPEL, 2017). Conforme descrito na metodologia do documento, os dados de velocidade e direção do vento foram simulados para o ano de 2013, em todo o território nacional, através do modelo numérico de mesoescala Brams (Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modeling System), com resolução espacial de 5 km. Posteriormente, os autores compararam os resultados onshore com dados medidos em estações anemométricas e realizaram os ajustes necessários. O mesmo não foi possível para os resultados offshore, por não haver medições

provenientes de estações anemométricas offshore para realizar os procedimentos. Assim, os dados offshore representam apenas as simulações do modelo Brams para o ano de 2013 (CEPEL, 2017).

Os dados de vento offshore coletados, referentes à velocidade média anual a 100 m de altura, foram então mapeados ao longo de toda a costa brasileira, com o auxílio do software ArcMap 10.3 e, posteriormente, cruzados com as limitações de cada nível de potencial.

## 4.2 POTENCIAL TEÓRICO OFFSHORE

O Potencial Teórico, assim como feito nas avaliações de potencial eólico offshore dos Estados Unidos e da Europa (HUNDLEBY; FREEMAN, 2017; MUSIAL et al., 2016a), considera todo o recurso de vento offshore, desde que dentro da área marítima sob jurisdição do país, ignorando a viabilidade tecnológica e comercial de seu aproveitamento, bem como possíveis conflitos ambientais e sociais. Os únicos elementos da análise que remetem à tecnologia atual são a altura de aquisição dos dados de vento utilizados e a Densidade de Potência do Parque, utilizada no cálculo da Potência Instalável. Por isso, o Potencial Teórico representa o recurso eólico offshore máximo que pode ser, teoricamente, aproveitado no Brasil, e deve ser entendido como uma base para a elaboração, por exemplo, do Atlas Eólico Offshore Brasileiro, e não para estudos visando o comissionamento de parques.

Sendo assim, a única limitação imposta ao recurso eólico nesta análise é a de que esteja contido dentro da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) do Brasil. Segundo a Lei Federal nº 8.617 (BRASIL, 1993), o Brasil tem direitos de soberania na faixa que se estende até os limites de sua Zona Econômica Exclusiva, ou seja, até as 200 milhas marítimas, medidas a partir da linha de baixa-mar do litoral continental e insular.

## 4.3 POTENCIAL TÉCNICO OFFSHORE

Para a obtenção do Potencial Técnico, são impostas, ao Potencial Teórico, exclusões técnicas, que são inerentes à tecnologia atual das turbinas eólicas offshore. Apesar desta ótica de avaliação se aproximar mais da realidade do setor, as limitações técnicas são dependentes exclusivamente das tecnologias de aproveitamento do recurso de vento, não fazendo referência à sua viabilidade econômica, por exemplo.

Assim, a primeira limitação técnica é a profundidade máxima em que se pode instalar turbinas eólicas offshore. Na verdade, como a implementação de turbinas

flutuantes ainda está em fase de amadurecimento e a real fronteira de batimetria ainda está longe de ser atingida, este limite máximo de profundidade é incerto. Além disso, como atestado por (MAGAR; GROSS; GONZÁLEZ-GARCÍA, 2018), diferentes tecnologias de turbina impõem diferentes limites máximos de instalação.

No zoneamento offshore do Reino Unido, realizado em 2012 (THE CROWN ESTATE, 2012), a profundidade máxima considerada foi de 60 metros. Alguns trabalhos mais atuais consideraram apenas o uso de fundações não flutuantes, limitando a profundidade a 50 (KIM; JANG; KIM, 2018; KIM; PARK; MAENG, 2016; NAGABABU; KACHHWAHA; SAVSANI, 2017) e a 60 metros (CHAOUACHI; COVRIG; ARDELEAN, 2017; MAHDY; BAHAJ, 2018). Contudo, para Schallenberg-Rodríguez e García Montesdeoca (2018), considerando um planejamento energético de longo prazo (para o ano de 2050), esta profundidade máxima deveria ser de 500 metros. Já na avaliação do recurso eólico offshore feita para a Europa (HUNDLEBY; FREEMAN, 2017), quanto para as feitas para os Estados Unidos (MUSIAL et al., 2016a) e Califórnia (MUSIAL et al., 2016b), um limite máximo de 1000 metros de profundidade foi apontado como razoável. Portanto, este foi também o limite escolhido no presente estudo. Os dados de batimetria adquiridos são provenientes do Projeto Batimetria, do Serviço Geológico do Brasil (CPRM, 2018).

A segunda restrição é a velocidade mínima do vento a partir da qual a geração offshore é viável, considerando as turbinas comerciais. Também há certa divergência sobre o limite a ser considerado. Conforme Vasileiou, Loukogeorgaki e Vagiona (2017), este seria de 6,0 m/s a 10 m de altura, enquanto que para Cradden et al. (2016) seria de 7,0 m/s. Já Schallenberg-Rodríguez e García Montesdeoca (2018) utilizam uma faixa de corte entre 6,0 e 6,5 m/s, e Dvorak, Archer e Jacobson (2010), entre 7,0 e 7,5 m/s, para 80 m de altura. Para a altura de medição de 100 m, que foi a escolhida no presente trabalho, o relatório de potencial na Europa (HUNDLEBY; FREEMAN, 2017) utiliza um limite de 8,0 m/s para seu cenário de referência (manutenção dos custos associados atuais) e de 7,5 m/s para seu cenário otimista (futura redução de custos). Já para os Estados Unidos (MUSIAL et al., 2016a) e a Califórnia (MUSIAL et al., 2016b), o NREL utilizou o valor de 7,0 m/s. Baseado nisso, a velocidade de vento mínima selecionada foi de 7,0 m/s e todas as localidades com velocidade média anual do vento abaixo da mesma foram excluídas da análise.

## 4.4 POTENCIAL AMBIENTAL E SOCIAL OFFSHORE

Finalmente, o Potencial Ambiental e Social considera os diferentes usos do ambiente marítimo e seu principal objetivo é reduzir os impactos sobre o meio ambiente e sobre a sociedade, minimizando, assim, os possíveis conflitos advindos da implantação de parques. Por isso, as exclusões, aplicadas sobre a área do Potencial Técnico, visam a manutenção das atividades humanas no meio marítimo e a preservação da natureza, em especial dos grupos mais afetados por projetos eólicos offshore.

A área remanescente do Potencial Ambiental e Social representa, então, a parcela com melhor recurso eólico, viabilidade técnica e menores conflitos, no que tange a instalação de parques eólicos offshore. Ou seja, são as áreas verdadeiramente disponíveis para o desenvolvimento eólico offshore e que devem ser consideradas primeiro no seu planejamento. Além disso, a pré-seleção das áreas visa a agilidade e a redução de custos no processo de Licenciamento Ambiental. Entretanto, é importante ressaltar que esta análise não substitui, de forma alguma, os estudos ambientais locais pertinentes ao Licenciamento, como os Estudos de Impacto Ambiental, os quais devem ser conduzidos normalmente.

Ho et al. (2018) fizeram uma revisão sobre os critérios que devem ser analisados no processo de *siting* de parques eólicos offshore. O estudo enumerou, de acordo com a literatura e com a opinião de especialistas da área, uma série de critérios econômicos, ambientais, sociais e de segurança, e os classificou quanto à sua importância ao processo.

Com base nisso e nas informações disponíveis para a costa brasileira, foram selecionados os critérios ambientais e sociais a serem aplicados neste estudo. Assim, na Tabela 2 e na Tabela 3 são mostrados, respectivamente, os critérios ambientais e sociais selecionados, bem como a sua classe de importância (Pouco Importante, Importante ou Muito Importante), conforme definido em Ho et al. (2018), e a sua aplicação em outros 22 trabalhos revisados.

Apesar da presença de Recifes de Coral não ter sido avaliada em nenhum dos estudos revisados, sua importância, definida como “Muito Importante”, obteve nível máximo de consenso entre os especialistas consultados por Ho et al. (2018). Por outro lado, a importância do Impacto Visual, o qual foi avaliado na maioria dos trabalhos, obteve o nível mínimo de consenso (HO et al., 2018), o que prova que ainda é um tema polêmico e subjetivo, apesar de amplamente estudado.

Tabela 2. Critérios Ambientais selecionados, Grau de Importância e total de aplicações em 22 Estudos Revisados.

Estudos Revisados	Critérios Ambientais					
	APAs e Parques Marinhos	Habitats de espécies em extinção	Recifes de Coral	Aves e morcegos	Mamíferos Marinhos	Bentos
	Grau de Importância <sup>5</sup>					
	Muito	Muito	Muito	Muito	Importante	Pouco
Mahdy e Bahaj (2018)	•					
Schallenberg-Rodríguez e García Montesdeoca (2018)	•					
Cavazzi e Dutton (2016)						
Magar, Gross e González-García (2018)	•	•		•		
Hong e Möller (2011)				•		
Kim, Jang e Kim (2018)	•			•		
Musial et al. (2016a)	•	•				
Hundleby e Freeman (2017)	•	•				
The Crown Estate (2012)	•					
Kim, Park e Maeng (2016)	•	•		•	•	•
Department of Energy and Climate Change (2011)	•	•		•	•	•
Imares (2011)						
Musial et al. (2016b)	•	•				
Augustine et al. (2012)	•	•				
Frank et al. (2014)	•	•				
Möller (2011)	•					
Cradden et al. (2016)				•		
Zanuttigh et al. (2016)						
Vasileiou, Loukogeorgaki e Vagiona (2017)	•					
Jongbloed, Van Der Wal e Lindeboom (2014)	•	•		•	•	•
Schillings et al. (2012)	•	•				
Yamaguchi e Ishihara (2014)	•					
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

<sup>5</sup> Graus de Importância (Pouco Importante, Importante e Muito Importante), conforme definido em (HO et al., 2018).

Tabela 3. Critérios Sociais selecionados, Grau de Importância e total de aplicações em 22 Estudos Revisados.

Estudos Revisados	Critérios Sociais		
	Impacto Visual	Áreas de Pesca	Outras estruturas <sup>6</sup>
	Grau de Importância <sup>7</sup>		
	Importante	Muito	Importante
Mahdy e Bahaj (2018)		•	•
Schallenberg-Rodríguez e García Montesdeoca (2018)	•	•	
Cavazzi e Dutton (2016)			•
Magar, Gross e González-García (2018)		•	
Hong e Möller (2011)		•	•
Kim, Jang e Kim (2018)	•	•	
Musial et al. (2016a)	•		•
Hundleby e Freeman (2017)			•
The Crown Estate (2012)	•	•	•
Kim, Park e Maeng (2016)	•	•	
Department of Energy and Climate Change (2011)		•	•
Imares (2011)	•		
Musial et al. (2016b)	•		
Augustine et al. (2012)			•
Frank et al. (2014)			•
Möller (2011)	•		
Cradden et al. (2016)	•		
Zanuttigh et al. (2016)			
Vasileiou, Loukogeorgaki e Vagiona (2017)	•		•
Jongbloed, Van Der Wal e Lindeboom (2014)		•	•
Schillings et al. (2012)	•	•	•
Yamaguchi e Ishihara (2014)	•	•	
<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>12</b>

<sup>6</sup> Herança cultural submersa, atividades de dragagem, dutos, cabos, plataformas de óleo e gás, e outros obstáculos.

<sup>7</sup> Graus de Importância (Pouco Importante, Importante e Muito Importante), conforme definido em Ho et al. (2018).

As próximas seções detalham e justificam a escolha dos critérios ambientais e sociais, e de seus respectivos limites.

#### 4.4.1 Exclusões Ambientais

Como mostrado no estudo de Ho et al. (2018), os critérios ambientais mais relevantes na escolha do melhor lugar para o comissionamento de parques offshore são: a Manutenção de Áreas Protegidas ou Sensíveis, e a Preservação de Recifes de Coral, Aves, Mamíferos Marinhos e Bentos, grupos biológicos que são especialmente susceptíveis aos impactos gerados. Por isso, estes critérios foram o foco da avaliação ambiental.

Todos os dados ambientais utilizados foram adquiridos no website do Ministério do Meio Ambiente do Brasil (MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018). Estes dados foram, então, inseridos no ArcMap para que as devidas exclusões fossem realizadas, como será detalhado nas próximas seções. As áreas foram excluídas da análise, dado que o objetivo da mesma é buscar as regiões com mínimos conflitos e impactos para a instalação de parques offshore.

Contudo, diante de outras motivações para o desenvolvimento, estes locais ainda podem ser considerados para a instalação de parques, desde que perante todos os requisitos ambientais vigentes e estudos aprofundados, que atestem que os impactos locais são mínimos.

- *Áreas protegidas e sensíveis:*

Diversos estudos de *siting* já fizeram a exclusão de Áreas de Proteção Ambiental, Parques Marinhos e habitats de espécies ameaçadas de extinção (Tabela 2).

As Unidades de Conservação (UCs) são áreas delimitadas que visam preservar espaços territoriais de valor natural relevante, bem como seus recursos ambientais, incluindo águas jurisdicionais. Elas são divididas em Unidades de Proteção Integral, nas quais é admitido apenas o uso indireto de seus recursos naturais, e em Unidades de Uso Sustentável, nas quais é permitido o uso sustentável de parcela de seus recursos (BRASIL, 2000). Estes dois grupos são ainda subdivididos em categorias que consideram as características específicas de cada local. Assim, qualquer intervenção, como a construção de um parque eólico offshore, deve respeitar os usos prioritários destas áreas. A possibilidade ou não de realização da intervenção irá depender da categoria em que a unidade de conservação se encontra e de suas disposições.

Contudo, neste estudo, visando a máxima conservação do meio ambiente, os dois grupos de UCs foram excluídos.

Com isso, para realizar a presente análise, foram utilizados dados provenientes do Projeto “Revisão Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (importância biológica) – 2007” (MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018), que tem como objetivo identificar áreas prioritárias para a conservação, utilização sustentável e repartição dos benefícios da biodiversidade (BRASIL, 2004). Além destes, foi coletado também o mapeamento das Unidades de Conservação do Brasil, nos níveis municipal, estadual e federal (MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018).

Foram excluídas: todas as Unidades de Conservação; e as Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade de importância Extremamente Alta.

- *Grupos Biológicos:*

Os grupos biológicos que devem ser levados em consideração por serem os mais negativamente impactados por projetos eólicos offshore, são, em ordem de relevância, conforme estipulado por Ho et al. (2018): Recifes de Coral e Aves, Cetáceos e Mamíferos Marinhos, e Bentos.

Assim, foram coletados dados do Programa Nacional da Biodiversidade Biológica (PRONABIO), de 1999, que contam com o mapeamento das Áreas da Zona Costeira do Brasil Prioritárias para a Conservação, classificadas em graus de importância, para cada um dos grupos biológicos acima citados.

Cruzando as informações de grau de importância de conservação das áreas de cada grupo com a relevância, conforme Ho et al. (2018), de cada grupo, foi feita uma exclusão seletiva. Como os grupos de Recifes de Coral e Aves foram classificados como “Muito Importante”, foram excluídas as Áreas Prioritárias para Conservação de importância Extrema, Muito Alta e Alta; para o grupo dos Mamíferos Marinhos, classificado como “Importante”, foram excluídas as Áreas com importância Extrema e Muito Alta; e para o Bentos, tido como “Pouco Importante”, foram excluídas apenas as áreas com importância Extrema para este grupo.

Além disso, pontos que mencionavam a presença destes grupos também foram incluídos na análise. Estes dados provêm das Cartas de Sensibilidade Ambiental a Derramamentos de Óleo (Cartas SAO) (MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018b), que são utilizadas para o planejamento de contingência e ações de resposta a incidentes de poluição por óleo. Elas contêm, basicamente, informações sobre a sensibilidade ambiental do litoral brasileiro ao óleo, sobre os recursos biológicos sensíveis ao óleo, e sobre as atividades socioeconômicas que podem ser afetadas por

eventuais derramamentos ou pelas ações de resposta (MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2002).

#### 4.4.2 Exclusões Sociais

Estas exclusões visam a minimização de conflitos sociais e, por isso, englobam atividades e usos humanos do ambiente marinho que possam, de alguma forma, ser afetados por parques eólicos offshore.

Devido à dificuldade de obtenção de dados referentes a estas atividades no litoral brasileiro, alguns critérios apontados por Ho et al. (2018), como a presença de rotas de navios e aviões, ou de áreas militares, não puderam ser incluídos nesta análise. Sendo assim, os critérios avaliados foram: Impacto Visual dos parques, presença de atividade de pesca e presença de outras estruturas.

Primeiramente, foi tratado o impacto visual, através do emprego da exclusão de distância mínima da costa para a instalação de parques. Já os mapeamentos de áreas de pesca e de outras estruturas são provenientes das Cartas de Sensibilidade Ambiental a Derramamentos de Óleo (Cartas SAO) (MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018b), que, além dos recursos ambientais, também dizem respeito às atividades socioeconômicas que podem ser afetadas por eventuais derramamentos ou pelas ações de resposta (MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2002).

- *Impacto Visual:*

Segundo o estudo de Ho et al. (2018), apesar de este ser o critério de *siting* mais estudado, o impacto visual é o que apresenta as maiores divergências no que diz respeito à sua importância, pois sua percepção é subjetiva e pessoal.

O aumento da distância é o fator que mais tem influência na minimização do impacto visual de parques eólicos. Por isso, para aumentar a aceitação pública, é preferível que eles sejam instalados o mais longe da costa possível (MUSIAL et al., 2016b), o que acaba sendo uma das vantagens do ambiente offshore em relação ao onshore. Porém, este aumento também tem como consequência a profundidade maior e extensão mais longa dos cabos de transmissão, o que acaba elevando os custos dos projetos. Por isso, não há consenso sobre a distância ideal (MUSIAL et al., 2016b): ela dependerá, por exemplo, do local de instalação (condições atmosféricas e nível de aceitação da população), e também das características do parque e das turbinas (DTI, 2005).

Na maior parte dos estudos de *siting* revisados, a distância empregada varia de 2 (quando o aumento da distância começa a prejudicar muito a viabilidade econômica do projeto) a 15 km (CRADDEN et al., 2016; DHANJU; WHITAKER; KEMPTON, 2008; HONG; MÖLLER, 2011; IMARES, 2011; KIM; JANG; KIM, 2018; KIM; PARK; MAENG, 2016; MÖLLER, 2011; MUSIAL et al., 2016b, 2016a; SCHALLENBERG-RODRÍGUEZ; GARCÍA MONTESDEOCA, 2018; SCHILLINGS et al., 2012; THE CROWN ESTATE, 2012; VASILEIOU; LOUKOGEORGAKI; VAGIONA, 2017). Assim, foi escolhida a distância mínima de 8 km da costa, que já produz uma redução de mais de 50% no índice de rejeição pública, como (BISHOP; MILLER, 2007) estimaram em seu estudo.

- *Atividades de Pesca:*

A construção e operação de parques offshore não necessariamente interrompem a atividade de pesca, como atestado no relatório do Departamento de Energia e Mudanças Climáticas do Reino Unido (DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE, 2011). Primeiramente, em relação à abundância de peixes, seus efeitos podem ser tanto positivos, pelo efeito da formação de recifes artificiais, ou negativos, pelo afugentamento dos animais. E no que diz respeito à proibição da atividade dentro dos parques operacionais, há alguns tipos de pesca, inclusive comercial, que podem ser realizados sem riscos.

Contudo, esta é uma restrição imposta em diversos trabalhos, como pode ser visto na Tabela 3. Assim, no presente estudo, também foram excluídas áreas de pesca, de acordo com as informações das Cartas SAO (MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018b), visando a minimização de possíveis conflitos com a indústria pesqueira ou com comunidades locais.

- *Outras estruturas:*

Estruturas físicas como outros parques offshore, plataformas de petróleo, cabos, dutos, elementos relativos à herança cultural submersos, atividades de dragagem, locais de despejo de sedimentos, entre outros, são obstáculos à instalação de novos parques.

Com as informações contidas nas Cartas SAO (MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018b), foi possível mapear plataformas de petróleo e dutos na costa brasileira. Na literatura, é comum adicionar uma área de segurança ao redor destes elementos. Por exemplo, Frank et al. (2014) empregaram o valor de 30 m para plataformas offshore, e de 300 m para dutos, enquanto Mahdy e Bahaj (2018) utilizaram 1km de distância para poços de óleo e gás. Como sugerido por Hong e Möller (2011),

neste trabalho foi estipulado o incremento de uma região de 500 m ao redor destes elementos.

## 4.5 ANÁLISE DE DECISÃO MULTICRITÉRIO

Além das variáveis já comentadas, há outros critérios que influenciam a seleção das melhores áreas para instalação de parques offshore. Contudo, nem sempre eles representam exclusões, mas sim restrições, ou fatores. Enquanto uma exclusão é um critério que aprova, ou não, uma alternativa como uma possível solução, um fator aumenta ou diminui a viabilidade da alternativa (MAHDY; BAHAJ, 2018). Ou seja, dentre as áreas pré-selecionadas para o desenvolvimento (alternativas), há as mais ou menos adequadas, de acordo com uma combinação de fatores.

Sendo assim, e como já foram avaliadas as esferas técnica, ambiental e social da seleção, aqui serão tratados alguns critérios que afetam os custos dos projetos eólicos offshore. Por não serem excludentes, estes fatores devem ser analisados em conjunto, de modo que haja um compromisso entre eles, contribuindo para o atingimento do objetivo final, que é a seleção das áreas com menores custos de desenvolvimento, dentre as alternativas do Potencial Ambiental e Social.

Como salientado no início deste Capítulo, esta análise não representa o cálculo de um Potencial Econômico, dado que este dependeria do Custo Nivelado da Energia e de condições econômicas, de mercado e de políticas de incentivo, que ainda estão indefinidas para o cenário brasileiro.

Para atingir um compromisso entre os fatores, deve ser realizada uma Análise de Decisão Multicritério (ADMC), cujo objetivo é encontrar soluções para problemas que envolvem diversas variáveis. Quando associada a um Sistema de Informações Geográficas (SIG), como o ArcMap, a ADMC é muito útil para a resolução de problemas espaciais, como o *siting* de parques eólicos.

Para a seleção das melhores áreas para a implantação de projetos de energia eólica onshore, por exemplo, a avaliação baseada na metodologia de Análise Espacial Multicritério (AEMC), que combina ADMC e SIG, já foi realizada para países como Espanha (SÁNCHEZ-LOZANO; GARCÍA-CASCALES; LAMATA, 2016), Alemanha (HÖFER et al., 2016), Grécia (LATINOPOULOS; KECHAGIA, 2015), Arábia Saudita (BASEER et al., 2017), Equador (VILLACRESES et al., 2017), Irã (NOOROLLAHI; YOUSEFI; MOHAMMADI, 2016), e em Ohio (EUA) (GORSEVSKI et al., 2013).

Atualmente, esta metodologia também vem sendo aplicada para a avaliação de potencial eólico de áreas offshore, como feito para o Egito (MAHDY; BAHAJ, 2018) e

para os Países Bálticos (Lituânia, Letônia e Estônia) (CHAOUACHI; COVRIG; ARDELEAN, 2017). Outra aplicação relacionada é a seleção de áreas para instalação de sistemas híbridos offshore, que combinam energia eólica e energia das ondas, como feito para a Grécia (VASILEIOU; LOUKOGEORGAKI; VAGIONA, 2017).

Uma das maneiras mais utilizadas para a execução da ADMC, e que foi escolhida para o presente estudo, é a metodologia de *Analytical Hierarchy Process* (AHP), proposta por Saaty (1990).

As próximas seções detalham os fatores empregados e como foi aplicada a metodologia de AHP à Análise Espacial Multicritério deste trabalho.

#### 4.5.1 Fatores

Com base em Ho et al. (2018), foram selecionados os seguintes fatores que afetam a atratividade de parques eólicos offshore: Velocidade do Vento, Profundidade, Distância da Costa e Distância de Portos.

Cada um deles foi dividido em 3 classes de viabilidade econômica, variando entre Baixa e Alta. A Tabela 4 detalha a classificação e os valores-limite definidos. A escolha dos fatores e de seus valores são explicados em seguida.

Tabela 4. 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

- *Velocidade do Vento*

A velocidade do vento é considerada um critério de extrema importância na avaliação financeira de projetos eólicos, dado que a geração elétrica e o fator de capacidade são bastante dependentes dela (DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE, 2011; HO et al., 2018; HONG; MÖLLER, 2011).

Anteriormente, foi aplicada a exclusão de velocidade mínima do vento de 7,0 m/s, para uma altura de hub da turbina de 100 m. Ou seja, para velocidades abaixo deste valor, projetos eólicos offshore são considerados economicamente inviáveis. Para Musial et al. (2016a), os limites inferior e superior utilizados na classificação foram 7,0

e >10,0 m/s, respectivamente. Com base nisso, foram selecionados os limites a serem aplicados nesta análise: 7,0 – 8,0 m/s; 8,0-9,5 m/s; >9,5 m/s.

- *Profundidade*

A profundidade de instalação de turbinas offshore também é classificada como um critério de extrema importância para o processo de *siting*, pois os custos aumentam com o aumento da profundidade (HO et al., 2018; HONG; MÖLLER, 2011).

Para um mesmo tipo de fundação, maiores profundidades implicam em maiores custos estruturais (VOORMOLEN; JUNGINGER; VAN SARK, 2016). Além disso, os tipos de fundação (que variam de acordo com a classe de batimetria) para profundidades maiores são mais caros (CAVAZZI; DUTTON, 2016; HONG; MÖLLER, 2011).

Para águas rasas, de até 30 m de profundidade, o tipo de fundação mais utilizado é o de monopilar; para águas intermediárias, entre 30 e 60 m, é o de jaqueta; e para águas profundas, acima dos 60 m, o ideal são turbinas flutuantes (CAVAZZI; DUTTON, 2016). De acordo com isto e com os dados batimétricos disponíveis do Serviço Geológico do Brasil (CPRM, 2018), as classes de batimetria foram estipuladas, sendo que o nível de viabilidade diminui com a profundidade, e o limite superior (previamente aplicado) é de 1000 m. Com isso, as classes se dividem em: 0-20 m; 20-50 m; 50-1000 m.

- *Distância da Costa*

O critério de Distância da Costa afeta os custos de projeto não só pelo esperado aumento na profundidade, mas principalmente pelo aumento na extensão do cabeamento para conexão dos parques offshore à rede. O sistema de transmissão offshore pode ser dividido em 3 partes: o sistema de cabos submarinos que liga as turbinas entre si e à subestação offshore; o sistema de cabos submarinos de exportação desde a subestação offshore até a subestação onshore; e a conexão à rede, feita através de linhas de transmissão que ligam a subestação onshore ao ponto de conexão à rede (BEITER et al., 2016).

Segundo estudo da IRENA sobre os custos das tecnologias de energias renováveis (IRENA, 2012), a fração do custo de capital referente à conexão à rede, incluindo cabeamento, subestações e outras construções, varia de 9 a 14% do custo total para a eólica onshore, e de 15 a 30% para a offshore. Sendo que o custo de capital de um sistema de geração offshore é cerca de 2 vezes o de um sistema onshore. Ou

seja, o sistema de transmissão offshore é consideravelmente mais caro do que o onshore.

Como a transmissão em terra é análoga para as duas tecnologias, o investimento significativamente maior para o sistema de transmissão offshore é devido à parcela da transmissão em mar. Sendo assim, frente à sua relevância no orçamento de um projeto eólico offshore, só foi considerada a distância até a costa na presente análise.

Há de se ressaltar, no entanto, que a Distância da Costa computa apenas a menor distância do parque eólico offshore ao litoral, visando minimizar os gastos com a transmissão em mar. Contudo, na prática, haveria a necessidade de se analisar também a distância em terra até o ponto de conexão à rede.

A distância também dita se a transmissão da energia será feita através de cabos de alta voltagem por corrente alternada (CAAV) ou por corrente contínua (CCAV). O custo da transmissão por CAAV e CCAV depende de diversos fatores além da distância, como a capacidade instalada do parque e a batimetria. Para pequenas distâncias, o que é mais usual dentre os parques em operação atualmente, a transmissão por CAAV é mais barata. A partir de uma certa distância, as perdas atreladas à esta tecnologia se tornam muito grandes. A transmissão por CCAV é considerada a opção mais econômica para longas distâncias, normalmente a partir dos 100 km (BEITER et al., 2016; CAVAZZI; DUTTON, 2016; MUSIAL et al., 2016b).

O relatório anual sobre a energia eólica offshore da Europa (WIND EUROPE, 2018), afirma que a distância da costa média de instalação de parques, no ano de 2017, foi de 41 km, sendo que a maioria dos parques estava a menos de 70 km da costa. Apesar disso, Beiter et al. (2016) considera, em sua análise, a distância máxima de 200 km, assim como Mahdy e Bahaj (2018). Portanto, as classes de distâncias escolhidas neste estudo, do maior para o menor grau de preferência, são: 0-70 km; 70-100 km; 100-200 km (considerando transmissão CCAV).

O mapeamento da Distância da Costa no ArcMap foi feito de a partir do deslocamento radial (buffers) da linha de costa brasileira em direção ao offshore, conforme os limites estipulados para cada classe de distância.

- *Distância de Portos*

A distância de portos com infraestrutura para auxiliar nas fases de construção e operação dos parques afeta tanto os custos iniciais de instalação quanto os de operação e manutenção dos projetos (HUNDLEBY; FREEMAN, 2017).

O tipo do porto também deve ser considerado nesta escolha, dado que os serviços de construção e de operação e manutenção (O&M) requerem diferentes

especificações de profundidade de canal e de altura máxima livre, por exemplo (MUSIAL et al., 2016b). Akbari et al. (2017) fizeram uma Análise Multicritério exclusivamente para a seleção de possíveis portos para apoio à indústria eólica offshore do Reino Unido. Assim, dada a sua complexidade, este critério não pôde ser incluído no presente estudo.

Para Cradden et al. (2016), no que diz respeito às distâncias viáveis para portos de construção, elas são altamente dependentes das turbinas selecionadas e das embarcações envolvidas no seu transporte. Por exemplo, para turbinas flutuantes, que são montadas no próprio porto e posteriormente rebocadas, a velocidade do transporte é baixa, fazendo com que a distância máxima razoável seja de 200 km. Já para turbinas de fundações fixas, pode chegar a 500 km. Para portos de O&M, apesar dos serviços também estarem relacionados à tecnologia empregada no parque, os autores estipularam 200 km como o limite superior de distância. Hundleby e Freeman (2017) utilizaram distâncias até 500 km, considerando ambos os tipos de portos.

Dito isso, as classes de Distância de Portos empregadas neste estudo foram, em ordem decrescente de preferência: 0-100 km; 100-200 km; 200-500 km. Elas foram mensuradas no ArcMap através da aplicação de buffers radiais, referentes aos limites de cada classe de distância, a partir dos portos identificados na costa brasileira pelo Plano Nacional de Logística e Transportes – PNLT, que foi desenvolvido pelo Ministério dos Transportes - MT, em cooperação com o Ministério da Defesa - MD. Os dados foram produzidos em 2008 e estão disponíveis na plataforma do MMA (MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018).

#### 4.5.2 Aplicação da Metodologia de AHP

O *Analytical Hierarchy Process (AHP)*, ou Processo Analítico Hierárquico, é uma metodologia proposta por Saaty (1990), cuja função é solucionar problemas complexos que envolvem diversas variáveis. A ideia central do método é formar uma estrutura hierárquica, em que o primeiro nível consiste do objetivo final, seguido por níveis de critérios e subcritérios, até chegar às alternativas. Assim, com base na literatura revisada (AKBARI et al., 2017; MAHDY; BAHAJ, 2018; SAATY, 1990; VASILEIOU; LOUKOGEORGAKI; VAGIONA, 2017), os passos para executar o AHP na atual análise foram:

a. *Definir o objetivo final*: Ranquear as áreas provenientes da Avaliação de Potencial Ambiental e Social, quanto à viabilidade econômica, ou seja, quanto aos custos relativos à instalação de projetos eólicos offshore;

b. *Identificar, valorar e classificar os fatores*: Como definido na seção anterior, os critérios selecionados, dentre os que influenciam na viabilidade econômica dos projetos, foram: Velocidade do Vento, Profundidade, Distância da Costa e Distância de Portos. Seus valores-limite, para cada classe de viabilidade econômica, foram apresentados na Tabela 4.

c. *Reclassificar os fatores, de acordo com uma pontuação única*: Para uniformizar os valores dos fatores de acordo com as classes de viabilidade, foi estabelecida uma pontuação, de 1 a 3, conforme a Tabela 5. Com isso, cada ponto do mapa foi reclassificado utilizando o ArcMap, e o resultado pode ser visto na Figura 18.

Tabela 5. Pontuação atribuída à classificação de viabilidade econômica dos fatores.

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

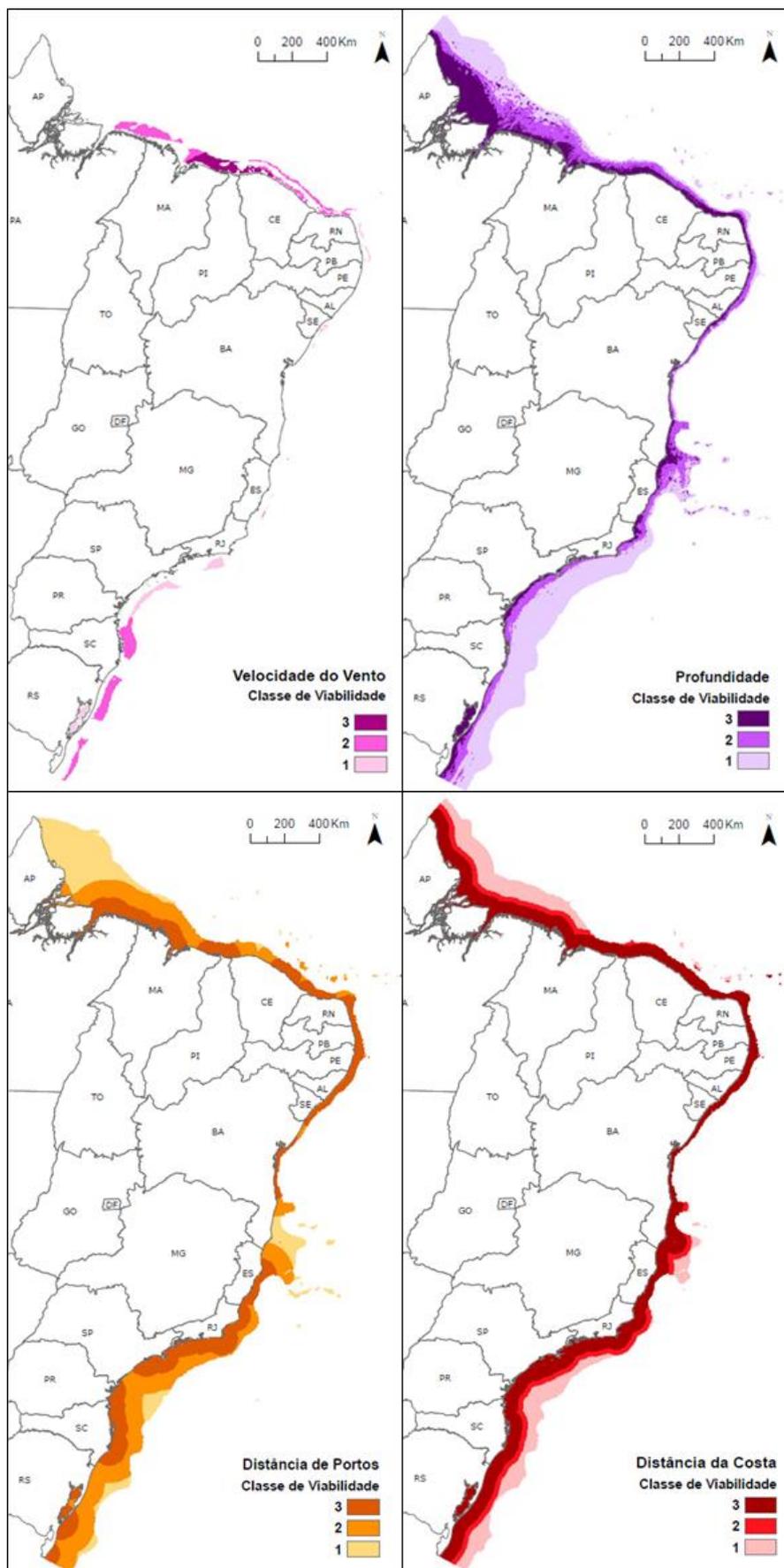


Figura 18. Fatores da Análise Multicritério reclassificados conforme classe de viabilidade.

d. *Calcular os pesos relativos dos fatores:* Para tal, primeiramente, os critérios devem ser comparados entre si, de acordo com sua importância ao atingimento do objetivo final. Assim, deve ser formada uma matriz de comparação, com o mesmo número de linhas e colunas, em que cada critério  $C_i$  da coluna à esquerda é classificado quanto à sua importância sobre cada critério  $C_j$  da linha superior, recebendo um valor,  $a_{ij}$ , como exemplificado na Tabela 6. Esta valoração é feita de acordo com a escala fundamental do AHP (Tabela 7) (SAATY, 1990).

Tabela 6. Exemplo de matriz de comparação em pares.

	$C_1$	$C_2$	$C_n$
$C_1$	<b>1</b>	$a_{12}$	$a_{1n}$
$C_2$	$1/a_{12}$	<b>1</b>	$a_{2n}$
$C_n$	$1/a_{1n}$	$1/a_{2n}$	<b>1</b>

Tabela 7. Escala de importância relativa. Fonte: Adaptado de Saaty (1990).

1	Mesma importância	Os dois critérios contribuem igualmente ao objetivo
3	Importância moderada	Experiência e julgamento favorecem fortemente um critério
5	Importância forte	Experiência e julgamento favorecem fortemente um critério
7	Importância muito forte	Um critério é fortemente favorecido e sua dominância é demonstrada na prática
9	Importância extrema	O favorecimento de um critério sobre o outro é da máxima ordem
2,4,6,8	Valores intermediários	Um compromisso entre os critérios é necessário

A Tabela 8 mostra a matriz de comparação resultante para este trabalho. A comparação se baseou em julgamento próprio, mas, principalmente, nos graus de importância atribuídos a cada critério, de acordo com o estudo de Ho et al. (2018), que contou com a opinião de 25 especialistas internacionais do setor, divididos entre acadêmicos e participantes de organizações respeitadas.

Tabela 8. Matriz de comparação em pares.

	<b>Velocidade do Vento</b>	<b>Profundidade</b>	<b>Distância da Costa</b>	<b>Distância de Portos</b>
<b>Velocidade do Vento</b>	<b>1</b>	2	5	7
<b>Profundidade</b>	0,50	<b>1</b>	3	5
<b>Distância da Costa</b>	0,20	0,33	<b>1</b>	2
<b>Distância de Portos</b>	0,14	0,20	0,50	<b>1</b>
<b>Somatório</b>	1,84	3,53	9,50	15,00

Em seguida, para calcular o peso dos critérios, um método simples segue os seguintes passos (MAHDY; BAHAJ, 2018; VASILEIOU; LOUKOGEORGAKI; VAGIONA, 2017): normalizar a matriz de comparação, através da divisão de cada célula pela soma de sua respectiva coluna; fazer o somatório de cada linha da matriz normalizada (Tabela 9), obtendo uma matriz de 1 coluna e com número de linhas equivalente ao número de

critérios; e, finalmente, dividir cada célula desta matriz pelo número de critérios, obtendo o peso relativo de cada um deles (Tabela 10).

Tabela 9. Matriz de comparação em pares normalizada.

	Velocidade do Vento	Profundidade	Distância da Costa	Distância de Portos	Somatório
Velocidade do Vento	0,54	0,57	0,53	0,47	2,10
Profundidade	0,27	0,28	0,32	0,33	1,20
Distância da Costa	0,11	0,09	0,11	0,13	0,44
Distância de Portos	0,08	0,06	0,05	0,07	0,25

Tabela 10. Pesos dos fatores.

Fatores	Peso
Velocidade do Vento	0,53
Profundidade	0,30
Distância da Costa	0,11
Distância de Portos	0,06

Por último, para avaliar a consistência das suposições referentes à comparação de critérios, é preciso determinar a Razão de Consistência (RC). Se o seu valor for maior que 0,1, a matriz deve ser refeita. A RC pode ser calculada pela equação (4), onde IC é o Índice de Consistência e IA é o Índice de Aleatoriedade, o qual é proposto por Saaty, de acordo com o número de critérios (SAATY; TRAN, 2007). O IC pode ser calculado por (5), onde  $\lambda_{\text{máx}}$  é o autovalor máximo da matriz de comparação e  $n$  é o número de critérios (AKBARI et al., 2017; MAHDY; BAHAJ, 2018; VASILEIOU; LOUKOGEORGAKI; VAGIONA, 2017). Neste trabalho, o IA para 5 critérios é de 1,12, o IC calculado foi de 0,076, e a RC foi de 0,068, que é menor do que 0,1, indicando consistência.

$$RC = \frac{IC}{IA} \quad (4)$$

$$IC = \frac{\lambda_{\text{máx}} - n}{n - 1} \quad (5)$$

e. *Valoração final das alternativas:* Para cada alternativa, isto é, cada ponto do mapa do Potencial Ambiental e Social (áreas disponíveis), foi feito o somatório ponderado dos 4 fatores analisados, segundo a equação (6), onde  $i$  é cada fator. Sendo assim, cada ponto recebeu um valor final, entre 1 e 3. Por exemplo, um ponto que tenha obtido pontuação 3 (alta viabilidade) para todos os fatores, terá um valor final ponderado igual a 3.

$$\text{Valor Final} = \sum \text{Pontuação}_i * \text{Peso}_i, \quad i = 1,2,3,4 \quad (6)$$

f. *Ranking das alternativas*: Como todos os fatores analisados variam continuamente no espaço, pontos próximos acabaram recebendo valores finais iguais, o que possibilitou a sua agregação em polígonos. Pontos espacialmente isolados, que não permitiam tal agregação, foram excluídos da análise. Assim, essas regiões (alternativas) puderam ser ordenadas, a partir do maior valor obtido, resultando no Ranking das Alternativas. As 10 melhores regiões são destacadas como as Áreas Preferenciais para o desenvolvimento. A Área Preferencial de número 1 é, então, a que apresenta os menores custos de implantação de parques eólicos offshore, e assim sucessivamente.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 5.1 DESCRIÇÃO

#### 5.1.1 Potencial Teórico Offshore

A Figura 19 ilustra o mapeamento dos dados de vento coletados ao longo da costa brasileira e os limites da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) do país. Nenhuma exclusão teve que ser realizada, pois todos os dados coletados estavam contidos na área da ZEE.

O Potencial Eólico Offshore Teórico do Brasil foi calculado em 1.687,6 GW, considerando a instalação de turbinas em toda a área de 562.522,2 km<sup>2</sup>, correspondente à extensão dos dados coletados. Vale ressaltar que, como esta área é menor que a área total da ZEE, o Potencial Teórico brasileiro é ainda maior do que o calculado no presente estudo.

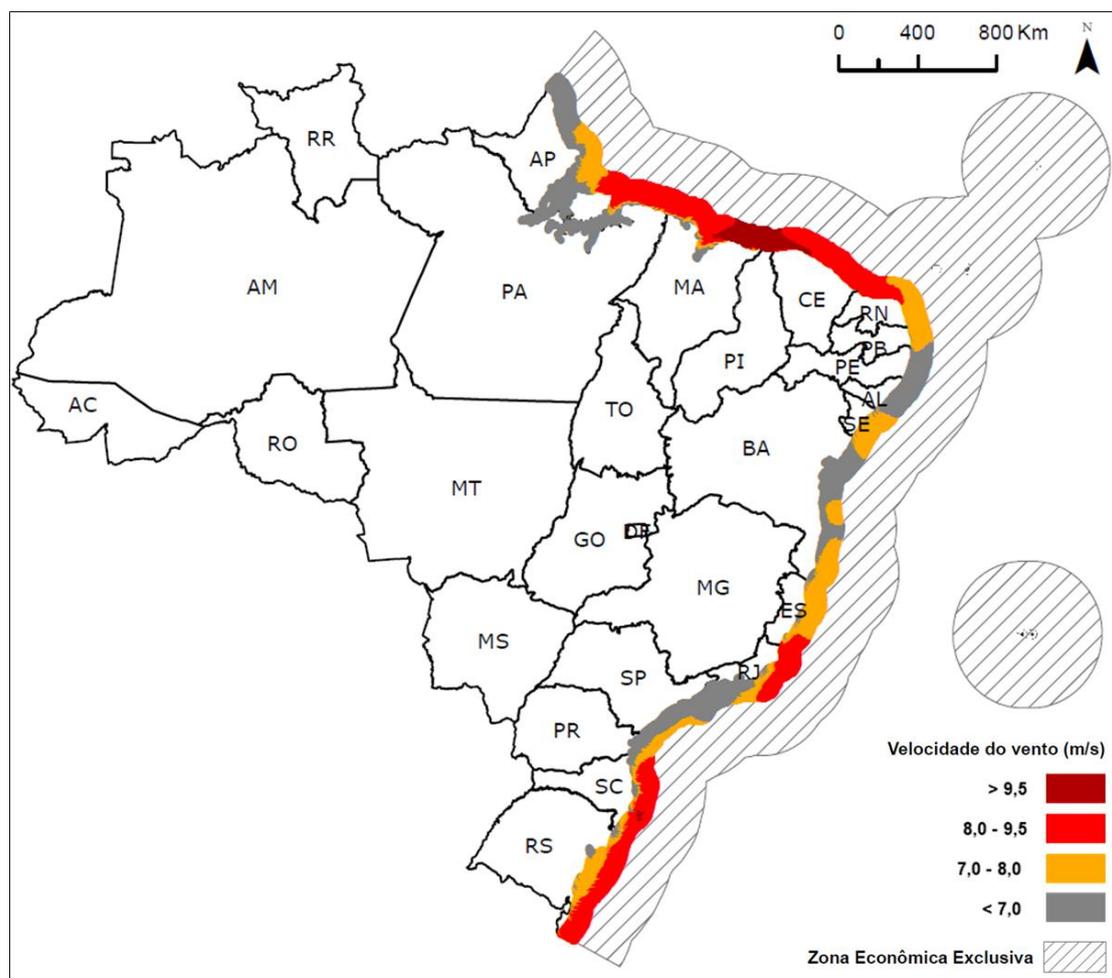


Figura 19. Potencial Teórico.

### 5.1.2 Potencial Técnico Offshore

A Figura 20 apresenta a sobreposição da região de profundidade máxima de 1000 m, utilizada para limitar o Potencial Técnico, sobre o recurso eólico do Potencial Teórico. É possível perceber que, salvo em certos afloramentos distantes da costa, a região se localiza dentro da ZEE brasileira.

Também é possível observar as áreas do Potencial Teórico exteriores à limitação de profundidade, e que foram excluídas da análise. Estas áreas englobam o litoral do Ceará até a Bahia, do Espírito Santo e do Maranhão, onde a declividade do fundo oceânico é mais acentuada do que em outras regiões, significando que a batimetria de 1000 m é atingida a menores distâncias da costa. Entre Maranhão e Amapá, e também na região Sul do Brasil, por exemplo, a área disponível antes dos 1000 m de profundidade é mais extensa.

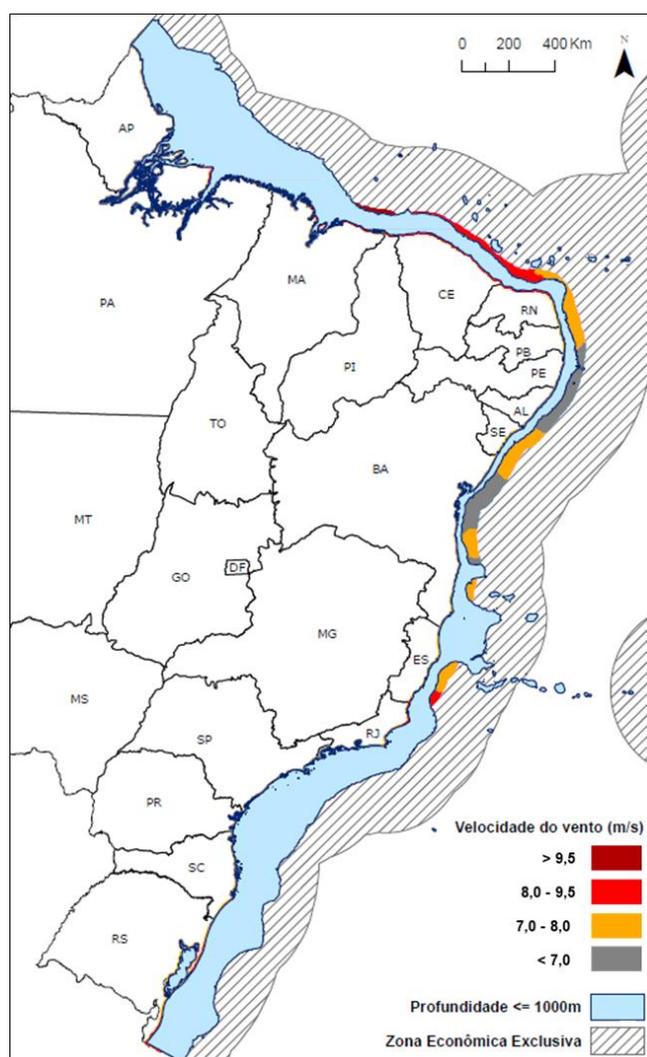


Figura 20. Sobreposição da exclusão técnica de profundidade até 1000 m ao Potencial Teórico.

A outra limitação técnica aplicada foi a exclusão de pontos com velocidade média anual menor que 7,0 m/s. Sendo assim, o mapa do Potencial Técnico ilustra apenas as demais classes de vento, como pode ser visto na Figura 21. Os estados de Pernambuco e Alagoas foram os mais afetados por esta exclusão, tendo, respectivamente, seus potenciais eólicos offshore totalmente e quase totalmente anulados. Outras localidades que tiveram grande parte de seu recurso eólico offshore eliminado nesta etapa da análise foram Amapá, Bahia, São Paulo, Paraná e o sul do Rio de Janeiro. O Potencial Técnico foi calculado em 1064,2 GW, nos 354.735,3 km<sup>2</sup> de área.

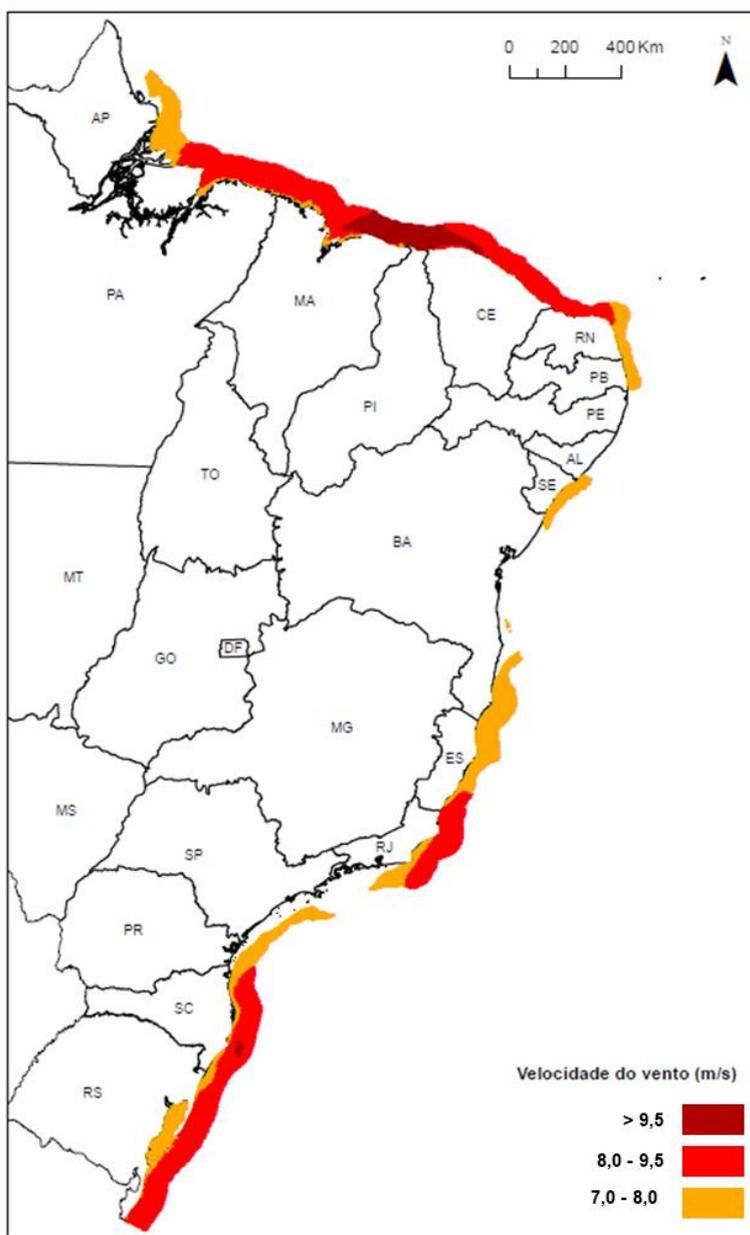


Figura 21. Potencial Técnico.

### 5.1.3 Potencial Ambiental e Social Offshore

A Figura 22 ilustra as exclusões ambientais e sociais aplicadas, referentes a todas as Unidades de Conservação costeiras, às Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade consideradas, à distância mínima da costa de 8 km para prevenção de impacto visual e à presença de grupos biológicos sensíveis, de atividade de pesca e de dutos, conforme descrito nas seções 4.4.1 e 4.4.2.

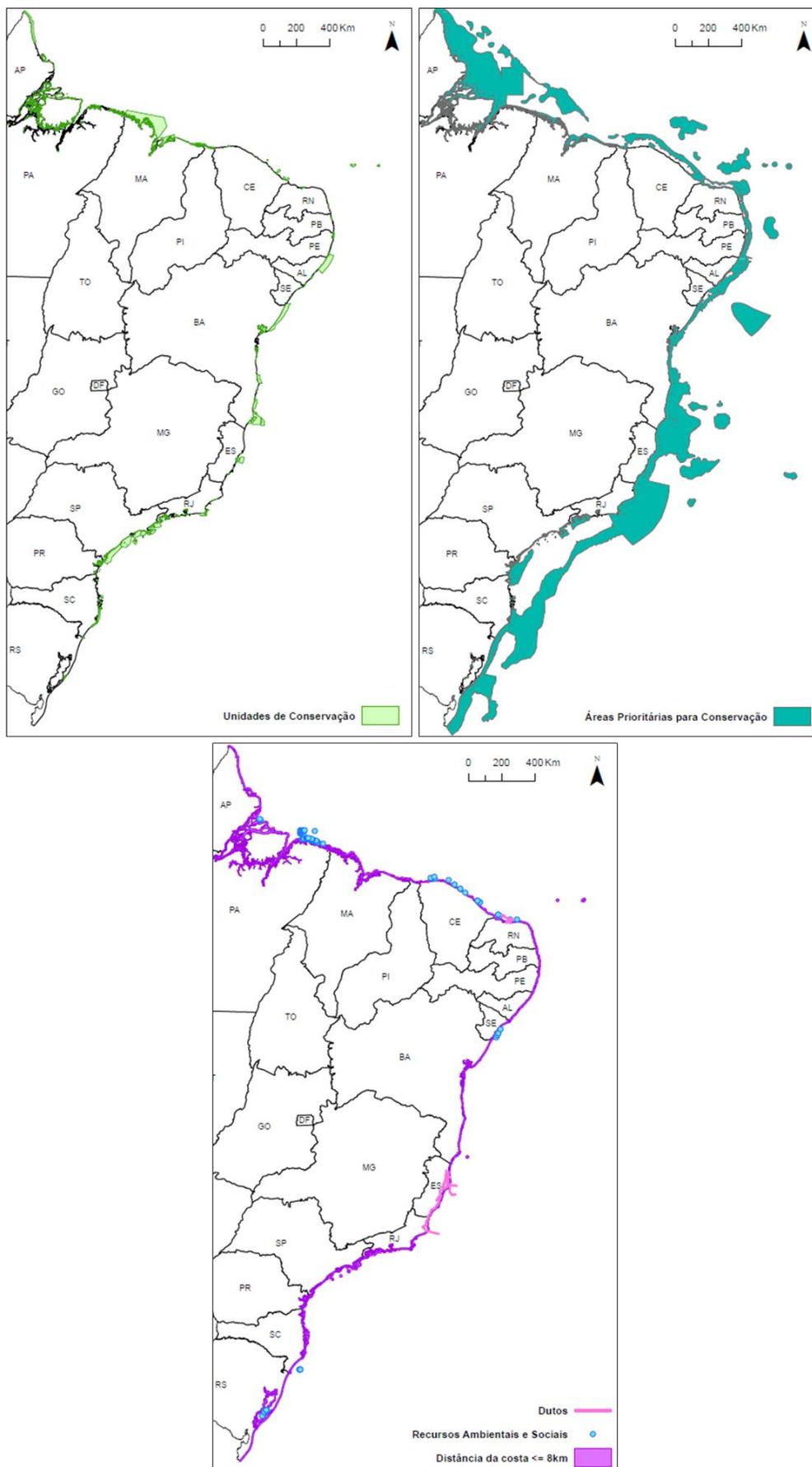


Figura 22. Exclusões Ambientais e Sociais: Unidades de Conservação, Áreas Prioritárias para a Conservação, Distância da Costa, Recursos Ambientais e Sociais e Dutos.

A Figura 23 apresenta, então, o mapeamento de todas as exclusões ambientais e sociais sobreposto ao mapa do Potencial Técnico, para permitir a visualização das áreas de interseção. O critério de “Áreas Prioritárias para Conservação” é o que mais contribui para as exclusões, eliminando grande parte do potencial offshore da região Sul, principalmente próximo à costa, do litoral entre Rio de Janeiro e Sul da Bahia, e do extremo Norte do país. Por outro lado, a área com o melhor recurso eólico offshore do país, entre Ceará e Maranhão, foi pouco afetada pelas exclusões ambientais.

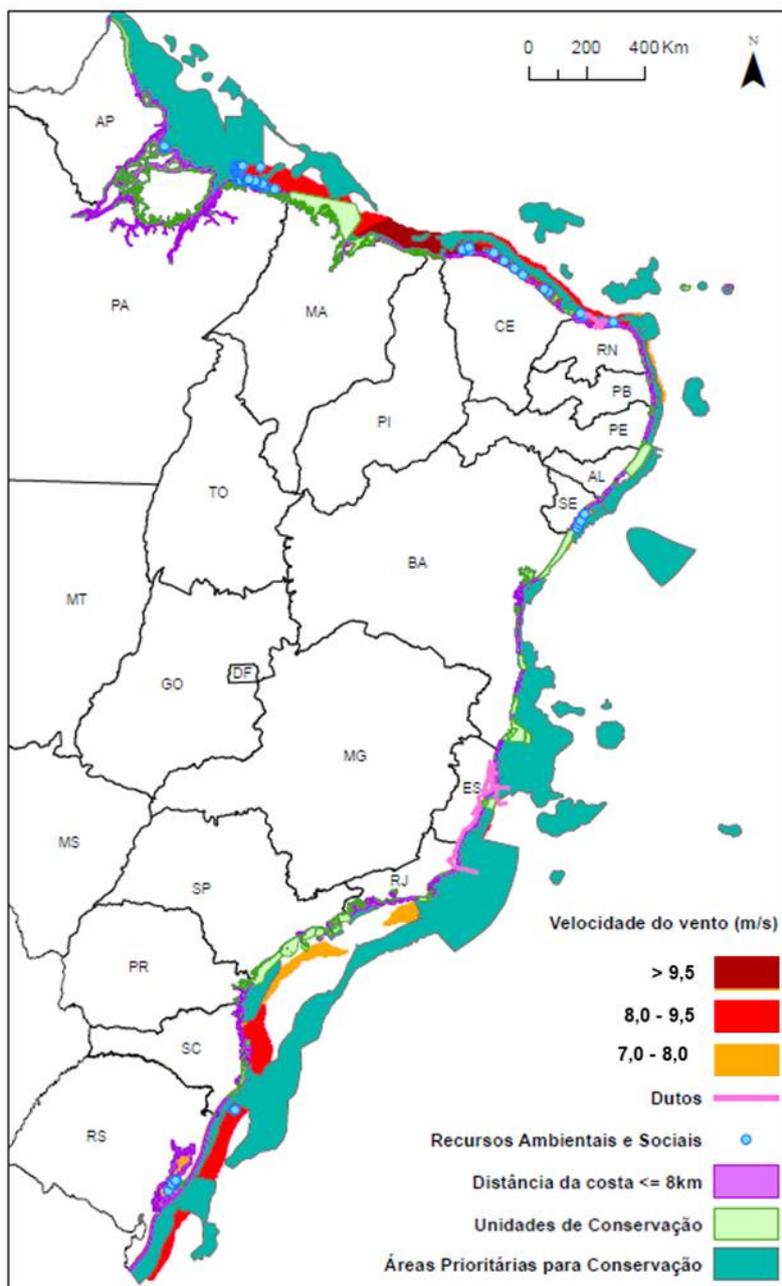


Figura 23. Sobreposição das Exclusões Ambientais e Sociais ao Potencial Técnico.

O Potencial Ambiental e Social é apresentado na Figura 24 e ilustra o potencial resultante após todas as exclusões aplicadas neste estudo. Ainda assim, este potencial é estimado em 330,5 GW, com uma área total de 110.159,2 km<sup>2</sup>, que representa as áreas disponíveis para o desenvolvimento eólico offshore, com as melhores condições eólicas e técnicas, e com impactos ambientais e sociais já minimizados.

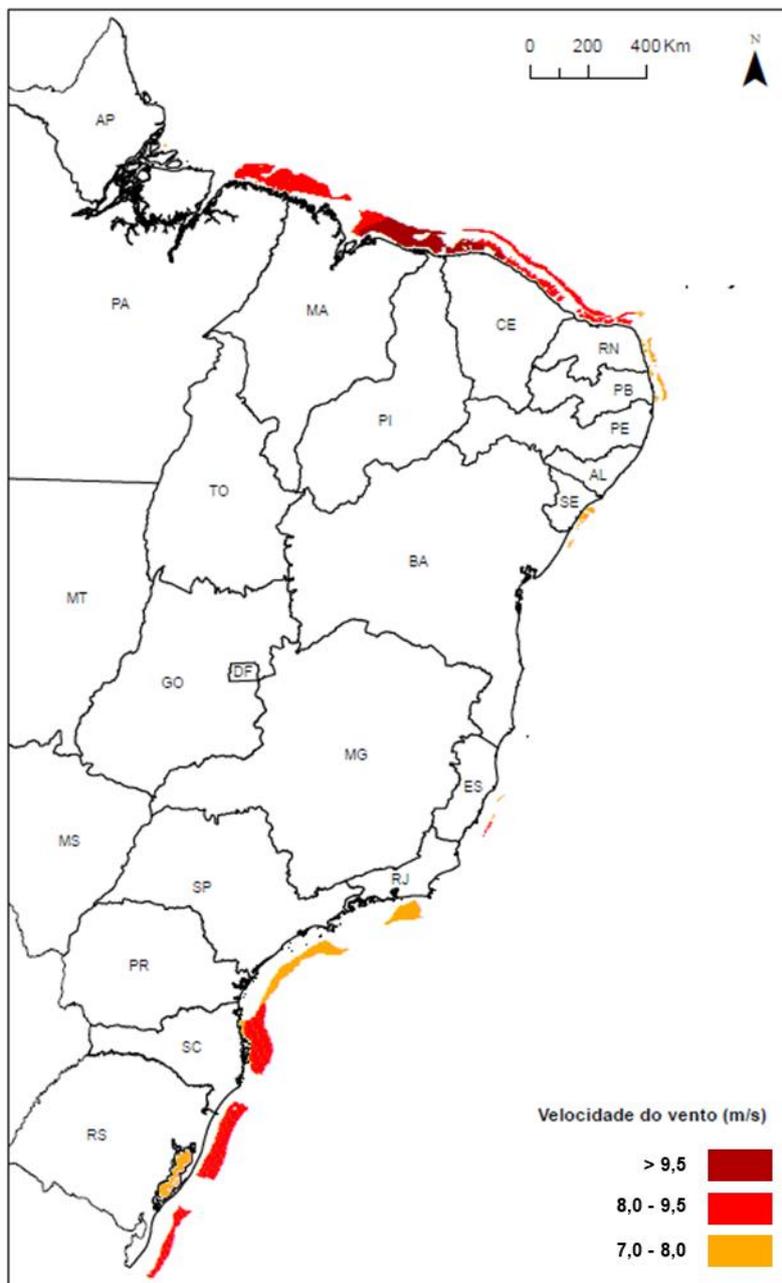


Figura 24. Potencial Ambiental e Social.

### 5.1.4 Ranking das alternativas e as Áreas Preferenciais para o Desenvolvimento

A partir da Análise de Decisão Multicritério (ADMC), que avaliou fatores que afetam a atratividade econômica de projetos eólicos offshore, as áreas disponíveis do Potencial Ambiental e Social foram valoradas e ranqueadas, afim de estabelecer uma ordem de prioridade de desenvolvimento.

A Figura 25 apresenta os valores finais obtidos para as alternativas da ADMC. O valor mínimo encontrado foi 1,17, significando que nenhum ponto do mapa apresenta, concomitantemente, baixa viabilidade para todos os fatores de viabilidade econômica analisados. Em contrapartida, o valor máximo encontrado foi 3, que era o valor máximo possível, indicando que há pontos classificados como altamente viáveis em todos os critérios analisados.

As áreas menos favoráveis, quanto aos custos de projeto, se localizam na região Sudeste do país. As mais favoráveis, no Nordeste. É possível observar que, em geral, os valores diminuem com o afastamento da costa.

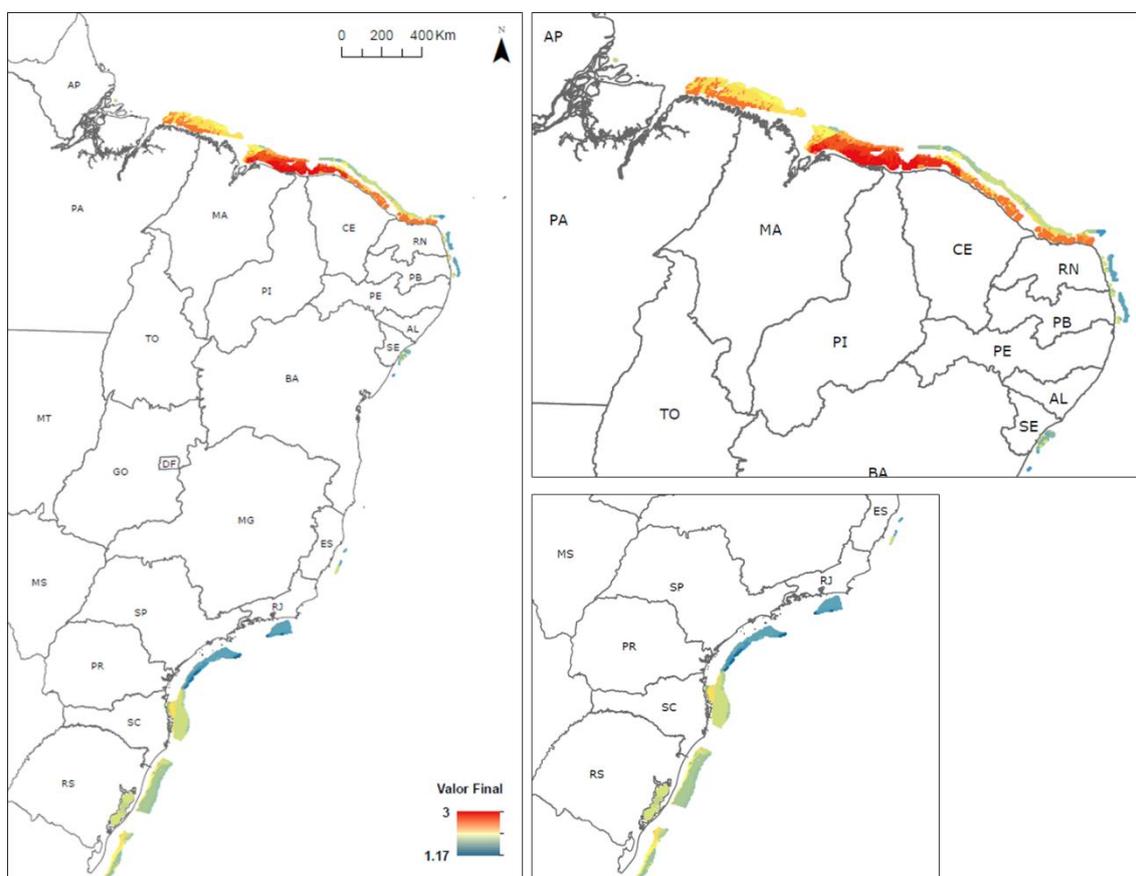


Figura 25. Valoração Final das alternativas.

A Figura 26 destaca as regiões que ocuparam as 10 primeiras posições do Ranking das alternativas, ou seja, as Áreas Preferenciais. Para facilitar a visualização das áreas mais favoráveis ao desenvolvimento, a Figura 27 foca apenas nas regiões em que se encontram as Áreas Preferenciais, no Nordeste e no Sul do Brasil.

Os valores finais das Áreas Preferenciais variam entre 2,11 e 3, ou seja, variam de média a alta viabilidade econômica. A grande maioria das áreas se localiza no Nordeste do Brasil, e as melhores se concentram nos estados do Ceará, Piauí e Maranhão. Porém, também há a ocorrência de áreas pertencentes à 9ª e à 10ª posições do ranking no litoral do Sul do país, nos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul (Figura 27).

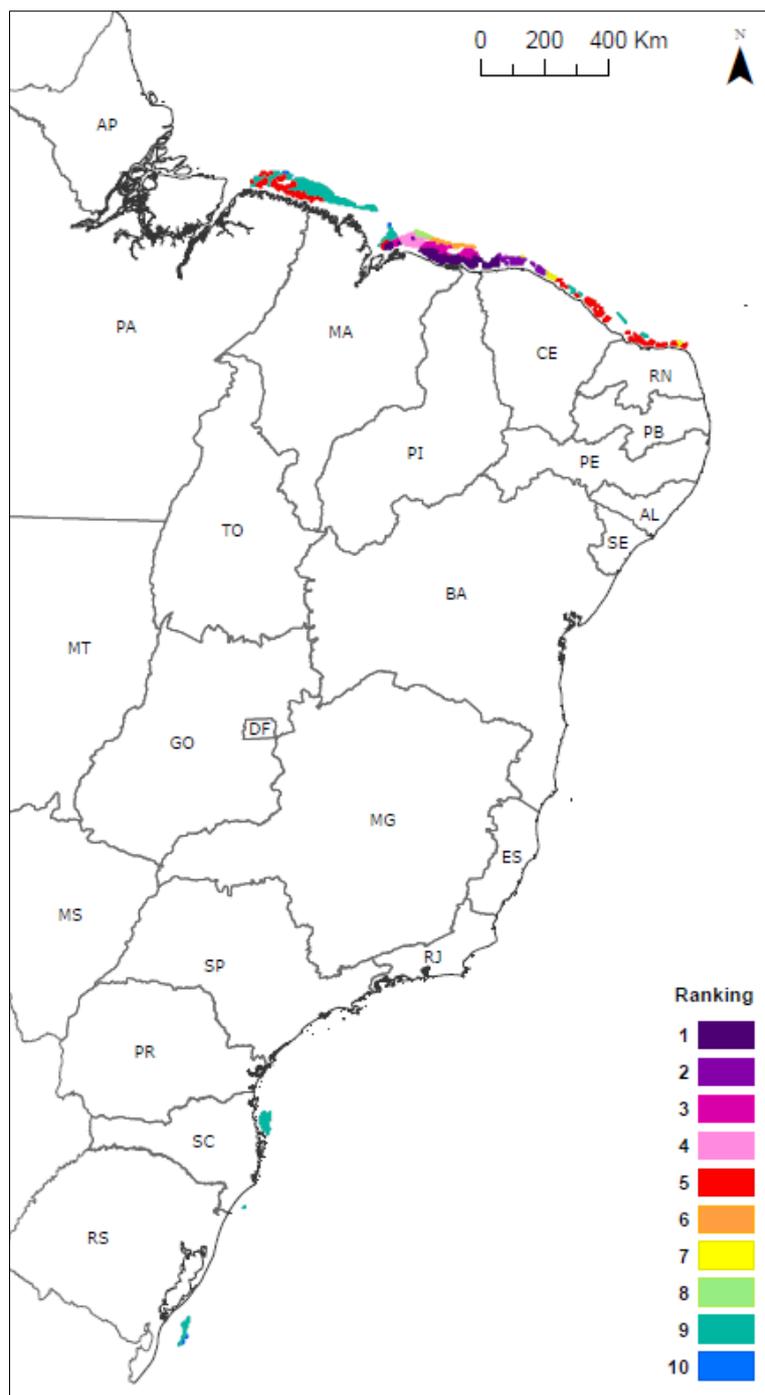


Figura 26. Ranking das Áreas Preferenciais.

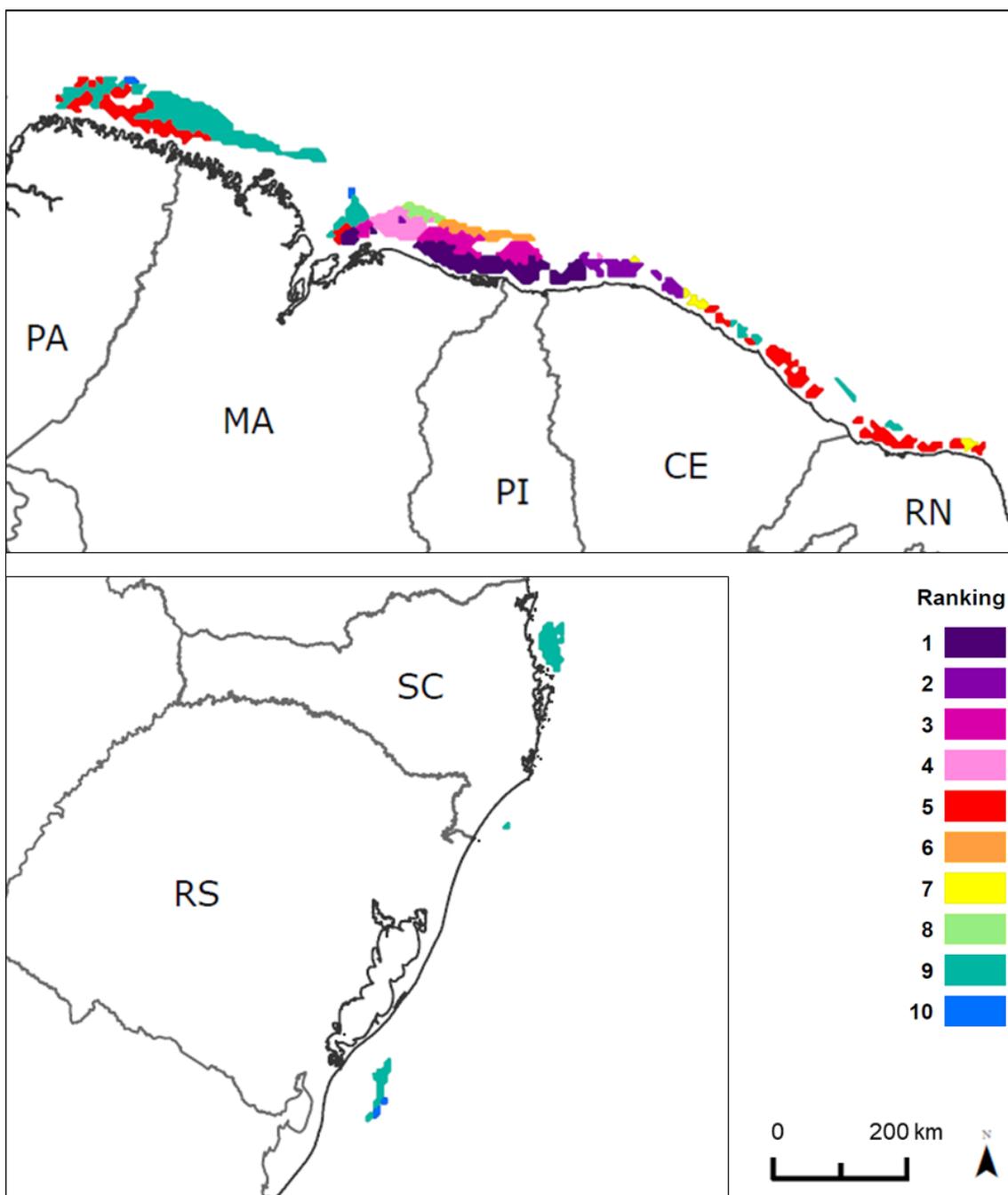


Figura 27. Áreas Preferenciais destacadas no Nordeste e no Sul do Brasil.

Para uma análise mais aprofundada quanto aos desafios técnicos e logísticos para o desenvolvimento de cada Área Preferencial, a Figura 28 e a Figura 29 trazem informações sobre seu entorno, no que tange, respectivamente, a batimetria e a presença de Subestações Elétricas, Linhas de Transmissão e Portos importantes.

A Figura 28 expõe as Áreas Preferenciais juntamente com as faixas de batimetria que foram analisadas, limitadas pelas curvas de 20, 50 e 1000 metros. Percebe-se que a maioria das Áreas se localiza a profundidades menores que 50 metros. Entretanto, as

Áreas de posição 6 e 8 do ranking e parte das Áreas de posição 3 e 4 ocupam a faixa que se estende dos 50 aos 1000 metros, na costa entre Maranhão e Piauí.

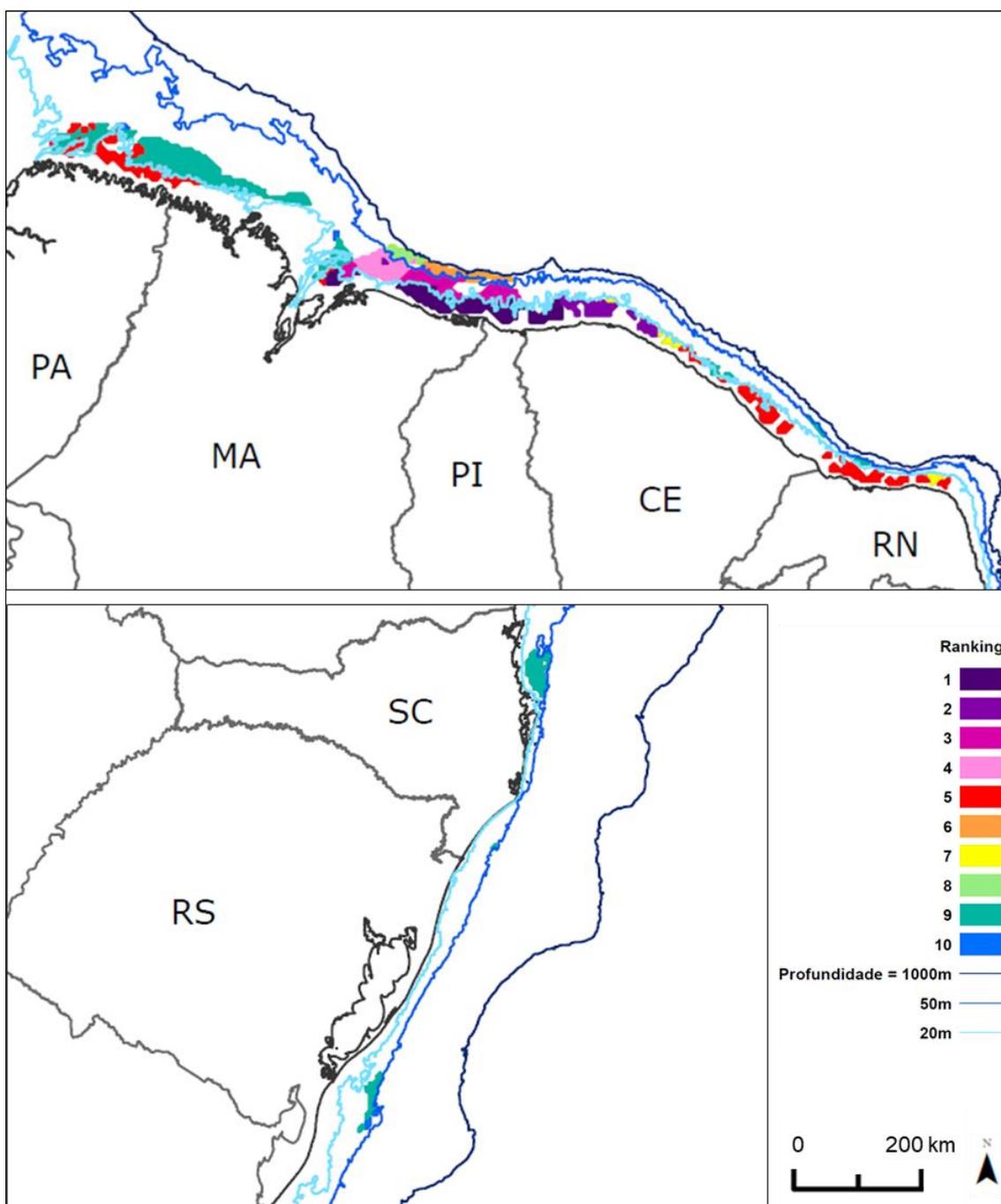


Figura 28. Faixas de profundidade das Áreas Preferenciais.

Por fim, a Figura 29 ilustra a existência de Subestações Elétricas, Linhas de Transmissão (existentes e planejadas) e Portos importantes nas proximidades das Áreas Preferenciais. Em áreas dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, por exemplo, observa-se grande disponibilidade de

subestações e linhas de transmissão, o que facilitaria a conexão ao SIN. Contudo, perto das 4 melhores Áreas Preferenciais do ranking, por exemplo, entre Maranhão e Ceará, há pouca infraestrutura de transmissão de energia.

Com relação à infraestrutura portuária, dentre os principais portos brasileiros considerados pela Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ, 2019), destacam-se, pela proximidade a Áreas Preferenciais (Figura 29): o porto de Belém (1), no PA; o porto de Itaqui (2), em São Luís, no MA; o de Fortaleza (3), no CE; o porto de Areia Branca (4), no RN; os portos de São Francisco do Sul (5) e de Itajaí (6), em SC; e os portos de Pelotas (7) e de Rio Grande (8), no RS.

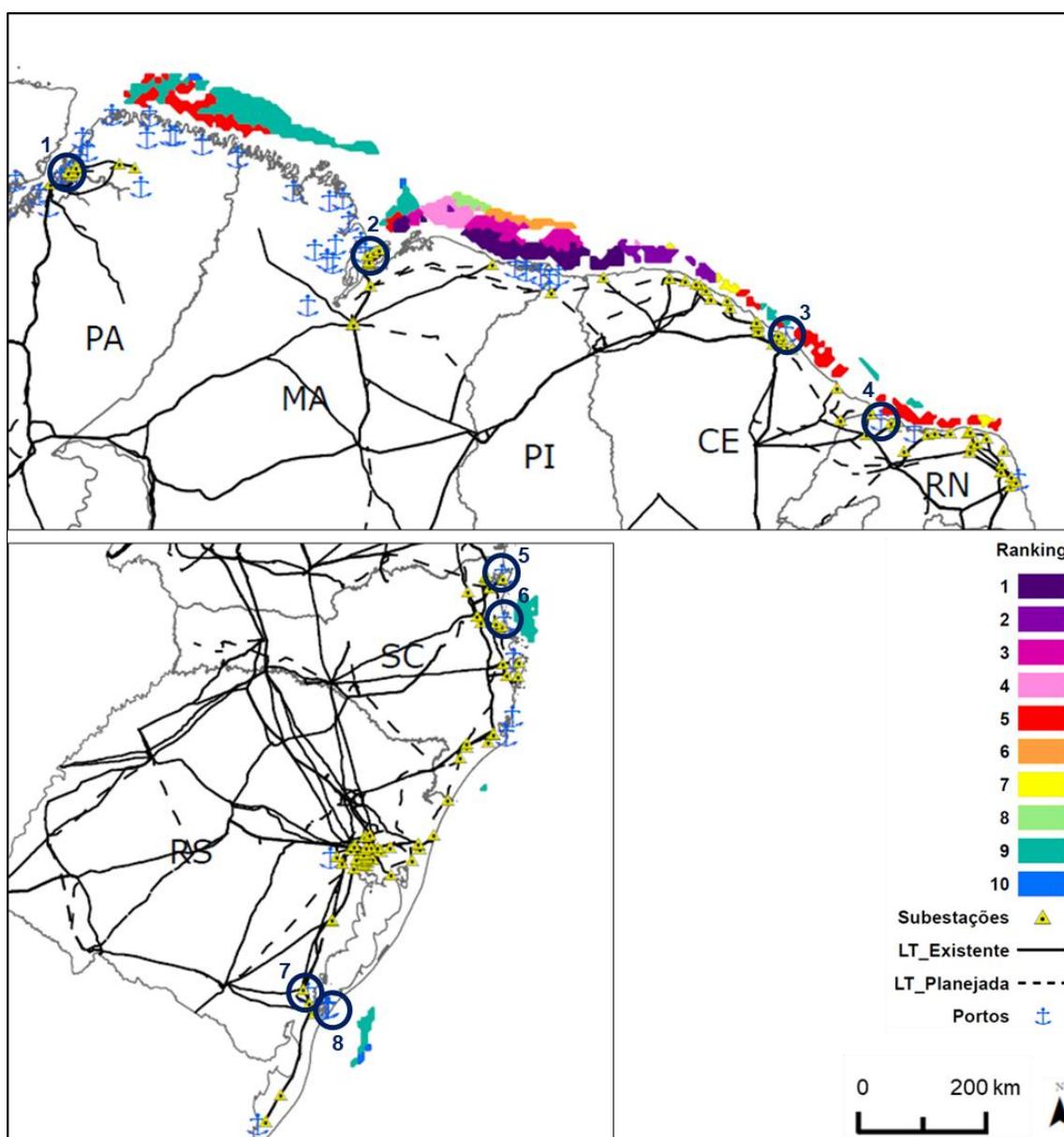


Figura 29. Proximidade de Subestações Elétricas, Linhas de Transmissão e Portos às Áreas Preferenciais.

## 5.2 DISCUSSÃO

A Figura 30 ilustra os 3 níveis de Potencial mapeados, de forma a facilitar a percepção do efeito de cada grupo de exclusões aplicado. E a Tabela 11 apresenta um resumo dos resultados já apresentados, comparando os diferentes níveis de Potencial calculados em termos de Área, Capacidade Instalável e Fração do total.

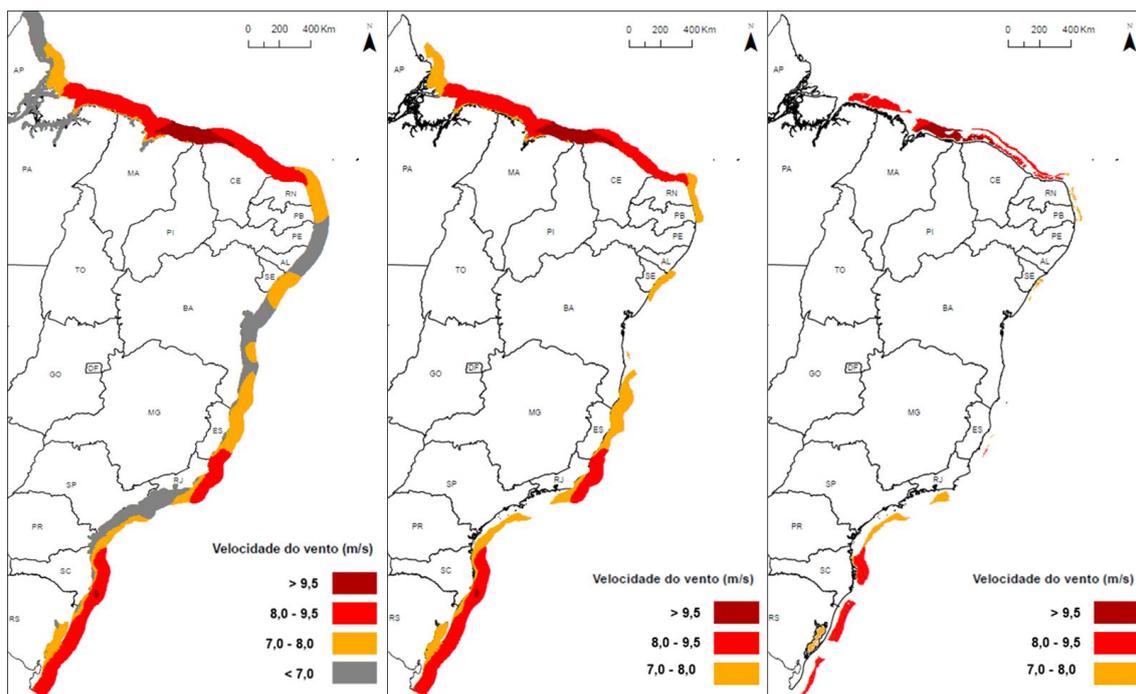


Figura 30. Comparação visual dos diferentes níveis de Potencial: Teórico, Técnico e Ambiental e Social, da esquerda para a direita.

Tabela 11. Resultados por nível de Potencial.

Potencial	Área km <sup>2</sup>	Capacidade Instalável GW	Fração %
Teórico	562.522,2	1.687,6	100,0
Técnico	354.735,3	1.064,2	63,1
Ambiental e Social	110.159,2	330,5	19,6

O Potencial Eólico Offshore Teórico foi estimado em 1.687,6 GW, para uma densidade de ocupação do terreno de 3,0 MW/km<sup>2</sup> e uma área de 562.522,2 km<sup>2</sup>. É necessário frisar que, embora este potencial devesse considerar toda a ZEE brasileira, a extensão dos dados coletados era inferior à área total da mesma. Sendo assim, para as análises, foi utilizada a área relativa aos dados disponíveis. A título de comparação, se fosse considerada a área total da ZEE, que tem cerca de 3,6 milhões de km<sup>2</sup> (SEA

AROUND US, 2016), o Potencial Eólico Offshore Teórico do Brasil teria atingido 10.800,0 GW, valor idêntico ao calculado para os Estados Unidos pelo NREL (MUSIAL et al., 2016a).

Da área do Potencial Teórico, apenas uma parcela pode ser realmente explorada para a geração elétrica, diante das restrições tecnológicas atuais. Esta parcela é representada pelo Potencial Eólico Offshore Técnico e corresponde a mais de 60% do Potencial Teórico calculado, atingindo uma capacidade instalável de 1.064,2 GW.

A aplicação de exclusões ambientais e sociais resultou na redução de mais de 80% da área do Potencial Teórico, sendo uma forma de garantir a minimização dos impactos sobre o meio ambiente e a sociedade e, conseqüentemente, dos conflitos atrelados a projetos de energia eólica. Diante disso, este estudo priorizou a aplicação de restrições ambientais e sociais rígidas, se comparadas à maioria dos estudos revisados, justamente com o intuito de selecionar as áreas ideais de mínimos conflitos e analisar se a exploração dos seus recursos já seria suficiente em termos de oferta de energia.

Os resultados indicam que, mesmo com a rigorosa avaliação ambiental e social, o Potencial Ambiental e Social resultante é de 330,5 GW. Este valor é mais que o dobro do potencial teórico onshore calculado para o Brasil em seu primeiro Atlas Eólico, de 143,5 GW (DO AMARANTE et al., 2001). Corresponde também ao dobro da potência total instalada no Brasil, de 164 GW, dos quais 15 GW são de energia eólica onshore (ANEEL, 2019). Ou seja, é possível realizar o desenvolvimento eólico offshore do Brasil apenas na região que minimiza os impactos ambientais e sociais da atividade.

Entretanto, estas exclusões possuem um aspecto de subjetividade, dado que os impactos dependem da sensibilidade de indivíduos ou espécies e da região em que o projeto será alocado. Assim, mesmo com a literatura disponível no tema, ainda há divergências sobre quais seriam os critérios e limites a serem aplicados em estudos de ampla escala, como a nacional. Além disso, há também conflitos de interesses entre diferentes atores do setor, o que pode tornar alguns aspectos mais relevantes que outros.

Isto significa que os critérios aplicados neste estudo, apesar de serem baseados na literatura e nas práticas internacionais atuais, foram escolhas dos autores e não podem ser considerados definitivos. Por exemplo, a distância da costa necessária para minimizar o impacto visual depende da percepção individual dos afetados e pode vir, ou não, a gerar conflitos. A presença de comunidades pesqueiras também não necessariamente constitui uma área de exclusão para parques eólicos, já que, em alguns casos, as atividades podem coexistir. Já a avaliação ambiental, deu destaque às

áreas importantes para os grupos biológicos mais negativamente afetados pela energia eólica offshore. Ou seja, foi além da eliminação apenas de Unidades de Conservação de Proteção Integral, que, por lei, não permitem a instalação de projetos de energia.

Além disso, foram avaliados também aspectos que afetam a viabilidade econômica de projetos eólicos offshore, com o intuito de atingir um compromisso entre eles e selecionar as áreas com os menores custos de desenvolvimento, dentro das áreas disponíveis do Potencial Ambiental e Social. Dentre os critérios avaliados nesta etapa, a velocidade do vento teve o maior peso nos cálculos, pois é o fator que mais afeta a geração elétrica, seguida pela batimetria, que influencia significativamente nos custos das turbinas e, principalmente, de sua instalação. Em sequência, vieram os critérios de distância da costa e de distância de portos. Após a valoração e o ranqueamento das áreas disponíveis, as 10 melhores foram destacadas, representando as Áreas Preferenciais.

Contudo, há de se ressaltar que inovações tecnológicas referentes a turbinas, fundações, procedimentos de instalação, cabeamentos de longa distância e embarcações, entre outros, poderão aumentar a atratividade econômica de um ou mais critérios, alterando seu peso, ou seja, sua contribuição para o aumento dos custos de projetos eólicos offshore. Esse efeito poderia modificar a posição das áreas no ranking e até mesmo possibilitar o desenvolvimento em novas regiões, aumentando a fração das Áreas Preferenciais no futuro.

A Tabela 12 apresenta os principais resultados para as Áreas Preferenciais, quanto a Área, Capacidade Instalável e Fração do Potencial Teórico. As 10 Áreas Preferenciais, juntas, representam 7,2% do Potencial Eólico Offshore Teórico, permitindo a instalação de 125,9 GW de capacidade. Esta capacidade corresponde a mais de 8 vezes a capacidade eólica onshore instalada no Brasil atualmente, de cerca de 15 GW (ANEEL, 2019). Somente na Área Preferencial 1, que é a que apresenta os menores custos de projeto, poderiam ser instalados cerca de 18,6 GW de capacidade eólica.

Tabela 12. Resultados por Áreas Preferenciais.

Áreas Preferenciais	Área km <sup>2</sup>	Capacidade Instalável GW	Fração %
1	6.199,2	18,6	1,1
2	2.351,9	7,1	0,4
3	3.890,6	11,7	0,7
4	2.804,8	8,4	0,5
5	8.484,2	25,5	1,5
6	1.574,2	4,7	0,3
7	811,8	2,4	0,1
8	830,5	2,5	0,1
9	14.532,4	43,6	2,5
10	482,5	1,4	0,1
Total	41.962,1	125,9	7,2

No processo de Análise Multicritério realizado, só foi considerado o aspecto econômico no ranqueamento das áreas. Entretanto, a existência de desafios técnicos e logísticos também afeta a preferência de uma área em relação a outra. Por isso, a Figura 28 e a Figura 29 apresentaram, respectivamente, a faixa de profundidade e a proximidade de Subestações Elétricas, Linhas de Transmissão e Portos importantes das Áreas Preferenciais.

As Áreas de posição 6 e 8 do ranking e parte das Áreas de posição 3 e 4 estão localizadas em águas profundas (Figura 28), na faixa entre 50 e 1000 metros, o que significa que a sua exploração só é possível diante da utilização de turbinas flutuantes. Pela Figura 24, referente ao mapa do Potencial Ambiental e Social, observa-se que esta região tem um recurso eólico pertencente à classe mais alta de viabilidade econômica, o que, provavelmente, foi a justificativa para que estas áreas estivessem entre as 10 mais baratas do ranking. Portanto, prova-se que áreas localizadas em grandes profundidades podem ser mais baratas que as alternativas, e não devem ser excluídas do planejamento estratégico da atividade. Além disso, conclui-se que o avanço tecnológico e o barateamento de fundações flutuantes são aspectos importantes para que o Brasil explore seu potencial eólico offshore da forma mais econômica.

Em relação à proximidade de Subestações Elétricas e Linhas de Transmissão (Figura 29), percebe-se a existência de infraestrutura em áreas dos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, por exemplo, o que facilitaria a conexão ao SIN e motivaria a predileção pelas Áreas Preferenciais mais próximas. Em contrapartida, perto das 4 melhores Áreas Preferenciais do ranking, entre Maranhão

e Ceará, haveria a necessidade de investimentos em infraestrutura de transmissão de energia para possibilitar seu desenvolvimento.

Já para a infraestrutura portuária, dentre os principais portos do Brasil (ANTAQ, 2019), 8 se destacam pela proximidade a Áreas Preferenciais (Figura 27), sendo 4 na faixa que engloba 5 estados do Nordeste e 4 na que engloba apenas Santa Catarina e Rio Grande do Sul, na região Sul. Assim, apesar de ter sido o critério de menor peso na ADMC, se faz necessária a construção de portos de apoio à atividade de geração eólica offshore nas adjacências das Áreas Preferenciais, principalmente na região Nordeste. No entanto, é importante lembrar que, além da distância, o tipo de uso do porto (para instalação ou manutenção de parques eólicos offshore) e os tipos de equipamentos e embarcações envolvidos nestas etapas também são critérios de escolha de portos de apoio, o que pode acabar desqualificando até mesmo os principais portos do país ou qualificando portos que não foram destacados nesta análise.

Uma exclusão espacial que não foi incorporada às análises é a presença de blocos exploratórios e campos de produção de óleo e gás. Os blocos são regiões das bacias sedimentares que demonstram indícios da presença de petróleo e gás natural. E os campos produtores são as áreas dos blocos que contêm instalações e equipamentos destinados especificamente à produção de óleo e gás (PETROBRAS, 2019). Os Blocos Exploratórios são leiloados em Rodadas de Licitações, por meio das quais a União concede o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil. Desde 1999, foram realizadas 15 Rodadas de Blocos Exploratórios sob o regime de Concessão e 4 do pré-sal, sob o regime de Partilha de produção (ANP, 2019).

A Figura 31 ilustra a sobreposição dos Blocos Exploratórios das Rodadas Concluídas (até a 15ª Rodada de Licitações e a 5ª Rodada de Partilha de Produção – Pré Sal) e em Andamento (a 16ª Rodada de Licitações e a 6ª Rodada de Partilha de Produção – Pré Sal) e dos Campos de Produção de óleo e gás (O&G) (ANP, 2019) sobre a área do Potencial Ambiental e Social. Como a atividade de exploração de O&G é realizada em águas profundas e ultraprofundas no Brasil, há mais interseções com a atividade de eólica offshore nas regiões em que a batimetria é mais íngreme, ou seja, onde o limite de 1000 metros estipulado é atingido a menores distâncias da costa. Então, no Sul e no Sudeste não foram constatadas sobreposições entre as atividades. Já no Nordeste, elas ocorrem principalmente nas áreas localizadas em maiores profundidades, sendo mais impactantes nos estados do Maranhão, Ceará e Sergipe. Dentre as Áreas Preferenciais, ocorreram interseções em regiões pequenas e apenas nas Áreas de número 4, 5, 6, 8 e 9 do ranking, como pode ser visto na Figura 32.

Com isso, observa-se que, considerando os Blocos Exploratórios das Rodadas Concluídas e em Andamento, haveria pouquíssimas interações espaciais entre as atividades de produção e exploração de óleo e gás e de energia eólica offshore. De qualquer maneira, esse aspecto pode vir a se tornar um conflito no futuro, cabendo ao Planejamento Espacial Marinho atribuir a divisão de áreas entre as atividades. Por este motivo, esta exclusão espacial não foi imposta à análise pelos autores.

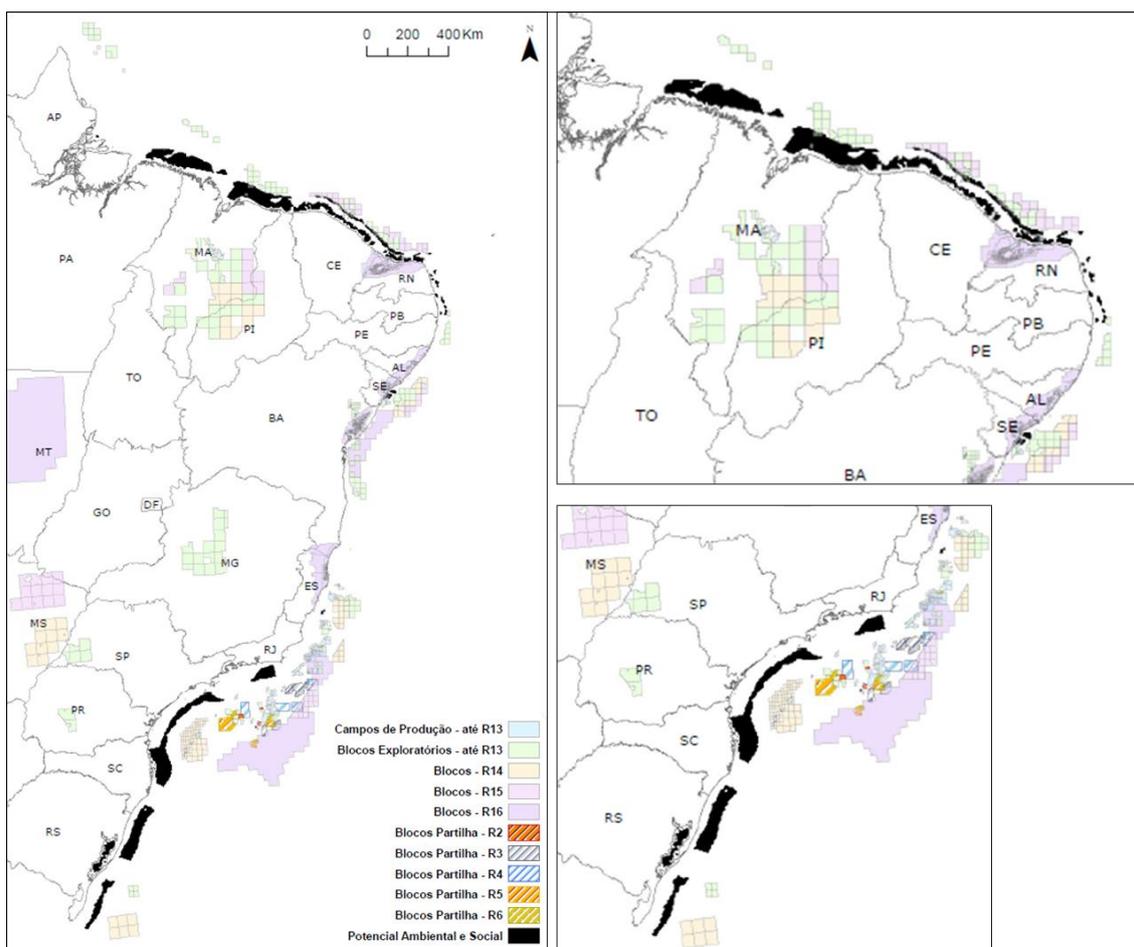


Figura 31. Blocos Exploratórios e Campos de Produção de óleo e gás sobre a área do Potencial Ambiental e Social.

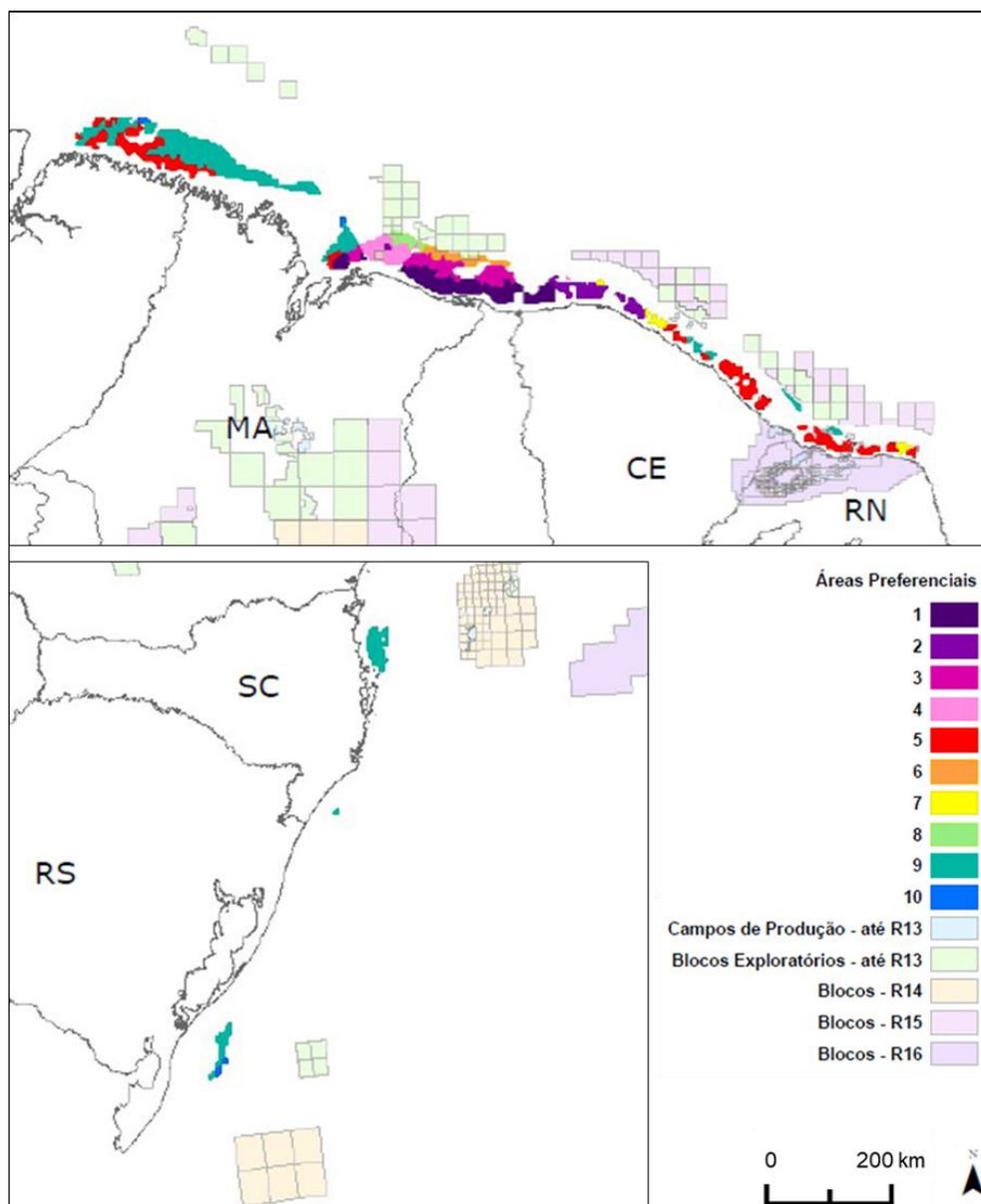


Figura 32. Blocos Exploratórios e Campos de Produção de óleo e gás sobre as Áreas Preferenciais.

Frente ao que foi apresentado, é preciso salientar que os presentes resultados não são definitivos e que a análise tem um caráter variável. Isso porque, por exemplo: as restrições técnicas e os fatores da Análise Multicritério, bem como seus pesos, podem mudar diante das inovações tecnológicas previstas para os próximos anos; as exclusões ambientais e sociais podem mudar diante da inserção de novos usos e atividades ou do aumento da preocupação ambiental por parte da sociedade; conflitos podem surgir com o setor de Óleo e Gás perante a licitação de novos blocos de exploração, excluindo áreas que foram tidas como disponíveis.

Por outro lado, áreas caracterizadas como inviáveis no presente estudo podem vir a ser reconsideradas e avaliadas mais profundamente, perante interesses diversos.

Um deles é a possibilidade de geração de outros serviços úteis ao SIN, além da geração elétrica em si, como a proximidade aos centros de carga mais importantes e a complementaridade sazonal da geração em um dito subsistema.

Outra motivação é aproveitar a sinergia entre o setor de eólica offshore e o de exploração de óleo e gás, seja pelo compartilhamento de infraestrutura ou pelo aproveitamento da geração elétrica eólica pelas próprias plataformas de petróleo, dentre outros. A área da Bacia de Campos, por exemplo, entre o norte do Rio de Janeiro e o Espírito Santo, possui um bom recurso eólico e é tecnicamente viável, segundo o mapa do Potencial Técnico. Porém, foi excluída por estar dentro de uma Área Prioritária para a Conservação. Diante da possibilidade de haver co-benefícios para as duas atividades, estudos localizados devem ser feitos e podem vir a atestar a existência de poucos impactos associados à instalação de parques eólicos offshore na região, passando a classificá-la como viável ao desenvolvimento. Porém, caso sejam comprovados os impactos ambientais negativos, os resultados deste estudo deixam clara a preferência por outras áreas para o desenvolvimento.

Diante disso, o presente estudo serve como uma pré-seleção das áreas favoráveis e um guia para a realização de estudos mais localizados. Para o estado da Califórnia, por exemplo, o estudo de Musial et al. (2016b), financiado pela Agência de Gerenciamento de Energia Oceânica dos Estados Unidos, o BOEM, evidenciou seu potencial eólico offshore, indicando as áreas mais favoráveis ao desenvolvimento. A partir deste e de outros trabalhos, foram selecionadas áreas para as quais um grupo de especialistas irá coletar dados locais relativos à pesca, condições físicas, presença de aves e mamíferos marinhos (BOEM, 2017). No Reino Unido, a seleção das Áreas Preferenciais é um balizamento para leiloar blocos marítimos destinados a projetos eólicos, os quais necessitarão passar por estudos aprofundados e pelo processo usual de licenciamento para serem implantados (HUNDLEBY; FREEMAN, 2017).

Em conclusão, os resultados deste trabalho mostram que o Brasil tem um expressivo Potencial Eólico Offshore, muito favorável ao desenvolvimento da fonte nos próximos anos. Além disso, indicam o caminho que este desenvolvimento deve seguir, priorizando o aproveitamento das áreas que combinam o melhor recurso eólico, viabilidade técnica, mínimos impactos ambientais e sociais, e mínimos custos de instalação.

## 6 CONCLUSÕES

O objetivo desta análise foi realizar uma Avaliação do Potencial Eólico Offshore do Brasil em diferentes níveis, através da aplicação de restrições técnicas, ambientais, sociais e econômicas. As limitações técnicas dizem respeito ao recurso eólico que pode realmente ser aproveitado, diante da tecnologia atual. Já as exclusões ambientais e sociais servem para garantir a conservação da natureza e a manutenção dos outros usos humanos do ambiente marinho. Afinal, não há coerência em estimular o desenvolvimento de uma fonte renovável de energia como forma de resolução para a crise climática, ao mesmo tempo que, localmente, são gerados impactos ambientais e sociais. Por último, foram selecionadas as áreas prioritárias para o desenvolvimento offshore, a partir de uma perspectiva econômica.

O Potencial Teórico do Brasil foi calculado em 1.687,6 GW, considerando o aproveitamento do recurso eólico em toda a extensão dos dados disponíveis. O Potencial Técnico, técnica e tecnologicamente limitado, foi calculado em 1.064,2 GW. Já o Potencial Ambiental e Social, o mais restrito e que acumula todas as limitações empregadas, atingiu 330,5 GW. Somente este último nível de potencial representa, atualmente, o dobro da potência total instalada no Brasil e mais de 20 vezes a capacidade instalada de energia eólica onshore (ANEEL, 2019).

As 10 Áreas Preferenciais, resultantes da análise econômica aqui explorada, e que devem ser priorizadas no desenvolvimento offshore, somam uma capacidade instalável de cerca de 126 GW e estão localizadas no litoral do Nordeste do Brasil, entre os estados do Pará e do Rio Grande do Norte, e no litoral do Sul, em Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Estas regiões possuem não só os melhores ventos offshore, mas uma batimetria tecnicamente favorável à instalação de parques, poucas restrições ambientais e sociais, e foram ranqueadas como as mais baratas. De qualquer maneira, investimentos na infraestrutura de linhas de transmissão, subestações elétricas e portos podem contribuir com a redução dos custos dos projetos, além de serem essenciais ao desenvolvimento da indústria eólica offshore nacional como um todo.

Ainda que a análise tenha priorizado a rigidez na aplicação das restrições, em especial as ambientais, os resultados indicam um Potencial Eólico Offshore muito expressivo. Assim, não há a necessidade de reduzir as restrições impostas para garantir o desenvolvimento da fonte, em termos de capacidade. Contudo, trata-se de uma análise flexível e variável no tempo. Assim, por exemplo, as restrições técnicas e os fatores da Análise Multicritério, bem como seus pesos, podem mudar diante das inovações tecnológicas previstas para os próximos anos; as exclusões ambientais e

sociais podem mudar diante da inserção de novos usos ou do aumento da preocupação ambiental por parte da sociedade; conflitos podem surgir com o setor de Óleo e Gás perante a licitação de novos blocos de exploração, excluindo áreas que foram tidas como disponíveis. Por outro lado, áreas caracterizadas como inviáveis no presente estudo podem vir a ser reconsideradas e avaliadas mais profundamente, frente a outros interesses como, por exemplo, o aproveitamento da sinergia entre o setor de eólica offshore e o de petróleo e gás; a proximidade aos centros de carga mais importantes; a inserção em determinado subsistema do SIN visando a complementaridade sazonal da geração.

Uma das limitações deste trabalho, entretanto, foi não poder estimar os custos reais associados ao desenvolvimento de cada área, dado que esta análise teria que se basear em valores internacionais, provavelmente não refletindo o possível cenário nacional. Outra limitação foi com relação aos dados adquiridos. Embora sejam dados oficiais, provenientes de instituições brasileiras respeitadas, não é possível avaliar a confiabilidade nem o nível de atualização das informações. Além disso, devido à dificuldade de aquisição de informações, algumas exclusões espaciais não puderam ser aplicadas no presente trabalho, como a presença de rotas de navegação e de áreas militares.

Para estimular estudos futuros de potencial offshore e, até mesmo, para auxiliar a formulação dos procedimentos de licenciamento do setor, mais pesquisas, principalmente com relação aos critérios ambientais e sociais, devem ser realizadas no litoral brasileiro. Quanto aos dados de vento, seriam necessárias torres de medição offshore para possibilitar a validação das modelagens e o cálculo da geração elétrica. Mais do que isso, é importante também o aprimoramento da gestão de dados através da integração dos diferentes bancos de informação disponíveis, o que pode otimizar e tornar mais robustos futuros estudos de impacto ambiental.

Por isso, a presente análise não teve o intuito de balizar escolhas referentes ao *design* de parques nem à localização exata dos mesmos. Tanto os dados de vento, como os dados ambientais e sociais, por exemplo, necessitam de abordagens específicas, e devem ser estudados caso a caso e com maior abrangência temporal, para se chegar a resultados consistentes. Porém, a avaliação realizada é, sim, muito útil para análises preliminares ao desenvolvimento de projetos, e para a tomada de decisão quanto à implementação de políticas de desenvolvimento e ao planejamento de longo prazo do setor energético.

Apesar das limitações encontradas e da subjetividade associada, principalmente, aos critérios de análise, a ferramenta de *siting* gerou resultados e

discussões bastante interessantes e se mostrou muito útil na Avaliação de Potencial Eólico Offshore em diferentes níveis. Estudos futuros devem realizar análises de *siting* em escala local e regional, a fim de aperfeiçoar a seleção dos critérios e de seus limites, de acordo com cada região. Esta ferramenta também deve ser utilizada na formulação dos Atlas Eólicos estaduais e do nacional, para dar mais robustez e veracidade às análises, e no Planejamento Espacial Marinho, para garantir o uso sustentável e compartilhado do mar.

Por fim, estudos futuros deveriam aprofundar a presente análise, podendo utilizar a mesma metodologia, porém com um enfoque apenas nas Áreas Preferenciais ou em áreas de interesse especial, o que permitiria a identificação mais precisa dos recursos naturais e das atividades humanas da região, visando uma melhor caracterização do seu potencial. Uma contribuição interessante também seria a estimativa de um valor específico de Densidade de Potência de Parques para cada área de interesse, diante da seleção de turbinas adequadas ao regime de ventos local, aperfeiçoando o cálculo da capacidade instalável. Outra proposta é prever como o recurso eólico offshore, o Potencial Eólico Offshore do Brasil e as Áreas Preferencias serão afetados, nas próximas décadas, pelas mudanças climáticas, o que pode tornar ainda mais robusto o planejamento energético nacional de longo prazo, considerando a participação futura desta fonte na matriz elétrica brasileira.

O presente estudo propõe, então, uma maneira simples e eficaz de tornar mais eficiente o planejamento do setor de energia eólica offshore do Brasil, assim como é feito em outros países. O mesmo pode servir como base para uma variedade de aplicações, desde a confecção do Atlas Eólico Offshore do Brasil, até a integração a um Planejamento Espacial Marinho ou a formulação do Marco Regulatório e de Licenciamento Ambiental da atividade.

No que diz respeito à energia eólica offshore no Brasil, este estudo conclui que é possível aliar viabilidade técnica, minimização de custos de instalação e prevenção de impactos ambientais e sociais, a um ótimo recurso eólico. O desenvolvimento do setor de energia eólica offshore se caracteriza, assim, como uma grande oportunidade para o país aproveitar seus recursos naturais e estimular o crescimento de uma fonte renovável, de forma a diversificar a matriz e aumentar a segurança energética.

## REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2017**. Abeeólica/Associação Brasileira de Energia Eólica, São Paulo, Brasil, 2018.

AKBARI, N. et al. A multi-criteria port suitability assessment for developments in the offshore wind industry. **Renewable Energy**, v. 102, p. 118–133, 2017.

ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração: Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 15 abr. 2019.

ANP. **Rodadas de Licitações de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/>>. Acesso em: 23 abr. 2019.

ANTAQ. **Principais Portos Brasileiros**. Disponível em: <[http://web.antaq.gov.br/Portal/Portos\\_PrincipaisPortos.asp](http://web.antaq.gov.br/Portal/Portos_PrincipaisPortos.asp)>. Acesso em: 10 abr. 2019.

AUGUSTINE, C. et al. **Renewable Electricity Generation and Storage Technologies Renewable Electricity Futures Study**. NREL/TP-6A20-52409-2. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2012.

BASEER, M. A. et al. GIS-based site suitability analysis for wind farm development in Saudi Arabia. **Energy**, v. 141, p. 1166–1176, 2017.

BBC. **Por que é tão difícil um furacão atingir o Brasil?** Disponível em: <<https://g1.globo.com/ciencia-e-saude/noticia/2018/09/14/por-que-e-tao-dificil-um-furacao-atingir-o-brasil.ghtml>>. Acesso em: 21 mar. 2019.

BEITER, P. et al. **A Spatial-Economic Cost- Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030**. NREL/TP-6A20-66579. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2016.

BEITER, P. et al. **2017 Offshore Wind Technologies Market Update**. U.S. Department of Energy's (DOE's) National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2018.

BEITER, P.; MUSIAL, W. **Terminology Guideline for Classifying Offshore Wind Energy Resources**. NREL/TP-6A20-65431. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2016.

BISHOP, I. D.; MILLER, D. R. Visual assessment of off-shore wind turbines: The influence of distance, contrast, movement and social variables. **Renewable Energy**, v. 32, n. 5, p. 814–831, 2007.

BNEF. **Hurricanes, Floods Squeeze Insurance for Wind, Solar: Q&A**. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/hurricanes-floods-squeeze-insurance-for-wind-solar-qa/>>. Acesso em: 23 mar. 2019.

BOEM. **Interim Outreach Summary Report**. BOEM/Bureau of Ocean Energy Management, USA, 2017.

BRASIL. **Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993. Dispõe sobre o mar territorial, a zona contígua, a zona econômica exclusiva e a plataforma continental brasileiros, e dá outras providências**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 1993.

\_\_\_\_\_. **Lei No 9.985, de 18 de julho de 2000. Regulamenta o art. 225, § 1o, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 2000.

\_\_\_\_\_. **Decreto nº 5.092, de 21 de maio de 2004. Define regras para identificação de áreas prioritárias para a conservação, utilização sustentável e repartição dos benefícios da biodiversidade, no âmbito das atribuições do Ministério do Meio Ambiente**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 2004.

\_\_\_\_\_. **Litoral brasileiro tem 7,4 mil km de belezas naturais**. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/noticias/turismo/2015/01/litoral-brasileiro-tem-7-4-mil-km-de-belezas-naturais>>. Acesso em: 21 mar. 2019.

CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS. **Atlas Eólico: Bahia**. Salvador, 2013.

\_\_\_\_\_. **Atlas Eólico: Rio Grande do Sul**. Porto Alegre, 2014.

\_\_\_\_\_. **Atlas Eólico: Paraíba**. Disponível em: <<http://paraiba.pb.gov.br/atlaseolico/index.html>>. Acesso em: 4 out. 2018.

CAVAZZI, S.; DUTTON, A. G. An Offshore Wind Energy Geographic Information System (OWE-GIS) for assessment of the UK's offshore wind energy potential. **Renewable Energy**, v. 87, p. 212–228, 2016.

CCEE. **InfoLEILÃO Expresso Nº 002 – 26º Leilão de Energia Nova (A-6) – 20 de dezembro de 2017**. CCEE/Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil, 2017.

\_\_\_\_\_. **InfoLEILÃO Expresso Nº 003 – 28º Leilão de Energia Nova (A-6) – 31 de agosto de 2018**. CCEE/Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil, 2018.

\_\_\_\_\_. **InfoLEILÃO Expresso Nº 004 – 27º Leilão de Energia Nova (A-4) – 04 de**

abril de 2018. CCEE/Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil, 2018.

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. CEPEL/Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, 2017.

CHAOUACHI, A.; COVRIG, C. F.; ARDELEAN, M. Multi-criteria selection of offshore wind farms: Case study for the Baltic States. **Energy Policy**, v. 103, p. 179–192, 2017.

CPRM. **Projeto Batimetria**. Disponível em: <<http://www.cprm.gov.br/publique/Geologia/Geologia-Marinha/Projeto-Batimetria-3224.html>>. Acesso em: 26 fev. 2016.

CRADDEN, L. et al. Multi-criteria site selection for offshore renewable energy platforms. **Renewable Energy**, v. 87, p. 791–806, 2016.

DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE. **National Policy Statement for Renewable Energy Infrastructure (EN-3)**. London, UK, 2011.

DHANJU, A.; WHITAKER, P.; KEMPTON, W. Assessing offshore wind resources: An accessible methodology. **Renewable Energy**, v. 33, n. 1, p. 55–64, 2008.

DO AMARANTE, O. A. C. et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, Brasil, 2001.

DO AMARANTE, O. A. C.; SILVA, F. DE J. L. DA; FILHO, L. G. R. **Estado do Rio de Janeiro - Atlas Eólico**. Secretaria de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo, Governo do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

\_\_\_\_\_. **Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte**. Cosern, Rio Grande do Norte, Brasil, 2003.

DTI. **Assessment of the Impact of Offshore Wind Farms: Seascape and Visual Impact Report**. DTI/Department of Trade and Industry. United Kingdom, 2005.

DUTRA, R. **Energia Eólica: Princípios e Tecnologias**. CRESESB/Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. 2008.

DVORAK, M. J.; ARCHER, C. L.; JACOBSON, M. Z. California offshore wind energy potential. **Renewable Energy**, v. 35, n. 6, p. 1244–1254, 2010.

EEA. **Europe's onshore and offshore wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints** EEA Technical report. EEA/European Environment Agency, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 2009. Disponível em: <[www.eea.europa.eu](http://www.eea.europa.eu)>.

ELETROBRÁS et al. **Estado de Alagoas: Atlas Eólico**. Alagoas, Brasil, 2008.

EPE. **Balço Energético Nacional - ano base 2017**. EPE/Empresa de Pesquisa Energética, Brasil, 2018a.

\_\_\_\_\_. **NOTA TÉCNICA PR 04/18: Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. EPE/Empresa de Pesquisa Energética, Brasil, 2018b.

EQUINOR. **World's first floating wind farm has started production**. Disponível em: <<https://www.equinor.com/en/news/worlds-first-floating-wind-farm-started-production.html>>. Acesso em: 20 nov. 2018.

\_\_\_\_\_. **Hywind—the world's leading floating offshore wind solution**. Disponível em: <<https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html#>>. Acesso em: 20 nov. 2018.

ERICKSON, W. P.; JOHNSON, G. D.; YOUNG, D. P. A Summary and Comparison of Bird Mortality from Anthropogenic Causes with an Emphasis on Collisions. **USDA Forest Service General Technical Report**, p. 14, 2005.

FRANK, J. D. et al. **Toward 20 % Wind Energy by 2030: Site Selection, Wind Resource, and Production Modeling for the United States National Offshore Wind Energy Grid Interconnection Study**. EWEA 2014 Annual Event. Barcelona, Spain: 2014.

GARDNER, P. et al. Part I: TECHNOLOGY. In: **Wind Energy - The Facts**. EWEA/European Wind Energy Association. 2009. p. 29–152.

GILMAN, P. et al. **National offshore wind strategy: Facilitating the Development of the Offshore Wind Industry in the United States**. DOE/U.S. Department of Energy, DOI/U.S. Department of the Interior, US, 2016.

GORSEVSKI, P. V. et al. A group-based spatial decision support system for wind farm site selection in Northwest Ohio. **Energy Policy**, v. 55, p. 374–385, 2013.

GOVERNO DO ESTADO DE PERNAMBUCO. **Atlas Eólico e Solar de Pernambuco**. Disponível em: <<http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/>>. Acesso em: 4 out. 2018.

GWEC. **Global Wind Report: Annual Market Update 2017**. GWEC/Global Wind Energy Council, 2018.

HO, L. W. et al. Developing offshore wind farm siting criteria by using an international Delphi method. **Energy Policy**, v. 113, n. August 2017, p. 53–67, 2018.

HÖFER, T. et al. Wind farm siting using a spatial Analytic Hierarchy Process approach:

A case study of the Städteregion Aachen. **Applied Energy**, v. 163, p. 222–243, 2016.

HONG, L.; MÖLLER, B. Offshore wind energy potential in China: Under technical, spatial and economic constraints. **Energy**, v. 36, n. 7, p. 4482–4491, 2011.

HUNDLEBY, G.; FREEMAN, K. **Unleashing Europe's offshore wind potential**. Wind Europe e BVG Associates, 2017.

IEA. **Global Energy and CO2 Status Report 2017**. IEA/International Energy Agency, 2018.

\_\_\_\_\_. **World Energy Outlook 2018 - EXECUTIVE SUMMARY**. IEA/International Energy Agency, 2018.

IMARES. **Consequences of WindSpeed scenarios for other sea use functions**. IMARES/Institute for Marine Resources and Ecosystem Studies, 2011.

IRENA. **RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES**. IRENA/International Renewable Energy Agency, 2012.

\_\_\_\_\_. **Renewable Energy Auctions. Analyzing 2016**. IRENA/International Renewable Energy Agency, 2017.

JONGBLOED, R. H.; VAN DER WAL, J. T.; LINDEBOOM, H. J. Identifying space for offshore wind energy in the North Sea. Consequences of scenario calculations for interactions with other marine uses. **Energy Policy**, v. 68, p. 320–333, 2014.

KALDELLIS, J. K. et al. Environmental and social footprint of offshore wind energy . Comparison with onshore counterpart. **Renewable Energy**, v. 92, p. 543–556, 2016.

KALDELLIS, J. K.; KAPSALI, M. Shifting towards offshore wind energy-Recent activity and future development. **Energy Policy**, v. 53, p. 136–148, 2013.

KIM, C. K.; JANG, S.; KIM, T. Y. Site selection for offshore wind farms in the southwest coast of South Korea. **Renewable Energy**, v. 120, p. 151–162, 2018.

KIM, T.; PARK, J. IL; MAENG, J. Offshore wind farm site selection study around Jeju Island, South Korea. **Renewable Energy**, v. 94, p. 619–628, 2016.

KOST, C. et al. **Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies**. FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE, Germany, 2018.

LAGE, E. S.; PROCESSI, L. D. Panorama do setor de energia eólica. **Revista do BNDES**, v. 39, p. 183–206, 2013.

LAGO, C. et al. PART V - ENVIRONMENTAL ISSUES. In: **WIND ENERGY - THE FACTS**. EWEA/European Wind Energy Association. 2009. p. 307–411.

LATINOPOULOS, D.; KECHAGIA, K. A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection. A regional scale application in Greece. **Renewable Energy**, v. 78, p. 550–560, 2015.

MAGAR, V.; GROSS, M. S.; GONZÁLEZ-GARCÍA, L. Offshore wind energy resource assessment under techno-economic and social-ecological constraints. **Ocean and Coastal Management**, v. 152, p. 77–87, 2018.

MAHDY, M.; BAHAJ, A. B. S. Multi criteria decision analysis for offshore wind energy potential in Egypt. **Renewable Energy**, v. 118, p. 278–289, 2018.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 30, n. 1, p. 1304.1-1304.13, 2008.

MATTAR, C.; GUZMÁN-IBARRA, M. C. A techno-economic assessment of offshore wind energy in Chile. **Energy**, v. 133, p. 191–205, 2017.

MMA/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Cartas de sensibilidade ao óleo: base de dados**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/seguranca-quimica/cartas-de-sensibilidade-ao-oleo/base-de-dados>>. Acesso em: 10 maio. 2018.

\_\_\_\_\_. **Especificações e Normas Técnicas para a Elaboração de Cartas de Sensibilidade Ambiental para Derramamentos de Óleo**. MMA/Ministério do Meio Ambiente. Brasília, DF, Brasil, 2002.

\_\_\_\_\_. **Download de dados geográficos**. Disponível em: <<http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>>. Acesso em: 20 abr. 2018.

MÖLLER, B. Continuous spatial modelling to analyse planning and economic consequences of offshore wind energy. **Energy Policy**, v. 39, n. 2, p. 511–517, 2011.

MORAIS, J. M. DE. **Petróleo em Águas Profundas: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore**. Ipea, Petrobras, Brasília, Brasil, 2013.

MUSIAL, W. et al. **2016 Offshore Wind Energy Resource Assessment for the United States**. NREL/TP-5000-66599. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2016.

MUSIAL, W. et al. **Potential Offshore Wind Energy Areas in California: An Assessment of Locations, Technology, and Costs**. NREL/TP-5000-67414. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2016.

MUSIAL, W.; RAM, B. **Large-Scale Offshore Wind Power in the United States**. NREL/National Renewable Energy Laboratory, 2010.

NAGABABU, G.; KACHHWAHA, S. S.; SAVSANI, V. Estimation of technical and economic potential of offshore wind along the coast of India. **Energy**, v. 138, p. 79–91, 2017.

NEDWELL, J.; HOWELL, D. **A review of offshore windfarm related underwater noise sources**. COWRIE. UK, 2004.

NOOROLLAHI, Y.; YOUSEFI, H.; MOHAMMADI, M. Multi-criteria decision support system for wind farm site selection using GIS. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 13, p. 38–50, 2016.

ORSTED. **World's first offshore wind farm now dismantled**. Disponível em: <<https://orsted.com/en/Media/Newsroom/News/2017/09/Worlds-first-offshore-wind-farm-now-dismantled>>. Acesso em: 18 set. 2018.

ORTIZ, G. P.; KAMPEL, M. **Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil**. V Simpósio Brasileiro de Oceanografia. Oceanografia e Políticas Públicas. Santos, SP, Brasil, 2011.

PETROBRAS. **Estamos desenvolvendo o primeiro projeto piloto de energia eólica offshore do Brasil**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/estamos-desenvolvendo-o-primeiro-projeto-piloto-de-energia-eolica-offshore-do-brasil.htm>>. Acesso em: 18 set. 2018.

PETROBRAS. **A descoberta de um campo de petróleo e gás natural em 5 passos**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/a-descoberta-de-um-campo-de-petroleo-e-gas-natural-em-5-passos.htm>>. Acesso em: 23 abr. 2019.

PICOLO, A. P.; RÜHLER, A. J.; RAMPINELLI, G. A. Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 36, n. 4, p. 01-13, 2014.

PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. **Renewable Energy**, v. 33, n. 11, p. 2375–2387, 2008.

SAATY, T. L. How to make a decision: The analytic hierarchy process. **European Journal of Operational Research**, v. 48, n. 1, p. 9–26, 1990.

SAATY, T. L.; TRAN, L. T. On the invalidity of fuzzifying numerical judgments in the Analytic Hierarchy Process. **Mathematical and Computer Modelling**, v. 46, n. 7–8, p. 962–975, 2007.

SÁNCHEZ-LOZANO, J. M.; GARCÍA-CASCALES, M. S.; LAMATA, M. T. GIS-based onshore wind farm site selection using Fuzzy Multi-Criteria Decision Making methods. Evaluating the case of Southeastern Spain. **Applied Energy**, v. 171, p. 86–102, 2016.

SCHALLENBERG-RODRÍGUEZ, J.; GARCÍA MONTESDEOCA, N. Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands. **Energy**, v. 143, p. 91–103, 2018.

SCHILLINGS, C. et al. A decision support system for assessing offshore wind energy potential in the North Sea. **Energy Policy**, v. 49, p. 541–551, 2012.

SEA AROUND US. **Tools and Data**. Disponível em: <<http://www.seaaroundus.org/data/#/eez/77?chart=catch-chart&dimension=taxon&measure=tonnage&limit=10>>. Acesso em: 13 out. 2018.

SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Atlas Eólico do Estado de São Paulo**. Governo do Estado de São Paulo, Secretaria de Energia, São Paulo, Brasil, 2013.

SHU, Z. R.; LI, Q. S.; CHAN, P. W. Investigation of offshore wind energy potential in Hong Kong based on Weibull distribution function. **Applied Energy**, v. 156, p. 362–373, 2015.

SOVACOOOL, B. K. Contextualizing avian mortality: A preliminary appraisal of bird and bat fatalities from wind, fossil-fuel, and nuclear electricity. **Energy Policy**, v. 37, n. 6, p. 2241–2248, 2009.

THE CROWN ESTATE. **Round 3 Offshore Wind Site Selection at National and Project Levels**. UK, 2012.

THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL. **Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)**. Official Journal of the European Union, 2018.

U.S. DOE. Chapter 2 Wind Power in the United States: Recent Progress, Status Today, and Emerging Trends. In: **Wind Vision: A New Era for Wind Power in the United States**. U.S. Department of Energy, US, 2015.

UNESCO. **Planejamento Espacial Marinho - Passo a passo em direção à gestão ecossistêmica**. Representação da UNESCO no Brasil, Brasília, DF, Brasil, 2011.

VAISSIÈRE, A. et al. Biodiversity offsets for offshore wind farm projects: The current situation in Europe. **Marine Policy**, v. 48, p. 172–183, 2014.

VALPY, B. et al. **Future renewable energy costs: Offshore wind. 57 technology**

**innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European offshore wind farms.** BVG Associates, Inno Energy, 2017.

VASILEIOU, M.; LOUKOGEORGAKI, E.; VAGIONA, D. G. GIS-based multi-criteria decision analysis for site selection of hybrid offshore wind and wave energy systems in Greece. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, n. February, p. 745–757, 2017.

VILLACRESES, G. et al. Wind farms suitability location using geographical information system (GIS), based on multi-criteria decision making (MCDM) methods: The case of continental Ecuador. **Renewable Energy**, v. 109, p. 275–286, 2017.

VOORMOLEN, J. A.; JUNGINGER, H. M.; VAN SARK, W. G. J. H. M. Unravelling historical cost developments of offshore wind energy in Europe. **Energy Policy**, v. 88, p. 435–444, 2016.

WAEWSAK, J.; LANDRY, M.; GAGNON, Y. Offshore wind power potential of the Gulf of Thailand. **Renewable Energy**, v. 81, p. 609–626, 2015.

WIERINGA, J. Updating the Davenport roughness classification. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 41, n. 1–3, p. 357–368, 1992.

WIND EUROPE. **Offshore Wind in Europe: Key trends and statistics 2017.** WindEurope. Belgium, 2018.

WISER, R. et al. Wind Energy. In: **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.** IPCC/Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.

YAMAGUCHI, A.; ISHIHARA, T. Assessment of offshore wind energy potential using mesoscale model and geographic information system. **Renewable Energy**, v. 69, p. 506–515, 2014.

ZANUTTIGH, B. et al. A methodology for multi-criteria design of multi-use offshore platforms for marine renewable energy harvesting. **Renewable Energy**, v. 85, p. 1271–1289, 2016.