



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
ESCOLA DE MINAS
DEPARTAMENTO ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**



ISABELA VALÉRIO HENRIQUES

**INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* EM
PLATAFORMAS DE PETRÓLEO: ANÁLISE
TÉCNICO-ECONÔMICA E AMBIENTAL DE CENÁRIOS
DE DESCARBONIZAÇÃO**

**OURO PRETO - MG
2026**

ISABELA VALÉRIO HENRIQUES

**INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* EM
PLATAFORMAS DE PETRÓLEO: ANÁLISE
TÉCNICO-ECONÔMICA E AMBIENTAL DE CENÁRIOS
DE DESCARBONIZAÇÃO**

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Produção.

Orientador: Dr. Gustavo Nikolaus Pinto de Moura

**OURO PRETO - MG
2026**



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
REITORIA
ESCOLA DE MINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO,
ADMINISTRAÇÃO E ECON



FOLHA DE APROVAÇÃO

Isabela Valério Henriques

INTEGRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE EM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO: ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E AMBIENTAL DE CENÁRIOS DE DESCARBONIZAÇÃO

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Produção da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheira de produção

Aprovada em 17 de Abril de 2026

Membros da banca

D.Sc. - Gustavo Nikolaus Pinto de Moura- Orientador(a) Universidade Federal de Ouro Preto
D.Sc - Bruna de Fátima Pedrosa Guedes Flausino - Universidade Federal de Ouro Preto
D.Sc - Vanessa Criscuolo Parreiras de Oliveira - Universidade Federal de Ouro Preto

Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 24/04/2026



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 24/04/2026, às 16:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1095533** e o código CRC **D0BA394E**.

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho à minha avó Pituchinha, que não pôde estar aqui para ver de perto o encerramento deste ciclo, mas sei que continua sempre olhando por mim. Sua vida foi exemplo do valor que devemos dar à educação e agora posso realizar seu sonho de ter todas as netas formadas. Que esta realização também seja uma forma de homenagear sua memória e o legado que deixou em minha vida e em tantas outras. Agradeço imensamente por todo o amor, carinho, cuidado e dedicação para que essa conquista se tornasse real. Te amo para sempre, Vó.

Agradeço a Deus e à Nossa Senhora por sempre iluminarem meu caminho e me sustentarem nos momentos em que achei que não teria condições de me reerguer. Sou grata pela proteção e amparo em todos desafios que enfrentei.

Agradeço a toda minha família, especialmente aos meu pais, Alessandro e Maria José, por sempre investirem e se preocuparem com minha formação acadêmica e não medirem esforços para estarem presentes em todas as etapas da minha vida. Às minhas irmãs, por serem exemplo de dedicação, empenho e inteligência e me inspirarem a buscar sempre o melhor. Tenho muita admiração por vocês e sou grata por tudo o que representam na minha história. Ao meu avô Ary, que comemorou comigo o início dessa jornada e, mesmo fisicamente ausente durante esses anos, permaneceu presente na minha vida e no meu coração, sempre guiando meus passos de onde estiver.

Agradeço a todos os meus amigos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho, especialmente ao Matheus. Obrigada por terem caminhado ao meu lado e tornado o percurso mais leve. O apoio, os conselhos e a presença de vocês foram fundamentais e me fizeram ser mais forte.

Agradeço à Universidade Federal de Ouro Preto, especialmente à Escola de Minas e ao DEPRO, pela excelente formação acadêmica proporcionada ao longo desta trajetória. Aos professores, pelo compromisso em compartilhar seus conhecimentos e experiências, contribuindo para o meu desenvolvimento profissional e pessoal.

Agradeço à pessoa que me tornei durante esse processo, pela coragem de continuar mesmo diante de tantas incertezas, por ter aprendido a me reinventar em meio as dificuldades e por conseguir encontrar forças para seguir. Que esta conquista represente também toda a resiliência construída ao longo desses anos.

*”E tudo que eu ganhei só por perder na hora certa
Nesses caminhos que a gente não vê.”*

Jota.pê

RESUMO

As plataformas de petróleo *offshore* operam majoritariamente por meio de sistemas de geração termoelétrica a bordo, baseados na utilização de gás natural associado, o que resulta em emissões significativas de gases de efeito estufa. Diante das metas globais de descarbonização e da crescente pressão por redução das emissões no setor de óleo e gás, a integração de fontes renováveis surge como uma alternativa estratégica para reduzir a dependência de combustíveis fósseis nessas unidades. Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da integração da energia eólica *offshore* ao sistema elétrico de plataformas de exploração e produção de petróleo isoladas. A metodologia adotada consiste em uma pesquisa aplicada de caráter exploratório, baseada em revisão bibliográfica e modelagem computacional no *software* HOMER Pro, por meio da simulação de diferentes cenários de suprimento energético que combinam geração convencional a gás natural, aerogeradores *offshore* e sistemas de armazenamento em baterias. Para a aplicação da metodologia, foi considerado como estudo de caso um sistema representativo baseado em uma plataforma média *ad hoc* na Bacia de Santos, no campo de Tupi/Iracema. Foram avaliados indicadores técnicos, econômicos e ambientais, como o custo presente líquido do sistema, o consumo de combustível e as emissões de dióxido de carbono (CO₂). Os resultados indicam que a introdução progressiva da geração eólica *offshore* reduz drasticamente as emissões de CO₂, com quedas que variam de 11% no cenário inicial de transição, até a neutralidade total (*Net Zero*) no cenário de máxima penetração renovável. A integração de 9 aerogeradores destaca-se como um ponto de equilíbrio estratégico, reduzindo as emissões em mais de 60% e ampliando significativamente a resiliência econômica do sistema: sob uma taxa de US\$ 150/t, o impacto no *Net Present Cost* (NPC) é de apenas 5,93%, enquanto o modelo puramente fóssil sofre um acréscimo expressivo de 46,54%. Conclui-se que, apesar do maior investimento inicial, a hibridização converte riscos ambientais variáveis em custos fixos de infraestrutura e consolida-se como uma alternativa promissora para a descarbonização de plataformas *offshore*, contribuindo para a transição energética no setor de exploração e produção de petróleo.

Palavras-chave: energia eólica *offshore*; descarbonização; plataformas de petróleo; sistemas híbridos de energia; *HOMER Pro*.

ABSTRACT

Offshore oil platforms predominantly operate through onboard thermoelectric generation systems based on the use of associated natural gas, which results in significant greenhouse gas emissions. Given global decarbonization targets and the growing pressure to reduce emissions in the oil and gas sector, the integration of renewable energy sources emerges as a strategic alternative to reduce the dependence on fossil fuels in these units. In this context, the present study aims to analyze the technical, economic, and environmental feasibility of integrating offshore wind energy into the electrical system of isolated oil exploration and production platforms. The adopted methodology consists of an applied exploratory study based on a literature review and computational modeling using HOMER Pro software, through the simulation of different energy supply scenarios combining conventional natural gas generation, offshore wind turbines, and battery energy storage systems. For the application of the methodology, a representative system based on a medium-sized ad hoc platform in the Santos Basin, in the Tupi/Iracema field, was considered as a case study. Technical, economic, and environmental indicators were evaluated, such as the system's net present cost, fuel consumption, and carbon dioxide (CO₂) emissions. The results indicate that the progressive introduction of offshore wind generation drastically reduces CO₂ emissions, with reductions ranging from 11% in the initial transition scenario to full neutrality (Net Zero) in the scenario with maximum renewable penetration. The integration of 9 wind turbines stands out as a strategic balance point, reducing emissions by more than 60% and significantly increasing the economic resilience of the system: under a carbon tax of US\$ 150/t, the impact on the Net Present Cost (NPC) is only 5.93%, whereas the purely fossil-based model experiences a substantial increase of 46.54%. It is concluded that, despite the higher initial investment, hybridization converts variable environmental risks into fixed infrastructure costs and establishes itself as a promising alternative for the decarbonization of offshore platforms, contributing to the energy transition in the oil and gas exploration and production sector.

Keywords: offshore wind energy; decarbonization; oil platforms; hybrid energy systems; HOMER Pro.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	Corrente Alternada
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BESS	Battery Energy Storage System
BOEM	Bureau of Ocean Energy Management
CAPEX	Capital Expenditure
CO ₂	Carbon Dioxide
DC	Corrente Contínua
DIP	Declaração de Interferência Prévia
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
E&P	Exploração e Produção
FIT	Feed-in Tariff
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
GEE	Gases de Efeito Estufa
GWEC	Global Wind Energy Council
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning
HVDC	High Voltage Direct Current
IA	Inteligência Artificial
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Energy
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia

NASA	National Aeronautics and Space Administration
NPC	Net Present Cost
O&M	Operation and Maintenance
PNE	Plano Nacional de Energia
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
UPS	Uninterruptible Power Supply
VPL	Valor Presente Líquido
VSC-HVDC	Voltage Source Converter High Voltage Direct Current
ZEE	Zona Econômica Exclusiva

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Interface de configuração e arquitetura do sistema no <i>software</i> HOMER Pro (HOMER ENERGY, 2026).....	16
Figura 2 – Sistemas consumidores por processo	19
Figura 3 – Demanda plurianual típica de energia elétrica em uma FPSO.....	20
Figura 4 – Evolução do tamanho das turbinas eólicas.....	26
Figura 5 – Estruturas de fundação fixas e flutuantes.....	28
Figura 6 – Componentes de transmissão de parque eólico <i>offshore</i> com cabo de exportação HVDC	29
Figura 7 – Potencial eólico <i>offshore</i> ao longo da zona econômica exclusiva brasileira; as cores indicam a velocidade média anual do vento a 100 m.....	35
Figura 8 – Custo médio de redução de CO ₂ sob diferentes valores de FIT em Taiwan .	39
Figura 9 – Potencial de redução de CO ₂	40
Figura 10 – Panorama internacional da precificação do carbono (US\$/tCO ₂ e)	42
Figura 11 – Configuração do perfil de carga elétrica (Electric Load) no <i>software</i> HOMER Pro (HOMER ENERGY, 2026).....	44
Figura 12 – Perfil dos recursos eólicos para a Bacia de Santos (NASA LANGLEY RESEARCH CENTER, 2026).....	45
Figura 13 – Parâmetros técnicos, econômicos e de emissões do gerador a gás natural no HOMER Pro (HOMER ENERGY, 2026).....	46
Figura 14 – Parâmetros técnicos, econômicos e operacionais da turbina eólica no HOMER Pro.....	47
Figura 15 – Parâmetros técnicos, econômicos e de controle do sistema de baterias de lítio	48
Figura 16 – Parâmetros técnicos e econômicos do sistema de conversão (inversor) no HOMER Pro	49
Figura 17 – Gráfico de porcentagem do aumento do NPC de acordo com a precificação de carbono	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Quantificação de emissões associadas por poluente.	23
Tabela 2 – Resumo dos resultados da modelagem no HOMER Pro.....	51
Tabela 3 – Valores de custo de abatimento de CO ₂ por cenário alternativo	53

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Formulação do problema	12
1.2	Justificativa.....	12
1.3	Objetivos.....	13
1.3.1	Objetivo Geral.....	13
1.3.2	Objetivos específicos	13
1.4	Estrutura do Trabalho	14
2	METODOLOGIA.....	15
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
3.1	Consumo de energia em plataformas <i>offshore</i> de petróleo.....	17
3.1.1	Padrões de consumo.....	19
3.1.2	Fontes de energia utilizadas	21
3.1.3	Emissões de carbono associadas às atividades das plataformas de petróleo	22
3.2	Desenvolvimento da indústria eólica <i>offshore</i>	23
3.2.1	Panorama mundial da indústria eólica <i>offshore</i>	23
3.2.2	Infraestrutura e avanços tecnológicos	25
3.3	Aspectos regulatórios e ambientais brasileiros	31
3.3.1	Lei nº 9.427 de 1996 sobre a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	31
3.3.2	Atuação do IBAMA: Termo de Referência Padrão para Complexos de Energia Eólica <i>offshore</i>	31
3.3.3	Decreto nº 10.946 de 2022 sobre as diretrizes para geração de energia elétrica em empreendimentos <i>offshore</i>	31
3.3.4	Portaria nº 52/GM/MME e Portaria Interministerial MME/MMA nº 03 de 2022	32
3.3.5	Lei nº 15.097 de 2025 sobre o aproveitamento de bens da União para geração de energia elétrica a partir de empreendimento <i>offshore</i>	33
3.4	Potencial eólico <i>offshore</i> brasileiro	35
3.5	Uso da energia eólica <i>offshore</i> como estratégia para descarbonização	37
3.6	Custo de abatimento de carbono em projetos eólicos <i>offshore</i> (US\$/tCO ₂)	41
4	CENÁRIOS ENERGÉTICOS	43
4.1	Premissas para elaboração da curva de carga referência.....	43
4.2	Premissas para a disponibilidade do recurso eólico	44

4.3	Cenário de Referência	45
4.4	Cenários Alternativos	46
4.5	Análise de Sensibilidade: Precificação de Carbono	49
4.6	Resultados da Simulação	50
4.7	Avaliação direta do custo por tonelada de CO ₂ evitada.....	52
4.8	Impacto da Precificação de Carbono	53
5	CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
5.1	Conclusão	56
5.2	Trabalhos Futuros.....	57
	REFERÊNCIAS.....	59

1 INTRODUÇÃO

As plataformas de petróleo *offshore* são estruturas complexas projetadas para operações de exploração e produção em ambiente marinho, podendo ser classificadas entre unidades fixas, semissubmersíveis ou *Floating, Production, Storage and Offloading* (FPSOs), a depender da finalidade e da lâmina d'água (SILVA, 2014; FERREIRA, 2013). Atualmente, a demanda energética nessas unidades é suprida quase integralmente por sistemas termoelétricos *onboard*, utilizando geradores a gás que consomem o gás natural associado da própria jazida. Entretanto, esse modelo de autossuficiência baseado em combustíveis fósseis concentra as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) nas unidades de produção, representando um obstáculo às metas globais de descarbonização.

No Brasil, as emissões associadas às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural atingiram cerca de 22 milhões de toneladas de CO₂ equivalente em 2024, dados reportados no Painel Dinâmico de Emissões de Gases de Efeito Estufa (ANP, 2024). Esse volume de emissões evidencia a urgência de estratégias de descarbonização para as operações marítimas. Nesse cenário, a energia eólica *offshore* surge como uma alternativa estratégica, aproveitando ventos mais intensos e constantes do ambiente oceânico e o grande potencial brasileiro, estimado em mais de 1.200 GW (EPE, 2020; WORLD BANK, 2024a).

1.1 Formulação do problema

O problema central desta pesquisa consiste em investigar em que medida a integração da geração eólica *offshore*, associada a sistemas de armazenamento de energia, pode proporcionar uma redução significativa das emissões de gases de efeito estufa em plataformas isoladas de produção, ao mesmo tempo em que se avalia se o eventual aumento no *Net Present Cost* (NPC) é justificável diante dos ganhos ambientais e da maior resiliência do sistema frente a cenários de precificação de carbono.

1.2 Justificativa

A justificativa deste estudo reside na busca por alternativas energéticas que reduzam a dependência das plataformas de exploração e produção de petróleo *offshore* em relação à geração baseada exclusivamente em combustíveis fósseis. Embora esse modelo ainda seja amplamente utilizado, ele está associado a elevadas emissões de gases de efeito estufa e à crescente pressão por soluções compatíveis com as metas globais de descarbonização. Nesse contexto, a utilização de energia eólica *offshore* apresenta-se como uma alternativa promissora, especialmente por aproveitar o elevado potencial dos recursos eólicos em ambiente marinho.

A relevância deste estudo é corroborada pelo recente avanço do marco regulatório nacional. A Lei nº 15.097, de 2025, consolidou as diretrizes para a cessão de uso de prismas energéticos em águas sob domínio da União, transformando a geração eólica no mar em uma política de Estado (BRASIL, 2025). Institucionalmente, a Petrobras (2024) já sinaliza essa transição ao protocolar projetos de licenciamento eólico junto ao IBAMA.

Assim, este trabalho justifica-se por investigar a viabilidade dessa integração e quantificar as emissões evitadas, fornecendo subsídios técnicos e ambientais para a análise de estratégias de transição energética no setor *offshore*.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da integração da energia eólica *offshore* ao sistema elétrico de uma plataforma de petróleo *ad hoc* operando no campo de Tupi/Iracema, utilizando o *software* HOMER Pro (HOMER ENERGY, 2026) para modelar cenários energéticos e quantificar as emissões evitadas em relação à configuração energética de referência.

1.3.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos foram:

- Caracterizar o perfil de consumo energético de plataformas de exploração e produção de petróleo, identificando os principais sistemas consumidores e classificando as cargas de acordo com sua função operacional e regime de funcionamento;
- Estudar os fundamentos técnicos da energia eólica *offshore*, abordando aspectos como fator de capacidade, tecnologias de fundação fixa e flutuante, *Levelized Cost of Energy* (LCOE) e os avanços que vêm tornando essa fonte mais competitiva no cenário global;
- Mapear o desenvolvimento da energia eólica *offshore* em países com implantação consolidada dessa tecnologia, analisando seus modelos regulatórios, políticas de incentivo e o impacto dessas iniciativas na expansão da capacidade instalada;
- Dimensionar cenários de suprimento híbrido no *software* HOMER Pro, integrando aerogeradores e armazenamento por baterias;
- Quantificar a redução no consumo de combustível e nas emissões de CO₂ em cada nível de penetração renovável;
- Determinar o impacto da precificação de carbono no *Net Present Cost* (NPC), comparando a resiliência financeira de cada cenário.

1.4 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho foi estruturado nos seguintes capítulos:

- **Metodologia:** descreve os procedimentos adotados para a modelagem energética da plataforma, detalhando as premissas utilizadas, a caracterização da demanda elétrica, os parâmetros técnicos dos sistemas de geração e armazenamento e a utilização da ferramenta HOMER Pro para simulação e otimização dos cenários;
- **Revisão Bibliográfica:** apresenta os principais conceitos relacionados à transição energética no setor de óleo e gás, à geração eólica *offshore* e aos sistemas híbridos de geração e armazenamento de energia, além de discutir os desafios associados à descarbonização de plataformas *offshore*;
- **Cenários Energéticos:** apresenta a aplicação da metodologia proposta, com a simulação de diferentes cenários de integração entre geração eólica *offshore*, armazenamento por baterias e geração convencional a gás, analisando seus impactos sobre as emissões de gases de efeito estufa e sobre o *Net Present Cost* (NPC) do sistema;
- **Conclusão:** sintetiza os principais resultados obtidos, discute as implicações da integração da energia eólica *offshore* para a redução de emissões em plataformas isoladas e avalia a viabilidade técnico-econômica dessa alternativa frente a diferentes cenários de precificação de carbono.

2 METODOLOGIA

A metodologia deste estudo é de natureza aplicada e adota um caráter exploratório, estruturando-se a partir de uma revisão bibliográfica, seguida da definição de premissas e da modelagem computacional, com posterior simulação e análise comparativa de cenários. Sendo assim, o Capítulo 3 concentra a revisão bibliográfica, abordando inicialmente o consumo de energia em plataformas *offshore* de petróleo, incluindo padrões de demanda, fontes de geração utilizadas e as emissões de carbono associadas às operações. Em seguida, discute-se o desenvolvimento da indústria eólica *offshore*, com ênfase no panorama mundial, nos avanços tecnológicos e na infraestrutura necessária à sua implementação. O capítulo também contempla os aspectos regulatórios e ambientais brasileiros, o potencial eólico *offshore* nacional e o papel dessa fonte como estratégia de descarbonização, incluindo análises relacionadas a precificação de carbono. Além de contextualizar o problema, a revisão também fornece os parâmetros técnicos, operacionais e econômicos utilizados na modelagem dos cenários.

Dessa maneira, a curva de carga utilizada na modelagem não foi obtida por coleta direta em campo, mas construída a partir dos dados discutidos na revisão bibliográfica, que foram organizados e adaptados para compor um perfil horário representativo do consumo elétrico da plataforma, caracterizando uma metodologia *ad hoc*. Essa solução metodológica baseia-se em uma solução construída especificamente para o problema investigado. Assim, essa etapa permitiu estabelecer a demanda a ser atendida pelo sistema, servindo como insumo central para a comparação entre o cenário base e os cenários com inserção de geração eólica *offshore*.

O trabalho consistiu, então, na modelagem e simulação pelo software HOMER Pro (HOMER ENERGY, 2026), etapa desenvolvida no Capítulo 4, no qual são definidas as premissas dos cenários energéticos. A curva de carga de referência foi construída de acordo com perfis típicos de consumo energético em plataformas *offshore*, definidos a partir dos dados e parâmetros levantados na revisão bibliográfica. A partir dessas premissas, são estruturados o Cenário de Referência, baseado na geração exclusivamente fóssil, e os Cenários Alternativos, que incorporam diferentes níveis de penetração de energia eólica *offshore* e sistemas de armazenamento em baterias. O capítulo contempla ainda a análise de sensibilidade à precificação de carbono, a apresentação dos resultados das simulações e a avaliação dos impactos técnicos, econômicos e ambientais, incluindo a análise do custo por tonelada de CO₂ evitada e os efeitos da taxa de carbono sobre a atratividade dos cenários.

A simulação foi utilizada para avaliar o comportamento do sistema e gerar indicadores técnicos, econômicos e ambientais. Adotaram-se os parâmetros econômicos globais para um tempo de vida do projeto de 20 anos. A taxa nominal de desconto utilizada foi de 15,00% e taxa de inflação de 5,00%, estabelecidas a partir de parâmetros de referência do Banco Central do Brasil, conforme informações do Boletim Focus (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2026).

No que se refere à confiabilidade operacional, o modelo foi parametrizado com déficit anual máximo de capacidade (*annual capacity shortage*) de 5,00%, permitindo ao software explorar soluções que equilibrem o custo de investimento com a continuidade do suprimento.

O arranjo do sistema foi estruturado de forma a integrar diferentes fontes de energia por meio de um barramento híbrido. A configuração adotada utiliza uma barra de corrente alternada (AC) e uma barra de corrente contínua (DC). Na barra AC, conectam-se a carga industrial da plataforma com consumo configurado em 504.000 kWh/dia e pico de 29.725 kW, a geração eólica (Turbina E-126) (ENERCON, 2012) e o suporte térmico convencional. A barra DC abriga o sistema de armazenamento de energia (Baterias 1MLI), interconectada à barra AC por um conversor bidirecional que gerencia o fluxo de potência entre as fontes.

Por fim, conforme ilustrado na Figura 1, o sistema foi georreferenciado no campo de Tupi/Iracema ($25^{\circ}30'S$ $43^{\circ}30'W$). Essa localização é fundamental para a precisão do modelo, pois permite que o HOMER Pro vincule as coordenadas aos bancos de dados climatológicos da NASA, importando automaticamente as séries temporais de velocidade do vento e radiação solar específicas para o campo escolhido (NASA LANGLEY RESEARCH CENTER, 2026).

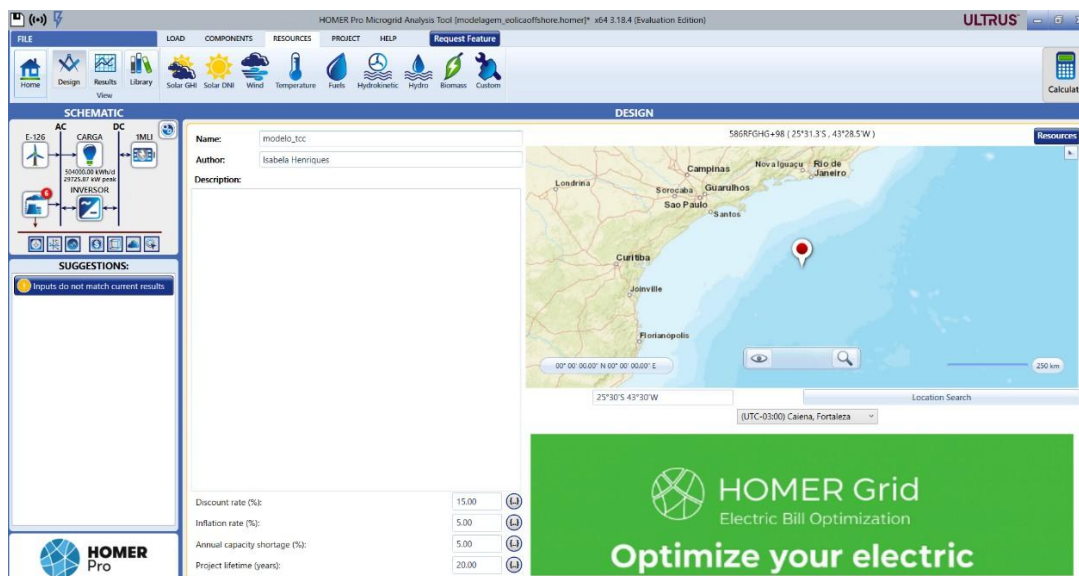


Figura 1 – Interface de configuração e arquitetura do sistema no *software* HOMER Pro (HOMER ENERGY, 2026)

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2026

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Consumo de energia em plataformas *offshore* de petróleo

Plataformas de petróleo *offshore* são grandes estruturas instaladas no mar, projetadas para abrigar equipamentos e operadores necessários às operações de exploração, perfuração e produção, conforme definido por Silva (2014). De acordo com o autor, essas unidades podem ser fixadas ao fundo do oceano ou constituir instalações flutuantes, e sua classificação depende da finalidade da unidade e da profundidade da lâmina d'água do local de operação.

Entre as plataformas fixas, destinadas às águas de até 300 metros de profundidade, Ferreira (2013) descreve estruturas modulares de aço instaladas no local de operação, com escoamento da produção por dutos ou para navios, sem tanques de armazenamento. Para perfuração exploratória em lâminas d'água de aproximadamente 5 a 150 metros, destacam-se as plataformas autoeleváveis, constituídas por balsa com pernas que descem até o fundo e elevam o convés acima do nível da água. Em águas profundas, são empregadas plataformas semissubmersíveis, compostas por conveses apoiados em flutuadores submersos e mantidas em posição por ancoragem ou posicionamento dinâmico. Também são utilizados navios-sonda e *Floating, Production, Storage and Offloading* (FPSOs), que têm capacidade de processar, armazenar e transferir petróleo e/ou gás natural, com planta de processo no convés e transferência periódica para navio aliviador (SILVA, 2014).

Em unidades *offshore* de produção de petróleo e gás, a demanda elétrica pode ser descrita de forma didática a partir das três áreas de operação destacadas por Casanova e Pereira (2008): náutica, facilidades e produção. A produção concentra os acionamentos mais intensivos, pois envolve a elevação e o processamento dos fluidos, incluindo estágios de separação de água e de gás, exportação do gás e tratamento do óleo para armazenamento. A área de facilidades reúne serviços de suporte, como geração e distribuição elétrica, injeção de água, ar comprimido, ventilação e ar condicionado, além das utilidades que mantêm as condições de operação da planta.

Nesse sentido, o *Heating, Ventilation and Air Conditioning* (HVAC) compreende o conjunto de sistemas destinados ao condicionamento ambiental em instalações industriais, por meio do controle de temperatura e umidade e da manutenção de padrões adequados de qualidade e distribuição do ar. Em unidades *offshore*, sua relevância contribui para a integridade operacional e a segurança ao viabilizar a ventilação e a pressurização de ambientes técnicos, reduzindo a probabilidade de ingresso de gases inflamáveis em salas de controle e subestações elétricas, além de assegurar o desempenho térmico de equipamentos sensíveis. Nesse conjunto de suportes, atuam de forma contínua utilidades como água de resfriamento, ar comprimido, dessalinização e tratamento de efluentes, as quais tendem a estabilizar a curva de carga elétrica ao longo do tempo. Por

fim, a área náutica refere-se aos sistemas ligados diretamente à fluatuabilidade, estabilidade, posicionamento e segurança marítima da unidade (CASANOVA; PEREIRA, 2008). É nessa área que se concentram as operações de controle e monitoramento da integridade do casco, além dos sistemas associados à movimentação de fluidos entre tanques para manter a estabilidade.

No nível dos equipamentos, Dias (2018) ressalta que as principais cargas elétricas são motores que acionam compressores de gás, bombas de transferência de óleo, bombas de injeção de água e outras cargas do processo. Além disso, pela distância até a costa e condições de operação, é comum que essas unidades operem de forma isolada, com geração a bordo para suprir o próprio consumo. Batista e Monteiro (2024) observam que a demanda energética das plataformas costuma situar-se, tipicamente, entre 10 e 100 MW e que, em unidades de grande porte, a geração elétrica é usualmente realizada por turbinas a gás em ciclo aberto, com uma média de quatro geradores síncronos em uma configuração que coloca três em operação e um em reserva (DIAS, 2018; BATISTA; MONTEIRO, 2024).

Um exemplo concreto do peso dessas cargas aparece na análise da plataforma P-37 apresentada por Casanova e Pereira (2008). Essa plataforma é uma unidade *offshore* do tipo FPSO operada pela Petrobras, na Bacia de Campos e, segundo o Plano de Desenvolvimento do Campo de Marlim aprovado pela ANP, possui capacidade de processamento de 180.000 barris por dia de líquido e 4.650 mil metros cúbicos por dia de gás natural. No estudo de Casanova e Pereira (2008), a P-37 é adotada como caso de referência para discussão do sistema elétrico de uma unidade de produção, destacando-se bombas de injeção de água de 2.700 kW e bombas de transferência de óleo de 1.700 kW, além de bombas de captação de água do mar, bombas de água de resfriamento e compressores associados ao sistema. Em avaliação recente no Sudeste do Brasil, Barbosa *et al.* (2024) reportam, para 2022, uma geração total de eletricidade para consumo próprio de 660.399,27 MWh no conjunto de 20 instalações analisadas e também apontam compressores, bombas e sistemas de controle e instrumentação entre os principais responsáveis pelo consumo (CASANOVA; PEREIRA, 2008; BARBOSA *et al.*, 2024).

Dias (2018) reitera o estudo de Oliveira (2013) e propõe uma classificação das cargas elétricas em plataformas *offshore* baseada na criticidade e na necessidade de continuidade do suprimento, distinguindo quatro grupos: não essenciais, auxiliares, essenciais e de emergência. As cargas não essenciais são aquelas cuja interrupção não acarreta riscos operacionais ou de segurança. Como esse grupo inclui a maior parte dos grandes acionamentos do processo produtivo, essas cargas tendem a representar a maior parcela da demanda elétrica da plataforma. As cargas auxiliares também não são críticas do ponto de vista de segurança, mas são relevantes para a retomada dos processos após interrupções, podendo ser atendidas por gerador auxiliar quando a geração principal está indisponível. As cargas essenciais são associadas a processos cuja interrupção pode ocasionar riscos operacionais ou de segurança e, por essa razão, contam com redundância de alimentação e podem ser supridas pelo gerador de emergência na falta da geração principal. Por fim, as cargas de emergência abrangem os equipamentos necessários à sal-

vaguada da vida a bordo (incêndio, *Emergency Shutdown*, iluminação de emergência e bombas de incêndio) e à segurança de poços e de equipamentos críticos de processo, sendo alimentadas por gerador de emergência e, adicionalmente, por sistema de alimentação ininterrupta, *Uninterruptible Power Supply* (UPS), que mantém cargas críticas energizadas durante quedas de energia e na troca entre fontes de alimentação (DIAS, 2018; OLIVEIRA, 2013).

Em termos de ordem de grandeza, Dias (2018) apresenta um exemplo de FPSO com dados adaptados de Oliveira (2013): a carga total é próxima de 70 MW, em que a maior parcela é classificada como não essencial, 66,44 MW, enquanto auxiliares, essenciais e emergência somam aproximadamente 4 MW, evidenciando que a maior parte do consumo está no processo produtivo, e uma fração menor é rigidamente priorizada por criticidade. A Figura 2 sintetiza as principais parcelas de consumo em uma FPSO.



Figura 2 – Sistemas consumidores por processo

Fonte: Elaboração própria, com base em Casanova e Pereira (2008) e Dias (2018)

3.1.1 Padrões de consumo

Sob a visão de planejamento, Dias (2018) aponta que o sistema de geração das plataformas é projetado para o pico de produção do campo, mas grande parte da vida útil se dá fora desse patamar. Esse comportamento é ilustrado na Figura 3, na qual cada faixa representa um consumidor específico. O gráfico apresenta a evolução plurianual típica da demanda elétrica em um FPSO e evidencia o rápido crescimento inicial, o pico operacional e o longo período de declínio gradual da carga (MATOSO, 2013). O ciclo de vida da produção é caracterizado pela rampa de

crescimento, que leva ao platô (máxima produção), e subsequentemente pelo declínio na vazão. Nesses períodos, os turbogeradores operam abaixo do seu ponto ótimo, isto é, fora da faixa de carga em que apresentam melhor eficiência de conversão de combustível em eletricidade. O resultado é uma assimetria entre a capacidade instalada e a carga efetiva: mantêm-se máquinas ligadas para demandas menores, o que eleva o consumo específico de energia (mais combustível por MWh) e reduz a eficiência global da planta. No mesmo sentido, Leonardo (2018) caracteriza a demanda das plataformas como *base-load* estável: uma carga essencialmente constante ao longo das 24 horas, com alto fator de carga, típica de processos contínuos que precisam manter vazões e pressões permanentes (DIAS, 2018; MATOSO, 2013; LEONARDO, 2018).

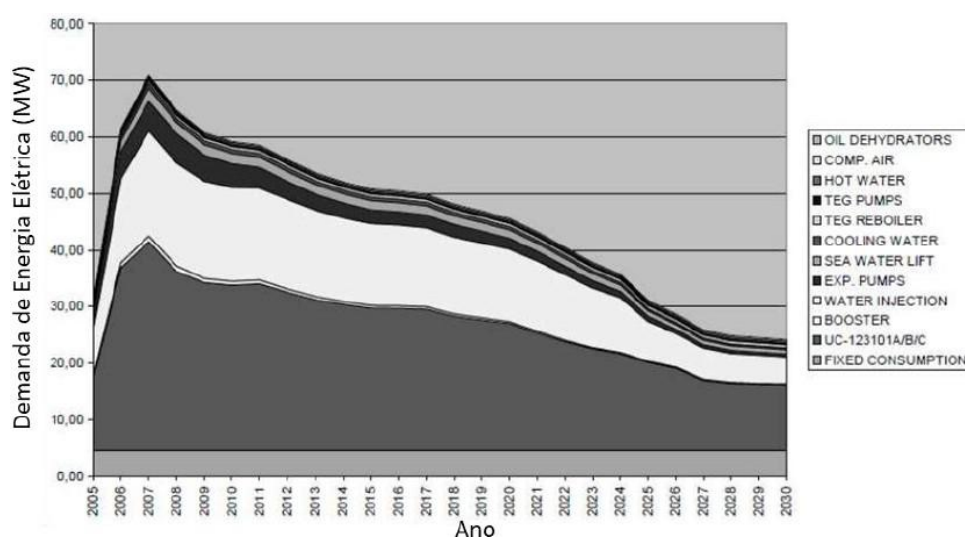


Figura 3 – Demanda plurianual típica de energia elétrica em uma FPSO

Fonte: MATOSO (2013)

No recorte empírico do Sudeste brasileiro, Barbosa *et al.* (2024) reforçam o caráter industrial e constante da demanda: os processos de separação, compressão e injeção precisam manter vazões e pressões sem interrupção, o que sustenta a natureza *base-load* das plataformas. Além disso, ao propor alternativas de fornecimento para a Bacia de Santos, Teles (2019) converge com os demais autores ao situar as plataformas como plantas eletrointensivas de operação contínua, cuja demanda elétrica é majoritariamente plana e pouco elástica no curto prazo (BARBOSA *et al.*, 2024; TELES, 2019).

O consumo energético total em Exploração e Produção (E&P), que abrange eletricidade e a energia do combustível (térmica e mecânica) empregada nas operações, foi estimado por Siqueira (2021) em uma média de 14.625,47 MMBTU/dia por campo, aproximadamente 4,29 GWh/dia. Essa demanda total se concentra majoritariamente nas operações de injeção e elevação de fluidos (54,6%) e no processamento de óleo e gás (33,9%) e, quando convertida para

intensidade por barril, resulta em valores expressivos como 4,5 kWh/bbl para o campo de Tupi e 16,9 kWh/bbl para o campo de Búzios, dependendo da produtividade da unidade (SIQUEIRA, 2021).

Considerando valores recentes de produção diária divulgados pela Petrobras (2026), o campo de Tupi/Iracema voltou a atingir aproximadamente 1 milhão de barris por dia em janeiro de 2026, o que, aplicado à intensidade de 4,5 kWh por barril, implica um consumo energético da ordem de 4.500.000 kWh por dia, e, no que se refere à infraestrutura de produção, o campo conta com nove unidades de produção em operação, segundo informações institucionais da Petrobras (2026). No caso de Búzios, a Petrobras reportou média diária recorde de aproximadamente 1 milhão de barris de petróleo por dia em outubro de 2025, o que reflete um consumo associado de cerca de 16.900.000 kWh por dia. Além disso, segundo comunicado institucional da Petrobras, em 10 de fevereiro de 2026 o campo de Búzios contava com sete unidades de produção em operação, todas do tipo *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO). Já ao utilizar o estudo de Barbosa *et al.* (2024) como referência, calcula-se a intensidade elétrica em apenas 0,5 kWh por barril para o conjunto de plataformas da Bacia de Santos. Assim, observa-se que a intensidade energética por barril varia amplamente conforme o porte da plataforma, o tipo de sistema produtivo adotado e, sobretudo, o volume efetivamente produzido, que dilui ou amplifica o consumo específico de energia.

3.1.2 Fontes de energia utilizadas

A matriz energética que sustenta as operações de Exploração e Produção (E&P) em unidades *offshore* é, por princípio, autônoma e baseada na geração elétrica local (*onboard*). Esta autossuficiência é crucial para a segurança operacional, dada a distância da costa e a natureza crítica do *base-load* constante exigido pelos sistemas de processo.

O modelo operacional predominante é o termoelétrico, no qual o fornecimento de energia é realizado quase integralmente por combustíveis a bordo. A fonte primária é o gás natural (incluindo o gás associado), usualmente empregado em turbinas a gás instaladas na própria unidade por ser o hidrocarboneto mais abundante e de fácil aproveitamento para geração elétrica local, sendo destacado pela Petrobras como combustível fundamental para sua infraestrutura termelétrica (ROSSI, 2024; TABASNIK, 2020). Em menor escala, ou como *backup* para sistemas críticos e geração de emergência, utilizam-se óleo combustível e diesel para alimentar geradores e turbinas auxiliares (DIAS, 2018).

A escolha da geração *onboard* por combustíveis fósseis é motivada por razões logísticas e econômicas, uma vez que elimina a dependência da rede elétrica continental e utiliza os recursos já disponíveis no processo produtivo (TELES, 2019; BATISTA; MONTEIRO, 2024). Essa geração é dimensionada para atender a duas exigências principais do sistema: a demanda constante do *base-load* e o fornecimento de potência necessária para a partida de grandes motores, essenciais para bombas e compressores (CASANOVA; PEREIRA, 2008).

A principal limitação desse arranjo autônomo reside no fato de que a geração elétrica a bordo, baseada na combustão de hidrocarbonetos, concentra as emissões de gases de efeito estufa nas próprias unidades de produção. Esse cenário, que representa um obstáculo às metas de descarbonização, tem impulsionado a busca por alternativas de eletrificação por fontes renováveis (DELIBERALI *et al.*, 2024).

3.1.3 Emissões de carbono associadas às atividades das plataformas de petróleo

A dependência termoelétrica para a geração de energia em plataformas *offshore*, embora garanta autonomia, está diretamente associada às emissões do setor de Exploração e Produção (E&P), majoritariamente classificadas dentro do Escopo 1¹. A queima de gás natural e derivados constitui a principal fonte de Gases de Efeito Estufa (GEE) nessas unidades (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024; MACEDO, 2024).

No inventário setorial, a Empresa de Pesquisa Energética (2024) aponta que aproximadamente 70% das emissões em plataformas marítimas decorrem da geração elétrica em turbinas a gás, enquanto o restante se distribui entre *flaring*, *venting* e emissões fugitivas. O *flaring* corresponde à queima controlada do gás excedente, realizada por motivos de segurança ou quando não há infraestrutura para aproveitamento imediato, convertendo o metano predominantemente em dióxido de carbono. O *venting* consiste na liberação direta do gás para a atmosfera, sem combustão, o que aumenta o impacto climático, visto que o metano possui potencial de aquecimento global superior ao do CO₂. Já as emissões fugitivas de metano constituem um dos vetores relevantes das emissões de *upstream* no Brasil e vêm recebendo prioridade regulatória e técnica. Elas decorrem, sobretudo, de vazamentos não intencionais em válvulas, conexões, selos de compressores, instrumentos e linhas de processo. Estudos recentes indicam que esses vazamentos podem ser maiores do que era estimado, por isso as empresas têm priorizado três frentes: procurar e consertar vazamentos de forma sistemática, trocar dispositivos pneumáticos a gás por alternativas elétricas ou a ar comprimido e melhorar a vedação de bombas e compressores (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024; ANP, 2022).

Em escala de instalação individual, Tabasnik (2020) analisou uma plataforma fixa no Rio Grande do Norte operando com duas turbinas a gás de 15 MW e demanda elétrica máxima de 18 MW, admitindo fator de capacidade de 60%. Nessas condições, a geração anual de 157.680 MWh resulta em emissões da ordem de 59,1 mil toneladas de CO₂, 1,9 tonelada de SO_x e 69,9 toneladas de NO_x, conforme síntese apresentada na Tabela 1, o que ilustra a magnitude das emissões associadas a uma única unidade *offshore* exclusivamente termoelétrica (TABASNIK, 2020).

¹ O Escopo 1 refere-se às emissões diretas de Gases de Efeito Estufa (GEE) provenientes de fontes que a empresa possui ou controla.

Tabela 1 – Quantificação de emissões associadas por poluente.

Poluente	Emissão anual
CO ₂	59,1 mil t
SO _x	1,9 t
NO _x	69,9 t

Fonte: Adaptado de Tabasnik (2020).

De forma geral, o setor de E&P foi responsável por cerca de 24,3 milhões de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂e) em 2023, com uma intensidade média de 14 kgCO₂e por barril equivalente de petróleo (boe), valor que é inferior à média global e reflexo da modernização das plataformas e da ampliação das práticas de reinjeção de CO₂ (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2025). Em paralelo, iniciativas de eletrificação parcial das plataformas e o uso de fontes renováveis *offshore*, como a eólica, emergem como soluções complementares para mitigar emissões diretas e reduzir a dependência de combustíveis fósseis (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2024).

Dessa forma, o perfil de emissões das plataformas de petróleo *offshore* brasileiras reflete o próprio modelo energético adotado: intensivo em combustão e de alta confiabilidade operacional, porém em transição para uma matriz mais limpa. As ações em curso, como eficiência energética, controle de *flaring* e *venting*, monitoramento de metano e integração de renováveis, definem uma trajetória consistente de descarbonização para o setor de E&P nacional.

3.2 Desenvolvimento da indústria eólica *offshore*

3.2.1 Panorama mundial da indústria eólica *offshore*

A energia eólica marítima *offshore* corresponde à geração de eletricidade a partir do aproveitamento dos ventos em ambiente marinho, mediante a instalação de aerogeradores em áreas oceânicas, o que tende a ampliar a estabilidade do recurso eólico e a escala de geração quando comparado a muitos arranjos em terra. Correia e Azevedo Jr. (2023) destacam que a compreensão do funcionamento do aerogerador, seus principais componentes e a conversão da energia do vento em energia elétrica, incluindo a leitura da curva de potência, é fundamental para a análise de viabilidade, que envolve também a escolha do local e do conjunto tecnológico mais adequado (CORREIA; AZEVEDO JR., 2023).

Essa fonte de energia emergiu nas últimas décadas como uma tecnologia promissora na transição energética global, combinando alto fator de capacidade, estabilidade de geração e rápida evolução tecnológica. Segundo Diaconita *et al.* (2024), os primeiros projetos comerciais surgiram na Europa no início dos anos 1990, principalmente no Mar do Norte e no Mar Báltico, onde a combinação de ventos constantes e infraestrutura costeira consolidada favoreceu o desenvolvimento inicial do setor (DIACONITA *et al.*, 2024).

De acordo com dados da IRENA (2023), a capacidade instalada mundial de energia eólica *offshore* aumentou de aproximadamente 3 GW em 2010 para mais de 63 GW em 2022, representando uma taxa média de crescimento superior a 25% ao ano. Essa expansão foi impulsionada pelos países europeus e, mais recentemente, pela China, que já responde por quase metade da capacidade global instalada (IRENA, 2023). O relatório *Offshore Wind Patent Insight* (EPO; IRENA, 2023) evidencia a intensa atividade de inovação tecnológica na indústria: entre 2002 e 2022, foram registradas aproximadamente 17 mil famílias de patentes relacionadas à energia eólica *offshore*, abrangendo avanços em turbinas, fundações, cabos e sistemas de controle. Esse volume expressivo de inovações evidencia o dinamismo tecnológico e o estágio de maturidade atingido pelo setor, hoje capaz de competir em escala global e diversificar suas aplicações energéticas (EPO; IRENA, 2023).

O relatório conjunto da IRENA e GWEC (2023) enfatiza que a expansão global da energia eólica *offshore* está intrinsecamente ligada à existência de estruturas regulatórias transparentes e previsíveis. Os países que se destacam nesse setor atuaram de forma consistente, estabelecendo marcos regulatórios robustos, mecanismos de leilão eficientes e a infraestrutura necessária, o que resultou na criação de um ambiente seguro e atraente para o capital privado. O Reino Unido, por exemplo, é um líder histórico que combina o planejamento espacial marítimo com leilões baseados em contratos por diferença, além da atuação da *Crown Estate* na gestão do uso do mar, garantindo a previsibilidade dos investimentos. De modo análogo, a Alemanha utiliza uma abordagem similar, estabelecendo metas claras de longo prazo, promovendo leilões competitivos e, crucialmente, assumindo a responsabilidade pela conexão à rede, o que minimiza os riscos de integração para os desenvolvedores de projetos (IRENA; GWEC, 2023).

Adicionalmente, Holanda e Dinamarca consolidaram-se como referências em inovação institucional no setor de energia eólica *offshore*, ao adotarem um planejamento espacial marinho integrado, com definição prévia de áreas aptas à instalação de projetos e realização centralizada de estudos ambientais pelo poder público. Além disso, instituíram modelos de *one-stop shop* para o licenciamento, reduzindo a fragmentação burocrática, encurtando prazos e diminuindo o risco regulatório para investidores, em consonância com as diretrizes recomendadas pela IRENA e pelo GWEC para *enabling frameworks* eficazes (IRENA; GWEC, 2023). Em paralelo, a China desponta como uma potência em rápida expansão, apoiada em forte coordenação estatal, políticas de conteúdo local e incentivos diretos à cadeia de suprimentos, o que a posiciona entre os maiores mercados globais em capacidade instalada (IRENA, 2023). Nos Estados Unidos, o desenvolvimento assume caráter mais recente e gradual, estruturado sobretudo pela atuação do *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM), responsável pela licitação de áreas marítimas e pela definição de diretrizes ambientais e de uso do mar, alinhadas às metas federais de implantação de capacidade eólica *offshore* até 2030 (IRENA; GWEC, 2023).

Nesse mesmo contexto, Japão e Coreia do Sul emergem como protagonistas na agenda da energia eólica *offshore* flutuante, ao estabelecerem marcos legais específicos, programas de

demonstração tecnológica e estratégias de integração com seus complexos navais e industriais (IRENA, 2024). Em síntese, a experiência desses países mostra que regras claras, planejamento do uso do mar, contratos de longo prazo e investimentos em portos e redes elétricas são fundamentais para viabilizar a expansão da energia eólica *offshore*, servindo como referência para países emergentes com alto potencial, como o Brasil.

Dessa forma, a experiência internacional evidencia a maturidade tecnológica e econômica da eólica *offshore*. A indústria evoluiu de um estágio experimental e subsidiado para uma infraestrutura de grande escala, competitiva e capaz de atrair investimentos privados globais. Para Diaconita *et al.* (2024), a heterogeneidade dos recursos eólicos globais oferece oportunidades diferenciadas de desenvolvimento, especialmente em regiões tropicais e subtropicais, nas quais a adoção de turbinas flutuantes poderá ser determinante para viabilizar projetos em grande escala (DIACONITA *et al.*, 2024).

3.2.2 Infraestrutura e avanços tecnológicos

A evolução recente da indústria eólica *offshore* combina três frentes técnicas principais: o aumento de escala das turbinas e dos parques, o desenvolvimento de fundações adequadas para águas mais profundas e a modernização da infraestrutura elétrica e logística necessária para conectar essa geração à rede. Estudos termoenergéticos mostram que essa mudança de escala tem impacto direto no aproveitamento do recurso eólico. Baena-Ramirez *et al.* (2023), ao compararem uma mesma turbina operando em condições *onshore* e *offshore*, concluem que, no cenário marítimo, a produção anual de energia pode ser cerca de 43% maior, com eficiências exergéticas mais elevadas no ambiente *offshore* (entre 0,86 e 0,98, contra uma faixa de 0,47 a 0,96 em terra). Diaconita *et al.* (2024) reforçam esse quadro ao mostrar que diversas regiões marítimas apresentam combinações favoráveis de velocidade média do vento, produção anual de energia e fator de capacidade, consolidando o mar como espaço estratégico para a expansão da eólica em escala de sistema (BAENA-RAMIREZ *et al.*, 2023; DIACONITA *et al.*, 2024).

Do ponto de vista econômico, os estudos indicam que os projetos eólicos *offshore* ainda apresentam custos de investimento significativamente superiores aos empreendimentos em terra. D'Adamo *et al.* (2023), ao analisar um parque *offshore* na Itália, estimam valores típicos da ordem de 4.640 USD/kW para sistemas de base fixa, em contraste com cerca de 1.750 USD/kW para projetos *onshore*. Essa diferença reflete não apenas as condições mais severas do ambiente marítimo, mas também a necessidade de fundações específicas, cabos submarinos, navios de instalação e infraestrutura portuária dedicada. Nesse contexto de custos elevados, a indústria tem buscado reduzir o *Levelized Cost of Energy* (LCOE) por meio de ganhos de escala e de avanços tecnológicos contínuos (D'ADAMO *et al.*, 2023).

A redução do LCOE está diretamente associada à consolidação desse mercado: o LCOE caiu cerca de 59% entre 2010 e 2022, passando de US\$0,197/kWh para US\$0,081/kWh (IRENA, 2023). Essa queda de custos resulta de múltiplos fatores, dentre eles o aumento da escala dos

projetos, a adoção de turbinas de maior potência e eficiência, a padronização de componentes e processos construtivos e a maturação das cadeias de suprimento globais. A evolução tecnológica das máquinas também é marcante: a Figura 4 ilustra o aumento contínuo do diâmetro de rotor e da potência nominal das turbinas ao longo das últimas décadas.

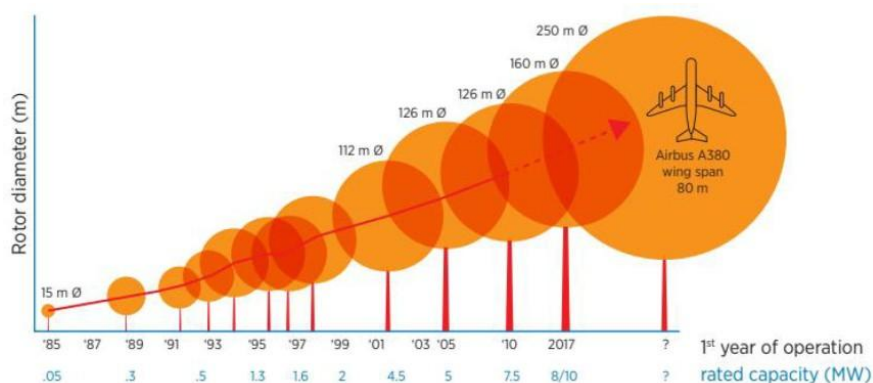


Figura 4 – Evolução do tamanho das turbinas eólicas

Fonte: IRENA (2016)

O relatório *Renewable Power Generation Costs in 2023*, da IRENA (2023), mostra que, entre 2010 e 2023, a potência média das turbinas eólicas *offshore* aumentou de aproximadamente 3 MW para cerca de 10 MW, com adoção crescente de máquinas na faixa de 11 a 13 MW nos projetos mais recentes. No mesmo período, a capacidade média dos parques passou de 136 MW para 280 MW, e vários empreendimentos atuais já ultrapassaram 1 GW de potência instalada. A combinação de turbinas maiores, pás mais longas e alturas de cubo mais elevadas permite capturar mais energia por unidade de área e alcançar fatores de capacidade mais altos, o que contribui para diluir custos fixos de desenvolvimento, instalação e operação ao longo de projetos de grande escala. Assim, embora o investimento específico em eólica permaneça elevado, a incorporação sucessiva de inovações tecnológicas tem desempenhado papel central na redução do LCOE e na aproximação da competitividade dessa fonte em relação às alternativas convencionais (IRENA, 2023).

As principais áreas de inovação incluem fundações flutuantes, sistemas de ancoragem, cabos submarinos de *High Voltage Direct Current* (HVDC), métodos de instalação e integração com sistemas de armazenamento e hidrogênio verde. Aproximadamente 80% das patentes recentes concentram-se em soluções flutuantes, o que reforça a tendência de expansão para águas mais profundas e regiões até então inviáveis para fundações fixas (EPO; IRENA, 2023). Essa tendência é confirmada no relatório *G7 Floating Offshore Wind Outlook* da IRENA (2024), que estima que a energia eólica *offshore* flutuante tem potencial técnico superior a 30 TW em águas profundas, podendo desempenhar papel central na transição energética de países com plataforma

continental estreita. Embora os custos atuais ainda sejam elevados, acima de US\$0,20/kWh, espera-se trajetória de redução semelhante à observada na eólica fixa, com ganhos de escala e padronização de subestruturas (IRENA, 2024).

Esse aumento de escala, porém, pressiona diretamente as estruturas de suporte. Ribeiro *et al.* (2022) destacam que a torre é um dos componentes com maior peso no investimento específico das turbinas *offshore*, podendo representar centenas de dólares por quilowatt instalado. O estudo mostra que o esforço de desenvolvimento de torres mais eficientes, com menor massa de aço por metro de altura e melhor desempenho em fadiga, é decisivo para reduzir custos de capital. Em paralelo, o relatório de patentes da EPO/IRENA indica que, embora o tubo de aço ainda seja a solução predominante, há um aumento de interesse em alternativas como torres em treliça e *designs* modulares, justamente para diminuir o consumo de material e facilitar transporte e montagem, com ênfase em configurações que suportem turbinas de grande porte. Do ponto de vista de planejamento energético, isso significa que a curva de custo da eólica *offshore* está diretamente vinculada à capacidade da indústria de otimizar estruturalmente esses componentes (RIBEIRO *et al.*, 2022; EPO; IRENA, 2023).

A evolução das torres acompanha a mudança no tipo de fundação. Em águas rasas e intermediárias, dominam as fundações fixas (*gravity base, suction bucket, monopile, tripod e jacket*), consideradas tecnologia estabelecida, mas limitadas a profundidades reduzidas. O relatório da EPO/IRENA mostra que cerca de 90% das patentes em fundações fixas concentram-se em soluções de gravidade e *monopile*, o que reflete a maturidade e a padronização dessas tecnologias (EPO; IRENA, 2023).

No entanto, à medida que os projetos avançam para águas com profundidades superiores a 60 metros, torna-se necessário recorrer a fundações flutuantes. As principais tipologias (*tension leg platform, spar-submersible e spar buoy*) são projetadas para manter a turbina em equilíbrio sob a ação combinada de vento, ondas e correntes, ancoradas ao fundo por linhas de amarração conectadas a sistemas de ancoragem. A análise de patentes sobre eólica *offshore* indica que, em 2022, cerca de 80% dos depósitos relacionados a fundações já se referiam a soluções flutuantes, com forte crescimento a partir de 2017, o que evidencia uma migração estrutural do esforço de inovação da indústria para esse segmento (EPO; IRENA, 2023). A Figura 5 apresenta uma síntese visual das principais tipologias de fundações empregadas em turbinas *offshore*.

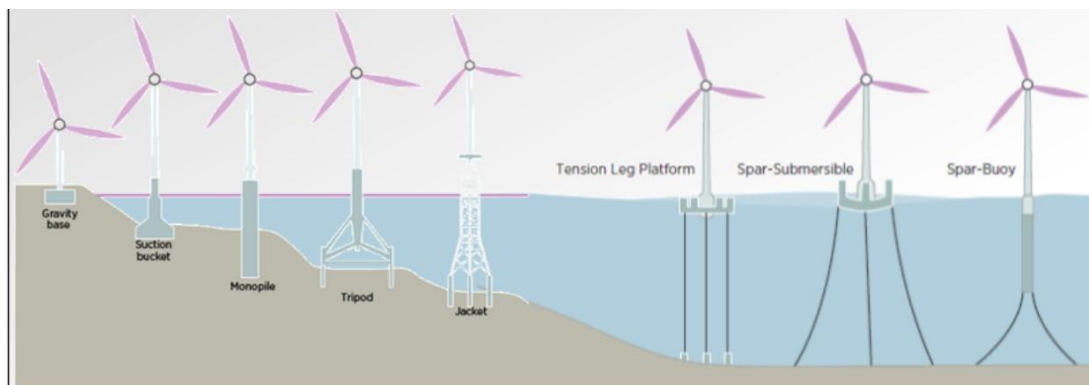


Figura 5 – Estruturas de fundação fixas e flutuantes

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020)

Do ponto de vista de comportamento dinâmico, Lauria *et al.* (2022) mostram que turbinas *offshore* flutuantes constituem sistemas acoplados complexo–fluido–estrutura, em que os esforços aerodinâmicos no rotor, as cargas hidrodinâmicas nas colunas e o tensionamento das linhas de ancoragem interagem de forma não linear. Por isso, o desenvolvimento de modelos confiáveis exige a combinação de teorias de ondas e vento, experimentos em tanques de ensaio e simulações numéricas avançadas. Esses avanços em modelagem permitem estimar deslocamentos, ângulos de inclinação, respostas em frequência e ciclos de fadiga estrutural, informações essenciais para definir margens de segurança e vida útil de projeto em condições marítimas severas (LAURIA *et al.*, 2022).

A infraestrutura elétrica é outro elemento decisivo para o funcionamento de um parque eólico *offshore*. A energia gerada por cada turbina é conduzida por cabos de interconexão (*array cables*) até uma subestação *offshore*, de onde segue para a costa por meio dos cabos de exportação. No caso específico dos cabos de potência para turbinas eólicas *offshore* flutuantes, a infraestrutura elétrica passa a ter um comportamento dinâmico. Cerik e Huang (2022) explicam que, em sistemas de energia marinha, o termo “cabo dinâmico” é utilizado para designar cabos que precisam suportar movimentos contínuos e ciclos repetidos de carregamento, ao contrário dos cabos estáticos tradicionais (CERIK; HUANG, 2022).

Em aplicações com estruturas flutuantes, esses cabos permanecem suspensos na coluna d’água e acompanham a movimentação da plataforma, das ondas e das correntes, o que gera um conjunto complexo de modos de falha, como fadiga das armaduras de aço, danos em terminações e conectores, esmagamento em pontos de contato com o fundo marinho e desgaste interno por atrito entre componentes. Para reduzir esses riscos, o projeto mecânico deve considerar a configuração global do cabo, a seleção de materiais, a espessura de camadas e as estratégias de proteção contra corrosão, apoiando-se em resultados experimentais para calibrar modelos mais realistas e aumentar a confiabilidade ao longo da vida útil (CERIK; HUANG, 2022).

Quando os parques eólicos *offshore* estão localizados a grandes distâncias da costa ou

operam com elevada capacidade instalada, a transmissão de energia passa a ser mais eficiente por meio de sistemas em corrente contínua de alta tensão com conversores fonte de tensão, conhecidos como VSC-HVDC (*Voltage-Source Converter High-Voltage Direct Current*), conforme ilustrado na Figura 6. Nessa configuração, a energia gerada pelas turbinas em corrente alternada (AC) é convertida em corrente contínua (DC) na estação conversora *offshore* e transmitida por cabos submarinos até a estação onshore, onde o processo é revertido. O uso de corrente contínua reduz as perdas associadas à potência reativa e à capacitância dos cabos, tornando o sistema mais adequado para longas distâncias e elevadas potências.

De acordo com He *et al.* (2025), essa tecnologia consolidou-se como a principal alternativa para conexão de parques eólicos distantes da costa, pois oferece controle mais flexível sobre o fluxo de potência, estabilidade aprimorada e menor necessidade de dispositivos compensadores, como os reatores *shunt* requeridos em cabos submarinos de corrente alternada (HVAC). Essa infraestrutura de transmissão em alta tensão é essencial para integrar a geração *offshore* ao sistema elétrico e, em alguns casos, viabilizar o atendimento direto a grandes consumidores, como instalações industriais ou plataformas de produção de petróleo (HE *et al.*, 2025).

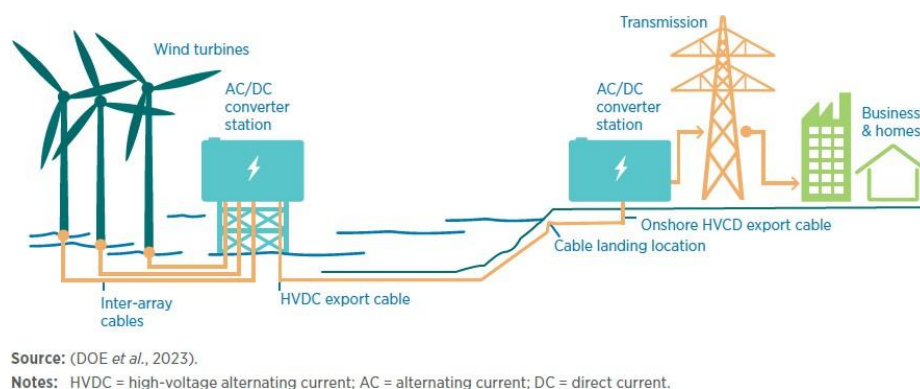


Figura 6 – Componentes de transmissão de parque eólico *offshore* com cabo de exportação HVDC

Fonte: IRENA (2024)

Além das estruturas e dos sistemas elétricos, a infraestrutura de suporte em terra e no mar é um elemento decisivo. O *Roadmap Eólica offshore Brasil*, elaborado pela EPE, destaca que a implantação de parques *offshore* exige portos capazes de receber, armazenar e pré-montar componentes de grande porte, como pás com mais de 100 metros e seções de torres de grande diâmetro, além de operar navios de instalação especializados. O documento enfatiza que terminais portuários e estaleiros podem atuar como bases de apoio para a montagem, manutenção e fabricação de embarcações, mas que, para viabilizar a expansão da eólica *offshore* no país, é necessária uma análise detalhada da infraestrutura existente e dos investimentos requeridos para adequação às operações de instalação e O&M (EPE, 2020).

Em paralelo, o relatório técnico da IRENA e do GWEC, *Enabling Frameworks for offshore Wind Scale-Up*, destaca que, além da infraestrutura física necessária para a instalação dos parques, marcos regulatórios estáveis e processos de licenciamento ágeis são elementos fundamentais para reduzir incertezas, encurtar prazos de desenvolvimento e criar um ambiente favorável a investimentos de longo prazo em projetos eólicos *offshore*, caracterizados por elevada complexidade técnica e financeira (IRENA; GWEC, 2023).

Outro aspecto relevante é que a trajetória recente de desenvolvimento da indústria *offshore* passa a incorporar uma camada adicional de digitalização, com uso crescente de inteligência artificial (IA) e ferramentas baseadas em dados. No nível operacional, estudos como o de Moshtaghi *et al.* (2023) mostram que aplicações de aprendizado de máquina vêm sendo utilizadas em quatro frentes principais: previsão de potência gerada, detecção de falhas, monitoramento de condição e detecção de gelo nas pás. O artigo destaca que a melhoria em confiabilidade, disponibilidade, manutenção e segurança passa por modelos que analisam dados SCADA, vibrações, temperaturas e sinais elétricos para identificar padrões anômalos e prever falhas antes que ocorram paradas forçadas (MOSHTAGHI *et al.*, 2023).

Nesse mesmo contexto digital, ganha destaque o conceito de gêmeos digitais (*digital twins*) e a integração entre IA e sistemas robóticos. Um gêmeo digital pode ser entendido como um modelo virtual detalhado de um ativo físico, como uma turbina, uma fundação ou um segmento de cabo dinâmico, continuamente alimentado por dados de operação e por resultados de simulações numéricas. Estudos recentes mostram que técnicas de aprendizado de máquina e modelos substitutos têm sido utilizadas para acelerar simulações aerodinâmicas, hidrodinâmicas e estruturais de turbinas flutuantes, criando a base para gêmeos digitais capazes de reproduzir o comportamento do sistema em tempo praticamente real (MIAN *et al.*, 2023). Esses modelos virtuais permitem estimar esforços, ciclos de fadiga e riscos de falha com maior precisão, apoiando decisões de manutenção preditiva e de extensão de vida útil. Mitchell *et al.* (2022), por sua vez, destacam o potencial de combinar gêmeos digitais, IA e robótica, por meio de drones, veículos subaquáticos e plataformas autônomas para inspecionar pás, fundações e cabos em locais de difícil acesso, reduzindo a exposição de equipes a condições adversas e diminuindo o custo de O&M ao longo do ciclo de vida dos ativos (MITCHELL *et al.*, 2022).

Como no ambiente *offshore* o acesso às turbinas é limitado por condições climáticas e pelos altos custos de embarcações e equipes especializadas, a capacidade dos modelos de IA de identificar falhas antes que ocorram torna-se especialmente relevante. Dessa forma, a digitalização não apenas complementa os avanços físicos em turbinas, fundações e sistemas de transmissão, como também contribui para mitigar incertezas operacionais e econômicas, o que é particularmente relevante em análises de planejamento energético que consideram a inserção da eólica *offshore* em sistemas elétricos complexos e em aplicações específicas.

3.3 Aspectos regulatórios e ambientais brasileiros

3.3.1 Lei nº 9.427 de 1996 sobre a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A Lei nº 9.427/1996 institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e regula o setor elétrico no Brasil, incluindo a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica (BRASIL, 1996). Embora essa lei não trate diretamente da energia eólica *offshore*, ela estabelece as bases regulatórias para a concessão de serviços públicos e a fiscalização da energia elétrica, que são essenciais para o funcionamento de qualquer projeto de geração de energia no Brasil, inclusive projetos *offshore* (BRASIL, 1996). Com a implementação de leis específicas como a Lei nº 15.097/2025, a ANEEL tem a responsabilidade de atuar na supervisão e regulação da energia gerada pelos parques eólicos no mar, especialmente no que se refere à concessão de uso de áreas marítimas, normas operacionais e compensações ambientais. Portanto, a Lei nº 9.427/1996, embora voltada para o setor elétrico de maneira geral, serve como base para a gestão e regulamentação dos projetos eólicos que buscam integrar a energia gerada no mar ao sistema elétrico brasileiro.

3.3.2 Atuação do IBAMA: Termo de Referência Padrão para Complexos de Energia Eólica *offshore*

O IBAMA desempenha um papel central no licenciamento ambiental dos projetos de energia eólica *offshore* no Brasil, conforme orientado pelo Termo de Referência para Complexos Eólicos Marítimos (IBAMA, 2020). Esse documento define as diretrizes para a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), que avaliam possíveis efeitos da instalação e operação dos parques eólicos sobre a fauna marinha, os ecossistemas e as comunidades costeiras.

Com base nesses estudos, o IBAMA analisa a viabilidade ambiental do empreendimento e decide pela aprovação ou não do projeto. O órgão também exige a apresentação de alternativas locais e tecnológicas, bem como o monitoramento ambiental contínuo ao longo de todas as fases do empreendimento (IBAMA, 2020). A emissão da Declaração de Interferência Prévia (DIP) complementa esse processo, verificando se a área pretendida conflita com outras atividades marítimas, como pesca, navegação ou infraestrutura existente.

3.3.3 Decreto nº 10.946 de 2022 sobre as diretrizes para geração de energia elétrica em empreendimentos *offshore*

O Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022, foi o primeiro marco normativo brasileiro dedicado a regulamentar o uso das áreas marítimas da União para geração de energia elétrica *offshore* (BRASIL, 2022). A regulamentação abrange três zonas sob responsabilidade do Estado brasileiro:

- **Mar territorial:** corresponde à faixa de mar imediatamente adjacente à costa, com até 12 milhas náuticas de extensão, onde o país exerce soberania plena e pode autorizar diretamente a instalação de empreendimentos;
- **Zona Econômica Exclusiva (ZEE):** estende-se de 12 a 200 milhas náuticas da costa; nessa região, embora não haja soberania total, o Brasil possui direito exclusivo de exploração econômica, incluindo a implantação de usinas *offshore*;
- **Plataforma continental:** representa a continuidade submersa do território brasileiro, dando ao país o direito de explorar os recursos presentes no solo e subsolo marinho.

Dentro desse conjunto de áreas, o decreto estabeleceu procedimentos inéditos para organizar a futura geração *offshore*. Destaca-se a criação dos prismas, uma área marítima delimitada que pode ser usada para a instalação de projetos de geração de energia elétrica (BRASIL, 2022). A área do prisma deve ser definida com base em coordenadas geográficas, e sua localização será determinada por estudos que considerem fatores como o potencial energético, a impactação ambiental, a segurança da navegação e as necessidades de transmissão de energia. A definição de prisma permite organizar o espaço marítimo de forma ordenada, já que evita sobreposição de usos, facilita o planejamento energético no mar e cria a estrutura de análise necessária para autorizar o uso dessas áreas (BRASIL, 2022).

Outra contribuição central do decreto foi a criação da Declaração de Interferência Prévia (DIP), um documento que tem a função de verificar se o prisma pretendido entra em conflito com outras atividades ou infraestruturas já existentes, como rotas de navegação, áreas de pesca, cabos submarinos, exploração de petróleo e gás ou áreas militares (BRASIL, 2022). A DIP deve ser emitida por diferentes órgãos federais, como a Marinha e agências reguladoras setoriais, antes que o Ministério de Minas e Energia possa efetivar a cessão de uso daquela área. O decreto também estabeleceu duas modalidades de cessão: a cessão planejada, em que o próprio governo delimita e oferta prismas por meio de licitação, e a cessão independente, em que o interesse parte da empresa, que propõe a área a ser analisada (BRASIL, 2022). Ao combinar esses instrumentos (prisma, DIP e modelos de cessão), o Decreto nº 10.946/2022 criou a base operacional para que o Estado pudesse organizar o uso do mar para fins de geração elétrica.

3.3.4 Portaria nº 52/GM/MME e Portaria Interministerial MME/MMA nº 03 de 2022

A Portaria nº 52/GM/MME, de 19 de outubro de 2022, estabelece normas e procedimentos complementares para a cessão onerosa de áreas destinadas à exploração de energia elétrica *offshore* (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2022). A portaria também delega à ANEEL a responsabilidade de firmar os contratos de cessão de uso e realizar os atos necessários para formalizar esses acordos. Isso significa que o governo permite que empresas utilizem determinadas áreas do mar para gerar energia elétrica, como a energia eólica, mas exige que elas

paguem por esse uso. Além disso, a ANEEL fica encarregada de garantir que as regras sejam seguras e que o processo de concessão seja feito de maneira justa e transparente.

A Portaria nº 52 também estabelece regras sobre os prazos e condições para a emissão das Declarações de Interferência Prévias (DIP), documentos necessários para verificar se o uso da área para geração de energia pode afetar outras atividades (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2022). Além disso, define que as licitações serão avaliadas com base no maior retorno financeiro que o governo pode obter com a utilização dessas áreas.

De forma adicional, a Portaria Interministerial MME/MMA nº 03, também de 19 de outubro de 2022, estabelece as diretrizes para a criação, desenvolvimento e utilização do Portal Único de Gestão do Uso das Áreas *offshore*, uma plataforma digital, pública e acessível online (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; BRASIL. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2022). Assinada em uma parceria entre o Ministério do Meio Ambiente (MMA) e o Ministério de Minas e Energia (MME), a portaria implementa um sistema único que permitirá o acompanhamento do uso das áreas públicas e o progresso dos projetos, beneficiando os interessados no desenvolvimento de empreendimentos eólicos *offshore* no Brasil. Essa iniciativa visa trazer mais transparência e eficiência, alinhando-se às melhores práticas internacionais ao reduzir a burocracia.

3.3.5 Lei nº 15.097 de 2025 sobre o aproveitamento de bens da União para geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore*

Enquanto o Decreto nº 10.946/2022 tinha um caráter principalmente operacional, explicando como seria feita a cessão de uso das áreas marítimas e introduzindo instrumentos como os prismas e a DIP, a Lei nº 15.097, de 10 de janeiro de 2025, veio para consolidar esse arranjo em nível legal e estabelecer um marco regulatório para a geração de energia elétrica em alto-mar no Brasil (BRASIL, 2025). Com isso, a lei utilizou a estrutura que já vinha sendo desenhada pelo decreto e a transformou em uma política de Estado, dando mais segurança jurídica a investidores, órgãos públicos e à sociedade. A lei disciplina o aproveitamento de potenciais energéticos *offshore* em áreas sob domínio da União e define que a exploração de energia no mar só pode ocorrer mediante cessão do direito de uso desses bens, nos regimes de autorização ou concessão, a depender do tipo de oferta da área (BRASIL, 2025).

A Lei nº 15.097/2025 incorpora de forma explícita os conceitos de prisma e de oferta permanente e oferta planejada (BRASIL, 2025). Na oferta permanente, a iniciativa parte do agente interessado, que indica uma área de interesse; na oferta planejada, o poder público, com base em estudos de planejamento energético e uso do espaço marítimo, delimita previamente as áreas (prismas) e realiza licitações para sua cessão. Em ambos os casos, a lei exige que os projetos passem por avaliação de viabilidade técnica e econômica, estudos de impacto ambiental e análise de compatibilidade com outras atividades já existentes no mar (BRASIL, 2025). A partir desse conjunto de instrumentos e procedimentos, a Lei nº 15.097/2025 estrutura um arcabouço

regulatório amplo que envolve etapas essenciais, dentre elas:

- **Concessão e licenciamento:** o direito de uso de áreas marítimas para a geração de energia elétrica será concedido mediante autorização ou concessão por parte do Poder Executivo. O modelo de concessão será utilizado para os prismas pré-delimitados, enquanto a autorização será aplicável quando o interessado sugerir áreas específicas para desenvolvimento, com a análise de viabilidade sendo realizada antes da concessão definitiva (BRASIL, 2025);
- **Estudo e monitoramento ambiental:** a lei impõe a realização de estudos ambientais, como o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e a elaboração de um Projeto de Monitoramento Ambiental para garantir que as atividades de instalação e operação dos parques eólicos não prejudiquem o meio ambiente (BRASIL, 2025). Além disso, exige que os projetos *offshore* cumpram rigorosas obrigações de descomissionamento, isto é, planos para a remoção das infraestruturas após o fim da vida útil do empreendimento, minimizando os impactos ao ecossistema marinho;
- **Obrigações de compensação ambiental e social:** uma das exigências centrais da Lei nº 15.097/2025 é a compensação ambiental e social pelos impactos causados pelas atividades de geração de energia no mar (BRASIL, 2025). Ela prevê que os projetos de eólica *offshore* sejam realizados com o compromisso de promover desenvolvimento local e regional, incluindo investimentos em infraestrutura e na indústria nacional, além de ações que promovam a inclusão social e a redução das desigualdades;
- **Participação governamental e distribuição de receitas:** determina que as participações governamentais devidas pelas empresas sejam compostas por bônus de assinatura, taxa de ocupação da área e uma participação proporcional sobre a energia gerada (BRASIL, 2025). Os recursos provenientes dessas taxas serão distribuídos entre a União, estados e municípios confrontantes. Parte das receitas também será destinada ao financiamento de projetos de desenvolvimento sustentável nas regiões impactadas pela implementação dos projetos.

A Lei nº 15.097/2025 também aborda a necessidade de harmonização com políticas públicas existentes, como o Planejamento Espacial Marinho (PEM), que será responsável por coordenar o uso do mar de forma a evitar conflitos entre as atividades de geração eólica *offshore* e outros setores, como a exploração de petróleo e gás, a pesca e a navegação (BRASIL, 2025). Ao garantir que as atividades *offshore* sejam planejadas, monitoradas e executadas de maneira sustentável, a lei promove uma expansão segura da matriz energética renovável brasileira.

3.4 Potencial eólico *offshore* brasileiro

A energia eólica *offshore* tem se consolidado como uma das alternativas tecnológicas mais promissoras para a expansão sustentável da matriz elétrica mundial, tendência que também se evidencia no contexto brasileiro. Esse avanço se deve, sobretudo, às condições atmosféricas favoráveis observadas ao longo da costa do país, onde ventos mais intensos e persistentes criam um ambiente propício para elevados fatores de capacidade e geração contínua. De acordo com Hernandez *et al.* (2023), a reanálise atmosférica ERA5 de 1989 a 2019 indica três regiões de maior potencial eólico *offshore* na zona econômica exclusiva brasileira: Nordeste, Sudeste e Sul, com velocidades médias anuais do vento a 100 m superiores a 8 m/s. Como ilustrado na Figura 7, a velocidade média se mantém elevada em diferentes épocas do ano: o painel (a) indica o verão austral, de dezembro a fevereiro, e o painel (b) o inverno austral, de junho a agosto (HERNANDEZ *et al.*, 2023).

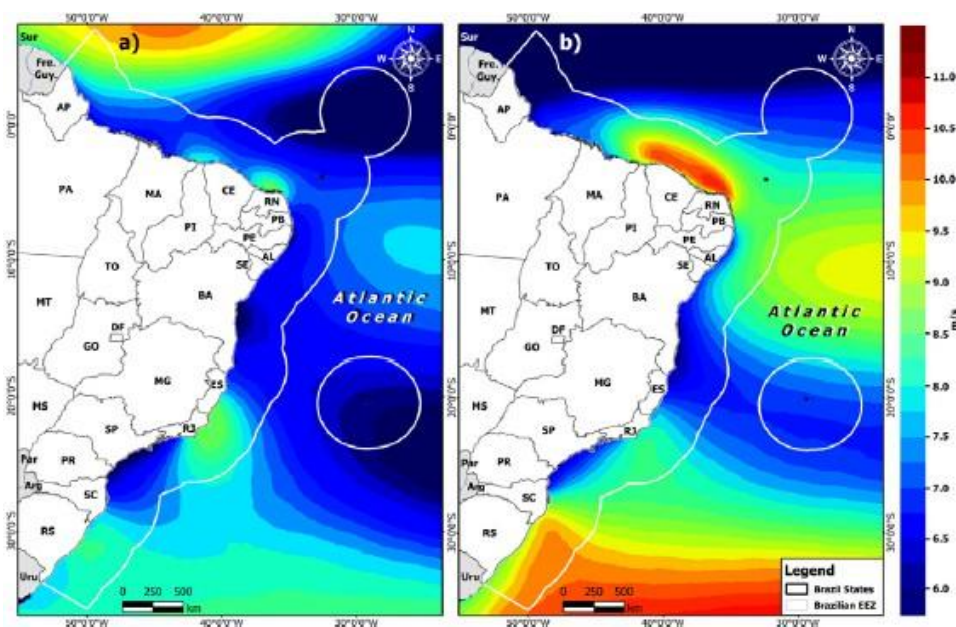


Figura 7 – Potencial eólico *offshore* ao longo da zona econômica exclusiva brasileira; as cores indicam a velocidade média anual do vento a 100 m

Fonte: Hernandez *et al.* (2021)

Estudos feitos por Lemos *et al.* (2022) reforçam essa constatação ao destacar que a variabilidade sazonal na costa brasileira tende a ser suave, contribuindo para uma produção energética mais uniforme ao longo do ano. Esses resultados dialogam diretamente com o levantamento apresentado por Ozato *et al.* (2022), que indica que a estabilidade dos ventos marítimos brasileiros pode sustentar fatores de capacidade comparáveis aos observados nos melhores parques eólicos *offshore* da Europa (LEMOS *et al.*, 2022; OZATO *et al.*, 2022).

O *Roadmap Eólica offshore* publicado pela EPE (2020) identifica extensas áreas da Zona

Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira com velocidades superiores a 8 m/s e baixa turbulência, reafirmando a magnitude do potencial de geração. Nesse documento, a EPE destaca três grandes regiões com condições privilegiadas: o Nordeste, com destaque para Rio Grande do Norte, Ceará e Maranhão; o Sudeste, especialmente no entorno do Rio de Janeiro e Espírito Santo; e o Sul, notadamente Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Os resultados do Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020) convergem ao afirmar que o Brasil se posiciona entre os países com maior potencial eólico marítimo do mundo, devido à combinação singular de extensão territorial, qualidade do vento e diversidade de profundidades (EPE, 2020).

Além do mapeamento físico do recurso, estudos recentes passaram a dimensionar o potencial eólico *offshore* brasileiro com metodologias e níveis de restrição distintos. Vinhoza *et al.* (2023), ao aplicar uma análise de adequação espacial com restrições, estimam cerca de 875,7 GW de capacidade instalável. Em uma leitura orientada a cenários e macrorregiões tecnicamente viáveis, o relatório *Cenários para o Desenvolvimento de Eólica no Brasil* apresenta potenciais de 356 GW no Nordeste, 340 GW no Sudeste e 660 GW no Sul, totalizando mais de 1.200 GW quando consideradas, em conjunto, áreas aptas a fundações fixas e flutuantes (WORLD BANK, 2024a). Já em uma visão preliminar e abrangente do recurso, associada às estimativas iniciais utilizadas no processo do PNE 2050, o *Roadmap Eólica offshore Brasil* registra um potencial da ordem de 1.780 GW para a Zona Econômica Exclusiva, valor que representa uma leitura ampla do recurso antes do refinamento por restrições técnicas, ambientais e de uso do espaço (EPE, 2020; VINHOZA *et al.*, 2023).

A batimetria brasileira constitui um elemento central para a definição das tecnologias aplicáveis. Conforme demonstrado por Lima *et al.* (2015), o Nordeste dispõe de largos trechos de águas rasas que permitem a adoção de fundações fixas, enquanto o Sudeste e parte do Sul apresentam profundidades acentuadas a poucos quilômetros da costa, o que torna indispensável o uso de plataformas flutuantes. Nesse sentido, Vinhoza *et al.* (2023) destacam que mais de 80% do potencial estimado para as regiões Sul e Sudeste situam-se em áreas com profundidades superiores a 50 metros, reforçando a importância das tecnologias flutuantes. Essa configuração marítima se alinha à expertise brasileira em engenharia *offshore* oriunda do setor de petróleo e gás, o que pode acelerar a internalização tecnológica e reduzir custos futuros (LIMA *et al.*, 2015; VINHOZA *et al.*, 2023).

Do ponto de vista energético, a literatura destaca fatores de capacidade extremamente elevados. Com base nos ventos médios superiores a 8 m/s identificados ao longo dos três *hotspots* brasileiros (Nordeste, Sudeste e Sul), Hernandez *et al.* (2023) indicam condições atmosféricas que correspondem, na literatura especializada, a fatores de capacidade típicos entre 40% e 60% para projetos *offshore*, faixa semelhante à observada em mercados maduros como Reino Unido e Dinamarca. O *Roadmap Eólica offshore* (EPE, 2020) confirma essas estimativas ao demonstrar que turbinas de 10 MW em áreas selecionadas do Nordeste podem alcançar fatores de capacidade superiores a 68%. Essa performance elevada implica não apenas maior produtividade energética,

mas também maior previsibilidade, atributo essencial para a segurança e estabilidade do sistema elétrico (HERNANDEZ *et al.*, 2023; EPE, 2020).

Além disso, os documentos de planejamento energético do país convergem ao reconhecer o papel estratégico da eólica *offshore* para o futuro do setor elétrico. O Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020) e o relatório Cenários para o Desenvolvimento da Eólica *offshore* no Brasil (WORLD BANK, 2024a) destacam que essa tecnologia pode desempenhar funções relevantes na diversificação da matriz, na redução de emissões, no suporte à expansão da produção de hidrogênio de baixo carbono e na articulação de polos industriais costeiros. Nesse sentido, autores como Vinhoza *et al.* (2023) e Hernandez *et al.* (2023) convergem ao afirmar que o potencial *offshore* brasileiro representa não apenas uma oportunidade energética, mas também um elemento transformador no contexto da transição energética nacional (EPE, 2020; WORLD BANK, 2024a; VINHOZA *et al.*, 2023; HERNANDEZ *et al.*, 2023).

O interesse institucional no desenvolvimento da eólica *offshore* no Brasil é também evidenciado pelas movimentações estratégicas da Petrobras, que consolidou sua posição como empresa com potencial de geração de energia eólica *offshore* em capacidade protocolada junto ao IBAMA. Em 2024, a companhia formalizou parcerias, como o memorando de intenções firmado com o governo do Rio Grande do Norte, visando o desenvolvimento de projetos piloto no estado. Atualmente, a estatal possui estudos para o licenciamento de áreas em estados como Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Ceará e Espírito Santo, sinalizando que a integração dessas fontes renováveis ao portfólio de Exploração e Produção (E&P) é uma etapa central para a descarbonização de suas operações e para a diversificação da matriz energética nacional (PETROBRAS, 2024).

3.5 Uso da energia eólica *offshore* como estratégia para descarbonização

A descarbonização do setor energético é um dos eixos centrais das estratégias globais de enfrentamento às mudanças climáticas. O Acordo de Paris, firmado em 2015 sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, estabelece como objetivo manter o aumento da temperatura média global abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais, enviando esforços para limitá-lo a 1,5°C (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2015). O *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) mostra, na Síntese do Sexto Relatório de Avaliação, que, nos cenários que mantêm o aquecimento em 1,5°C com excedente limitado, as emissões globais de gases de efeito estufa precisam atingir um pico antes de 2025 e cair em torno de 43% até 2030, em relação a 2019 (IPCC, 2023). Esse quadro coloca o setor de energia no centro da transição, já que a eletrificação de transportes, processos industriais e edificações só resulta em redução significativa das emissões quando a eletricidade é produzida a partir de fontes de baixa emissão.

As avaliações do IPCC indicam que ampliar rapidamente a geração por fontes renováveis, especialmente eólica e solar fotovoltaica, pode reduzir uma grande parcela das emissões

com custo relativamente baixo. Isso significa um baixo custo por tonelada de CO₂ equivalente evitada, sobretudo quando essa expansão é combinada com medidas de eficiência energética, gestão da demanda e aprimoramentos no planejamento e na operação do sistema elétrico (IPCC, 2023). A energia eólica, em suas modalidades *onshore* e *offshore*, aparece de forma recorrente nos cenários de neutralidade de carbono como componente estruturante da matriz elétrica futura, substituindo gradualmente a geração fóssil em larga escala.

No caso específico da energia eólica *offshore*, a literatura recente aponta que essa tecnologia ocupa posição de destaque na transição para sistemas energéticos de baixo carbono. D'Adamo *et al.* (2023) ressaltam que parques eólicos *offshore* tendem a apresentar fatores de capacidade superiores aos empreendimentos *onshore*, em razão da maior intensidade e constância dos ventos em ambiente marítimo, o que aumenta a geração anual e melhora o aproveitamento da infraestrutura instalada. Para os autores, isso torna a fonte particularmente atrativa do ponto de vista climático e energético, ao mesmo tempo em que ela contribui para objetivos de desenvolvimento sustentável associados ao acesso à energia limpa (D'ADAMO *et al.*, 2023).

Do ponto de vista da evolução recente, os dados do Global Wind Energy Council (GWEC) evidenciam que a eólica *offshore* deixou de ser um nicho para assumir papel relevante na matriz elétrica de diversos países. As análises da IRENA reforçam essa percepção sistêmica: em seus cenários compatíveis com a meta de 1,5°C, a agência projeta uma expansão muito acelerada das renováveis, com destaque para a eólica *offshore*, que passa a desempenhar papel central no atendimento da demanda elétrica de grandes centros urbanos costeiros e na produção de novos vetores energéticos, como o hidrogênio de baixo carbono (IRENA, 2019, 2021). Além disso, o *Global Offshore Wind Report* mostra que, em 2023, foram instalados 10,8 GW de nova capacidade *offshore*, elevando o total global para 75,2 GW, com projeção de acréscimo de mais de 380 GW nos próximos dez anos, distribuídos em dezenas de mercados (GWEC, 2024). Além desse panorama agregado, estudos de caso ajudam a qualificar como a eólica *offshore* contribui, de forma concreta, para reduzir emissões.

A utilização de eólica *offshore* para o abastecimento de unidades de exploração e produção encontra no projeto Hywind Tampen sua maior evidência de sucesso na redução da pegada de carbono. Segundo dados da Equinor (2023), a substituição parcial da geração térmica por energia eólica nessas unidades permite uma redução estimada de 200.000 toneladas de CO₂ por ano. Com uma capacidade instalada de 88 MW proveniente de 11 turbinas flutuantes, o parque eólico supre cerca de 35% da demanda elétrica anual de cinco plataformas nos campos de Snorre e Gullfaks (EQUINOR, 2023).

Este empreendimento demonstra a viabilidade técnica de reduzir a dependência de geradores a gás em ambientes marítimos severos, servindo como principal referência global para projetos de descarbonização de ativos *offshore*. Diferente de projetos de eletrificação que dependem de cabos submarinos conectados à rede terrestre, o empreendimento Hywind Tampen utiliza uma conexão direta entre o parque eólico flutuante e as unidades de produção. Através de

cabos de exportação de 66 kV com extensões de aproximadamente 13 km e 16 km, a energia é transmitida diretamente para as plataformas Gullfaks A e Snorre A, integrando-se à rede elétrica local dos campos petrolíferos (EQUINOR, 2023).

Expandindo a análise para o contexto asiático, Chen *et al.* (2022) investigam o cenário de Taiwan utilizando um modelo de dinâmica de sistemas para integrar política energética, expansão de capacidade e emissões de CO₂. O estudo foca no impacto do fator de capacidade e das políticas de incentivo, especificamente o *Feed-in Tariff* (FIT), uma tarifa de compra garantida por kWh destinada a remunerar fontes renováveis e atrair investimentos.

Os resultados indicam que o aumento do fator de capacidade das turbinas *offshore* permite que a mesma potência instalada substitua uma fatia maior da geração fóssil, acelerando a descarbonização. Contudo, os autores ressaltam que o desempenho ambiental deve ser analisado junto ao custo de abatimento, entendido como a razão entre o custo da política de incentivo e o volume de emissões evitadas. Segundo a pesquisa, embora um FIT elevado impulse a expansão do setor, ele também encarece o custo médio da redução de CO₂ ao longo do tempo. Por outro lado, a redução dessa tarifa alivia a pressão sobre os gastos públicos, mas pode desestimular novos projetos. Assim, Chen *et al.* (2022) concluem que a eficácia da transição depende de uma calibração precisa entre os incentivos financeiros e os ganhos tecnológicos de eficiência das turbinas (CHEN *et al.*, 2022).

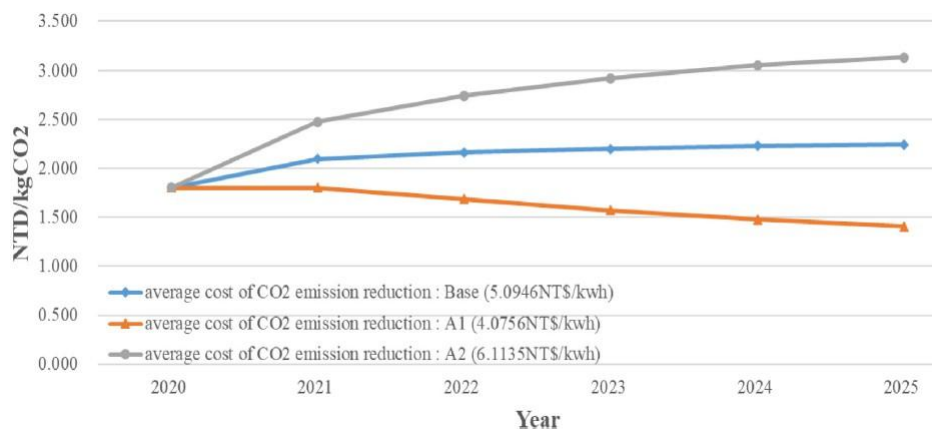


Figura 8 – Custo médio de redução de CO₂ sob diferentes valores de FIT em Taiwan

Fonte: Chen et al. (2022)

Já no contexto do Norte da África, Daoudi (2025) utiliza um modelo de apoio à decisão multicritério para comparar a expansão de usinas eólicas *onshore* e *offshore* no Marrocos, incorporando explicitamente o potencial de redução de emissões. O autor estima que parques eólicos *offshore* evitam cerca de 1.160 ktCO₂ por gigawatt instalado ao ano, enquanto usinas *onshore* evitam aproximadamente 930 ktCO₂ por gigawatt ao ano, o que representa um incremento em torno de 25% nas emissões evitadas por unidade de capacidade instalada no caso *offshore*. Nas

melhores áreas analisadas, como Dakhla, Laayoune e Tangier, projetos *offshore* chegam a evitar entre 20,2 e 21,9 mil toneladas de CO₂ por ano, ao passo que os correspondentes *onshore* situam-se na faixa de 14,7 a 15,9 mil toneladas anuais, conforme apresentado na Figura 9. Esse fato reforça a maior intensidade de abatimento no caso *offshore* para as mesmas áreas analisadas. Embora o estudo mostre que a infraestrutura *offshore* apresenta um volume de emissões incorporadas superior, associadas à fabricação, transporte e instalação de componentes como fundações, cabos e subestações, da ordem de 1.800 a 5.000 toneladas de CO₂, em comparação com cerca de 700 a 2.500 toneladas nos projetos *onshore*, esse montante adicional é compensado ao longo da vida útil pelo maior volume anual de emissões evitadas, o que leva Daoudi (2025) a classificar a eólica *offshore* como alternativa estrategicamente eficiente para apoiar a estratégia de baixo carbono do país (DAOUDI, 2025).

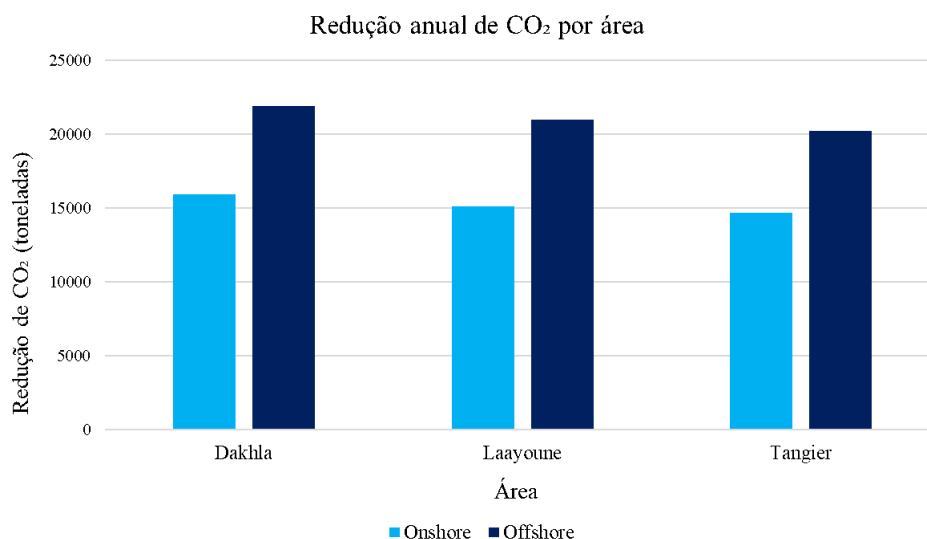


Figura 9 – Potencial de redução de CO₂

Fonte: Adaptado de Daoudi (2025)

Ao analisar o sistema elétrico chinês, Ren *et al.* (2025) utilizam um modelo de expansão e operação de capacidade para simular trajetórias de descarbonização e o papel da eólica *offshore* nesses cenários. No cenário de continuidade das políticas atuais, em 2050 a eólica *offshore* alcança apenas 136 GW e gera cerca de 392 TWh, o que equivale a 2% da capacidade total e 3% da geração do país, enquanto as emissões do setor elétrico permanecem em torno de 3,7 GtCO₂, distante da neutralidade de carbono. Quando os autores impõem um mecanismo de precificação de carbono em trajetória exponencial, com aumento anual de 13% até alcançar aproximadamente 1.938 CNY/tCO₂ em 2050, o setor elétrico consegue atingir emissões líquidas zero e a eólica *offshore* passa a desempenhar papel significativamente mais relevante: a capacidade instalada cresce para 405 GW e a geração para 1.021 TWh, correspondendo a 6% da capacidade total e 7% da produção de eletricidade.

Por fim, na configuração considerada ótima de política mista, combinando o preço de carbono mais elevado com certificados verdes e crédito verde específicos, a capacidade instalada chega a 466 GW e a geração a 1.153 TWh em 2050, elevando a participação da fonte para 7% da capacidade e 8% da geração elétrica nacional. Os resultados sugerem que um arranjo em duas fases, com incentivos financeiros diretos no curto prazo e aumento gradual do preço do carbono no longo prazo, é capaz de tornar a eólica *offshore* competitiva frente a alternativas fósseis e, ao mesmo tempo, maximizar a redução de emissões do sistema elétrico. Esse tipo de modelagem reforça que a contribuição da eólica *offshore* para a descarbonização não depende apenas do recurso eólico disponível, mas também do desenho de políticas que internalizam os benefícios climáticos da tecnologia (REN *et al.*, 2025).

3.6 Custo de abatimento de carbono em projetos eólicos *offshore* (US\$/tCO₂)

A precificação do carbono consiste na atribuição de um valor monetário por tonelada de dióxido de carbono equivalente emitida (tCO₂e), com o objetivo de incorporar ao sistema econômico o custo ambiental das emissões de gases de efeito estufa. Segundo o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), a precificação de carbono, por meio de impostos ou sistemas de comércio de emissões, é um dos instrumentos mais eficazes para reduzir as emissões ao menor custo agregado (IPCC, 2023).

No plano internacional, o Banco Mundial monitora os sistemas regulados de precificação por meio do *Carbon Pricing Dashboard* e do relatório *State and Trends of Carbon Pricing*, evidenciando que os preços observados variam substancialmente, podendo assumir valores inferiores a US\$ 1/tCO₂e ou superar US\$ 150/tCO₂e, dependendo do desenho institucional e do grau de ambição climática de cada país ou bloco econômico (WORLD BANK, 2024b). Essa heterogeneidade indica que o valor por tonelada de carbono não é fixo nem universal, devendo ser tratado como variável de cenário em análises econômicas. Essa dispersão internacional é visualmente sintetizada na Figura 10, que apresenta o mapa de calor do preço principal do carbono por jurisdição em 2025, evidenciando a concentração de preços mais elevados em parte da América do Norte e da Europa, em contraste com regiões nas quais prevalecem faixas inferiores a US\$ 20/tCO₂e.

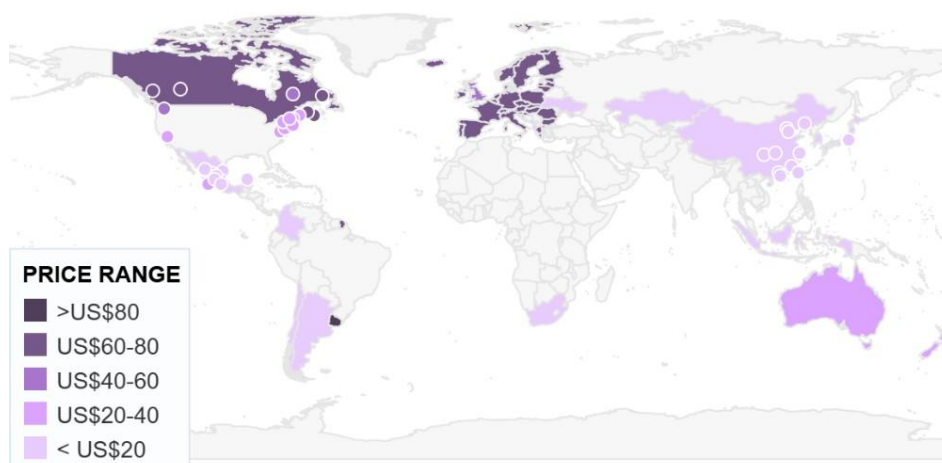


Figura 10 – Panorama internacional da precificação do carbono (US\$/tCO₂e)

Fonte: WORLD BANK (2025)

Conforme demonstrado por Schetinger *et al.* (2025), a introdução progressiva de energia eólica *offshore* na operação de uma FPSO reduziu as emissões entre 23% e 76%, a depender do nível de penetração renovável considerado. Na ausência de precificação de carbono, nenhum dos cenários apresentou viabilidade financeira. Porém, quando foram aplicadas penalidades de carbono variando entre US\$ 10 e US\$ 50 por tonelada de CO₂, os resultados econômicos se modificaram de forma significativa. A internalização do custo das emissões elevou a competitividade dos cenários com maior participação de eólica *offshore*. Os arranjos com 30% e 70% de penetração renovável alcançaram Taxa Interna de Retorno (TIR) de até 6,85% e 6,62%, respectivamente, além de redução do tempo de retorno para aproximadamente 12 anos nos níveis mais elevados de penalidade (SCHETINGER *et al.*, 2025).

4 CENÁRIOS ENERGÉTICOS

4.1 Premissas para elaboração da curva de carga referência

Inicialmente, foi construída uma curva de carga representativa, fundamentada nos estudos discutidos na revisão bibliográfica. Sendo assim, a curva de carga utilizada nas simulações aplica dados secundários de intensidade energética aos volumes de produção recentes. Para o dimensionamento da demanda de uma unidade padrão, considerou-se a intensidade energética por barril, que pode oscilar conforme o porte e o sistema produtivo da plataforma.

Como base de cálculo, adotou-se o contexto do campo de Tupi/Iracema que, com uma produção de cerca de 1 milhão de barris/dia e intensidade de 4,5 kWh/bbl, apresenta um consumo energético total de 4.500.000 kWh/dia distribuído entre suas nove unidades de produção. Então, no modelo computacional, a carga foi configurada com um consumo total de 504.000 kWh/dia, valor aproximado para o consumo de cada plataforma. Com isso, ao dividir esse consumo pelas 24 horas diárias, obteve-se uma média de 21.000 kW (21 MW), já que o sistema apresenta um perfil de *base-load* estável. Para simular as oscilações inerentes à operação real da plataforma, foram aplicados fatores de variabilidade aleatória de 5% (dia a dia) e 10% (entre intervalos de tempo), resultando em um pico de demanda de 29.725 kW e um fator de carga de 0,71, conforme os parâmetros estatísticos calculados pelo *software* (HOMER ENERGY, 2026). A configuração detalhada dessa demanda no ambiente de simulação, incluindo os parâmetros de variabilidade inseridos para conferir maior realismo ao modelo, é apresentada na Figura 11. Nela, observa-se o perfil de carga constante (*base-load*) e a distribuição estatística do consumo.

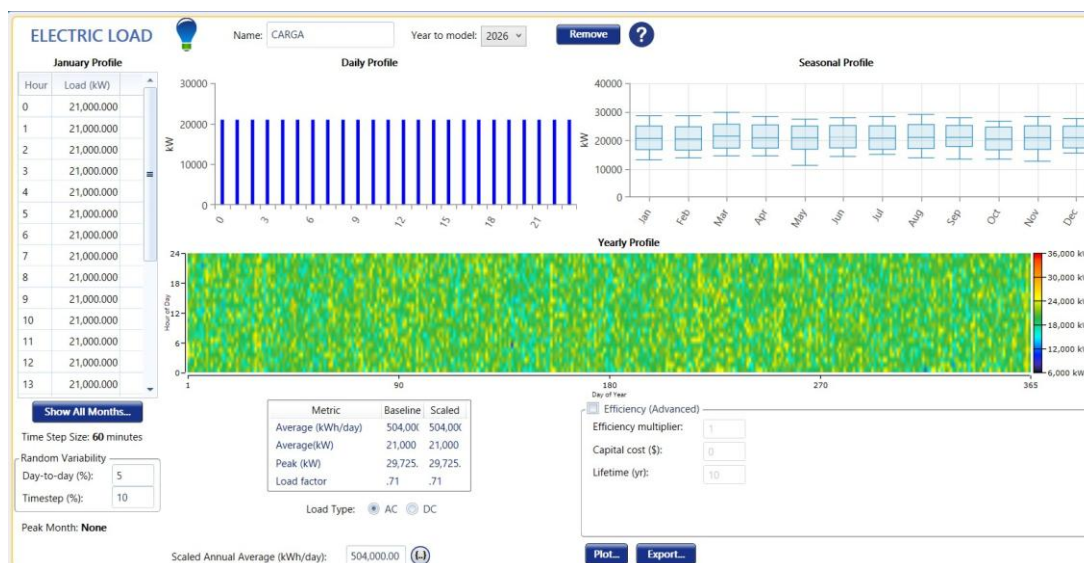


Figura 11 – Configuração do perfil de carga elétrica (Electric Load) no *software* HOMER Pro (HOMER ENERGY, 2026)

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2026

4.2 Premissas para a disponibilidade do recurso eólico

No que tange ao recurso renovável eólico, os dados de velocidade do vento foram obtidos para a região da Bacia de Santos, utilizando as coordenadas geográficas de latitude -25.25 e longitude -43.25. As informações foram extraídas da base de dados NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) (NASA LANGLEY RESEARCH CENTER, 2026), compreendendo um histórico estatístico de 30 anos (janeiro de 1984 a dezembro de 2013) para garantir a consistência climatológica do modelo.

A média anual de velocidade do vento identificada para a localidade é de 7,31 m/s a uma altura de referência de 50 metros. Observa-se uma sazonalidade moderada, com meses de maior potencial eólico concentrados no segundo semestre, atingindo o pico em setembro com uma média mensal de 8,37 m/s. Esses dados são cruciais para o cálculo da curva de potência das turbinas eólicas a serem inseridas na simulação, permitindo uma estimativa real da contribuição renovável no mix energético da plataforma. A distribuição mensal do recurso eólico e os parâmetros de configuração no *software* podem ser visualizados na Figura 12.



Figura 12 – Perfil dos recursos eólicos para a Baía de Santos (NASA LANGLEY RESEARCH CENTER, 2026)

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2026

4.3 Cenário de Referência

Para a representação do cenário de abastecimento vigente nas unidades de produção do campo de Tupi/Iracema, foi modelado um sistema de geração térmica a gás natural. Este componente simula a operação em regime contínuo (*base-load*) utilizando o gás associado da plataforma. O equipamento selecionado para a simulação foi o gerador INNIO Jenbacher J624 H01 (INNIO JENBACHER, 2025), com capacidade nominal de 4.369 kW. A configuração detalhada das propriedades e custos inseridos no *software* pode ser visualizada na Figura 13, e a parametrização técnica e econômica do gerador baseou-se nas seguintes premissas:

- **Custos de Capital (CAPEX):** O custo base foi extraído do relatório da U.S. Energy Information Administration (2024), que estima para motores de combustão interna deste porte um valor entre US\$ 500 e US\$ 800 por kW;
- **Adaptação *offshore*:** Devido às especificidades do ambiente marinho, que demanda medidas adicionais de proteção contra corrosão salina, certificações de segurança mais rigorosas e uma logística operacional mais complexa, foi aplicado um acréscimo sobre o custo de terra, respaldado pelas evidências apresentadas por Melo *et al.* (2019). Assim, adotou-se um valor de aproximadamente US\$ 1.700 por kW, correspondente a um investimento inicial de US\$ 7.427.300,00;
- **Operação e Manutenção (O&M):** O custo de O&M foi fixado em US\$ 25,00 por hora de operação. Este valor reflete a realidade logística *offshore*, onde o transporte de peças e

pessoal técnico via aeronaves ou embarcações eleva significativamente as despesas operacionais em comparação a instalações terrestres;

- **Eficiência e Combustível:** O custo do combustível para o sistema de geração térmica foi fixado em um patamar reduzido, de US\$ 0,05/m³.

The screenshot displays the configuration window for a generator in HOMER Pro. The generator is identified as 'INNIO Jenbacher J624 H01 - 60 Hz - CHP'. Key parameters include a capacity of 4369 kW, fuel type of Natural Gas, and a fuel price of 0.05 \$/m³. The initial capital cost is set at 7,427,300.00. The interface also allows for optimization settings and site-specific parameters like minimum load ratio (25.00%) and CHP heat recovery ratio (80.10%).

Figura 13 – Parâmetros técnicos, econômicos e de emissões do gerador a gás natural no HOMER Pro (HOMER ENERGY, 2026)

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2026

4.4 Cenários Alternativos

A introdução da energia eólica no mix energético da plataforma foi realizada através da seleção do aerogerador Enercon E-126, com capacidade nominal de 7.580 kW. É importante salientar que a escolha deste modelo decorre de uma limitação da biblioteca nativa do HOMER Pro, que não disponibiliza, em sua versão atual, curvas de potência para aerogeradores de maior porte. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2024), as séries de geração para estudos de planejamento *offshore* no Brasil têm sido atualizadas considerando aerogeradores com potência nominal de 15 MW, refletindo a tecnologia e as tendências de mercado observadas em projetos submetidos ao licenciamento ambiental no IBAMA, cujas potências variam entre 12 MW e 20 MW.

Dessa forma, para mitigar a discrepância entre o modelo físico disponível no *software* e a realidade tecnológica atualizada pela EPE, a parametrização econômica do componente foi ajustada com base nos dados da IRENA (2024):

- **Custos de Capital (CAPEX):** Adotou-se o custo instalado médio global para energia eólica *offshore* de US\$ 2.852/kW, totalizando um investimento inicial de aproximadamente US\$ 21.618.160,00 por unidade;

- **Operação e Manutenção (O&M):** O custo de O&M anual foi configurado em US\$ 400.000,00, valor que contempla as complexidades logísticas de manutenção em alto-mar e representa um valor entre 1% e 2% do investimento inicial;
- **Especificações Técnicas:** A turbina foi modelada com uma altura de cubo (*hub height*) de 135 metros e uma vida útil de 20 anos.

Esta abordagem garante que, embora a simulação utilize um aerogerador de 7,58 MW por restrição da ferramenta computacional, a análise de viabilidade financeira e o comportamento de custos estejam alinhados às premissas de planejamento energético nacional. A configuração técnica e os custos unitários inseridos no *software* para o sistema eólico são detalhados na Figura 14.

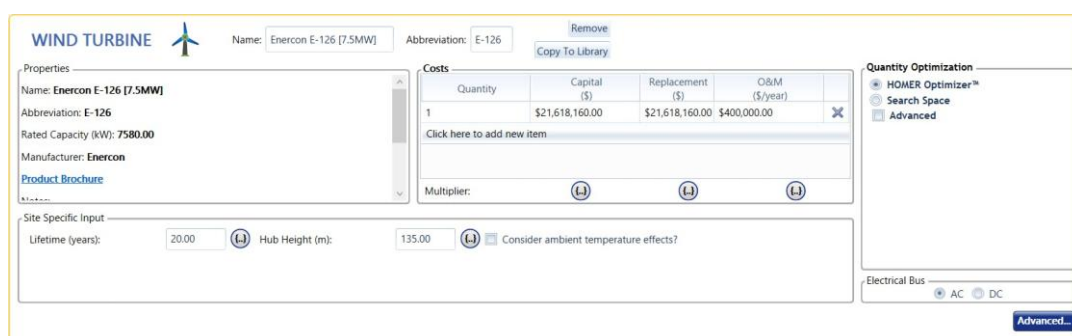


Figura 14 – Parâmetros técnicos, econômicos e operacionais da turbina eólica no HOMER Pro

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2026

Para conferir suporte ao sistema e gerenciar a variabilidade da geração eólica, foi integrado ao modelo um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) de íons de lítio. O componente utilizado foi o modelo Generic 1MWh Li-Ion, com capacidade nominal de 1.000 kWh (1 MWh) e tensão de 600 V. A Figura 15 detalha as propriedades físico-químicas e os custos configurados para o sistema de armazenamento no HOMER Pro.

A configuração técnica e econômica seguiu as seguintes premissas:

- **Parâmetros Econômicos:** Com base nos dados da IRENA (2024), fixou-se um custo de capital inicial de US\$ 1.500.000,00 por unidade. Este valor contempla não apenas os módulos de bateria, mas os sistemas de condicionamento e proteção necessários para a operação em ambiente marítimo. O custo de operação e manutenção (O&M) foi estimado em US\$ 20.000,00 por ano, situado na faixa entre 1% e 2% do investimento inicial e influenciado pela logística complexa;
- **Ajuste de Segurança Operacional:** Inicialmente, a simulação apresentou instabilidade por escassez de capacidade devido à alta fração de energia renovável intermitente no sis-

tema. Para mitigar esse problema e garantir uma margem de segurança operacional à plataforma, o Estado de Carga Mínimo (*Minimum State of Charge*) foi ajustado para 20%. Esse ajuste impede a descarga profunda e imediata do sistema, preservando a vida útil das células e garantindo uma reserva de emergência para a estabilização da frequência da rede;

- **Limitação do Modelo:** Ressalta-se que a unidade de 1 MWh foi utilizada devido à indisponibilidade de baterias maiores na biblioteca do HOMER Pro. Porém, essa bateria representa um sistema de pequeno porte para a demanda industrial de uma plataforma *offshore*. Embora o ideal fosse a utilização de bancos de baterias significativamente maiores para maximizar a autonomia renovável, a configuração atual serve como um modelo de suporte de curto prazo para transições de carga.

The screenshot displays the 'STORAGE' configuration window in HOMER Pro. At the top, the battery is identified as 'Generic 1MWh Li-Ion' with an abbreviation of '1MLI'. The interface is organized into several functional areas:

- Properties:** 'Idealized Battery Model' with technical details: Nominal Voltage (V): 600, Nominal Capacity (kWh): 1E+03, Nominal Capacity (Ah): 1.67E+03, Roundtrip efficiency (%): 90, Maximum Charge Current (A): 1.67E+03, and Maximum Discharge Current (A): 5E+03.
- Cost:** A table for defining costs:

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	1,500,000.00	1,500,000.00	20,000.00

 Below this, 'Lifetime' parameters are set to 15.00 years and 6,000,000.00 kWh throughput.
- Sizing:** Includes 'HOMER Optimizer™' (selected), 'Search Space', and 'Advanced' options.
- Site Specific Input:** 'String Size' is set to 1, 'Voltage' to 600.00 V, 'Initial State of Charge (%)' to 100.00, and 'Minimum State of Charge (%)' to 20.00.

Additional features include a 'Use minimum storage life (yrs):' set to 5.00 and a 'Maintenance Schedule...' button. A note at the bottom states: 'This is a generic lithium ion battery package with 1 MWh of energy storage.'

Figura 15 – Parâmetros técnicos, econômicos e de controle do sistema de baterias de íon-lítio

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2026

O sistema de conversão é o componente responsável pela interface bidirecional entre o barramento de corrente contínua (DC), onde se localiza o sistema de baterias, e o barramento de corrente alternada (AC), que alimenta a carga da plataforma. Para esta simulação, foi configurado um conversor de sistema genérico com capacidade de 1.500 kW.

A definição dos custos e parâmetros técnicos seguiu as premissas abaixo:

- **Custos de Capital (CAPEX):** Conforme o relatório da U.S. Energy Information Administration (2024), inversores de grande porte para aplicações terrestres possuem custo base variando entre US\$ 500 e US\$ 800 por kW;
- **Adaptação para Ambiente Marítimo:** Para atender aos requisitos de uma plataforma *offshore*, aplicou-se um fator de ajuste para contemplar redundância industrial, sistemas

de refrigeração específicos e proteção robusta contra a atmosfera salina. Esse ajuste elevou o custo unitário para US\$ 1.000/kW, resultando em um investimento inicial total de US\$ 1.500.000,00;

- **Eficiência e Vida Útil:** O equipamento foi modelado com uma eficiência de conversão de 95% e uma vida útil estimada em 15 anos. O custo de operação e manutenção (O&M) foi fixado em US\$ 15.000,00 por ano, correspondente a aproximadamente 1% do investimento inicial.

As entradas do modelo energético foram parametrizados segundo os custos médios de mercado reportados pela IRENA (2024). Adicionalmente, utilizou-se o relatório do NREL (2023) para a caracterização detalhada das tecnologias de geração, assegurando o equilíbrio entre custos de capital e eficiência operacional. A Figura 16 apresenta a aba de configuração do conversor no HOMER Pro.

The screenshot shows the 'CONVERTER' configuration window in HOMER Pro. The 'Name' is 'Inversor' and the 'Abbreviation' is 'INVERS'. The 'Properties' panel includes the name, abbreviation, website (www.homerenergy.com), and a note: 'This is a generic system converter.' The 'Costs' table is as follows:

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1500	\$1,500,000.00	\$1,500,000.00	\$15,000.00

Below the table, there are input fields for 'Multiplier' (three empty fields), 'Inverter Input' (Lifetime: 15.00, Efficiency: 95.00), and 'Rectifier Input' (Relative Capacity: 100.00, Efficiency: 95.00). A checkbox 'Parallel with AC Generator?' is checked. The bottom of the window features the HOMER Grid logo and the text 'Electric Bill Optimization' and 'Optimize your electric'.

Figura 16 – Parâmetros técnicos e econômicos do sistema de conversão (inversor) no HOMER Pro

Fonte: Elaboração própria a partir de HOMER PRO, 2026

4.5 Análise de Sensibilidade: Precificação de Carbono

A última etapa da modelagem consistiu na análise de sensibilidade voltada ao impacto econômico das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Para avaliar a condição financeira do projeto sob possíveis mecanismos de regulação ambiental, consideraram-se os quantitativos de emissões de CO₂ equivalente fornecidos pelo HOMER Pro, a partir dos quais foram calculados externamente os impactos associados à precificação de carbono, para taxas de US\$ 50, US\$ 100 e US\$ 150 por tonelada de emissão. Essa escala de preços fundamenta-se nas projeções de

trajetórias de descarbonização reportadas pelo World Bank (2024b) e nas análises de cenários de transição energética propostas por Schetinger *et al.* (2025).

Ao considerar o cenário regulatório global de mitigação de mudanças climáticas, adotou-se uma metodologia baseada em um horizonte de projeto de 20 anos. Para o cálculo das penalidades, utilizou-se uma taxa de desconto de 15% a.a. Esta taxa representa o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), ou custo médio ponderado de capital, funcionando como um mecanismo para ajustar o valor do dinheiro ao longo do tempo.

O cálculo foi realizado através da fórmula a seguir, para uma série de pagamentos constantes:

$$VP = (E \times T) \cdot \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \quad (4.1)$$

Sendo:

- E: Emissões de CO₂ por ano;
- T: Taxa de carbono;
- n: Horizonte de projeto (em anos);
- i: Taxa de desconto (15% ao ano).

É importante destacar que o *software* HOMER Pro já incorpora essa taxa de desconto automaticamente antes de gerar o NPC. Portanto, o cálculo realizado externamente apenas estende essa mesma lógica financeira para o valor da taxação, garantindo a consistência entre os dados da simulação e os custos ambientais projetados.

4.6 Resultados da Simulação

Com base nos dados gerados a partir da modelagem realizada no *software* HOMER Pro (HOMER ENERGY, 2026), a análise dos resultados foi estruturada em diferentes cenários, permitindo avaliar a relação entre o nível de descarbonização das operações e o volume de investimento requerido para sua implementação. Os resultados são discutidos a seguir, segmentados conforme o nível de penetração da fonte eólica *offshore*. As simulações realizadas permitiram a identificação de uma trajetória de custos e emissões que varia desde a configuração puramente termelétrica até a neutralidade de carbono. A Tabela 2 resume o resultado dos seis cenários modelados, e a análise abaixo detalha o comportamento dos principais indicadores de desempenho: *Net Present Cost* (NPC), custos operacionais e emissões anuais de CO₂.

Tabela 2 – Resumo dos resultados da modelagem no HOMER Pro

Cenário	Qtde aerogeradores	Qtde geradores a gás	Qtde baterias	NPC (\$)	LCOE (\$/kWh)	Custo de operação (\$/ano)	CAPEX (\$)	CO ₂ (kg/ano)
Referência	0	5	3	\$163.000.000,00	0.1022096	\$13.600.000,00	\$43.908.840,00	80.772.260
Alt 1	1	5	1	\$182.782.100,00	0.1137774	\$12.825.810,00	\$69.943.550,00	71.871.830
Alt 2	9	3	98	\$496.927.600,00	0.3165568	\$13.754.730,00	\$375.916.700,00	31.447.030
Alt 3	15	2	180	\$800.506.600,00	0.5118195	\$18.125.250,00	\$641.044.800,00	1.781.010
Alt 4	18	1	287	\$1.078.115.000,00	0.6911191	\$23.171.410,00	\$874.258.200,00	10.161.950
Alt 5	24	0	394	\$1.404.969.000,00	0.9023301	\$28.556.930,00	\$1.153.732.000,00	0

Fonte: Elaboração própria

O Cenário de Referência representa a realidade atual da plataforma, composto por 5 geradores a gás e 3 unidades de bateria, sem a presença de fonte eólica. Financeiramente, apresenta o menor investimento inicial, e um Net Present Cost (NPC) de aproximadamente US\$ 163 milhões. Contudo, operacionalmente, é um cenário relativamente oneroso, com um custo de operação anual de US\$ 13,55 milhões, devido ao alto consumo de combustível fóssil (41.619 m³/ano). Do ponto de vista ambiental, possui a maior pegada de carbono do estudo, emitindo 80.772,26 toneladas de CO₂ anuais, o que totaliza mais de 1,6 milhão de toneladas de CO₂ ao longo dos 20 anos de operação da plataforma.

Com a introdução dos primeiros aerogeradores (Cenários Alternativos 1 e 2), observa-se uma redução imediata no consumo de combustível e, conseqüentemente, nas emissões. O Cenário Alternativo 1 caracteriza-se como uma configuração de transição, composta por 5 geradores a gás, 1 aerogerador e 1 unidade de armazenamento (bateria). Sob o ponto de vista financeiro, esta configuração apresenta um NPC de aproximadamente US\$ 182,78 milhões. No que tange à performance operacional, observa-se uma otimização nos custos variáveis em relação à base fóssil. O custo de operação anual é reduzido para US\$ 12,82 milhões, o que reflete a economia direta no consumo de combustível proporcionada pela entrada da primeira unidade de fonte renovável. Em termos ambientais, essa configuração reduz as emissões de gases de efeito estufa para 71.871,88 toneladas de CO₂ anuais, representando o primeiro passo consistente na trajetória de descarbonização da unidade.

O Cenário Alternativo 2 apresenta um arranjo energético mais complexo, com 3 geradores a gás, 9 aerogeradores e 98 unidades de bateria. Financeiramente, o investimento escala para um NPC de US\$ 496,92 milhões. Operacionalmente, o custo mantém-se praticamente estável em US\$ 13,75 milhões anuais. O destaque é a performance ambiental: a emissão de gases de efeito estufa cai drasticamente para 31.447,03 toneladas de CO₂ anuais, uma redução de mais de 60% em relação ao cenário base, consolidando-se como um modelo de média-alta penetração eólica.

Ao avançar para configurações que buscam a substituição quase integral da matriz térmica, o estudo atinge um patamar de alta complexidade sistêmica. Os cenários seguintes detalham o comportamento da plataforma em níveis altos de penetração eólica, onde a estabilidade da rede passa a depender significativamente de sistemas de armazenamento. Nestas etapas, observa-se desafios no equilíbrio entre a eficiência dos geradores remanescentes e a manutenção

da infraestrutura de baterias.

O Cenário Alternativo 3 utiliza 2 geradores a gás, 15 aerogeradores e 180 baterias. Esta configuração eleva o NPC para US\$ 800,50 milhões. A operação e manutenção apresentam um custo de US\$ 18,12 milhões anuais, indicando que o alto número de baterias e turbinas começa a pesar nos custos. Do ponto de vista ambiental, as emissões são reduzidas a patamares mínimos, atingindo 1.781,01 toneladas de CO₂ anuais, o que torna a planta quase independente de queima contínua de gás para geração.

O Cenário Alternativo 4 opera com apenas 1 gerador a gás, 18 aerogeradores e 287 baterias. O custo total (NPC) atinge US\$ 1,07 bilhão, com um custo operacional de 23,17 milhões de dólares. Curiosamente, as emissões sobem levemente para 10.161,95 toneladas de CO₂ anuais em comparação ao cenário anterior. Esse comportamento está associado ao perfil de operação do gerador remanescente: ao ser acionado para suprir picos de demanda e períodos de baixa geração eólica, ele passa a operar de forma complementar ao sistema, predominantemente em níveis reduzidos de carga. Como a eficiência térmica de geradores a gás é maximizada próxima à sua capacidade nominal (geralmente entre 80% e 100% dessa capacidade), a operação recorrente em regimes de carga parcial resulta em menor eficiência térmica, maior consumo específico de combustível e, conseqüentemente, aumento das emissões por unidade de energia gerada.

O Cenário Alternativo 5 corresponde à configuração de máxima eletrificação renovável do sistema, operando com 0 geradores a gás, 24 aerogeradores e 394 baterias. Nessa condição, a unidade alcança o desempenho ambiental mais elevado entre os cenários analisados, com emissões nulas de CO₂, eliminando integralmente o consumo de combustível fóssil e caracterizando uma operação com suprimento energético integralmente limpo (*Net Zero*). Entretanto, a viabilidade financeira deste cenário desafiadora, já que apresenta um NPC de US\$ 1,40 bilhão e um custo operacional de US\$ 28,55 milhões.

4.7 Avaliação direta do custo por tonelada de CO₂ evitada

Após a obtenção dos resultados de emissões de CO₂ fornecidos pelo HOMER Pro, realizou-se, em um primeiro momento, uma análise direta entre os cenários simulados. Foi feita uma associação entre o incremento no custo total do projeto, representado pelo NPC, e a redução das emissões anuais. Essa abordagem permitiu avaliar, de forma mais objetiva, quanto o aumento de custo em cada configuração contribuiu para a mitigação das emissões, possibilitando uma estimativa do custo por tonelada de CO₂ evitada ao longo dos 20 anos de vida útil do sistema.

No Cenário Alternativo 1, observa-se que um investimento adicional de US\$ 19.782.100,00 possibilita evitar a emissão de 8.900.380 kg de CO₂ anualmente, o que totaliza 178.007.600 kg ao longo dos 20 anos de vida útil do sistema, apresentando um custo de abatimento de US\$ 111,13 por tonelada. Ao avançar para o Cenário Alternativo 2, o acréscimo de US\$ 333.927.600,00

no NPC eleva a redução anual para 49.325.230 kg, resultando em 986.504.600 kg evitados no período total e um custo de abatimento de US\$ 338,50 por tonelada.

Ao avaliar o Cenário Alternativo 3, nota-se que a redução atinge 78.991.250 kg de CO₂ por ano para um incremento de US\$ 637.506.600,00, o que fixa o custo de abatimento em US\$ 403,53 por tonelada. Já o Cenário Alternativo 4 apresenta uma particularidade: embora o custo se eleve para US\$ 915.115.000,00, o volume de emissões evitadas anualmente é de 70.610.310 kg, totalizando 1.412.206.200 kg em 20 anos, o que faz o custo de abatimento saltar para US\$ 648,00 por tonelada. Por fim, o Cenário Alternativo 5 alcança a mitigação máxima ao evitar 80.772.260 kg de CO₂ por ano e 1.615.445.200 kg no total do projeto. Para atingir esse patamar, foi necessário um aumento de US\$ 1.241.969.000,00 no NPC, resultando no maior custo de abatimento registrado, de US\$ 768,81 por tonelada.

A Tabela 3 sintetiza essa relação entre o incremento de custo e o benefício ambiental obtido. Todos esses valores foram obtidos comparando cada cenário alternativo com o Cenário de Referência. Observa-se que o custo por emissão evitada aumenta nos cenários de maior descarbonização, em razão da necessidade de investimentos maiores para a ampliação da geração eólica *offshore* e da capacidade de armazenamento.

Tabela 3 – Valores de custo de abatimento de CO₂ por cenário alternativo

Cenários alternativos	Variação do NPC (US\$)	Emissões evitadas (kg de CO ₂ /ano)	Emissões evitadas em 20 anos (kg)	Custo de abatimento (US\$/tonCO ₂)
Cenário alternativo 1	\$19.782.100,00	8.900.380	178.007.600	\$111,13
Cenário alternativo 2	\$333.927.600,00	49.325.230	986.504.600	\$338,50
Cenário alternativo 3	\$637.506.600,00	78.991.250	1.579.825.000	\$403,53
Cenário alternativo 4	\$915.115.000,00	70.610.310	1.412.206.200	\$648,00
Cenário alternativo 5	\$1.241.969.000,00	80.772.260	1.615.445.200	\$768,81

Fonte: Elaboração própria

4.8 Impacto da Precificação de Carbono

Ao inserir a implementação de tributos sobre a emissão de gases de efeito estufa, os resultados revelam que a realidade atual da plataforma (Cenário de Referência) apresenta uma vulnerabilidade crítica devido à sua alta dependência de combustíveis fósseis. Enquanto isso, a inserção progressiva de fontes renováveis atua como um mecanismo de proteção financeira, reduzindo o impacto das penalidades no custo total do projeto.

O cálculo do impacto percentual, ou vulnerabilidade do projeto, foi feito por comparação através da seguinte equação:

$$\text{Acréscimo (\%)} = \frac{VP_{\text{penalidades}}}{NPC_{\text{base}}} \times 100 \quad (4.2)$$

A Figura 17 sintetiza os cálculos dessa porcentagem e análise dos cenários revela uma

correlação direta entre a descarbonização da matriz energética e a estabilidade financeira do sistema frente a mecanismos de taxaço ambiental.

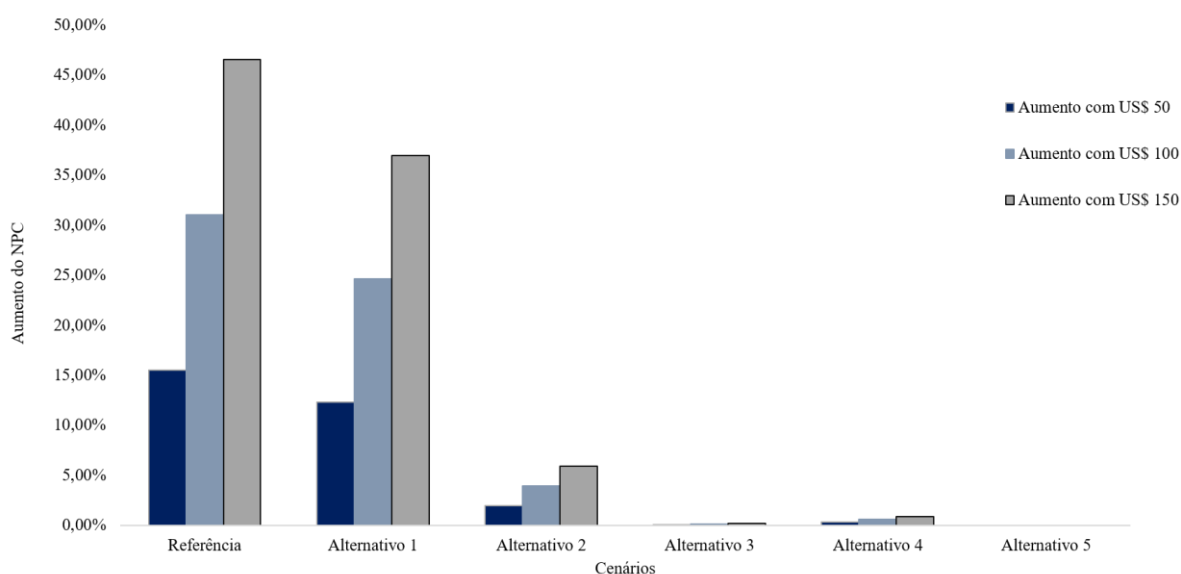


Figura 17 – Gráfico de porcentagem do aumento do NPC de acordo com a precificação de carbono

Fonte: Autoria própria

O Cenário de Referência, que reflete a realidade atual de dominância fóssil, apresenta-se como o mais vulnerável do estudo: sob uma taxaço de US\$ 150/ton, seu custo total (NPC) sofre um acréscimo de 46,54%, consolidando-o como a configuração de maior risco financeiro regulatório. Em contrapartida, o Cenário Alternativo 1 atua como uma transição de baixo impacto, reduzindo as emissões em 11%, mas ainda mantendo uma exposição considerável, com elevação de 23,34% no custo sob uma taxa de US\$ 100/ton.

Já o Cenário Alternativo 2 apresenta um estágio mais avançado da integração eólica *offshore* no sistema isolado da plataforma. Com 9 aerogeradores, a dependência de gás cai drasticamente. O impacto da taxaço de carbono é significativamente menor: mesmo no limite alto (US\$ 150), o aumento no NPC é de apenas 5,93%, comparado aos 46% do Cenário de Referência. Na configuração do Cenário Alternativo 3, o impacto financeiro do carbono é desprezível (0,21% no limite de US\$ 150). Aqui, o custo do sistema é influenciado quase inteiramente pelo investimento em infraestrutura e armazenamento de energia, e não mais pela operação ou penalidades ambientais.

O Cenário Alternativo 4 apresenta um comportamento singular que evidencia os desafios da estabilização de sistemas híbridos *offshore*. Teoricamente, o aumento da capacidade renovável deveria resultar em uma redução linear das emissões; contudo, os dados revelam um

aumento nas emissões para 10.161,95 kg/ano de CO₂, em contraste com os 1.781,01 kg/ano observados no Cenário Alternativo 3. A operação de um único gerador térmico em regimes de menor eficiência faz com que o Cenário Alternativo 4 torne-se financeiramente mais oneroso que o Cenário Alternativo 3, quando considera-se a taxaço de carbono. Com isso, a variaço do custo total por carbono sobe para 0,89%, indicando que a tentativa de maximizar a inserço renovável sem o suporte de uma base térmica eficiente pode gerar um efeito reverso, aumentando tanto o risco financeiro regulatório quanto as emissões líquidas da plataforma.

Por fim, o Cenário Alternativo 5 alcança o patamar de neutralidade ao eliminar totalmente as emissões de CO₂. Sob a ótica da precificação de carbono, esta configuração apresenta um acréscimo de 0% em seu custo total (NPC) em todos os níveis de taxaço analisados, consolidando-se como o único cenário que oferece previsibilidade total de custos frente a qualquer mudança na legislação ambiental.

5 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 Conclusão

A análise integrada dos cenários simulados demonstra que a inserção de eólica *offshore* para o suprimento de plataformas de petróleo vai além da viabilidade técnica: é uma decisão estratégica para equilibrar custos e reduzir riscos associados às políticas climáticas, conforme a prioridade definida para o projeto.

As simulações demonstraram que o cenário puramente fóssil é financeiramente superior apenas na ausência de precificação de carbono. No entanto, ele apresenta como fragilidade a dependência total da volatilidade de preços e de futuras taxações. Já o cenário com 1 aerogerador apresenta-se como a melhor porta de entrada para a transição. Com um aumento de apenas 12% no NPC base, ele já promove uma redução de 11% nas emissões. Quando aplicada uma taxa de US\$ 150/t de carbono, a diferença de custo entre esse cenário e o sistema fóssil torna-se marginal, demonstrando que a eólica *offshore* reduz significativamente a vantagem competitiva do modelo fóssil sob regimes de alta taxação, tornando o sistema híbrido uma alternativa mais resiliente.

Para reduções de emissões acima de 60%, o estudo identificou um desafio técnico: a necessidade de sistemas de armazenamento em baterias cresce substancialmente, elevando o investimento inicial. Ainda assim, o cenário com 9 aerogeradores destacou-se como ponto de equilíbrio para uma descarbonização em larga escala. Já o cenário de máxima penetração (Cenário 6) apresenta a vantagem de transformar um risco variável associado à taxação de carbono em um custo fixo de infraestrutura, tornando o planejamento financeiro da plataforma menos vulnerável a penalidades futuras.

Em um horizonte de 20 anos, a economia acumulada decorrente da redução de multas por emissões e do menor consumo de gás natural compensa o investimento inicial mais elevado nas turbinas. Essa previsibilidade financeira representa um diferencial relevante em relação ao sistema tradicional, que apresentou aumento de até 73% nos custos em um cenário de juros subsidiados de 8% ao ano, quando submetido a elevados níveis de precificação de carbono.

Os achados deste estudo também se alinham ao contexto institucional recente, no qual o Brasil passou a regulamentar regras para empreendimentos eólicos *offshore*, bem como ao cenário internacional de amadurecimento dessa indústria, caracterizado por ganhos de escala e avanços tecnológicos. Ainda assim, a expansão do setor permanece condicionada a desafios como processos de licenciamento ambiental, infraestrutura portuária, estrutura da cadeia de suprimentos e integração ao sistema elétrico. Dessa forma, o potencial de implementação observado nas simulações deve ser compreendido como dependente do ambiente regulatório, das condições locais de vento e dos custos associados à implantação e operação em ambiente marítimo.

Além disso, a viabilidade observada nas simulações deste trabalho encontra evidência prática no projeto Hywind Tampen (EQUINOR, 2023). Assim como no caso norueguês, os resultados obtidos demonstram que a integração direta de turbinas eólicas a sistemas isolados *offshore* pode reduzir significativamente a dependência de combustíveis fósseis sem comprometer a estabilidade operacional. Ademais, a eficácia da transmissão direta via cabos de média tensão entre turbinas e plataformas, dispensando a conexão com o continente, corrobora a premissa de que sistemas híbridos locais representam uma solução tecnicamente viável para ativos distantes da costa, contribuindo para a otimização de custos de infraestrutura e para o aumento da resiliência operacional frente aos desafios impostos pelas mudanças climáticas.

Em síntese, os resultados indicam que a eólica *offshore*, quando integrada de forma progressiva e associada a sistemas de armazenamento que garantem confiabilidade, é capaz de reduzir significativamente as emissões e a exposição das plataformas de petróleo a políticas climáticas mais restritivas. Sendo assim, este estudo apresenta um modelo de transição energética real e aplicável, baseado na substituição gradativa da geração fóssil por eólica *offshore*, por meio de investimentos escalonados e economicamente viáveis, demonstrando que é possível conciliar descarbonização, segurança operacional e competitividade econômica.

Por fim, a principal contribuição deste trabalho consiste em evidenciar o *trade-off* entre a redução de emissões de carbono e o aumento do custo de infraestrutura em sistemas isolados, oferecendo subsídios técnicos e econômicos para decisões estratégicas de transição energética no *offshore* brasileiro, com foco simultâneo em segurança operacional, desempenho ambiental e racionalidade econômica.

5.2 Trabalhos Futuros

A partir das análises realizadas e das limitações identificadas durante a modelagem, sugerem-se pesquisas futuras que aprofundem a escala tecnológica e a integração de diferentes sistemas energéticos.

Inicialmente, recomenda-se a realização de simulações utilizando curvas de potência de aerogeradores na faixa de 12 MW a 20 MW, o que permitiria avaliar ganhos de eficiência e possíveis reduções de custos fixos por megawatt instalado, alinhando o estudo aos projetos que atualmente buscam licenciamento ambiental no Brasil. Complementarmente, torna-se relevante modelar sistemas de armazenamento de energia em baterias com capacidade significativamente superior ao limite de 1 MWh utilizado neste estudo, possibilitando uma mensuração mais precisa da autonomia renovável necessária para garantir a estabilidade frente à carga *base-load* de uma unidade de produção *offshore*. Tais aprimoramentos não foram incorporados ao presente trabalho devido a limitações na biblioteca de componentes disponível no *software* HOMER Pro, o que restringiu a análise dos potenciais ganhos associados a essas soluções.

Outro desdobramento relevante envolve a hibridização da matriz energética com a inser-

ção de sistemas fotovoltaicos, explorando a complementaridade entre diferentes fontes renováveis com o objetivo de reduzir a variabilidade da geração elétrica. Além disso, estudos futuros podem investigar a integração do excedente de energia eólica com novos vetores energéticos, como a produção de hidrogênio verde *onboard*. Esse vetor energético poderia atuar tanto como forma de armazenamento de longa duração quanto como combustível alternativo para turbinas térmicas remanescentes, contribuindo para trajetórias de descarbonização alinhadas ao objetivo de *Net Zero*.

Por fim, sugere-se avaliar a viabilidade técnica e econômica da integração de sistemas de captura e reinjeção de CO₂ associados à geração térmica remanescente. Considerando que o Brasil já possui experiência consolidada em armazenamento geológico de carbono no setor de petróleo e gás, a combinação dessa tecnologia com sistemas híbridos de geração eólica *offshore* apresenta-se como uma rota estratégica para acelerar a descarbonização das operações de exploração e produção no contexto do Pré-Sal.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Painel Dinâmico de Emissões de Gases de Efeito Estufa*. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-emissoes>. Acesso em: 6 mar. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Resolução ANP n° 882, de 27 de julho de 2022*. [S. l.: s. n.], 2022.

BAENA-RAMIREZ, Ana *et al.* Offshore wind energy development and future perspectives. *Renewable Energy*, 2023.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Focus - Relatório de Mercado*. 2026. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acesso em: 14 mar. 2026.

BARBOSA, Lucas Ramos Deliberali *et al.* Plataformas de petróleo e gás alimentadas por parques eólicos offshore: avaliação de áreas potenciais no Sudeste do Brasil. *ROG.e*, 2024.

BATISTA, Rayan Paixão Tavares; MONTEIRO, Paulo Roberto Duailibe. Eletrificação de plataformas petrolíferas através de parques eólicos offshore: oportunidades e desafios. *Themes Focused on Interdisciplinarity and Sustainable Development Worldwide*, v. 2, 2024.

BRASIL. Decreto n° 10.946, de 25 de janeiro de 2022: Dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento de recursos naturais em águas da União para geração de energia elétrica offshore. Brasília, 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/decreto/D10946.htm. Acesso em: 6 mar. 2026.

BRASIL. Lei n° 15.097, de 10 de janeiro de 2025: Dispõe sobre o aproveitamento de bens da União para geração de energia elétrica a partir de empreendimentos offshore. Brasília, 2025. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 6 mar. 2026.

BRASIL. Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996: Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Brasília, 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. Acesso em: 6 mar. 2026.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Portaria n° 52/GM/MME, de 19 de outubro de 2022*: Estabelece normas complementares para cessão onerosa de áreas destinadas à geração de energia elétrica offshore. Brasília: [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme>. Acesso em: 6 mar. 2026.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; BRASIL. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. *Portaria Interministerial MME/MMA nº 03, de 19 de outubro de 2022: Dispõe sobre diretrizes para o Portal Único de Gestão do Uso das Áreas Offshore*. Brasília: [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme>. Acesso em: 6 mar. 2026.

CASANOVA, Renata Alves; PEREIRA, Wagner Guedes Guimarães. *Análise do sistema elétrico de uma unidade de produção de petróleo*. Rio de Janeiro: [s. n.], 2008.

CERIK, B. C.; HUANG, Y. Global offshore wind development trends and supply chain challenges. *Energy Policy*, 2022.

CHEN, Z. *et al.* Policy impacts on offshore wind power development and decarbonization pathways. *Energy Policy*, 2022.

CORREIA, Leandro Teixeira; AZEVEDO JR., Geraldo Motta. A energia eólica marítima (offshore): o contexto nacional e as perspectivas futuras. *TEC-USU*, v. 6, n. 3, p. 1–25, 2023.

D'ADAMO, Idiano *et al.* Economic evaluation of offshore wind projects. *Energy*, 2023.

DAOUDI, Mohammed. Strategic choices for wind energy in Morocco: Assessment of onshore and offshore wind energy to achieve the low carbon strategy. *Next Research*, v. 2, p. 100808, 2025.

DELIBERALI, Lucas Ramos Barbosa *et al.* O uso de parques eólicos offshore para descarbonização das operações de exploração e produção de petróleo e gás natural, 2024.

DIACONITA, V. *et al.* Technological evolution of offshore wind farms. *Renewable Energy*, 2024.

DIAS, Rodrigo. *Análise da viabilidade de utilização de geração eólica offshore para eletrificação de plataformas de petróleo*. 2018. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Cenários de descarbonização do E&P: relatório final*. Rio de Janeiro, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Emissões de metano na cadeia do gás natural*. Rio de Janeiro, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima*. Brasília, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>.

ENERCON. *ENERCON Product Overview*. [S. l.], 2012. Disponível em: https://catalystresearch.wordpress.com/wp-content/uploads/2013/11/enercon_pu_en.pdf. Acesso em: 6 mar. 2026.

EQUINOR. *Hywind Tampen Offshore Wind Project*. 2023. Disponível em: <https://www.equinor.com/energy/hywind-tampen>. Acesso em: 6 mar. 2026.

EUROPEAN PATENT OFFICE; INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Innovation Trends in Offshore Wind Energy*. [S. l.], 2023.

FERREIRA, Raul Fernandes. *Novos sistemas de propulsão das plataformas semissubmersíveis*. Rio de Janeiro: [s. n.], 2013.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. *Global Wind Report 2024*. Brussels, 2024.

HE, Zhiyuan *et al.* Key technologies and development trends of VSC-HVDC transmission for offshore wind power. *Renewable Energy System and Equipment*, v. 1, p. 35–49, 2025. DOI: [10.1016/j.rese.2024.09.001](https://doi.org/10.1016/j.rese.2024.09.001).

HERNANDEZ, C. *et al.* Offshore wind energy potential assessment in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023.

HOMER ENERGY. *HOMER Pro User Manual*. [S. l.], 2026. Disponível em: <https://homerenergy.com/static/pdf/HOMERHelpManual.pdf>. Acesso em: 6 mar. 2026.

IBAMA. *Termo de Referência para Complexos de Energia Eólica Offshore*. Brasília: [s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama>. Acesso em: 6 mar. 2026.

INNIO JENBACHER. *Jenbacher Type 6*. [S. l.], 2025. Disponível em: https://innio.com/images/medias/files/167/ijb_ets_t6_a4_en_2025_screen_ijb-125006-en.pdf. Acesso em: 6 mar. 2026.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. *Climate Change 2023: Synthesis Report*. Geneva, 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Floating Offshore Wind Outlook*. Abu Dhabi, 2024.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Future of Wind: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-economic Aspects*. Abu Dhabi, 2019.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Offshore Renewables: An Action Agenda for Deployment*. Abu Dhabi, 2021. Disponível em:

<https://www.irena.org/publications/2021/Jul/Offshore-Renewables-Action-Agenda-for-Deployment>. Acesso em: 6 mar. 2026.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Renewable Capacity Statistics 2023*. Abu Dhabi, 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY; GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. *Enabling Frameworks for Offshore Wind Scale-Up*. Abu Dhabi, 2023.

LAURIA, G. *et al.* Offshore wind energy development and integration challenges. *Renewable Energy*, 2022.

LEMOS, R. *et al.* Assessment of offshore wind resources along the Brazilian coast. *Energy Reports*, 2022.

LEONARDO, Bruno Pinheiro. *Geração e transmissão de energia para sistemas offshore através de tecnologia VSC-HVDC*. Rio de Janeiro: [s. n.], 2018.

LIMA, Danielle K. S. *et al.* Estimating the offshore wind resources of the State of Ceará in Brazil. *Renewable Energy*, v. 83, p. 203–221, 2015. DOI: [10.1016/j.renene.2015.04.025](https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.025).

MACEDO, Bianca de Paula. *Avaliação das emissões de CO2 na unidade de tratamento de gás de plataforma de petróleo do pré-sal*. Rio de Janeiro: [s. n.], 2024.

MATOSO, Hugo Monteiro. *Proposta de novo padrão para alimentação de cargas críticas em plataformas com o objetivo de aumentar a confiabilidade dos sistemas de energia ininterrupta (UPS)*. [S. l.], 2013.

MELO, David Cassimiro *et al.* *Estrutura de custo de empreendimento eólico offshore: estudo de caso comparativo de projetos da Europa e da América do Sul*. [S. l.: s. n.], 2019. Artigo técnico.

MIAN, S. *et al.* Offshore wind energy systems: technology trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023.

MITCHELL, Daniel *et al.* A review: Challenges and opportunities for artificial intelligence and robotics in the offshore wind sector. *Energy and AI*, v. 8, p. 100146, 2022. DOI: [10.1016/j.egyai.2022.100146](https://doi.org/10.1016/j.egyai.2022.100146).

MOSHTAGHI, M. *et al.* Economic and technological challenges of offshore wind development. *Energy Reports*, 2023.

NASA LANGLEY RESEARCH CENTER. *NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER)*. 2026. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/>. Acesso em: 6 mar. 2026.

OLIVEIRA, Maurício F. *Metodologia para aplicação de fontes renováveis de energia elétrica em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural*. 2013. Diss. (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.

OZATO, L. V. *et al.* Offshore wind resource assessment and capacity factors for the Brazilian coast. *Renewable Energy*, 2022.

PETROBRAS. *Informações institucionais e comunicados sobre os campos de Tupi/Iracema e Búzios*. 2026. Disponível em: <https://petrobras.com.br/>. Acesso em: 6 mar. 2026.

PETROBRAS. *Relatório de Sustentabilidade 2024*. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://www.petrobras.com.br>.

REN, Zhongrui *et al.* Low-carbon policy simulation for offshore wind power development in China's net-zero power sector. *Energy Policy*, v. 205, p. 114700, 2025.

RIBEIRO, D. *et al.* Development trends of offshore wind energy. *Energy Strategy Reviews*, 2022.

ROSSI, Guilherme Barth. *Determinação de sistema híbrido de geração de energia elétrica para uma plataforma petrolífera offshore*. Porto Alegre: [s. n.], 2024.

SCHETINGER, Annelys M. *et al.* Floating Offshore Wind and Carbon Credits in Brazil: A Case Study on Floating Production, Storage and Offloading Unit Decarbonization. *Resources*, v. 14, n. 85, 2025. DOI: [10.3390/resources14060085](https://doi.org/10.3390/resources14060085).

SILVA, Luciano da. *Análise modal e controle de plataformas offshore sujeitas a perturbações persistentes*. 2014. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão.

SIQUEIRA, Felipe da Cunha. *Análise bottom-up de retorno de energia sobre o investimento em campos offshore de óleo/gás no Brasil*. Rio de Janeiro: [s. n.], 2021.

TABASNIK, Marina Mule. *Estudo energético e ambiental de parque eólico offshore como suplemento à turbina a gás para fornecimento de energia a plataformas de petróleo*. Porto Alegre: [s. n.], 2020.

TELES, Carlos Henrique Pompeo. *Estudos de novas propostas para fornecimento de energia elétrica a plataformas offshore de óleo e gás com aplicação na Bacia de Santos*. 2019. Diss. (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies*. Washington, DC, 2024. Disponível em: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2025.pdf. Acesso em: 6 mar. 2026.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. *Paris Agreement*. Paris, 2015.

VINHOZA, Amanda *et al.* Brazil's offshore wind cost potential and supply curve. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 57, p. 103151, 2023. DOI: [10.1016/j.seta.2023.103151](https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103151).

WORLD BANK. *Cenários para o Desenvolvimento de Eólica Offshore no Brasil*. Washington, DC, 2024. Disponível em: <https://www.worldbank.org>.

WORLD BANK. *Offshore Wind Roadmap for Emerging Markets*. Washington, DC, 2024.