

O Papel Estratégico da Energia Eólica Offshore no Brasil

Análises e simulações com séries temporais, otimização do sistema, integração à rede e desenho de mercado



Julho de 2026

Aviso legal: Os resultados deste estudo refletem os processos analíticos e de modelagem desenvolvidos pela MRTS Consultoria para a Ocean Energy Pathway (OEP). As constatações e conclusões apresentadas não expressam necessariamente as visões individuais das instituições que colaboraram com o projeto ou foram consultadas ao longo dele, nem incorporam outros trabalhos atualmente em desenvolvimento por essas instituições.

Os cenários avaliados representam trajetórias analíticas, e não previsões. Foram concebidos para evidenciar trade-offs e escolhas estratégicas e devem ser lidos no contexto dos relatórios técnicos completos produzidos nas quatro fases deste estudo.

Prefácio

Este relatório apresenta os resultados finais do estudo **O Papel Estratégico da Energia Eólica Offshore no Brasil**, desenvolvido pela MRTS Consultoria para a Ocean Energy Pathway (OEP). O objetivo principal deste projeto de consultoria é avaliar o papel estratégico da geração eólica offshore na evolução de longo prazo do Sistema Elétrico Brasileiro.

Ao longo de quatro fases distintas — da aquisição abrangente de dados e da caracterização da configuração de referência do sistema à modelagem avançada de cenários, à otimização do sistema e à análise das interações sistêmicas — o estudo investiga como a eólica offshore interage com as fontes de geração existentes e com a infraestrutura de transmissão em todo o território nacional.

O conteúdo apresentado neste material reflete a culminação de diversas reuniões técnicas realizadas ao longo do projeto. Os resultados foram enriquecidos por interações contínuas e por revisões dos relatórios técnicos e das notas explicativas, tanto pela equipe da OEP quanto pelo corpo técnico da EPE (planejador do sistema), que acompanhou ativamente o desenvolvimento do projeto. Para detalhes mais específicos e técnicos, podem ser consultados os relatórios de atividades emitidos para cada fase.

Ao avaliar aspectos cruciais como a complementaridade energética, a integração à rede e a operação e expansão do Sistema Interligado Nacional até o horizonte de 2050, os resultados a seguir oferecem subsídios acionáveis, mapeiam limitações e definem modelos de negócio estratégicos.

Gostaríamos de expressar nossa gratidão a todos que contribuíram para este trabalho. Esta análise abrangente foi possível graças ao empenho da equipe de projeto da MRTS Consultoria: Dorel S. Ramos, Luiz A. S. Camargo, Luis F. Nogueira, Lais D. Leonel, Mateus H. Balan, Pedro S. Rosa e Roberto Castro.

MRTS Consultoria

Prefácio

O sistema elétrico brasileiro é, há muito tempo, uma referência global de liderança em energia limpa. Construído sobre a hidreletricidade e fortalecido pelas fontes renováveis, permitiu ao país combinar crescimento econômico com uma das matrizes elétricas de menor emissão de carbono do mundo. Ainda assim, a próxima fase da transição energética exigirá maior resiliência, flexibilidade e equilíbrio geográfico.

É sob essa perspectiva que a Ocean Energy Pathway (OEP) tem orgulho de ter encomendado este estudo, entregue pela MRTS. Nosso objetivo não foi apenas avaliar o potencial técnico da eólica offshore, mas aprofundar a compreensão sobre por que o Brasil precisa da eólica offshore e por que essa tecnologia é tão estratégica para o futuro sistema energético do país.

Os resultados apresentados ao longo deste relatório demonstram que a eólica offshore é muito mais do que uma fonte renovável adicional. Ela pode fortalecer a matriz brasileira por meio de três pilares críticos: a diversificação da matriz energética, a proteção (hedge) frente aos crescentes riscos hidrológicos e a garantia da expansão de longo prazo de um sistema elétrico limpo e confiável.

Embora os cenários apresentados não sejam previsões, eles oferecem uma exploração estruturada de como a eólica offshore pode contribuir sob diferentes premissas de crescimento da demanda, restrições de transmissão, estresse hidrológico e evolução de custos.

Este estudo também destaca a oportunidade que a eólica offshore oferece de reequilibrar a geração renovável em direção ao Sul e ao Sudeste por meio de modelos Power-to-Grid, reduzindo o congestionamento da transmissão e aproximando a geração dos principais centros de carga. Ao mesmo tempo, o Nordeste desponta como uma potência global, capaz de viabilizar estratégias ousadas de Power-to-X, powershoring e Power-to-Load associadas a novas indústrias de baixo carbono.

A eólica offshore é também uma oportunidade de transformação industrial de longo prazo. A experiência internacional demonstra trajetórias consistentes de redução de custos impulsionadas por economias de escala, curvas de aprendizado e desenvolvimento coordenado de infraestrutura, reforçando a importância de uma visão de Estado de longo prazo e da coordenação regulatória.

A OEP gostaria ainda de agradecer de forma especial a Chris Lloyd, cujo engajamento ativo, contribuições metodológicas e ampla experiência em eólica offshore fortaleceram significativamente a visão estratégica e a robustez deste estudo.

À medida que as mudanças climáticas alteram as condições hidrológicas e a demanda por eletricidade continua a crescer, a eólica offshore pode se tornar um pilar da capacidade do Brasil de permanecer líder global em energia, preservando o perfil limpo de seu sistema elétrico em expansão.

Julia Paletta

Diretora Brasil – Ocean Energy Pathway



Sumário

1. **Visão geral do projeto**
 2. **A proposta de valor da eólica offshore**
 3. **Cenário base 2050: o crescimento acentua a necessidade de flexibilidade do sistema**
 4. **Integração à rede e dinâmicas regionais**
 5. **A vantagem natural: complementaridade multirrecurso**
 6. **Expansão da capacidade: cenários estratégicos**
 7. **Desenho de mercado: serviços ancilares e modelos de negócio regionais**
 8. **Conclusões**
- 

1. Visão geral do projeto

O objetivo central deste estudo é aprofundar a compreensão sobre o papel estratégico que a eólica offshore pode desempenhar na evolução futura do sistema elétrico brasileiro e sobre por que o desenvolvimento dessa tecnologia faz sentido estrutural para o Brasil. Além de avaliar o potencial de geração, o estudo busca explorar como a eólica offshore pode contribuir para uma matriz elétrica mais resiliente, flexível e geograficamente equilibrada, apoiando a expansão de longo prazo de um sistema elétrico limpo diante de desafios climáticos e de transmissão crescentes.

O projeto avalia o papel da geração eólica offshore na evolução do Sistema Elétrico Brasileiro até o horizonte de 2050. Considera questões como a complementaridade com outras fontes de geração, a integração à rede e o planejamento, e a operação e expansão do Sistema Interligado Nacional, entre outras.

As séries temporais coletadas para este estudo abrangem as principais regiões com usinas em operação ou planejadas para as fontes eólica (onshore e offshore), solar fotovoltaica e hidrelétrica, organizadas conforme o submercado ao qual pertencem.

O escopo do estudo divide-se em quatro fases: Aquisição de Dados e Caracterização do Sistema; Modelagem de Cenários e Otimização do Sistema; Análise das Interações Sistêmicas; e Disseminação dos Resultados.

Fase 1: Aquisição de dados e caracterização da configuração de referência do sistema	Fase 2: Modelagem de cenários e otimização do sistema	Fase 3: Análise das interações sistêmicas	Fase 4: Entrega do relatório e disseminação dos principais resultados
Aquisição e tratamento de dados Projeção da demanda de energia Planejamento estratégico e integração à rede Fluxo de potência e formação de preços Análise de complementaridade	Projeção da matriz de geração A eólica offshore em cenários de estresse climático	Avaliação dos impactos operativos Serviços ancilares e esquemas de receita	Entregáveis finais consolidados

Apresenta contribuições aprofundadas sobre o papel da geração eólica offshore (OFW) no contexto do planejamento da operação e da expansão do sistema brasileiro, considerando a possibilidade de desenvolvimento de hubs nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul.

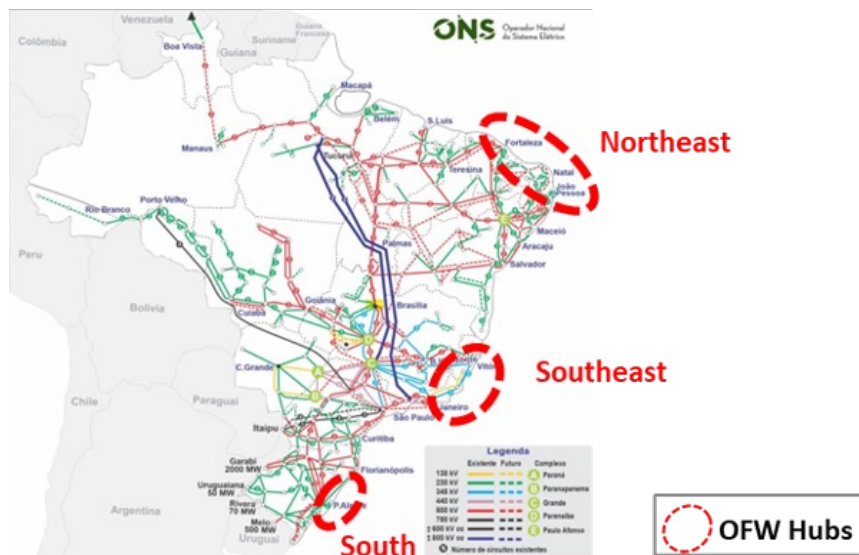


Figura 1: Os três hubs de eólica offshore no Brasil.
Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

Com base em ampla coleta de séries temporais das principais fontes de geração, no uso de modelos proprietários da MRTS e dos modelos oficiais de planejamento da EPE, o estudo apresenta aspectos relevantes sobre as contribuições, limitações e alternativas para a integração da fonte eólica offshore no território nacional e em suas regiões geoeletricas.

2. A proposta de Valor da Eólica Offshore

Os resultados finais indicam que a eólica offshore (OFW) atua como um ativo sistêmico, oferecendo valor em três pilares: operabilidade, otimização econômica e diversificação de mercado.

A eólica offshore ajuda a compensar as flutuações da geração hidrelétrica, funcionando como um hedge hidrológico. Em algumas regiões, o aumento da geração eólica coincide de perto com a redução das aflúências aos reservatórios das usinas hidrelétricas, ou seja, ela produz mais eletricidade justamente quando a hidreletricidade produz menos. A análise indica que a produção eólica aumenta durante os meses secos nas principais bacias hidrográficas, permitindo que o Sistema Interligado Nacional (SIN) gerencie melhor os níveis dos reservatórios, sobretudo em cenários de mudanças climáticas. Além disso, a eólica offshore serve como instrumento de gestão da “curva do pato”, pois sua geração se eleva no fim da tarde. Esse perfil compensa a redução da geração solar fotovoltaica nos intervalos de ponta de demanda, diminuindo a dependência do sistema em relação ao despacho térmico fóssil.

Embora a eólica offshore envolva maior investimento inicial (CAPEX) em comparação com as alternativas onshore, ela viabiliza a otimização da rede. O estudo mostra que localizar a geração próxima aos centros de consumo no Sul e no Sudeste reduz a necessidade de infraestrutura de transmissão de longa distância.

Consequentemente, o impacto sobre os custos totais de expansão é limitado, representando um acréscimo de 1,5% no Valor Presente Líquido (VPL) em relação ao cenário de expansão de menor custo. Essa proximidade também contribui para enfrentar as assimetrias tarifárias regionais (TUST), ao reduzir a necessidade de grandes transferências de energia entre estados. Vale notar que, em todos os cenários com introdução de eólica offshore, observa-se não apenas o esperado deslocamento da eólica onshore no Nordeste para a eólica offshore no Sudeste e no Sul, acompanhado de menores investimentos em transmissão, mas também um aumento consistente na adoção de BESS.

A viabilidade da eólica offshore depende de estratégias regionais adaptadas às restrições de infraestrutura e às características gerais dos mercados regionais.

Hub Nordeste: Apesar de dispor do recurso eólico mais expressivo e de séries temporais complementares, a região enfrenta gargalos severos de transmissão e concorrência acirrada

com a eólica onshore, com capacidade remanescente de rede estimada em apenas ~2,5 GW até 2039. Para aproveitar esse potencial sem depender de expansões da rede básica, os projetos devem se concentrar em modelos Power-to-X (como a produção de hidrogênio verde para exportação) e Power-to-Load (atração de data centers).

Hub Sudeste: A região destaca-se por apresentar a maior margem de conexão disponível até 2039 (~9,5 GW). A proximidade dos principais centros de carga minimiza as perdas técnicas e otimiza os custos de transmissão. Além disso, oferece oportunidades significativas para a descarbonização das plataformas offshore da indústria de óleo e gás por meio de conexões diretas Power-to-Load. A expansão da oferta renovável nesse submercado é impulsionada sobretudo pela biomassa e pela solar fotovoltaica, uma vez que a eólica onshore carece de potencial e a hidreletricidade já esgotou suas possibilidades de aproveitamento. A eólica offshore torna-se, portanto, um vetor importante para a expansão da oferta regional em projetos de grande porte.

Hub Sul: O Sul apresenta margem de transmissão robusta (~6,0 GW) e perfil de geração constante ao longo do ciclo de 24 horas. Em contraste com os severos gargalos e a intensa disputa por rede no Nordeste, a ampla folga de transmissão do Sul acomoda a coexistência e a expansão tanto da eólica offshore quanto de seus recursos eólicos onshore já consolidados. Os picos de velocidade do vento ocorrem no inverno, coincidindo com a maior demanda de energia da região, o que facilita o equilíbrio entre oferta e demanda regionais.

Para apoiar a bancabilidade dos projetos, o estudo identifica os Contratos por Diferença (CfDs) como uma referência interessante a ser avaliada no contexto local. Esse modelo endereça o risco do investidor e a volatilidade de mercado, ao mesmo tempo em que protege o consumidor.

Adicionalmente, a atualização da regulação para permitir a remuneração de serviços ancilares, como o suporte de tensão e de frequência, proporciona o empilhamento de receitas (revenue stacking) necessário para viabilizar financeiramente os projetos offshore.

3. Cenário Base 2050: o Crescimento Acentua a Necessidade de Flexibilidade do Sistema

As projeções de demanda de eletricidade desempenham papel central no planejamento do sistema elétrico, orientando tanto a expansão da capacidade de geração quanto a operação de longo prazo do sistema brasileiro. Assim, a previsão de demanda foi incorporada a este estudo como insumo essencial para as simulações do sistema.

A demanda bruta de eletricidade do Brasil deve crescer substancialmente nas próximas décadas, alcançando uma carga média de 218 GW em 2050, aproximadamente 2,7 vezes os níveis atuais. Esse crescimento reflete uma perspectiva macroeconômica otimista, com taxa média anual de crescimento do PIB de 3,2%, somada à eletrificação acelerada dos usos finais e ao surgimento de novas cargas eletrointensivas, em especial a produção de hidrogênio verde e os data centers.

Ao mesmo tempo, espera-se que a rápida difusão da geração solar fotovoltaica distribuída remodele profundamente o perfil de carga do sistema. As projeções de demanda líquida, que incorporam a expansão esperada da geração distribuída por meio de um modelo econométrico-estatístico, indicam um aprofundamento acentuado da “curva do pato”. Embora a fotovoltaica distribuída reduza a demanda líquida diurna, ela também cria rampas de carga significativamente mais íngremes no fim da tarde e no início da noite, ampliando os desafios operativos do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O aumento projetado da demanda de eletricidade exigirá expansão substancial do parque gerador do país. Contudo, atender à demanda futura não será apenas uma questão de adicionar nova capacidade. A combinação de forte crescimento da demanda com a crescente penetração da geração solar distribuída significa que o SIN necessitará de volumes expressivos de capacidade flexível de resposta rápida para gerenciar com segurança as rampas do início da noite e manter a segurança operativa. Como resultado, o planejamento futuro precisará priorizar não apenas a implantação de fontes renováveis, mas também investimentos em recursos de flexibilidade — incluindo armazenamento de energia, resposta da demanda, expansão da transmissão e tecnologias despacháveis complementares.

Nesse contexto, a eólica offshore pode desempenhar papel estratégico. Em comparação com a solar fotovoltaica, a eólica offshore costuma apresentar perfil de geração mais complementar, com maior produção nos períodos do fim da tarde e da noite em muitas regiões. Combinada a armazenamento em baterias e a infraestrutura de transmissão reforçada, pode contribuir para aumentar a confiabilidade do sistema, reduzir a variabilidade da carga líquida e apoiar a transição do Brasil rumo a um sistema elétrico mais resiliente, flexível e de baixo carbono.

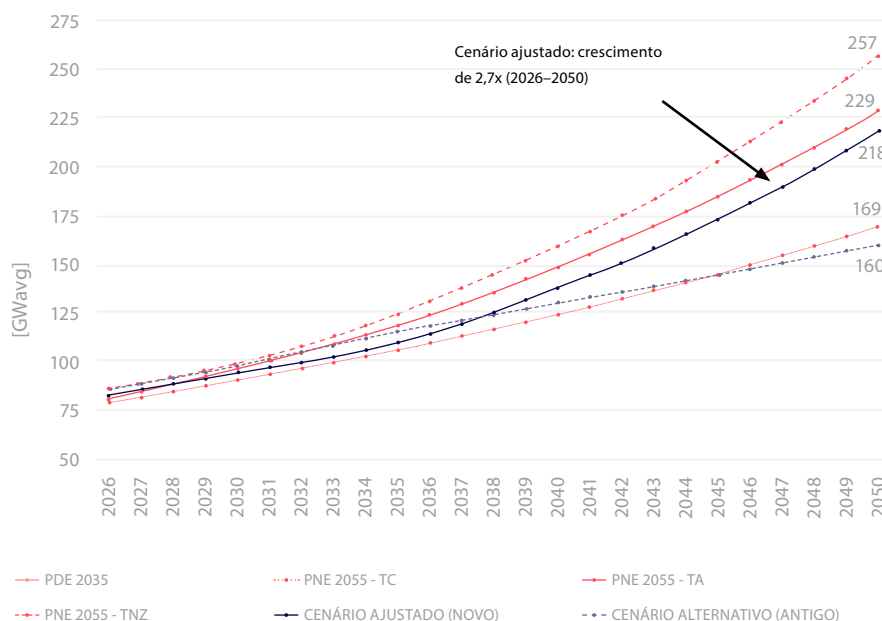


Figura 2: Cenário ajustado de demanda de eletricidade¹

1

Nota: Para as simulações, foi realizada uma projeção de carga com base no modelo da MRTS, atualizada com as informações mais recentes publicadas pela EPE (PNE 2055) e ajustada pela MRTS. A projeção de demanda líquida considera a expectativa de crescimento da geração distribuída, projetada a partir de um modelo econométrico-estatístico. O cenário ajustado foi construído principalmente com base nas premissas do cenário TA do PNE 2055. Os cenários da EPE diferem sobretudo quanto às premissas de PIB e às expectativas de evolução do setor energético.

PNE 2055 TNZ (Transição Net Zero) — crescimento de 3,2x
PNE 2055 TA (Transição Alongada) — crescimento de 2,9x
PNE 2055 TC (Transição Continuada) — crescimento de 2,1x

4. Integração à Rede e Dinâmicas Regionais

A avaliação considerou 31 subestações candidatas associadas aos principais hubs de eólica offshore atualmente em licenciamento ambiental (15 no Nordeste, 7 no Sudeste, 8 no Sul e 1 nó agregado no Norte). Considerando os reforços de transmissão já previstos no PDE, estima-se que o sistema possa acomodar até 18 GW de capacidade eólica offshore, distribuídos em 9,5 GW no Sudeste, 6,0 GW no Sul e apenas 2,5 GW no Nordeste.

Os resultados revelam um desequilíbrio regional acentuado na capacidade de transmissão disponível. Embora o Nordeste concentre o maior pipeline de projetos eólicos offshore do país, as margens de transmissão já estão próximas da saturação em diversas subestações, o que significa que a implantação em larga escala exigiria reforços de rede adicionais aos atualmente planejados, incluindo compensação síncrona e melhorias na rede. Em contraste, o Sudeste e o Sul mantêm margens de conexão significativamente maiores, tornando-se as regiões mais atrativas para a primeira onda de projetos offshore sob a ótica da integração à rede.

Esses achados sugerem que a capacidade de transmissão, e não apenas a qualidade do recurso eólico, moldará a trajetória geográfica do desenvolvimento da eólica offshore no Brasil. Também evidenciam a importância de alinhar os leilões de outorga com a disponibilidade de rede, de modo a evitar a concentração de projetos em áreas onde a capacidade de conexão já está restrita. Embora o Sul ofereça folga substancial de conexão, seus fatores de capacidade comparativamente menores e a maior distância dos principais centros de demanda devem ser ponderados frente ao Sudeste, que combina maior disponibilidade de transmissão com proximidade da principal carga elétrica do país.

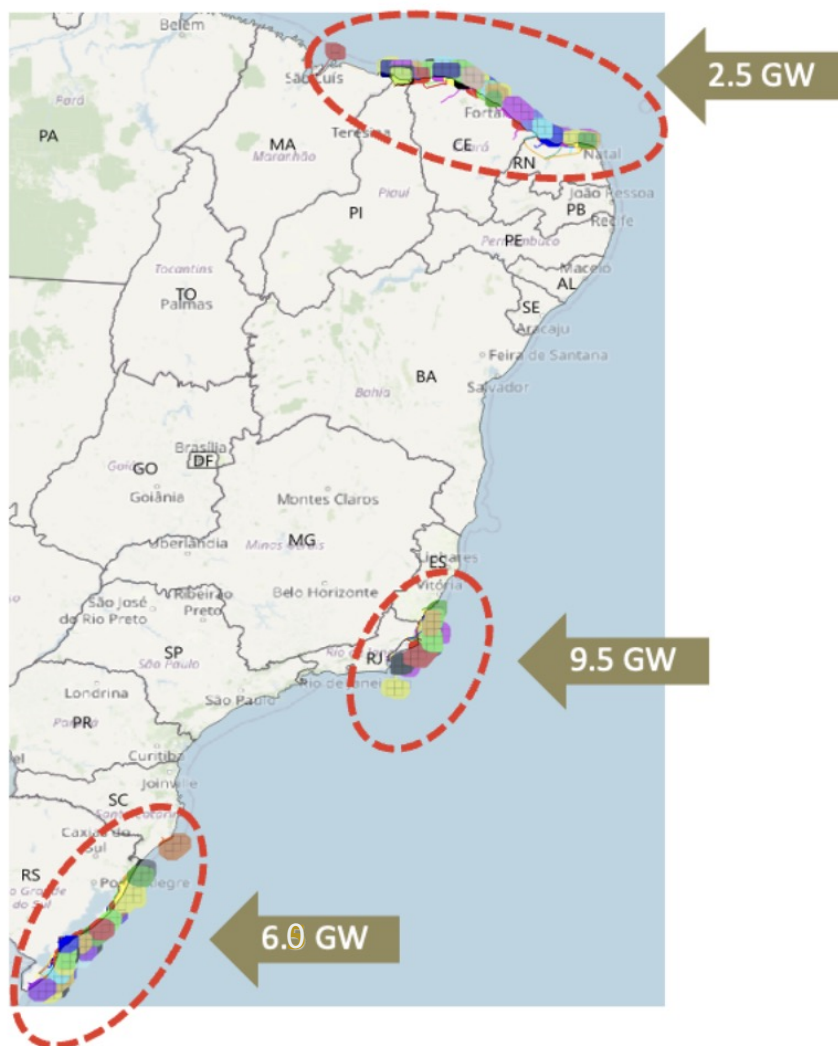


Figura 3: Disponibilidade regional de transmissão

Fonte: mapa IBAMA/MME – licenciamento ambiental

A integração da geração eólica offshore pode contribuir não apenas para a confiabilidade do sistema, mas também para uma alocação mais equilibrada dos custos de transmissão no Brasil. Simulações com o modelo nodal de tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) da ANEEL indicam que localizar projetos eólicos offshore mais próximos dos principais centros de carga do país — particularmente no Sudeste e no Sul — reduz as disparidades tarifárias regionais, ao melhorar a utilização da rede de transmissão e redistribuir de forma mais uniforme a Receita Anual Permitida (RAP).

2 As margens disponíveis foram calculadas para cada subestação selecionada e indicam a capacidade máxima que pode ser suportada caso não sejam realizados reforços ou expansões na rede/subestações além do que já está planejado para 2039. Por não se tratar especificamente de um estudo de planejamento elétrico, a análise não se limitou à localidade, considerando também o impacto no entorno, tomando a rede tal como planejada.

Nas condições atuais, o Nordeste enfrenta as maiores tarifas de transmissão, em razão da alta concentração de geração renovável e de corredores de transmissão cada vez mais saturados. Sem a eólica offshore, as tarifas de transmissão no Sul correspondem a apenas 42% do nível da TUST do Nordeste. Com a implantação estratégica da eólica offshore no Sudeste e no Sul, essa razão sobe para 65%, reduzindo substancialmente as assimetrias regionais e preservando os sinais econômicos que incentivam a localização eficiente dos projetos.

Esses resultados sugerem que a eólica offshore pode gerar ganhos de eficiência sistêmica que vão além da produção de eletricidade. Ao injetar geração mais próxima dos grandes centros de demanda, os projetos offshore reduzem a pressão sobre corredores de transmissão de longa distância, melhoram a utilização da rede, diminuem as perdas elétricas e promovem uma distribuição mais equilibrada dos custos de transmissão. Embora as injeções locais de potência elevem ligeiramente os encargos de transmissão no Sul e no Sudeste, ambas as regiões permanecem altamente competitivas em relação ao Nordeste, reforçando sua atratividade para o desenvolvimento futuro da eólica offshore.

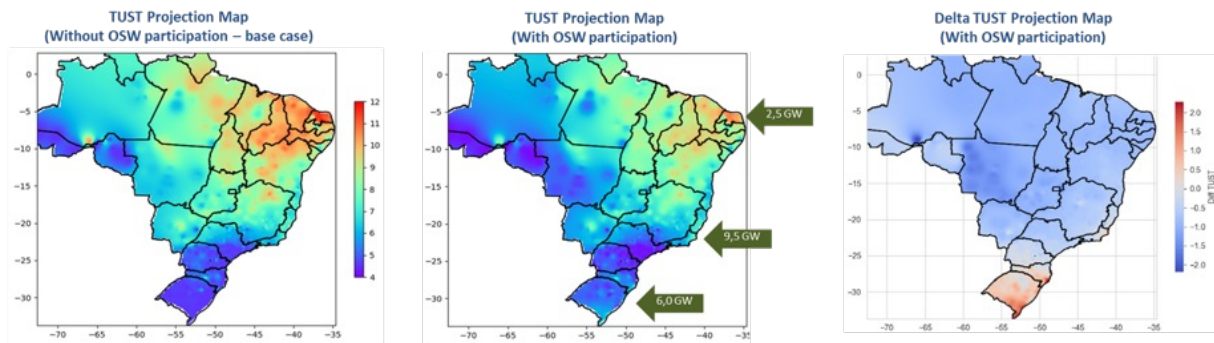


Figura 4: A eólica offshore promove a redistribuição da TUST

5. A Vantagem Natural: Complementaridade Multirrecurso

A análise de complementaridade avaliou a interação entre a geração eólica offshore e os demais recursos renováveis por meio do cálculo de matrizes de correlação horárias e mensais, utilizando perfis representativos de geração para eólica offshore, eólica onshore, solar fotovoltaica e hidreletricidade.

Tabela 1: Detalhamento do conjunto de dados para a análise de complementaridade de séries temporais³

Fonte	Número de perfis	Perfis típicos
Eólica offshore	4 regiões: NE (2), SE (1) e S (1)	Nordeste: OFW-NE1 e OFW-NE2; Sudeste: OFW-SE; Sul: OFW-S
Eólica onshore	10 regiões: NE (7) e S (3)	Nordeste: ONW-NE-C e ONW-NE-I; Sul: ONW-S-C e ONW-S-I
Solar fotovoltaica	5 regiões: NE (2), SE (2) e S (1)	Nordeste: PV-NE-C e PV-NE-I; Sudeste: PV-SE-MG e PV-SE-SP; Sul: PV-S-RS
Hidrelétrica	12 regiões: N (3), NE (1), SE (6) e S (2)	REE: Manaus-Amapá, Madeira, Teles Pires, Belo Monte, Norte, Nordeste, Paraná, Sudeste, Paranapanema, Itaipu, Iguaçu, Sul

3 Nota: Para a fonte hídrica, os pontos selecionados correspondem aos Reservatórios Equivalentes de Energia (REE), utilizados pelo operador (ONS) no planejamento da operação do sistema. Para cada REE, foram coletados dados históricos de Energia Natural Afluente (ENA). A ENA representa a geração hidrelétrica potencial que resultaria das afluições naturais a um reservatório, supondo que todas as afluições sejam convertidas em energia.

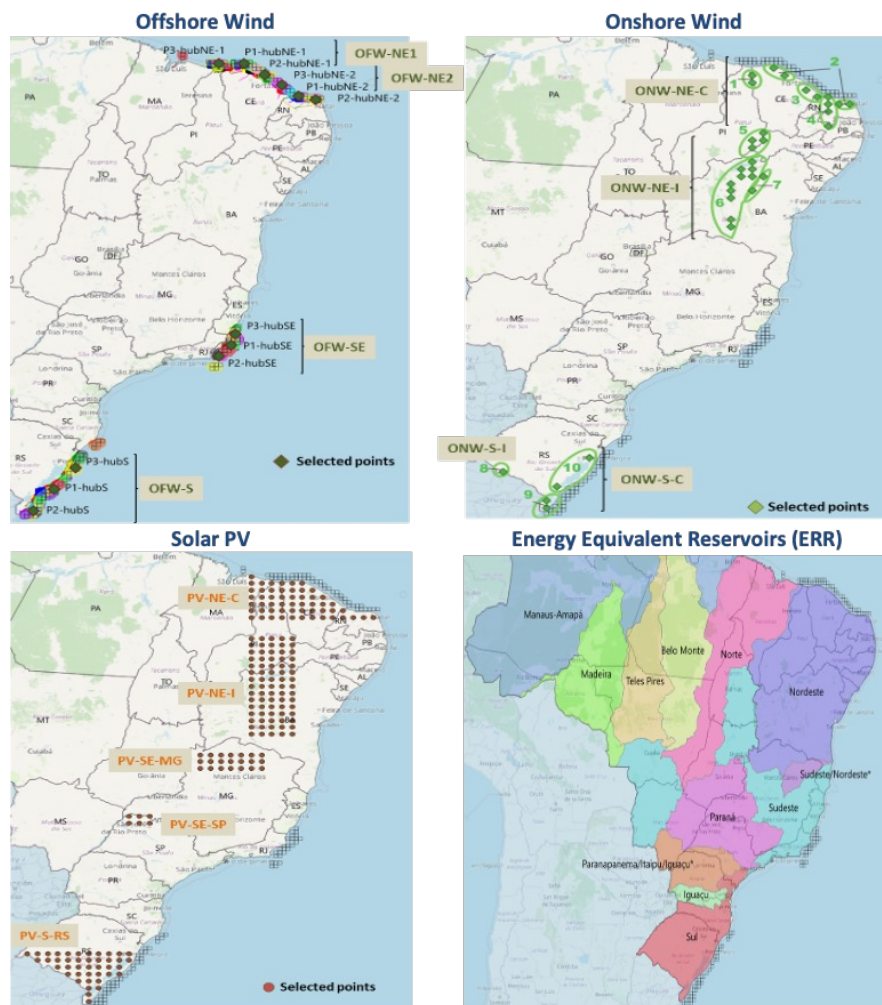


Figura 5: Mapa com a identificação dos perfis típicos para a análise de complementaridade

A coleta, o tratamento e a análise de diversos pontos de dados ERA-5 nas regiões dos hubs de desenvolvimento de eólica offshore revelaram, entre outros aspectos, que na região Nordeste há dois perfis eólicos horários distintos em termos de modulação: um mais achatado e outro mais sazonal. Os perfis de geração do Nordeste apresentam maior sazonalidade e modulação (e fatores de capacidade) do que os das regiões Sudeste e Sul.

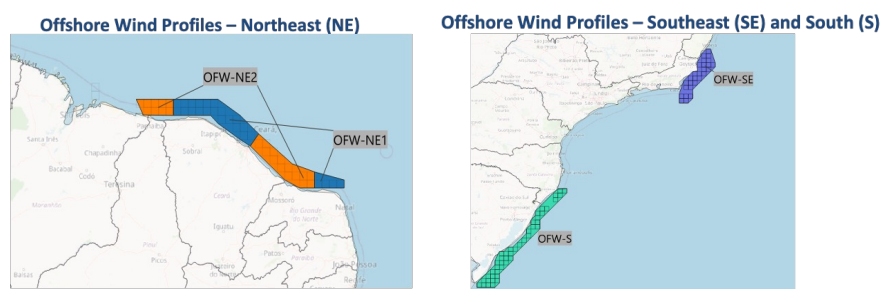


Figura 6: Perfis de eólica offshore nos hubs brasileiros

Embora os perfis típicos de eólica offshore difiram em termos de sazonalidade (mensal) e modulação (horária), eles apresentam complementaridade (correlação) positiva, indicando que os períodos de maior intensidade de vento ocorrem simultaneamente nessas regiões (ainda que em níveis distintos). A única exceção é a relação entre os perfis NE-1 e SE, que apresenta leve correlação horária negativa (praticamente neutra).

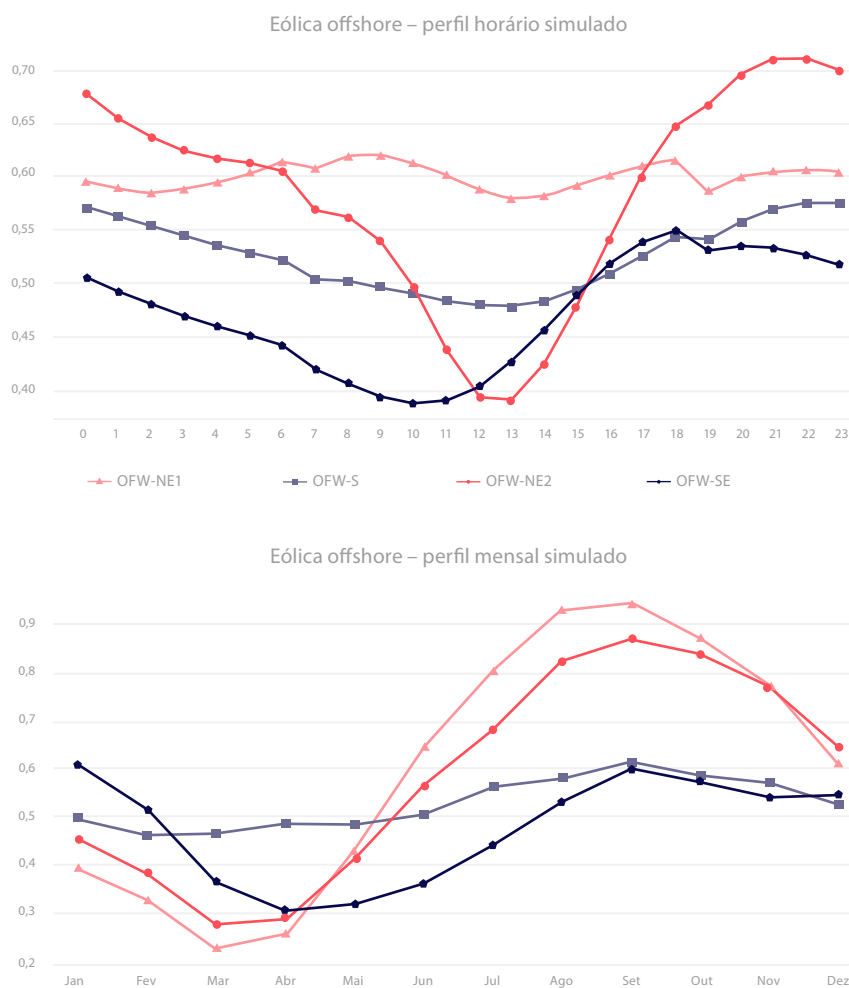


Figura 7: Correlação entre perfis de eólica offshore (perfil horário e mensal)

A geração eólica offshore e a onshore apresentam correlações predominantemente positivas, refletindo os regimes de vento semelhantes ao longo da costa brasileira, onde se localiza a maior parte dos parques eólicos onshore. Algumas exceções regionais com correlações negativas indicam que a diversificação geográfica pode proporcionar benefícios adicionais de balanceamento. Embora ambas as tecnologias compartilhem padrões sazonais semelhantes, a eólica offshore alcança consistentemente fatores de capacidade mais elevados, sobretudo no Nordeste, resultando em capacidade firme significativamente maior nos meses críticos do período seco.

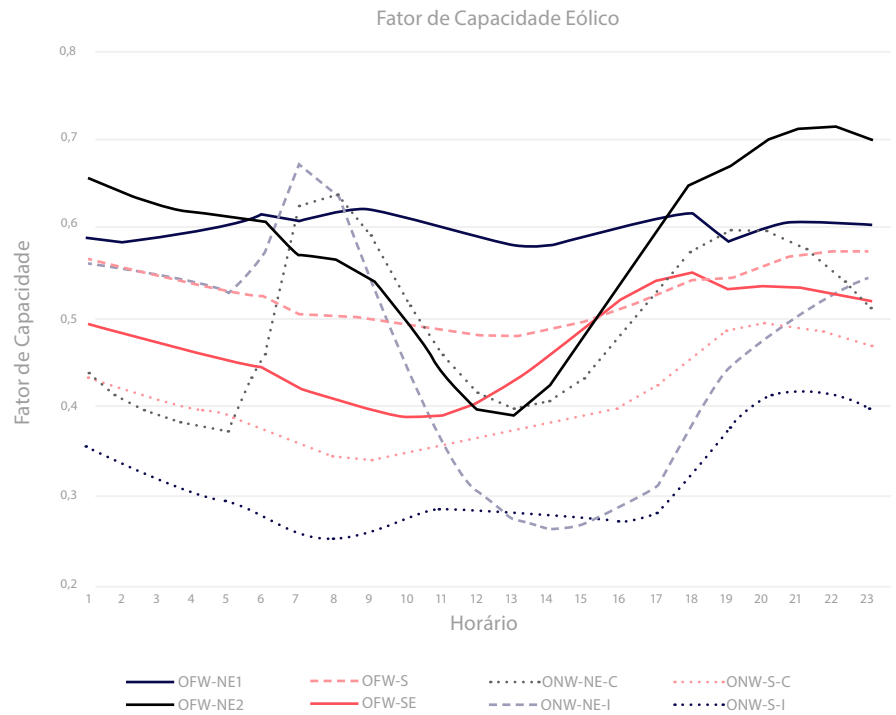


Figura 8: Correlação entre perfis de eólica offshore e onshore (horário)

A eólica offshore apresenta forte correlação horária negativa com a geração solar fotovoltaica. Enquanto a produção solar decresce no fim da tarde, a geração eólica offshore em geral aumenta, ajudando a mitigar a rampa de carga líquida do início da noite (“curva do pato”). Esse comportamento complementar melhora a flexibilidade do sistema, aumenta a utilização dos ativos de transmissão e amplia a penetração renovável sem exigir geração despachável adicional.

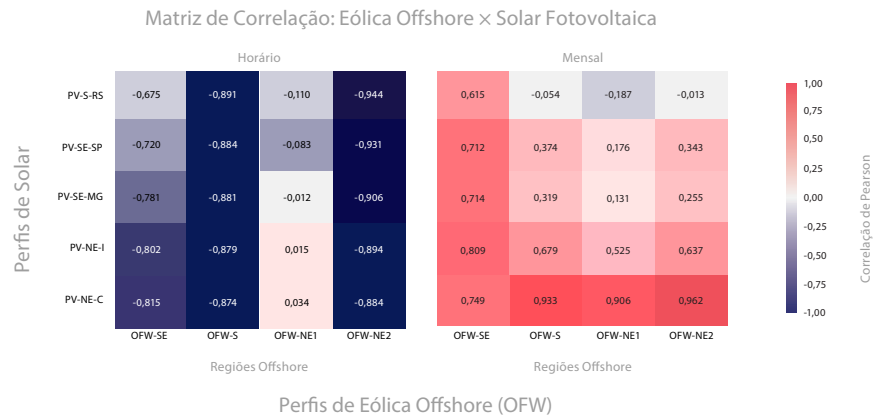


Figura 9: Correlação entre eólica offshore e solar fotovoltaica (perfis horário e mensal)

A análise de complementaridade entre a geração eólica offshore e a hidrelétrica revela correlações negativas elevadas (exceto no REE Sul e em parte do perfil OFW-SE), indicando nível significativo de complementaridade hidroeólica em base mensal. Isso sugere que períodos de baixa intensidade hidrológica podem ser complementados por períodos de alta intensidade de eólica offshore, resultando em benefícios operativos para o sistema. Os períodos de menor disponibilidade hidrelétrica geralmente coincidem com recursos eólicos offshore mais fortes, permitindo a preservação dos reservatórios, reduzindo riscos de curtailment e diminuindo os custos operativos do sistema. Esses resultados confirmam a eólica offshore como um hedge hidrológico eficaz para o sistema elétrico brasileiro.

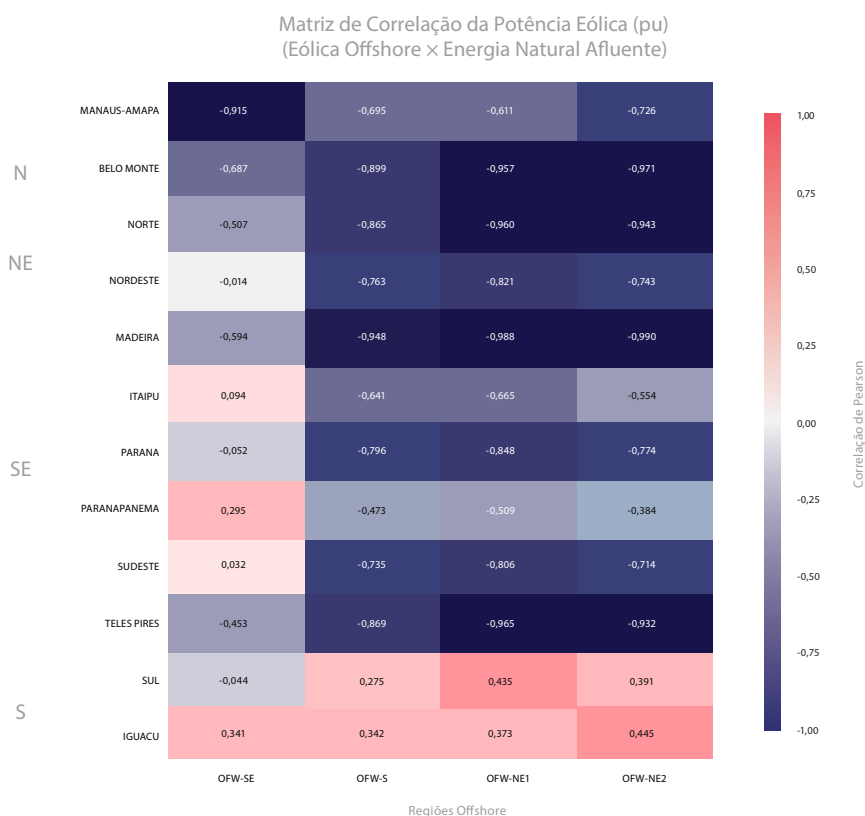


Figura 10: Correlação entre eólica offshore e hidreletricidade (perfil mensal)

Embora a eólica offshore e a onshore apresentem padrões sazonais de geração semelhantes, a offshore alcança consistentemente fatores de capacidade substancialmente maiores, sobretudo no submercado Nordeste. Durante o período seco crítico (agosto a outubro), a eólica offshore fornece praticamente o dobro da capacidade firme confiável da eólica onshore no Nordeste, evidenciando sua contribuição superior à adequação do sistema. Em contraste, a solar fotovoltaica oferece contribuição relativamente limitada à demanda de ponta, em razão do descasamento entre seu perfil de geração e os picos de carga do início da noite. A eólica offshore também apresenta leve vantagem sobre a solar fotovoltaica no

Sul e no Sudeste quanto ao atendimento da ponta. De modo geral, a eólica offshore demonstra valor de capacidade significativo, com contribuição para a ponta chegando a 71% no Nordeste, reforçando seu papel estratégico no aumento da confiabilidade e na segurança do suprimento.

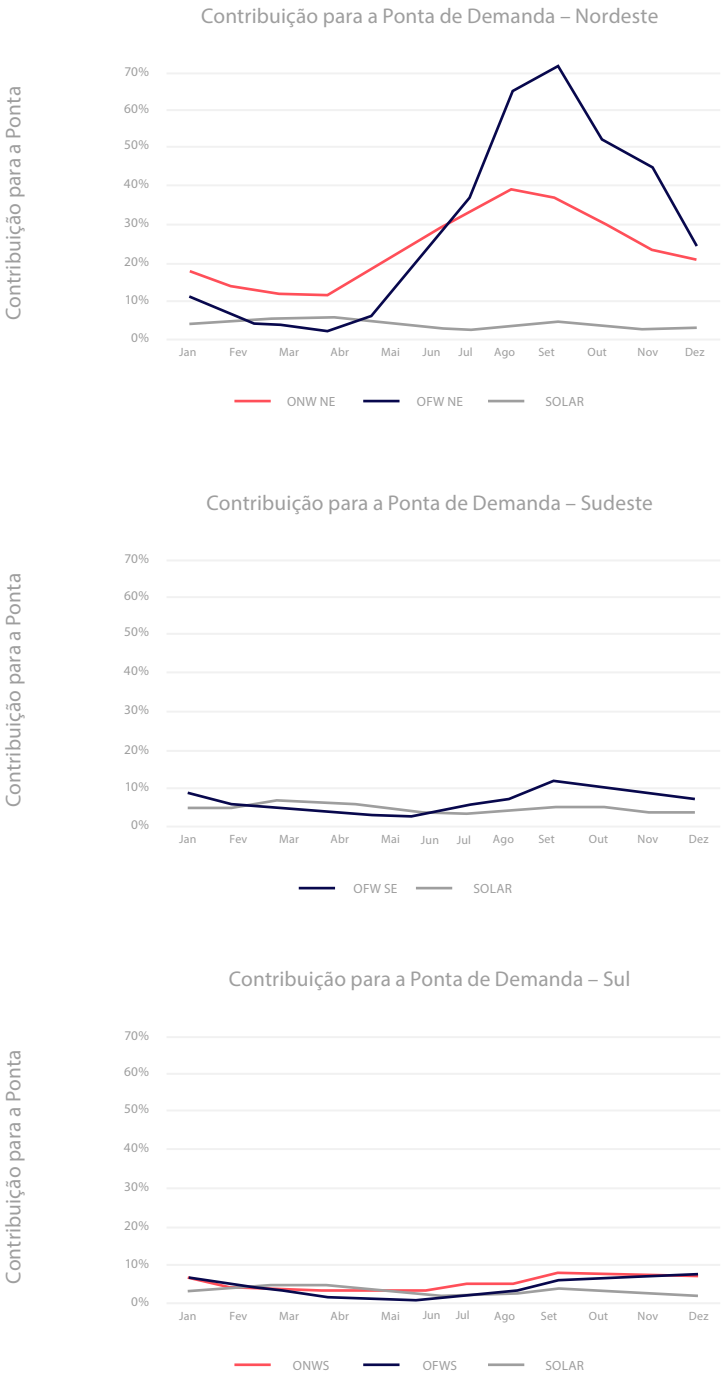


Figura 11: A eólica offshore supera a onshore na contribuição para a ponta

6. Expansão da Capacidade: Cenários Estratégicos

Foram desenvolvidos oito cenários de expansão a partir de um arcabouço integrado de modelagem⁴ que combina otimização de investimentos de longo prazo com simulação detalhada da operação hidrotérmica. Essa abordagem assegura que cada cenário seja simultaneamente eficiente do ponto de vista econômico e viável do ponto de vista operativo, dadas as características do sistema elétrico brasileiro.

As premissas de custo tecnológico refletem as curvas de aprendizado esperadas para 2050. Assume-se que a eólica offshore reduza seu custo de capital em aproximadamente 30% em relação aos valores atuais, ampliando sua competitividade à medida que a tecnologia amadurece. A eólica onshore e a solar permanecem como as opções renováveis de menor custo, enquanto as tecnologias térmicas mantêm custos operativos mais elevados, apesar de sua flexibilidade. Os custos de expansão da transmissão são explicitamente representados na otimização, o que significa que a geração localizada mais distante dos centros de carga também precisa justificar o investimento adicional necessário ao reforço inter-regional da rede.

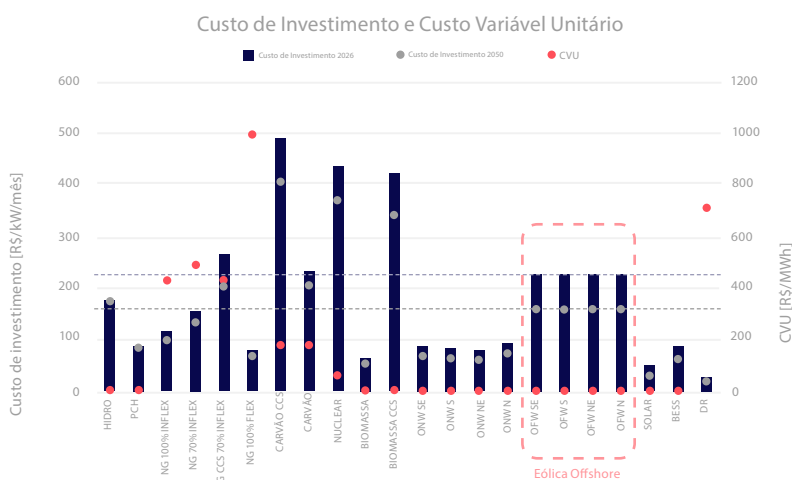


Figura 12: Expectativas de custo de investimento para diversas fontes

4 A análise segue um processo iterativo em duas etapas. Primeiro, um modelo de otimização em Python identifica a expansão de menor custo da geração e da transmissão, atendendo aos requisitos de balanço energético e de capacidade firme. São impostos limites anuais de expansão por tecnologia para cada submercado, com base no histórico de implantação, na maturidade tecnológica, no potencial regional de recursos e em premissas consistentes com os estudos de planejamento da EPE. O portfólio otimizado é então simulado no NEWAVE para capturar a variabilidade sazonal, a operação dos reservatórios, o despacho hidrotérmico e os Custos Marginais de Operação (CMO). As restrições operativas identificadas no NEWAVE são posteriormente reincorporadas ao modelo de otimização, e o processo se repete até que o critério de confiabilidade estabelecido (90% de adequação de potência) seja atingido. Os cenários alternativos seguem a mesma metodologia, garantindo que todos sejam comparados sob padrão idêntico de confiabilidade.

Os Sistemas de Armazenamento por Baterias (BESS) são modelados primordialmente como recurso de capacidade, e não como fonte de energia. No modelo de otimização, o BESS⁵ fornece capacidade firme, contribuindo apenas de forma limitada em energia líquida.

Com base na metodologia descrita, foram desenvolvidos oito cenários para avaliar o papel da eólica offshore no futuro sistema elétrico brasileiro sob diferentes premissas técnicas, econômicas e ambientais. Todos os cenários foram avaliados com o mesmo arcabouço de otimização e, salvo quando explicitamente indicado, foram calibrados para atender a um critério idêntico de confiabilidade do sistema, assegurando comparabilidade direta dos resultados.

- 5 Durante as simulações no NEWAVE, o armazenamento é representado por meio de um custo variável de operação elevado e calibrado, assegurando que seja despachado apenas nos períodos mais críticos de ponta. Essa metodologia preserva uma contribuição de energia líquida próxima de zero, capturando integralmente o valor do armazenamento em termos de confiabilidade, flexibilidade e suporte à ponta, e permitindo ao modelo estimar sua participação economicamente ótima na matriz de geração futura.

Tabela 2: Visão geral dos cenários⁶

Referência		
Cenário	Nome	Descrição detalhada
Cen 1	Cenário base	Caso de referência que considera premissas econômicas, limites de oferta para cada fonte de geração, restrições de demanda de energia e de ponta, bem como CAPEX específico por fonte com taxas de aprendizado diferenciadas. Essas premissas levam à definição da capacidade instalada ótima* para o Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2050.
Capacidade adicional		
Cenário	Nome	Descrição detalhada
Cen 2	18 GW OFW	Concebido para avaliar o impacto sobre o custo total do sistema considerando a adição de 18 GW de capacidade eólica offshore (OFW). Esse montante resulta do Estudo de Margem de Conexão, que definiu a capacidade máxima de cada hub.
Cen 6	34 GW OFW	Considera a integração gradual de 34 GW de capacidade OFW à matriz de geração entre 2040 e 2050.
Sensibilidade de custos		
Cenário	Nome	Descrição detalhada
Cen 3	Breakeven	Busca determinar o nível de redução de custos (breakeven) a partir do qual a OFW (considerando CAPEX, O&M e encargos associados) se torna economicamente viável até 2050 no SIN. Reduções de custo por submercado.
Cen 4	Redução de 1% no custo	Avalia o impacto de uma redução de 1% nos custos da OFW para determinar a capacidade instalada resultante, o nível de custo atualizado e quais fontes de geração são deslocadas.**
Cen 5	Aumento de 1% no custo	Avalia um aumento de 1% nos custos da OFW, restringindo o sistema a manter a mesma adição de capacidade do Cenário 4, a fim de aferir o Custo Total do Sistema resultante.**
NOTA: As variações de CAPEX e OPEX foram aplicadas uniformemente sobre o cenário base.		
Fatores ambientais		
Cenário	Nome	Descrição detalhada
Cen 7	Redução de emissões	Cenário em que a função objetivo é modificada para minimizar as emissões de gases de efeito estufa (GEE).
Cen 8	Mudanças climáticas	Cenário base incorporando os impactos das mudanças climáticas, comparado a um cenário compensatório com adição de capacidade OFW.***

6 * Capacidade ótima: definida como o resultado de um modelo de otimização linear que minimiza os custos totais do sistema, incluindo a expansão da geração (CAPEX), a expansão da transmissão entre submercados (SE, S, NE e N) e os custos operativos. O modelo é implementado em Python com otimização linear e refinado por meio de simulações no NEWAVE.

** Cenários de sensibilidade: nesses cenários, os custos operativos não foram refinados com o NEWAVE.

***Considera projeções hidrológicas restritivas e cenários de estresse de longo prazo estabelecidos na literatura.

Os cenários organizam-se em quatro grupos conforme seu objetivo analítico: (i) o Cenário de Referência, que define o portfólio de expansão de menor custo; (ii) os Cenários de Capacidade Adicional, que avaliam os impactos da ampliação da eólica offshore além do nível economicamente ótimo; (iii) os Cenários de Sensibilidade de Custos, que examinam a influência dos custos de investimento da eólica offshore nas decisões de expansão do sistema; e (iv) os Cenários Ambientais, que investigam os efeitos da minimização de emissões de gases de efeito estufa e das mudanças climáticas de longo prazo sobre a matriz de geração ótima.

Uma descrição abrangente das premissas de modelagem, dos parâmetros de otimização e dos resultados detalhados de cada cenário encontra-se no Apêndice 1. O Apêndice apresenta o conjunto completo de premissas adotadas para cada caso, juntamente com os respectivos portfólios de expansão, resultados operativos e análises de sensibilidade que sustentam os resultados discutidos ao longo deste relatório.

A análise de cenários demonstra que o valor da eólica offshore vai muito além da produção de energia. Embora a tecnologia ainda exija investimento inicial superior ao de outras fontes renováveis, sua contribuição para a otimização da transmissão, a confiabilidade do sistema e a resiliência climática faz dela um componente estratégico da matriz elétrica brasileira de longo prazo.

Um achado central é o papel da eólica offshore como recurso de geração junto à carga. Substituir parte da expansão eólica onshore no Nordeste por projetos offshore no Sul e no Sudeste reduz a dependência de transferências de energia de longa distância, otimiza os fluxos de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN) e atenua os riscos de curtailment no Nordeste, ao aproximar a geração dos principais centros de carga. Isso também reduz as perdas de transmissão e fortalece a resiliência global do sistema.

Essa redistribuição geográfica traduz-se em economias significativas em transmissão. A integração de 18 GW de eólica offshore reduz os custos de expansão da transmissão de R\$ 10,4 bilhões para R\$ 7,3 bilhões, enquanto cenários de alta penetração (33,7 GW) reduzem esses investimentos em quase 60%, liberando capital para outros investimentos estratégicos no setor elétrico.

Apesar do CAPEX adicional associado à eólica offshore, os custos operativos totais do sistema permanecem praticamente inalterados. Em vez de deslocar o parque térmico existente, a eólica offshore substitui principalmente a necessidade de grandes expansões de transmissão, melhorando a economicidade global do sistema sem elevar as despesas operativas.

Os benefícios tornam-se ainda mais evidentes sob estresse climático. Em cenários que assumem redução de 20% nas afluências hidrológicas, o investimento de aproximadamente R\$ 70 bilhões em eólica offshore é integralmente compensado por menores custos de despacho térmico e pela prevenção de déficits de energia, transformando efetivamente a eólica offshore em um hedge estratégico contra o risco hidrológico.

Do ponto de vista operativo, a eólica offshore apresenta forte complementaridade sazonal com a hidreletricidade, entregando sua maior produção no fim do período seco (agosto a outubro). Isso permite uma operação mais conservadora dos reservatórios, preservando a energia armazenada (EARM) para períodos de maior incerteza hidrológica.

Embora a eólica offshore ainda demande reduções de CAPEX da ordem de 42% a 62% para se tornar plenamente competitiva com base exclusivamente nos custos de geração, seu valor sistêmico é substancialmente maior do que o indicado apenas pelos custos de energia. Durante a demanda de ponta, a eólica offshore fornece praticamente o dobro da capacidade firme da eólica onshore no Nordeste, alcançando contribuição para a ponta de até 71%, o que respalda mecanismos de remuneração baseados em confiabilidade e em serviços de capacidade.

Por fim, os cenários de longo prazo indicam que o sistema elétrico brasileiro é capaz de acomodar com sucesso um grande parque eólico offshore. Mesmo no cenário de 33,7 GW, a variação do Valor Presente Líquido (VPL) é de apenas 1,8% em relação ao caso de referência, demonstrando que a implantação offshore em larga escala pode ser alcançada com impacto limitado sobre os custos totais do sistema, desde que o planejamento da transmissão seja coordenado com os hubs de conexão costeiros.

De modo geral, os resultados mostram que a eólica offshore viabiliza uma mudança estrutural na estratégia de expansão do Brasil, ao desacoplar parcialmente o crescimento futuro da carga da necessidade de grandes corredores de transmissão Nordeste–Sudeste, resultando em um sistema elétrico mais equilibrado, eficiente e resiliente ao clima.

7. Desenho de Mercado: Serviços Ancilares e Modelos de Negócio Regionais

A viabilidade econômica da eólica offshore não deve ser avaliada apenas pela venda de eletricidade. A experiência internacional demonstra que projetos bem-sucedidos apoiam-se em fluxos de receita diversificados, combinando a comercialização de energia com serviços ancilares, atributos ambientais e arranjos contratuais de longo prazo que melhoram a bancabilidade do projeto. Entre essas oportunidades, o suporte de potência reativa representa uma das aplicações mais imediatas para o Brasil. Parques eólicos offshore modernos são intrinsecamente capazes de prover controle de tensão por meio de conversores eletrônicos de potência, exigindo apenas adaptações regulatórias limitadas. O parque eólico offshore de Dogger Bank, no Reino Unido, por exemplo, garantiu um contrato fixo de 10 anos para o fornecimento de potência reativa, ilustrando como os serviços ancilares podem se tornar fonte estável de receitas secundárias.

Tabela 3: Serviços ancilares e remuneração

Serviço	Descrição	Remuneração	Recursos aplicáveis
Suporte de potência reativa	Serviço de controle de tensão por absorção ou injeção de potência reativa.	Por disponibilidade; pago via TSA	Hidrelétricas e termelétricas
Controle primário de frequência	Resposta automática rápida para estabilizar a frequência do sistema elétrico.	Serviço obrigatório; não remunerado	Todos os geradores conectados ao SIN
Controle secundário de frequência	Controle automático que restabelece a frequência do sistema e os fluxos nas interligações após a resposta primária.	Por disponibilidade; pago via TSA	Hidrelétricas e termelétricas
Reserva de potência operativa	Geração excedente programada e mantida disponível para atender contingências e equilibrar oferta e demanda em tempo real.	Por disponibilidade; pago via TSA	Termelétricas
Black Start autorrestabelecimento	Capacidade de energizar e reiniciar partes da rede sem suprimento externo, permitindo a recomposição do sistema.	Por disponibilidade; pago via TSA	Hidrelétricas e termelétricas

Diferentes mecanismos de remuneração têm sido adotados mundialmente para reduzir o risco de investimento e acelerar a implantação da eólica offshore. Os Contratos por Diferença (CfDs) tornaram-se o mecanismo de apoio dominante na Europa, ao reduzir a incerteza de preços de mercado, preservando os sinais competitivos. Paralelamente, PPAs corporativos, contratos de serviços ancilares e Certificados de Energia Renovável (RECs) ampliaram o leque de fontes de receita disponíveis aos desenvolvedores. O Brasil desenvolveu com sucesso sua indústria eólica onshore por meio de leilões competitivos, transferindo gradualmente os riscos de mercado aos geradores à medida que o setor amadureceu. A eólica offshore, contudo, apresenta perfil de risco distinto, dada sua maior intensidade de capital, o que sugere que os primeiros projetos brasileiros possam requerer arranjos contratuais que ofereçam maior estabilidade de receita, evitando alocação excessiva de risco aos consumidores.

A Lei nº 15.097/2025 estabelece o marco legal para o desenvolvimento da eólica offshore por meio de leilões competitivos de áreas de cessão marítima, exigindo dos cessionários o pagamento de bônus de assinatura, taxas de ocupação e royalties. Embora esses instrumentos gerem receitas públicas, a experiência internacional mostra que custos elevados de outorga sem mecanismos correspondentes de estabilização de receita podem comprometer a bancabilidade dos projetos. Experiências recentes na Alemanha, nos Países Baixos, no Reino Unido e nos Estados Unidos demonstraram que modelos de outorga baseados em pagamentos iniciais expressivos vêm sendo reavaliados diante de taxas de juros mais altas, custos crescentes de cadeia de suprimentos e margens de projeto mais estreitas. Para as primeiras rodadas de leilão do Brasil, atenção especial deve, portanto, ser dada à calibragem dos preços de outorga conforme a maturidade do mercado, ao desenho de mecanismos de contratação adequados e ao estímulo a fluxos de receita complementares, como serviços ancilares e certificados ambientais, de modo a reduzir o risco de leilões malsucedidos.

O Brasil apresenta ainda uma oportunidade singular de desenvolver a eólica offshore por meio de modelos de negócio específicos por região, em vez de adotar uma abordagem única de âmbito nacional. A diversidade de recursos energéticos, atividades industriais e demanda de eletricidade entre Nordeste, Sudeste e Sul cria oportunidades distintas que devem se refletir nas políticas públicas e no desenho de mercado. Os modelos de negócio incluem o Power-to-Grid, com fornecimento direto de eletricidade ao Sistema Interligado Nacional (SIN); o Power-to-Load, atendendo grandes consumidores como data centers e plataformas offshore de óleo e gás; o Power-to-X, viabilizando a produção de hidrogênio verde, amônia e combustíveis sintéticos; e configurações híbridas que integram a eólica offshore a Sistemas de Armazenamento por Baterias (BESS) e à solar fotovoltaica para melhorar a utilização da rede e a flexibilidade operativa.

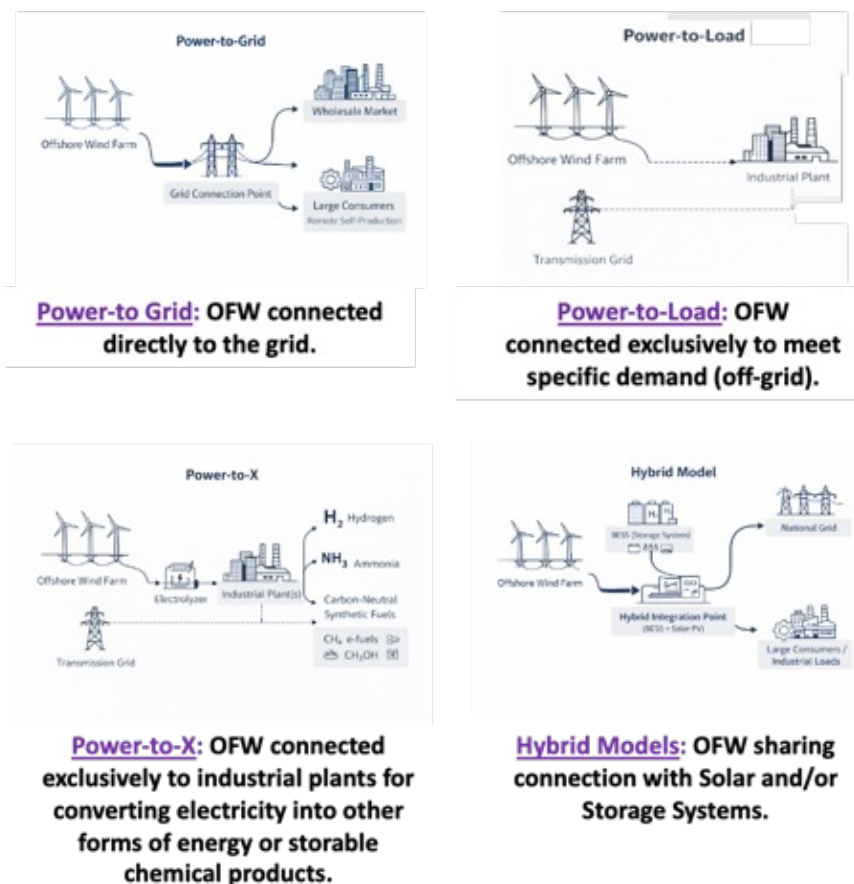


Figura 13: Modelos de negócio com participação da eólica offshore

Não há um modelo de negócio único adequado a todos os hubs de eólica offshore no Brasil. As estratégias de desenvolvimento devem, ao contrário, explorar as vantagens comparativas de cada região. O Nordeste está particularmente bem posicionado para a geração renovável em larga escala e para indústrias de Power-to-X; o Sudeste combina proximidade dos principais centros de carga com demanda industrial e atividades offshore de óleo e gás; enquanto o Sul se beneficia de forte integração ao sistema, consumo industrial e complementaridade sazonal com a hidreletricidade. Uma vez conectada ao SIN, a eólica offshore pode ainda prestar serviços ancilares que fortalecem a operação e a confiabilidade do sistema.

Tabela 4: Modelos de negócio regionais conforme avaliação qualitativa

Modelo de negócio	Submercado Nordeste	Submercado Sudeste	Submercado Sul
Power-to-Grid (conexão à rede)	Alto rendimento, rede restrita. Requer hibridização (solar/BESS) para contornar a transmissão saturada e a TUST elevada.	Geração junto à carga. Atende diretamente a demanda principal, viabilizando a autoprodução corporativa com menores custos de transmissão.	Acesso ótimo à rede. Aproveita margens de conexão abundantes e as menores tarifas. Destrava exportações para o SE e para o Mercosul.
Power-to-Load (atendimento a cargas)	Contorno da rede. Concentra-se em data centers costeiros (via cabos submarinos) para superar os gargalos da rede.	Polo de O&G e tecnologia. Impulsionado pela descarbonização das plataformas offshore do pré-sal e pelo suprimento dedicado a data centers.	Demanda costeira de nicho. Direciona-se a data centers planejados (RS), embora as excelentes margens de rede tornem a solução off-grid menos crítica aqui.
Power-to-X (H ₂ verde e combustíveis)	Polo global de exportação. Aproveita os portos de Pecém e Suape para hidrogênio verde e e-fuels em larga escala destinados aos mercados internacionais.	Prêmio doméstico. Abastece a indústria pesada regional (por exemplo, o Porto do Açu) com produtos verdes de alto valor agregado.	Foco agroindustrial. Produz fertilizantes e produtos de hidrogênio para uso doméstico e exportação transfronteiriça ao Mercosul.
Síntese estratégica	Potencial bruto expressivo; o sucesso depende de contornar os limites de rede por meio da exportação de H ₂ ou de cargas off-grid dedicadas.	Atendimento à carga; os menores rendimentos são compensados pela proximidade direta da carga e pelas sinergias com óleo e gás.	A opção equilibrada; oferece as condições de rede mais favoráveis e oportunidades singulares de integração transfronteiriça. A região Sul mostra-se mais promissora para os projetos iniciais (em comparação com o Sudeste), considerando as condições gerais analisadas neste estudo.

De modo geral, a eólica offshore deve ser vista não apenas como uma nova fonte de eletricidade renovável, mas como infraestrutura estratégica capaz de apoiar a descarbonização industrial, viabilizar a produção de produtos verdes de maior valor agregado, suprir grandes cargas elétricas com energia limpa e prestar serviços ancilares valiosos ao sistema elétrico brasileiro. Conceber marcos regulatórios e modelos de negócio que reconheçam essas múltiplas fontes de valor será essencial para estabelecer um mercado de eólica offshore competitivo e sustentável no Brasil.



8. Conclusões

Este estudo demonstra que a eólica offshore pode se tornar um componente estratégico do sistema elétrico brasileiro, contribuindo não apenas para a expansão das fontes renováveis, mas também para a otimização da transmissão, a confiabilidade do sistema, a flexibilidade operativa e a descarbonização industrial. Seu valor vai além da produção de energia, especialmente quando avaliado sob uma perspectiva sistêmica que incorpora investimentos evitados em transmissão, perfis de geração complementares e resiliência diante das condições climáticas futuras.

Os resultados mostram que a estratégia de desenvolvimento da eólica offshore deve ser específica por região. O Nordeste possui o maior recurso eólico offshore do Brasil, mas enfrenta severas restrições de transmissão, com margem remanescente de integração à rede estimada em aproximadamente 2,5 GW. Consequentemente, a implantação em larga escala nessa região deve ser acompanhada de estratégias de consumo local, particularmente aplicações Power-to-X para hidrogênio verde e derivados, bem como projetos Power-to-Load atendendo grandes consumidores de eletricidade, como data centers. Essas abordagens reduzem a dependência de novos corredores de transmissão para escoamento, ao mesmo tempo em que criam oportunidades de desenvolvimento industrial e de produção de bens de baixo carbono com maior valor agregado.

O Sudeste apresenta a maior margem de integração à transmissão, de aproximadamente 9,5 GW, aliada à proximidade dos maiores centros de demanda de eletricidade do país. Essas características reduzem as distâncias de transmissão, as perdas associadas e os custos de expansão, tornando a região particularmente adequada a projetos Power-to-Grid. O Sudeste oferece ainda oportunidades significativas para aplicações Power-to-Load por meio da eletrificação direta de plataformas offshore de óleo e gás, contribuindo para a descarbonização da produção de petróleo.

O Hub Sul oferece margem de transmissão disponível de aproximadamente 6,0 GW e exibe perfil eólico bastante estável ao longo do dia. Além disso, a produção eólica offshore atinge seu máximo sazonal nos meses de inverno, coincidindo com os períodos de maior demanda regional de eletricidade. Embora sejam necessárias novas reduções de custo para melhorar sua competitividade, essas características tornam o Sul uma região atrativa para o suprimento de cargas industriais e para o fortalecimento da segurança regional de abastecimento.

Do ponto de vista da operação do sistema, a eólica offshore proporciona complementaridades importantes com o sistema hidrotérmico brasileiro. A geração durante os períodos secos permite que os reservatórios hidrelétricos preservem a água armazenada para uso futuro. Sob condições hidrológicas desfavoráveis, projeta-se que a adição de 34 GW de eólica offshore mantenha a energia armazenada (EARM) no subsistema Sudeste/Centro-Oeste até 7,3% acima do cenário de referência. A eólica

offshore também reduz a necessidade de geração térmica, encurta as distâncias de transmissão ao aproximar a geração dos centros de carga e complementa a solar fotovoltaica ao aumentar a produção no período noturno, quando a geração solar declina rapidamente.

Embora a eólica offshore exija investimento inicial superior ao de outras tecnologias renováveis, seu impacto global sobre os custos de expansão do sistema é limitado uma vez considerados os investimentos evitados em transmissão. Os cenários avaliados indicam que o Valor Presente Líquido (VPL) total da expansão permanece apenas cerca de 1,5% acima do caso de referência, enquanto as curvas de aprendizado internacionais sugerem reduções adicionais significativas de custo por meio do amadurecimento tecnológico, da padronização de equipamentos e do desenvolvimento da cadeia de suprimentos local.

O estudo também destaca que a eólica offshore deve ser apoiada por modelos de negócio diversificados e por mecanismos regulatórios adequados. Projetos Power-to-Grid, Power-to-Load, Power-to-X e híbridos que integrem a eólica offshore à solar fotovoltaica e a Sistemas de Armazenamento por Baterias (BESS) oferecem caminhos complementares, conforme as características regionais. Além da venda de eletricidade, os projetos eólicos offshore podem gerar receitas adicionais por meio de serviços ancilares, como o suporte de tensão e de frequência, já remunerados em mercados maduros, incluindo o Reino Unido.

Por fim, o sucesso do mercado brasileiro de eólica offshore dependerá não apenas da qualidade do recurso, mas também do desenho de seu arcabouço comercial e regulatório. Embora a Lei nº 15.097/2025 estabeleça a base legal para o desenvolvimento da eólica offshore, as primeiras rodadas de outorga devem equilibrar cuidadosamente a aplicação das taxas de outorga com a demanda por essas outorgas. Esse equilíbrio se apoiará na competição impulsionada pela necessidade subjacente de eólica offshore no Brasil, evidenciada por este estudo. Adicionalmente, o potencial de mecanismos que ampliem a estabilidade de receita, como os Contratos por Diferença (CfDs), também estimulará a competição; é importante, ainda, que os leilões de acesso ao mercado sejam realizados em momento apropriado, quando o risco de desenvolvimento que baliza a formação de preços já tenha sido suficientemente endereçado, de modo que não sejam aplicados prêmios de risco.



Sobre a Ocean Energy Pathway

A Ocean Energy Pathway acelera o crescimento global da energia eólica offshore por meio de programas que apoiam a transição energética, valorizam os ecossistemas marinhos e fortalecem as comunidades locais. Oferecemos apoio técnico especializado e independente a governos e a tomadores de decisão para acelerar o desenvolvimento da eólica offshore em todo o mundo. Por meio da colaboração com lideranças em política pública, indústria e conservação, ajudamos a construir soluções sustentáveis para o crescimento de longo prazo da eólica offshore. A Ocean Energy Pathway mantém a POWER Library de eólica offshore, em parceria com o Climate Policy Radar, para que formuladores de políticas encontrem com facilidade relatórios e políticas curados sobre o tema. Com sede no Reino Unido, atuamos na Austrália, no Brasil, na Colômbia, na Índia, no Japão, no México, nas Filipinas, na Coreia do Sul e no Vietnã, com projetos em andamento em diversos outros países.

<https://oceanenergypathway.org/>



Sobre a MRTS Consultoria

Fundada no início da década de 1990, a MRTS Consultoria é uma consultoria brasileira de referência, especializada em planejamento de sistemas elétricos, modelagem energética, regulação do mercado de eletricidade e planejamento da transmissão. Com sócios que somam cerca de 40 anos de experiência no setor elétrico brasileiro, a empresa oferece suporte técnico de alto nível à tomada de decisão por meio de métodos analíticos avançados, ferramentas proprietárias e plataformas de modelagem reconhecidas internacionalmente.

A MRTS combina sólida expertise de mercado com estreita ligação com a academia. Sua equipe multidisciplinar de engenheiros, pesquisadores e professores universitários possui vasta produção acadêmica e entrega soluções inovadoras e baseadas em evidências nas áreas de planejamento energético, avaliação de confiabilidade, estudos regulatórios, análise econômica e projetos de pesquisa e desenvolvimento.

<https://www.mrtsconsultoria.com/>



Ocean Energy
~ **Pathway**