

GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE

*Considerações sobre valor devido à
União pela cessão de área*

JUNHO DE 2024

Colaboradores

Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado
Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar
Renato Haddad Simões Machado

Coordenação Técnica

Gustavo Pires da Ponte

Equipe Técnica

Amanda Vinhoza
Anderson da Costa Moraes
Bruno Faria Cunha
Fernanda Corrêa Ferreira
Helena Portugal Gonçalves da Motta
Josina Saraiva Ximenes
Luisa Domingues Ferreira Alves
Luciano Bastos
Marcos Vinicius G. da Silva Farinha
Mauro Rezende
Micael Martins Silva
Nathália Tavares
Paula Monteiro Pereira
Rafael Theodoro Alves e Mello
Rodrigo Vellardo
Verônica Souza da Mota Gomes



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valério

Secretário de Planejamento e Transição Energética

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

<http://www.mme.gov.br/>

NOTA TÉCNICA EPE/DEE/036/2023-R1



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>



VALOR PÚBLICO

A EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE TEM POR FINALIDADE PRESTAR SERVIÇOS AO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) NA ÁREA DE ESTUDOS E PESQUISAS DESTINADAS A SUBSIDIAR O PLANEJAMENTO DO SETOR ENERGÉTICO, COBRINDO ENERGIA ELÉTRICA, PETRÓLEO E GÁS NATURAL E SEUS DERIVADOS E BIOCOMBUSTÍVEIS. SOMOS UMA EMPRESA PÚBLICA FEDERAL, DEPENDENTE DO ORÇAMENTO GERAL DA UNIÃO.

A EPE FOI CRIADA COM O OBJETIVO DE RESGATAR A RESPONSABILIDADE CONSTITUCIONAL DO ESTADO NACIONAL EM ASSEGURAR AS BASES PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DA INFRAESTRUTURA ENERGÉTICA DO PAÍS. A PARTIR DE SUA CRIAÇÃO, A ATUAÇÃO DA EPE CONSOLIDOU-SE COMO PARTE FUNDAMENTAL DE UM CICLO DE ATIVIDADES QUE SE INICIA COM AS DEFINIÇÕES DE POLÍTICAS E DIRETRIZES NO ÂMBITO DO CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA E DO MME. A PARTIR DESSAS DEFINIÇÕES MATERIALIZAM-SE OS ESTUDOS E AS PESQUISAS QUE IRÃO EFETIVAMENTE ORIENTAR O DESENVOLVIMENTO DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO.

COM ESTA NOTA TÉCNICA, A EPE TRAZ RECOMENDAÇÕES QUE SUBSIDIAM AS DEFINIÇÕES ACERCA DO VALOR DEVIDO À UNIÃO PELA CESSÃO DO ESPAÇO MARÍTIMO VISANDO A GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE. COM ISSO, O ESTUDO TRAZ TRANSPARÊNCIA E DIMINUI A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES DAS DISCUSSÕES EM CURSO, NO CONTEXTO DA REGULAMENTAÇÃO DA FONTE NO BRASIL.

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

Logo of EPE (Empresa de Pesquisa Energética) consisting of the letters 'epe' in blue and orange, with a stylized sun or wave symbol above them.		
<i>Área de Estudo</i> PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO		
<i>Estudo</i> Geração Eólica Offshore		
<i>Macro - atividade</i> Considerações sobre valor devido à União pela cessão de área		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	31/05/2023	Emissão original, para comentários do MME
r1	27/06/2024	Versão final disponibilizada para o público

Sumário

1. INTRODUÇÃO	4
2. ELEMENTOS A SEREM CONSIDERADOS	6
2.1. Critérios de seleção versus pagamento	6
2.2. Normativos da SPU	9
2.3. Experiência Internacional	12
2.3.1. Alemanha	12
2.3.2. Austrália	13
2.3.3. China	15
2.3.4. Colômbia	19
2.3.5. Dinamarca	20
2.3.6. Espanha	23
2.3.7. Estados Unidos	24
2.3.8. França	27
2.3.9. Índia	28
2.3.10. Japão	29
2.3.11. Países Baixos	32
2.3.12. Reino Unido	33
a) Round 4	33
b) Escócia - ScotWind	34
c) Escócia - INTOG	37
2.3.13. Taiwan	39
2.3.14. Vietnã	40
2.3.15. Resumo da experiência internacional	41
2.4. Experiência em UBP de usinas hidrelétricas	41
2.4.1. Metodologia EPE (2007)	42
2.4.2. Metodologia ANEEL (2022)	44
2.5. Experiência do setor de Petróleo & Gás Natural	46
3. CONSIDERAÇÕES FINAIS	49
4. REFERÊNCIAS	52

1. INTRODUÇÃO

O Decreto n. 10.946, de 25 de janeiro de 2022, regulamenta o uso do leito marinho para produção de energia elétrica e define em seu artigo 5º, § 1º que “A cessão de uso será onerosa quando tiver por finalidade a exploração de central geradora de energia elétrica offshore” e que os contratos de cessão de uso deverão conter cláusulas que estabeleçam as obrigações do cessionário relativas ao pagamento do valor devido à União, cuja a forma de apuração e de pagamento decorrente da ocupação ou da retenção da área, seguirão as diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia - MME (art. 19).

Posteriormente foi publicada a Portaria Normativa nº 52/GM/MME, de 19 de outubro de 2022, estabelecendo as normas e procedimentos complementares ao Decreto supracitado, que prevê:

Art. 6º A metodologia para cálculo do valor devido à União pelo uso do bem público será definida em Portaria específica do Ministério de Minas e Energia, podendo ser ouvida a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, observadas as seguintes diretrizes:

I - a ponderação/redução/desconto do valor devido à União, considerando a área reservada ao uso público; e

II - o período de elaboração dos estudos de potencial energético offshore e os cronogramas de implantação e de descomissionamento.

Art. 7º Poderá ser concedido prazo de carência para início do pagamento devido à União, se atendidas as condições estabelecidas nas alíneas de "a", "b" ou "c", do inciso V, do art. 19, da Lei nº 9.636, de 1998.

§ 1º O Edital de Licitação indicará as etapas do empreendimento para a concessão da carência, limitado ao início do comissionamento do empreendimento.

§ 2º Após o prazo de carência previsto no caput, o cessionário pagará o valor devido, no prazo definido no contrato de cessão.

Assim, o presente estudo visa trazer informações para auxiliar a tomada de decisão pelo MME quanto aos aspectos a serem considerados quando da definição da metodologia para cálculo do valor devido à União pelo uso do bem público (UBP) por usinas eólicas offshore, no caso de cessão onerosa.

Ressalta-se que, embora a regulamentação trate da geração de energia elétrica no ambiente marinho, sem distinção de tecnologia, o presente estudo focou na fonte eólica offshore, por se entender que, no momento da elaboração desta Nota Técnica, esta se mostra mais madura e promissora dentre as energias marítimas.

Cabe ainda pontuar que as definições quanto ao pagamento pelo UBP devem se aplicar, a princípio, de maneira indistinta para os processos de cessão planejada e cessão independente, uma vez que mesmo na cessão planejada haverá o uso privado de uma área pública.

Cabe registrar nossos agradecimentos às instituições que colaboraram com informações consideradas neste documento, com destaque para as cooperações bilaterais e representantes dos países mencionados no capítulo sobre a experiência internacional, além dos órgãos a nível nacional envolvidos nos regramentos citados nos demais capítulos.

2. ELEMENTOS A SEREM CONSIDERADOS

No *Roadmap* Eólica Offshore Brasil [1], publicado pela EPE em 2020, foi feita uma extensa análise sobre a definição de bens da União (ver seção 4.3.2 do documento), onde se concluiu que o uso econômico e privativo do local ocupado por um parque eólico offshore requer a realização de procedimento licitatório. O texto cita ainda os normativos da Secretaria do Patrimônio da União - SPU¹ que fixam parâmetros para o cálculo do preço público devido, a título de retribuição, à União, conforme discutido na seção 2.2. Em que pese a novas definições e competências trazidas pelo Decreto², cabe revisitar aqueles normativos, buscando elementos que possam ser considerados na metodologia a ser definida pelo MME.

Além disso, serão discutidas neste documento a experiência internacional em eólicas offshore e a experiência nacional nas cobranças pelo uso de bem público por usinas hidrelétricas e pelo setor de petróleo e gás natural.

2.1. Critérios de seleção *versus* pagamento

Convém mencionar que, por vezes, os critérios de seleção de projetos na licitação e de pagamento pelo uso da área se confundem na experiência internacional. Em alguns casos, utilizam-se critérios simples de julgamento, como o maior valor pela cessão da área ou o menor preço de energia ofertados.

Em outros, consideram-se combinações de critérios econômicos e não-econômicos na seleção de projetos, o que se convencionou como *beauty contest* (concurso de beleza, em tradução literal) no jargão setorial.

Na experiência internacional os processos de licitação podem ser agrupados em três categorias [2]:

- a. Processos bilaterais (*ad hoc*), onde o desenvolvedor solicita a cessão. O pedido é avaliado e, se aprovado, há requisitos e prazos a serem cumpridos. Exemplos: Filipinas, Vietnam, Reino Unido (projetos inovadores até 100 MW);
- b. Processos competitivos para o direito de exclusividade de desenvolvimento, e se bem-sucedido, construção do projeto. Exemplos: Reino Unido e Estados Unidos;

¹ Portaria SPU nº 404/2012, depois substituída pela Portaria SPU/ME nº 5.629/2022.

² Ao longo do documento utiliza-se o termo "Decreto" em alusão ao Decreto n. 10.946, de 25 de janeiro de 2022; e "Portaria" para a Portaria Normativa nº 52/GM/MME, de 19 de outubro de 2022.

- c. Processos competitivos combinados com esquemas de apoio (em geral, CfD). Exemplos: Países Baixos e Dinamarca.

Segundo Jansen et al. (2022) [3], quase metade da capacidade licitada no mundo (26,5 GW) teve o apoio de mecanismos CfD, enquanto 9,6 GW tiveram tarifas do tipo feed-in e 5,0 GW (9,7%) utilizaram contratos de compra de energia (PPAs). Os leilões mais recentes foram baseados em disputas por tarifas *feed-in* na China e contratos CfD na Europa.

Nos Estados Unidos vence a licitação a empresa que oferecer o maior pagamento (antecipado) pelo uso da área.

Na Alemanha, na licitação de áreas para plantas voltadas à produção de hidrogênio, foram considerados seis critérios de julgamento de propostas: produção anual de energia esperada com o vetor energético no fim da cadeia, eficiência energética (na conversão e transporte), maturidade tecnológica, escalabilidade, custo da energia e impactos no ambiente marinho [4].

Na Austrália os agentes submetem propostas de áreas e, caso cumpram os requisitos pré-definidos, recebem as licenças cujos pagamentos são descritos na seção 2.3.2. Em havendo sobreposição, os proponentes são convidados a revisar as propostas. Em permanecendo o problema, os envolvidos passam por um processo competitivo de oferta financeira, sendo selecionada a proposta de maior valor [5].

Na Dinamarca os proponentes disputam pelo menor valor de subsídio no preço da energia. No Leilão de 2021, do parque Thor, diversos empreendedores ofereceram propostas considerando a maior capacidade possível, ao valor mínimo de 0.01 øre/kWh e, com isso, o resultado foi decidido por sorteio. Com base nos preços estimados de energia, calcula-se que o vencedor pagará DKK 2,8 bilhões entre 2026 e 2028 ao Estado [6].

Na Espanha, dentre os nove critérios listados para licitação das áreas constante no Decreto Real (Art 16 – avaliação das propostas), o critério econômico-financeiro é a proposta de preço da energia em €/kWh gerado, que possui um teto estabelecido em outra normativa (Real Decreto 661/2007), preço esse a ser aplicado a toda a vida útil da instalação.

No Japão, o processo de seleção do vencedor do leilão é feito através da pontuação dos projetos nos critérios estabelecidos pelo governo, sendo 120 pontos relacionados ao critério econômico, de menor preço de oferta de eletricidade proposto, e 120 pontos relacionados à viabilidade do projeto proposto, incluindo o cronograma de execução, a confiabilidade do fornecimento de energia, e a capacidade de coordenação com atores locais e de geração de co-benefícios econômicos.

A regulação dos Países Baixos prevê a avaliação comparativa de propostas com base em quatro critérios: valor da oferta financeira, confiança que a usina será construída (conhecimento e experiência dos envolvidos), contribuições energética e ecológica. Entre os vencedores da licitação de 2022 (Hollandse Kust West) houve propostas de criação de recifes artificiais e jardins flutuantes, produção de hidrogênio, solar flutuante, inovação e ecologia marinha e produção de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) [7].

Na Rodada 2 do Reino Unido foram consideradas 5 categorias de critérios qualitativos, a partir de 80 perguntas aos proponentes, com pesos diferenciados. As rodadas seguintes consideraram como critério de seleção os valores de *Contract for Difference* (CfD) ofertados pelos participantes, ou seja, a disputa se dava pelo menor valor de subsídio requerido para complementar a receita da usina. Recentemente o governo abriu uma consulta pública³ para discutir o uso dos “*non-price factors*” nos leilões de CfD, de forma a balancear os custos com fatores como sustentabilidade, formação de mão-de-obra, inovação, flexibilidade e operação do sistema. A Escócia (rodada ScotWind em 2022) combinou o leilão por ofertas de taxa de opção, limitadas a um teto de £ 100.000/km² (vide seção 1.1.b), com critérios qualitativos para desempate de propostas.

No Brasil, o Decreto prevê que o critério de julgamento da licitação será o de maior retorno econômico pela cessão do prisma (Art. 11, inciso II), sendo previstas Portarias específicas do MME para tratar das diretrizes para a realização do procedimento licitatório para a cessão de uso independente e planejada (Art. 26 da Portaria). O Art. 3º do Decreto define que a cessão buscará promover:

- I - o desenvolvimento sustentável;
- II - a geração de emprego e renda;
- III - a racionalidade no uso dos recursos naturais para o fortalecimento da segurança de energia elétrica, incluída sua integração com outros setores, quando cabível;
- IV - o estudo e o desenvolvimento de novas tecnologias relacionadas à energia;
- V - o desenvolvimento local e regional, preferencialmente com ações que reduzam a desigualdade e promovam a inclusão social, a diversidade e a evolução tecnológica;
- VI - a harmonização do uso do espaço marítimo, de modo a respeitar as atividades que tenham o mar e o solo marinho como meio ou objeto de afetação; e
- VII - a responsabilidade quanto aos impactos decorrentes da exploração da atividade de geração de energia.

Portanto, é possível interpretar que o “maior retorno econômico” não se limite necessariamente ao maior pagamento pela cessão, mas a uma combinação de fatores

³ Até 22/05/2023. Mais informações em: <https://www.gov.uk/government/consultations/introducing-non-price-factors-into-the-contracts-for-difference-scheme-call-for-evidence>

econômicos, tecnológicos e socioambientais que se traduzam em retorno econômico. Logo, entende-se como possível a utilização do modelo *beauty contest* no Brasil.

Ressalta-se que a adoção de critérios não econômicos pode trazer subjetividade ao processo de seleção e, consequentemente, riscos de questionamentos e judicialização. Para minimizar esses riscos, a experiência internacional mostra a importância da transparência nos critérios, com prévia consulta pública.

Ainda que os critérios de seleção e pagamento possam se confundir, tanto na experiência internacional quanto eventualmente no caso brasileiro, a depender de definições futuras, é importante pontuar que esta Nota Técnica tem por objetivo abordar as possíveis formas de cobrança pelo uso de uma área pública, ou seja, focando na questão do pagamento pela cessão da área.

2.2. Normativos da SPU

Conforme previsto no Decreto, a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica offshore competirá ao Ministério de Minas e Energia e dependerá de entrega prévia da área pela Secretaria de Coordenação e Governança do Patrimônio da União (SPU), que avaliará se a área já foi demandada ou destinada a outro empreendimento.

No Roadmap Eólica Offshore Brasil [1] foi destacado que a instalação e operação de parques eólicos offshore demandam o uso privativo do local escolhido, uma vez que qualquer outro empreendedor será necessariamente excluído.

Neste contexto, o documento mencionava os preceitos da Lei nº 9.636/98, que dispõe sobre a regularização, administração, aforamento e alienação de bens imóveis de domínio da União, e dá outras providências. O art. 1º deste diploma legal, por exemplo, autoriza o Poder Executivo, por intermédio da SPU, a regularizar as ocupações dos bens imóveis da União e a celebrar contratos com a iniciativa privada, observados os procedimentos licitatórios previstos em lei. Diante desta previsão legal, o referido estudo concluía pela possibilidade de realização de cessão de uso de áreas marítimas para fins de implantação de parques eólicos offshore.

O Roadmap pontuava, ainda, a necessidade de aperfeiçoamentos na regulação quanto à gestão da área que se situa além do mar territorial e nas águas interiores, além da inexistência (até então) de um fluxo procedimental definido para obtenção das outorgas necessárias para implantação de projetos eólicos offshore, o que foi devidamente coberto

pelo Decreto. Ainda assim, cabe revisitar a discussão sobre a legislação de normas infralegais sobre o tema.

O § 5º do art. 18 da Lei nº 9.636/98 determina que, na hipótese de destinação do imóvel da União à execução de empreendimento de fim lucrativo, a cessão será onerosa e, sempre que houver condições de competitividade, serão observados os procedimentos licitatórios previstos em lei.

A Portaria SPU/ME nº 5.629/2022 estabelece normas e procedimentos para a instrução de processos visando à cessão de espaços físicos em águas públicas e fixa parâmetros para o cálculo do preço público devido, a título de retribuição, à União. Em que pesem as mudanças trazidas pelo Decreto, cabe examinar os critérios então definidos pela SPU.

Embora restrita a lagos, rios, correntes d'água e mar territorial até o limite de 12 milhas marítimas a partir da costa, a Portaria, em consonância com o que dispõe o art. 10, § 4º, da Instrução Normativa nº 2, de 27 de julho de 2018, trata de estruturas náuticas em espaço físico em águas públicas de domínio da União, conceito no qual, aparentemente, podem ser incluídos os empreendimentos eólicos offshore.

Os incisos do *caput* do art. 3º deste documento, por sua vez, classifica as estruturas náuticas em três categorias, quais sejam: de uso comunitário ou social; de uso restrito; e de uso misto.

De acordo com o § 2º deste dispositivo, estruturas náuticas de uso restrito são aquelas destinadas ao desenvolvimento de atividades econômicas comerciais.

Por outro lado, nos termos do § 2º do art. 4º da Portaria SPU/ME nº 5.629/2022, as estruturas náuticas de uso restrito serão objeto de cessão de uso onerosa, respeitados os procedimentos licitatórios previstos na legislação vigente.

Por fim, ressalte-se que o art. 11 da Portaria SPU/ME nº 5.629/2022 traz o fluxo que deverá ser observado para a destinação de imóveis da União para estruturas náuticas que prevê, dentre outras etapas, a realização de análise de dispensa/inexigibilidade de licitação (inciso IV) e determinação do valor da área a ser cedida (inciso V).

A Portaria SPU/ME nº 5.629/2022 prevê ainda, nos incisos do *caput* do seu art. 9º, que, nos casos de cessão onerosa ou de cessão em condições especiais, o contrato estabelecerá, sem prejuízo de outras condições, o valor anual devido pelo uso privativo da área da União, o prazo de carência para início do pagamento, as condições de pagamento, entre outros.

De acordo com o § 10 do art. 8º da Portaria supracitada, nos casos em que a licitação seja exigível, o preço anual pelo uso do espaço físico em águas públicas federais por estruturas

náuticas de interesse econômico ou particular e de uso misto deve ser calculado conforme a equação:

$$V_{\text{cuo}} = (V_{\text{efap}} \times A \times \text{FC}) \times 0,02$$

Onde:

V_{cuo} = Valor do preço público anual da cessão de uso onerosa (R\$);

V_{efap} = Valor do espaço físico em águas públicas (R\$/m²);

A = Área de utilização privativa do espaço físico em águas públicas federais (m²);

FC = Fator de Correção da área.

Nas áreas contíguas ou distantes até 1.500m da terra firme onde existe um imóvel de dominialidade da União, o valor do metro quadrado atribuído ao espaço físico em águas públicas (V_{efap}) será igual ao valor do metro quadrado do terreno em terra firme de dominialidade da União que esteja mais próximo do local onde se localiza o empreendimento.

Em se tratando de estruturas instaladas além de 1.500m da terra firme, o Valor do preço público anual da cessão de uso onerosa em Reais (V_{cuo}) será calculado conforme a seguinte fórmula:

$$V_{\text{cuo}} = (V_{\text{efap}} \times A \times \text{FC}) \times 0,016$$

O fator de correção da área - FC deve ser calculado conforme as seguintes fórmulas:

- $\text{FC} = (A_{\text{LTPVG}} / A_{\text{efap}}) 0,25$, quando a diferença entre A_{LTPVG} e A_{efap} for inferior a 30%;
- $\text{FC} = (A_{\text{LTPVG}} / A_{\text{efap}}) 0,125$, quando a diferença entre A_{LTPVG} e A_{efap} for superior a 30%;

Onde:

FC = fator de correção da área;

A_{LTPVG} = área do lote paradigma utilizado na formação do valor de V_{efap} ;

A_{efap} = área do espaço físico em águas públicas objeto da cessão.

Para fins dos cálculos supracitados, a referida Portaria prevê que o valor do metro quadrado ao V_{efap} será igual ao valor do m² do(s):

- Terreno em terra firme de dominialidade da União que esteja mais próximo do local;
ou
- Trechos de logradouro do município mais próximo.

Portanto, tal metodologia tem como vantagem sua simplicidade e o fato de já ser aplicável a diversos usos. Porém, é restrita ao limite de 12 milhas náuticas e toma como referência de cálculo o valor do m² mais próximo em terra, que a depender da localização do parque eólico, pode resultar em valores baixos ou elevados.

2.3. Experiência Internacional

No âmbito internacional, o termo leilão (*auction*, em inglês) pode contemplar diferentes processos competitivos para eólicas offshore, indo desde o acesso à área em que se pretende desenvolver o projeto, através dos leilões de cessão de uso do leito marinho (*seabed leases*), até a determinação do regime de remuneração nos leilões de energia. Em alguns países, como Reino Unido e Estados Unidos, os leilões de remuneração pela energia e de cessão de áreas são realizados separadamente, enquanto em outros, como Países Baixos, eles são feitos de forma unificada. Além disso, pode haver ou não um pagamento explícito pelo uso do leito marinho [3].

2.3.1. Alemanha

Na Alemanha, há dois tipos de licitações, que dependem se a área foi pré-examinada centralizadamente⁴ ou não⁵, sendo o primeiro modelo adotado até agora, enquanto o segundo é mais recente e terá os resultados anunciados em Junho de 2023.

No caso de avaliação preliminar centralizada, os estudos são conduzidos pela Agência Federal Marítima e Hidrográfica (BSH), sendo devido o ressarcimento dos custos, que são informados nos documentos da licitação. Nos leilões de 2023, os custos variam de 6 a 9 milhões de Euros por área⁶. É ainda exigido um aporte de garantia de 200 €/kW para participação nos leilões.

A Lei (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG) prevê ainda que, dentre os critérios de avaliação das propostas na licitação, estejam, além do valor oferecido, a contribuição para descarbonização (com incentivo à produção de hidrogênio verde), o nível de poluição

⁴

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_72_Offshore/Ausschr_vorunters_Flaechen/start.html

⁵

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_72_Offshore/Ausschr_nicht_zentral_vorunters_Flaechen/Ausschr_nicht_zentral_vorunters_Fl.html?nn=729642

⁶ Mais em: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-006/BK6-23-006-009_bekanntmachung.pdf?__blob=publicationFile&v=3

sonora e a contribuição para a contratação de trabalhadores qualificados. Trata-se, portanto, de uma análise multicritério. As receitas provenientes dos pagamentos resultantes da licitação dinâmica, considerados na competição, devem ser utilizadas para medidas de conservação da natureza marinha (5%), da pesca (5%) e para a redução da taxa sobre uso da rede (90%).

Essa cobrança de taxas se dá com base em uma regulação específica (*Federal Fees Act*), que dá competência aos Ministérios Federais para a cobrança de taxas especiais, que devem ser revistas e ajustadas quando necessário, ao menos a cada 5 anos.

Nas licitações de áreas que não passaram por avaliação preliminar centralizada, a Lei prevê o pagamento de caução (100 €/kW) e valores máximos de subsídio requerido (*Feed-in Tariff* - FiT) a cada ano. A competição se dá em função dos lances ofertados pelos desenvolvedores para o valor de subsídio necessário para complementar a receita da usina. O valor-teto para os lances é definido pela Agência Federal de Redes (BNetzA) a cada leilão, mas não deve passar de 6,2 centavos de €/kWh para as licitações a partir de 2023. No caso de várias propostas com valor zero, os participantes passam para o processo licitatório dinâmico no qual declaram o quanto estão dispostos a pagar (em €/MWh) pelo direito de uma permissão [8].

Também há previsão de cobrança de taxas pelo trabalho do BSH na aprovação do projeto e da linha de transmissão, calculadas com base na potência da usina e limitadas a € 5,2 milhões [9].

Portanto, na Alemanha não há uma cobrança específica pelo uso do leito marinho. Os valores arrecadados nas licitações (no caso de lances de valor zero) são utilizados para abatimento do custo de energia elétrica e medidas socioambientais.

2.3.2. Austrália

O “Offshore Electricity Infrastructure Act 2021” [10] define que a Commonwealth (ou o “Offshore Infrastructure Regulator” e o “Offshore Infrastructure Registrar” em nome desta) pode cobrar taxas para o tratamento de solicitações sob essa regulamentação e que o valor das taxas será definido na regulação ou a partir de um método definido nesta. Define ainda que a taxa não deve ter caráter tributário.

O “Offshore Electricity Infrastructure Regulations 2022” [11] complementa o normativo anterior e define em sua Parte 3, seção 45, as taxas para solicitação de licenças (de viabilidade, comercial, pesquisa e demonstração, transmissão, etc.), com valores fixos entre \$22.500 e \$300.000. Prevê ainda o pagamento de taxas anuais para as instituições

envolvidas (*Registrar*, *Regulator* e *Commonwealth*), com valores que dependem do estágio do projeto, como descrito no Quadro 1:

Quadro 1 - Taxas cobradas dos titulares de licenças. Adaptado de [11]

Taxa	Periodicidade da cobrança	Valor / Tipo de licença			
		Viabilidade	Comercial	Pesquisa e Demonstração	Transmissão e Infraestrutura
Licença anual	12 meses, enquanto a licença for válida	\$120.000, mais \$1.000 para cada 10 km ² para áreas maiores que 100 km ²	\$150.000, mais \$2.000 para cada 10 km ² para áreas maiores que 100 km ²	\$120.000, mais \$1.000 para cada 10 km ² para áreas maiores que 100 km ²	\$120.000
Licença anual de conformidade		\$100.000, mais \$5.000 para cada 10 km ² para áreas maiores que 100 km ²	\$300.000, mais \$10.000 para cada 10 km ² para áreas maiores que 100 km ²	\$100.000, mais \$5.000 para cada 10 km ² para áreas maiores que 100 km ²	\$100.000
Commonwealth		\$513.342	\$295.186	\$295.186	\$295.186

O objetivo dessas taxas é garantir que o Registrar, o Regulator e o departamento tenham recursos suficientes para regular, de forma eficiente e efetiva, a nova indústria offshore e administrar o arcabouço do “Offshore Electricity Infrastructure Act 2021”. Para tanto, o governo elaborou o “Cost Recovery Implementation Statement (CRIS)” [12].

O CRIS detalha como as instituições envolvidas devem implementar a política de recuperação de custos, desenhada para gerar receitas suficientes apenas para cobrir os gastos do governo, sendo previstas revisões periódicas do documento, para garantir que não há excesso de receitas. Para tanto, também há previsão de reavaliação da quantidade de funcionários dos órgãos, sobretudo nos anos finais. A versão de setembro de 2022 traz as estimativas de licenças previstas para os períodos 2022-23, 2023-24 e 2024-25 e de gastos de cada órgão (Registrar, DCCEEW e Regulator), incluindo custos com funcionários (com detalhes de quantidade e cargos), despesas administrativas, contratações, etc. [13].

Destaca-se que recentemente a regulação de 2022 (“Offshore Electricity Infrastructure”) passou recentemente por consulta pública⁷ e a minuta em discussão tratou justamente da recuperação de custo. A maioria das 36 contribuições apoiaram a minuta proposta pelo governo, que aprimorou a regulação a partir destas, mas mantendo as regras gerais.

⁷ Mais em: <https://consult.dcceew.gov.au/oeif-regulations-and-cost-recovery/have-your-say/list>

Portanto, a Austrália não busca gerar receitas a partir das cessões de área, mas apenas recuperar os custos das agências envolvidas na administração do processo, seguindo os parâmetros definidos no CRIS⁸.

2.3.3. China

Na República Popular da China, a área marítima é de propriedade do Estado e a sua utilização por indivíduos ou organizações que desenvolvam atividades produtivas deve ser onerosa [14]. A norma Caiquan [2018] nº 15 [15], emitida pelo Ministério das Finanças da Administração Oceânica, define as regras gerais para a cobrança da utilização das áreas marinhas em âmbito nacional.

A modalidade de cobrança pela utilização da área marinha depende do tipo de atividade desenvolvida e da sua localização dentro do zoneamento do espaço marinho. A cobrança onerosa aos utilizadores pode ocorrer de duas formas: através de pagamento único ou de pagamento anual.

O Anexo 1 da norma Caiquan [2018] nº 15 [15] define o zoneamento das áreas marinhas em seis classes, com o objetivo de classificar as regiões, províncias e municípios, em que são levados em consideração diversos fatores como recursos existentes (minerais e outros), diversidade do meio ambiente (tipos de biomas e áreas de proteção), o desenvolvimento social e econômico e outras características regionais.

O Anexo 2 da mesma norma detalha a utilização de áreas caracterizadas como ilhas offshore, determinando um número de classificação (Quadro 2) para cada tipo de utilização, e uma subclassificação de acordo com o nível de interferência no ambiente (Quadro 3).

⁸ Mais informações em:
https://www.nopsema.gov.au/sites/default/files/documents/OEI_Cost%20Recovery%20Implementation%20Statement.pdf

Quadro 2 - Classificação das utilizações das áreas

Classificação	Descrição	Definição
1	Turismo	Local usada para passeios turísticos, entretenimento, recreação e outras atividades de turismo e construção de instalações relacionadas.
2	Transporte	Local para a construção de instalações de transporte, como portos, terminais, estradas e pontes, túneis, aeroportos e suas instalações auxiliares.
3	Armazenagem industrial	Utilização para produção industrial, armazenamento industrial, etc.. Incluindo a indústria de construção naval, indústria de energia, indústria de sal, etc.
4	Pesca	Utilização para as atividades de produção de pesca e para a construção das suas instalações acessórias.
5	Agricultura e pecuária	Utilização para atividades de produção agrícola, florestal e pecuária.
6	Energias renováveis	Utilização operacional e construção de instalações de energia renovável, como energia eólica, solar, oceânica e etc.
7	Construções urbana e rurais	Utilização para a construção de infraestruturas urbanas e rurais e instalações de apoio.
8	Serviços públicos	Utilização para a construção de instalações não operacionais e de serviço público, como pesquisa científica, educação, monitoramento, observação, assistência à navegação, etc.
9	Defesa nacional	Utilização para fins de defesa nacional, como guarnições, construção de instalações militares e produção militar.

Quadro 3 – Subclassificação do nível de interferência no ambiente

Subclassificação	Interferência	Definição
1	Nativa	A utilização não altera as características naturais
2	Leve	Utilização que causa mudanças no litoral natural, área de superfície, corpo da ilha e vegetação da ilha, com índice de alteração de até:
		1) Alteração da costa natural $\leq 10\%$;
		2) Alteração da superfície $\leq 10\%$;
		3) Alteração do volume $\leq 10\%$;
3	Média	4) Destruição da vegetação $\leq 10\%$.
		Utilização que causa mudanças no litoral natural, área de superfície, corpo da ilha e vegetação da ilha, com índice de alteração de:
		1) Alteração da costa natural $>10\%$ e $< 30\%$;
		2) Alteração da superfície $> 10\%$ e $< 30\%$;
4	Pesada	3) Alteração do volume $> 10\%$ e $< 30\%$;
		4) Destruição da vegetação $>10\%$ e $<30\%$.
		Utilização que causa mudanças no litoral natural, área de superfície, corpo da ilha e vegetação da ilha, com índice de alteração de:
		1) Alteração da costa natural $\geq 30\%$ e $<65\%$;
5	Extrema	2) Alteração da superfície $\geq 30\%$ e $< 65\%$;
		3) Alteração do volume $\geq 30\%$ e $<65\%$;
		4) Destruição da vegetação $\geq 30\%$ e $<65\%$.
		Utilização que causa mudanças no litoral natural, área de superfície, corpo da ilha e vegetação da ilha, com índice de alteração de:
6		1) Alteração da costa natural $\geq 65\%$;
		2) Alteração da superfície $\geq 65\%$;
		3) Alteração do volume $\geq 65\%$;
		4) Destruição da vegetação $\geq 65\%$.
6		Utilização que causa o desaparecimento de áreas e corpos insulares

Os valores mínimos a serem cobrados pela utilização da área marinha para projetos considerados como ilhas offshore estão descritos no Anexo 2 da mesma norma. O Quadro 4 mostra os valores cobrados por área ocupada. Atenta-se que, para a utilização da área para projetos de geração de energia, a cobrança ocorre anualmente.

Quadro 4 – Valores cobrados por área a depender do tipo de uso

Unidade: 10.000 yuan/ha.ano

Sub-classificação	Tipo de uso	Interferência					Utilização que causa o desaparecimento de áreas e corpos insulares
		Nativa	Leve	Média	Pesada	Extrema	
1	Turismo	0.95	1.91	5.73	12.41	19.09	24,55 milhões de yuans / ha, de acordo com a área da ilha usada ao mesmo tempo.
	Transporte	1.18	2.36	7.07	15.32	23.56	
	Armazenagem industrial	1.37	2.75	8.25	17.87	27.49	
	Pesca	0.38	0.75	2.26	4.90	7.54	
	Agricultura e pecuária	0.30	0.60	1.81	3.92	6.03	
	Energias renováveis	1.04	2.08	6.25	13.54	20.83	
	Construções urb. e rurais	1.47	2.95	8.84	19.15	29.46	
	Serviços públicos	-	-	-	-	-	
	Defesa nacional	-	-	-	-	-	
2	Turismo	0.77	1.54	4.62	10.00	15.38	19,76 milhões de yuans / ha, de acordo com a área da ilha ao mesmo tempo.
	Transporte	0.95	1.90	5.69	12.33	18.97	
	Armazenagem industrial	1.11	2.21	6.64	14.38	22.13	
	Pesca	0.30	0.61	1.83	3.95	6.08	
	Agricultura e pecuária	0.24	0.49	1.46	3.16	4.87	
	Energias renováveis	0.84	1.68	5.04	10.91	16.78	
	Construções urb. e rurais	1.19	2.37	7.11	15.41	23.71	
	Serviços públicos	-	-	-	-	-	
	Defesa nacional	-	-	-	-	-	
3	Turismo	0.68	1.37	4.10	8.88	13.66	17,29 milhões de yuans / ha, de acordo com a área da ilha ao mesmo tempo.
	Transporte	0.83	1.66	4.98	10.79	16.60	
	Armazenagem industrial	0.97	1.94	5.81	12.59	19.36	
	Pesca	0.28	0.55	1.65	3.58	5.50	
	Agricultura e pecuária	0.22	0.44	1.32	2.86	4.40	
	Energias renováveis	0.75	1.49	4.47	9.69	14.90	
	Construções urb. e rurais	1.04	2.07	6.22	13.48	20.75	
	Serviços públicos	-	-	-	-	-	
	Defesa nacional	-	-	-	-	-	
4	Turismo	0.49	0.98	2.94	6.36	9.79	12,48 milhões de yuans / ha, de acordo com a área da ilha ao mesmo tempo.
	Transporte	0.60	1.20	3.59	7.79	11.98	
	Armazenagem industrial	0.70	1.40	4.19	9.08	13.98	
	Pesca	0.20	0.39	1.17	2.54	3.91	
	Agricultura e pecuária	0.16	0.31	0.94	2.03	3.13	
	Energias renováveis	0.53	1.07	3.20	6.94	10.68	
	Construções urb. e rurais	0.75	1.50	4.49	9.73	14.97	
	Serviços públicos	-	-	-	-	-	
	Defesa nacional	-	-	-	-	-	
5	Turismo	0.42	0.84	2.51	5.45	8.38	10,56 milhões de yuans / ha, de acordo com a área da ilha usada ao mesmo tempo.
	Transporte	0.51	1.01	3.04	6.59	10.14	
	Armazenagem industrial	0.59	1.18	3.55	7.69	11.83	
	Pesca	0.17	0.34	1.02	2.21	3.39	
	Agricultura e pecuária	0.14	0.27	0.81	1.76	2.71	
	Energias renováveis	0.46	0.91	2.74	5.94	9.14	
	Construções urb. e rurais	0.63	1.27	3.80	8.24	12.68	
	Serviços públicos	-	-	-	-	-	
	Defesa nacional	-	-	-	-	-	
6 e demais	Turismo	0.37	0.75	2.24	4.86	7.48	9,27 milhões de yuans / ha, de acordo com a área da ilha usada ao mesmo tempo.
	Transporte	0.45	0.89	2.67	5.79	8.90	
	Armazenagem industrial	0.52	1.04	3.12	6.75	10.39	
	Pesca	0.15	0.31	0.93	2.01	3.09	
	Agricultura e pecuária	0.12	0.25	0.74	1.61	2.47	
	Energias renováveis	0.41	0.82	2.45	5.30	8.16	
	Construções urb. e rurais	0.56	1.11	3.34	7.23	11.13	
	Serviços públicos	-	-	-	-	-	
	Defesa nacional	-	-	-	-	-	

Para as taxas de pagamento anual, a primeira cobrança ocorre antes da efetivação do primeiro registro do imóvel. Para os anos seguintes, o pagamento da taxa pode ser efetivado até o mês de junho do ano corrente.

Visando a melhor eficiência da utilização das áreas marinhas, caso um proponente à utilização de área marinha já for concessionário de outra área, ou se uma mesma área for alvo de mais de um proponente à concessão do direito de uso, o processo de concessão da área será feito por leilão ou licitação.

Nas situações em que o proponente à concessão se enquadrar em um dos casos de cessão de área obrigatória por lei ou de áreas destinadas a projetos de construção do estado, utilização por projetos de defesa nacional, áreas de proteção militar e ambiental, áreas de interesse público e outras definições, tais áreas não poderão ser concedidas por leilão ou licitação.

Nos casos de licitação e leilão para concessão de utilização da área, os valores de ofertados não poderão ser menores que os valores tabelados.

A área concedida a um usuário pode ser transferida a outro. Neste caso, haverá a cobrança de uma taxa do mesmo valor definido na licitação ou leilão, e que deve ser paga antes da efetivação da transferência do direito de utilização da área. Todo pedido de transferência será previamente avaliado por uma agência de avaliação de ativos.

2.3.4. Colômbia

Na Colômbia, o artigo 37 da Resolução 40.284/2022⁹ menciona o Sistema online que será utilizado para organização e gestão do processo competitivo, o equivalente ao PUG Offshore do Brasil, cabendo ao administrador do processo competitivo definir os requisitos que devem ser cumpridos pela plataforma digital e estabelecer medidas de contingência a serem tomadas no caso de possíveis problemas que possam ocorrer na plataforma [16].

Dessa forma, a metodologia elaborada pela Colômbia leva em consideração os altos custos de investimento associados ao desenvolvimento da energia eólica offshore, o que pode levar a um custo considerável de energia. A adoção de uma metodologia que não tenha o preço como principal critério de avaliação tem como objetivo facilitar a entrada de projetos, com uma carga econômica menor do que outros projetos dedicados ao uso de áreas marítimas.

⁹ <https://www.minenergia.gov.co/documents/8462/res-40284-2022.pdf>

Na Colômbia não há cobranças de valores por áreas a serem exploradas ou valor devido por tal. Ainda assim, na etapa de habilitação financeira dos leilões de energia, o proponente/empreendedor deve cumprir com 2 das 3 opções, de acordo com o Capítulo III de Resolução 40.284/22:

1. Para a habilitação financeira do empreendimento, deverá ser apresentada uma carta de crédito, numa quantia igual ou superior à 10% do custo do projeto eólico para exploração offshore cuja capacidade instalada é definida pelo DIMAR e pelo Ministério de Minas y Energia, tomando por referência um valor de US\$ 3 milhões/MW ou;
2. Classificação de crédito BBB- ou superior, segundo a classificação Standard & Poor's e Fitch, Baa3 ou superior segundo a classificação Moody's ou;
3. Estudos financeiros auditados que contenham indicadores financeiros com os valores mínimos que definam o perfil do Empreendedor, que demonstrem condições em termos de patrimônio e capacidade financeira de assumir um projeto eólico offshore.

2.3.5. Dinamarca

A Dinamarca possui dois procedimentos para o desenvolvimento de projetos eólica offshore:

- Edital do Governo: licitação realizada centralizadamente, por decisão do governo, que define a capacidade instalada e o local. Realizada pela Agência Dinamarquesa de Energia (DEA), a licitação ocorre com competição pelo melhor preço da energia. São procedimentos onde o custo da energia normalmente é menor, com maior respeito às metas, ao planejamento territorial e à critérios socioeconômicos. No entanto, requerem um trabalho prévio de conhecimento da área;
- Procedimento *Open-Door*: o desenvolvedor toma a iniciativa de estabelecer um parque eólico, estudando o local e definindo a capacidade instalada e área, a partir da solicitação de permissão para realização de pré-investigações. É realizada uma consulta à DEA, que atua como ponto único de contato para os projetos e centraliza as informações entre os demais órgãos envolvidos, liberando ou não a construção. Possui a vantagem de reduzir os custos necessários ao desenvolvimento dos projetos por parte das autoridades governamentais, porém ocorre para locais onde os projetos possuem o maior potencial econômico. Em procedimentos deste tipo, é

comum haver incompatibilidade com o planejamento espacial, podendo inferir em custos indiretos.

Não existe um valor/custo associado diretamente ao uso da área, ou seja, todo o custo está associado ao preço que vai se pagar pela energia gerada – sendo que a licença para exploração local para fins de energia eólica é de 30 anos. Destaca-se que a licença é para a exploração local para fins de energia eólica e, desta forma, não deve influenciar o desenvolvimento de outras atividades locais, o que é analisado pela DEA tanto na avaliação de áreas para licitações por parte do Governo quanto para a instalação de parques por meio do procedimento *open-door*. Importa mencionar que, em 2021, a Agência Dinamarquesa de Energia publicou uma análise do procedimento *open-door* em que foram identificados vários desafios, concluindo que o regime não estava atualizado [17]. Dentre os possíveis ajustes avaliados, está a proposta da introdução de um pagamento ao Estado pelo arrendamento da área marítima.

Um exemplo de procedimento *open-door* apresentado pelos dinamarqueses é o do projeto *Aflandshage*, que levou 10 anos entre a solicitação e a operação comercial, sendo necessárias análises do projeto para a liberação da realização da pré-investigação.

A eletricidade produzida por parques deste procedimento recebe um prêmio no mesmo nível que os dados para parques onshore. Ou seja, o parque recebe o valor da energia comercializado no mercado acrescido do subsídio/prêmio de 25 øre/kWh (o que equivale a 33,5 €/MWh)¹⁰. Se o preço de mercado adicionado ao subsídio exceder 58 øre/kWh (77,8 €/MWh, aproximadamente), o subsídio será reduzido proporcionalmente.

A maioria dos novos parques eólicos, no entanto, são estabelecidos por meio de licitação efetuada pelo próprio governo. Antes da licitação, o governo desenvolve estudos que permitem aos desenvolvedores de projetos terem uma melhor avaliação das áreas licitadas.

Assim, as áreas para licitação são classificadas de acordo com a geologia geral local, avaliação geotécnica, condição de conexão com terra, profundidade do leito marinho, bem como a possibilidade de variação do layout das turbinas offshore. É considerada uma área 30% maior do que o necessário para a instalação do parque na licitação, o que permite variação do layout do parque, e otimização final do projeto.

Na licitação, os concorrentes dão o preço fixo pelo qual estão dispostos a produzir certa quantidade de energia. O proprietário do parque terá que vender a energia no mercado e ganhará um subsídio para cobrir a diferença entre o preço de mercado e o preço ofertado no Leilão. Existe também o pagamento simétrico, ou seja, em anos em que o preço de referência for maior que o preço fixo ofertado, o proprietário deve pagar a diferença ao

¹⁰ <https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/offshore-procedures-permits>

estado [18]. Assim, o preço vencedor será diferente de projeto para projeto, a depender da situação competitiva do mercado no momento, e de condições como localização do projeto e condições de vento, dentre outras.

Conforme descrito por Jansen et al. (2022) [3], desde as primeiras licitações, o preço pela energia sempre foi relativamente baixo (refere-se a parcela de subsídio/prêmio): 69,5 €/MWh para Horns Rev 2 (2005); aumentando para 140,9 €/MWh em 2009, no projeto de Anholt; diminuindo novamente para 49,9 €/MWh para Kriegers Flak (2015). O artigo destaca que o custo mais elevado para o projeto de Anholt foi justificado pelas partes envolvidas como sendo reflexo do aumento dos custos de turbinas eólicas e equipamentos de instalação. Ainda, licitações realizadas para parques mais próximos da costa (nearshore), e em licitações ocorridas próximas ao do parque Kriegers Flak, resultaram em preços superiores a este projeto, sendo de 63,7 €/MWh.

Para a licitação do parque eólico offshore Thor Offshore Wind Farm, havia um limite máximo de subsídio total que poderia pago pelo Estado dinamarquês por um período de 20 anos de até DKK 6,5 bilhões e um limite para o pagamento simétrico que o proprietário da concessão pode ser obrigado a pagar ao Estado dinamarquês de até DKK 2,8 bilhões durante o período de 20 anos [18]. Em comunicado à imprensa em 2021¹¹, referente à licitação do parque, a Agência Dinamarquesa de Energia divulgou que o preço atingido foi a oferta historicamente mais baixa, a um preço mínimo de apenas 0,01 Øre/kWh (refere-se à parcela de subsídio/prêmio). Espera-se que o parque eólico offshore Thor produza eletricidade a partir de 2026. Com os preços de eletricidade praticados (à época da licitação), espera-se que o licitante pague ao estado cerca de DKK 2,8 bilhões (cerca de R\$ 2,08 bilhões) até 2028, conforme Figura 1. Após este período, o parque estará operando em condições puramente comerciais (apenas pelo preço da energia de mercado).

Outra novidade do Parque Eólico Offshore Thor é que a ligação à rede de transmissão de energia está incluída no preço da oferta, ou seja, o custo da subestação de transformação offshore, incluindo a subestação onshore e todo o cabeamento, está incluído no custo do projeto. O concessionário deve pagar todos os custos públicos associados ao parque eólico offshore (geralmente cerca de DKK 1 bilhão). Além disso, as licitações preveem uma penalidade caso o concessionário desista do projeto ou não o construa e conecte à rede [18].

¹¹ <https://danish-energy-agency.mynewsdesk.com/pressreleases/thor-wind-farm-i-skraastreg-s-to-build-thor-offshore-wind-farm-following-a-historically-low-bid-price-3148017>

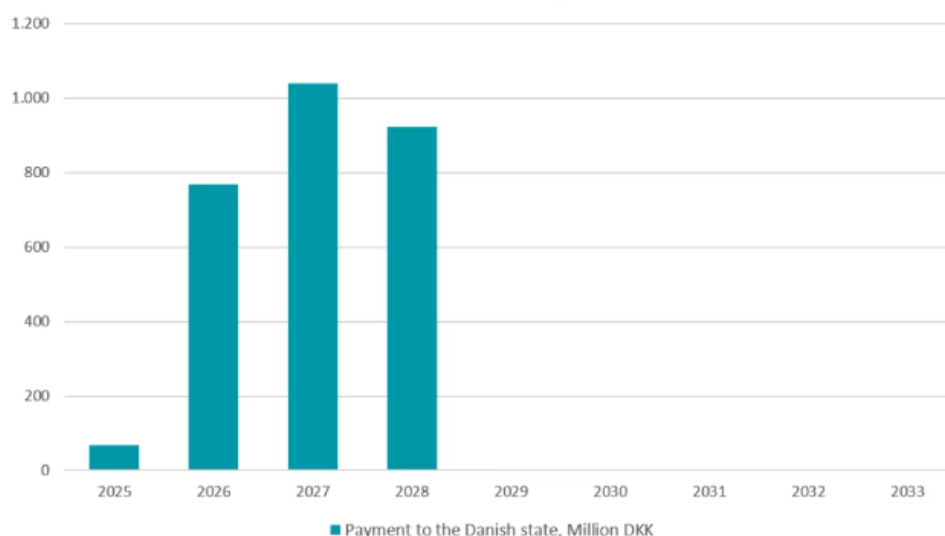


Figura 1 - Estimativa anual de recebimento de proventos pelo governo dinamarquês a partir do projeto offshore Thor

O sucesso desta licitação contribuiu para que o Governo Dinamarquês começasse a estudar a possibilidade de se cobrar pelo uso da área dos parques. Isto significa que o governo, mesmo com as variações que podem ocorrer com o mercado, avalia que os efeitos da última licitação podem permanecer e que os próximos parques não mais precisarão de subsídio do estado, podendo até ofertar valores para operar nas áreas licitadas.

2.3.6. Espanha

O processo de autorização para instalações de geração elétrica no mar territorial da Espanha está regulamentado pelo Decreto Real 1028/2007, cujos Artigos 14 e 18 estabelecem o pagamento de garantia no processo de concorrência pela cessão da área para geração eólica offshore.

Para participar do processo de concorrência, os interessados devem apresentar no prazo de três meses uma série de documentos, incluindo comprovante de depósito à Direção Geral de Política Energética e Minas (DGPEM) no valor de 1% do orçamento da instalação de geração eólica offshore prevista. O desenvolvedor que apresentou a solicitação de reserva de zona inicial também deve depositar essa garantia no mesmo prazo, podendo ajustar a solicitação apresentada previamente.

Caso haja desistência ou ausência de resposta ao pedido de informações durante o procedimento licitatório por três meses, a garantia depositada pelo respectivo desenvolvedor será executada. As garantias depositadas pelos concorrentes que não vencerem a licitação serão devolvidas ao final do processo.

O proponente que obtiver a reserva de zona deverá depositar mais 1% do orçamento do parque. Ambas as garantias serão devolvidas uma vez que obtenha a autorização para instalação.

As garantias serão executadas nas seguintes situações:

- a) Caso o solicitante desista voluntariamente da tramitação;
- b) Não efetue o depósito da segunda garantia;
- c) Não cumpra com a obrigação de descomissionamento da instalação e restituição do estado de domínio público, em função do plano de investimentos e plano de restauração apresentados, bem como o pagamento de multas e sanções;
- d) Quando houver descumprimento das obrigações legais até a outorga da autorização administrativa; ou
- e) Quando não seja autorizada a modificação da oferta de prêmio e isso inviabilize a continuação do procedimento. Se a mudança na estimativa do desenvolvedor for motivada pela insuficiência do recurso eólico, os dados coletados deverão ser entregues à DGPEM, que poderá determinar a devolução da garantia de 1% do orçamento. Quando houver a devolução da garantia, os dados passarão a ter caráter público.

2.3.7. Estados Unidos

Nos Estados Unidos, a remuneração do Estado pelo uso de bens públicos situados na plataforma continental para fins de geração de energia por fontes renováveis é disciplinada pelo *Code of Federal Regulations* (CFR). O CFR é a codificação dos regulamentos promulgados pelos departamentos executivos e agências do governo federal dos Estados Unidos. Ele é dividido em cinquenta títulos que representam amplas áreas sujeitas à regulamentação federal. O Título 30 do CFR disciplina as energias renováveis e os usos alternativos das instalações existentes na plataforma continental [19].

De acordo com este documento, são possíveis dois tipos de cessão a interessados em promover a geração de energia por meio de fontes renováveis na plataforma continental: o *Right-of-Way* (ROW) e o *Right-of-Use and Easement* (RUE). De acordo com o art 585.300, o ROW autoriza o seu detentor a instalar na plataforma continental cabos, dutos e outras instalações que envolvam transporte ou transmissão de eletricidade e produtos derivados de fontes renováveis. Por outro lado, o RUE autoriza o seu detentor a construir e manter

na plataforma continental instalações para suporte das operações de produção, transporte ou transmissão de eletricidade e produtos derivados de fontes renováveis.

Para obter o ROW e o RUE, nos termos do art. 585.316 do CFR, o interessado deve quitar qualquer débito existente perante o *Office of Natural Resources Revenue* (ONRR), oriundo da proposta vencedora do leilão para uso da área, e pagar àquela entidade o valor correspondente à cessão referente ao primeiro ano de uso do espaço.

Anteriormente à celebração da cessão de uso, e antes da adjudicação do objeto do processo de seleção de interessados, é requerido que o vencedor deposite uma garantia no valor de U\$ 100.000 (cem mil dólares americanos), podendo ser aceito um título de valor equivalente (art. 585.515 (a) (1)).

Em momento posterior ao da celebração da cessão de uso, na forma do disposto no art. 585.506 do Título 30 do CFR, cobra-se uma taxa operacional de periodicidade anual que tem como referência o preço da energia no mercado atacadista no exercício anterior, multiplicado por um fator¹².

Por fim, conforme dispõe o art. 585.508 do Título 30 do CFR, uma vez concedida pelo *Bureau of Energy Management* (BOEM) o ROW, o cessionário deverá pagar ao ONRR uma taxa equivalente a U\$ 70 (setenta dólares) por cada milha náutica, ou fração, da plataforma continental alcançada pela cessão, exceto se o edital trazer previsão distinta¹³. Caso o instrumento de cessão contemple uma área fora de um corredor de 61 (sessenta e um) metros de largura, centralizados no cabo ou duto, o cessionário deverá pagar ao ONRR, além da taxa anteriormente mencionada, uma taxa adicional de U\$ 5 (cinco dólares) por acre utilizado fora deste corredor, com valor mínimo de U\$ 450 (quatrocentos e cinquenta dólares).

12 Tal fator costuma ser quantificado em 0,02, podendo, a critério do BOEM, sofrer alterações em virtude do estado em que a indústria se encontrar, dos objetivos do projeto, seu tipo, ou potencial, conforme o número 1, da letra c, do art. 585.506 do CFR.

13 Na pesquisa realizada para a elaboração deste trabalho, foi encontrado um exemplar de fórmula de paramento anual de US\$ 3.00 (três dólares) por acre, conforme a área constante do título ou do contrato, com o primeiro pagamento devido 45 (quarenta e cinco) dias da data da celebração da cessão. O pagamento subsequente seria devido no aniversário da cessão.

Estas taxas deverão ser pagas ao ONRR, em periodicidade anual ou quinquenal, a depender do que foi estipulado no edital da licitação para uso da área. Por outro lado, e ainda conforme dispõe o art. 585.508 do CFR, uma vez concedida pelo BOEM a RUE, o cessionário deverá pagar ao ONRR aluguel no montante correspondente a U\$ 5 (cinco dólares) por acre por ano, no valor mínimo de U\$ 450 (quatrocentos e cinquenta dólares) por ano.

Marco legislativo de estímulo às energias renováveis: o Inflation Reduction Act (IRA)

Promulgado em 16 de agosto de 2020, o IRA contém, entre diversas providências, disposições relativas aos esforços de descarbonização da economia estadunidense. A respeito dos incentivos ao desenvolvimento da fonte eólica offshore, podem ser destacados os seguintes pontos:

Competência do Departamento do Interior: o art. 50265 do IRA delimita a autoridade do Departamento do Interior para a celebração de cessões para a produção de energia renovável tanto em terra, quanto no mar. No que se refere à energia eólica offshore, durante um período de 10 (dez) anos após a promulgação do IRA, a Agência de Gestão de Energia Oceânica do DOI (BOEM) não poderá emitir um arrendamento para o desenvolvimento de energia eólica offshore, a menos que a agência tenha oferecido pelo menos 60 milhões de acres para arrendamento de petróleo e gás na plataforma continental externa (OCS) no ano anterior;

Possibilidade de cessões de uso no Meio-Sul Atlântico e Golfo do México: em 8 e 25 de setembro de 2020, nos termos do art. 12 (a) da Lei das Terras da Plataforma Continental Exterior (43 USC §1341 (a)), foram retiradas da possibilidade de arrendamento, para durante o período de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2032, as áreas ao longo das costas da Carolina do Norte, Carolina do Sul, Geórgia e Flórida no Atlântico e ao longo da costa da Flórida no Golfo do México. A Administração atual anunciou o interesse do governo em promover a cessão de tais áreas. Desse modo, o art. 50251 (a) do IRA autoriza o Secretário do Interior a ceder direitos de passagem de energia renovável nessas áreas;

Geração energia eólica offshore nos territórios: o art. 50251 (b) do IRA altera definições da Plataforma Continental Exterior na Lei das Terras da Plataforma Continental Exterior para incluir terras submersas especificadas que sejam adjacentes aos territórios dos EUA. Além disso, o IRA orienta o Secretário do Interior a emitir chamadas para interesse em arrendamento de áreas visando à geração de energia eólica offshore ao longo das costas territoriais e autoriza a oferta de cessões de uso em áreas consideradas viáveis e de manifesto interesse;

Planejamento, modelagem e análise do desenvolvimento da transmissão: o art. 50153 do IRA destina US\$ 100 milhões à realização de análises relacionadas ao desenvolvimento da transmissão inter-regional e para a geração de energia eólica offshore. Tal planejamento deve levar em conta fatores tais como os econômicos, os de confiabilidade sistêmica, a resiliência, a segurança, as políticas públicas e os benefícios ambientais; e

Créditos tributários para o desenvolvimento da fonte eólica gerada offshore: a principal disposição do IRA destinada ao incentivo ao desenvolvimento da energia eólica offshore refere-se ao crédito tributário para investimento em energia. Essa disposição oferece um crédito fiscal de 30% para projetos eólicos offshore que comecem a ser construídos antes de 1º de janeiro de 2026. Ademais, o art. 13702 do IRA oferece um novo crédito fiscal para investimentos em eletricidade limpa, projetados para serem eliminados gradualmente quando as metas de redução de emissões de gases de efeito estufa forem atingidas. Além disso, os projetos que atenderem a determinados requisitos de conteúdo nacional poderão se qualificar para um crédito de bônus. Por fim, o art. 13502 do IRA oferece um novo crédito tributário para a produção nacional de componentes eólicos e bens relacionados, tais como embarcações destinadas à instalação de equipamentos.

Fonte: [93]

2.3.8. França

A concessão de uso do território marinho na França é feita de forma onerosa ao cessionário. A cobrança de taxa de utilização ocorre de acordo com a localização da zona marítima do empreendimento. As áreas marinhas se dividem entre áreas de domínio público, localizadas a até 12 milhas náuticas da costa, e de Zona Econômica Exclusiva, localizada entre 12 e 200 milhas náuticas [20].

O Despacho de 2 de abril de 2008 [21], emitido pelo Ministro de Orçamento, das Contas Públicas e da Função Pública, define as taxas devidas pela ocupação nas áreas de domínio público do Estado (até 12 milhas náuticas da costa) por instalações de produção de energia eólica. O cálculo do valor a ser pago pela área utilizada está relacionado com a potência total do parque, com a quantidade de aerogeradores instalados e com a extensão, em metros, dos cabos submarinos instalados. O Quadro 5 seguinte detalhada os valores cobrados [21]. O mesmo Despacho prevê um valor mínimo de € 400 cobrado para a unidade de conexão, independente da quantidade instalada, assim como uma redução da tarifa em 50%. Para a potência instalada o decreto prevê uma redução no valor para € 4.000/ MW.

Quadro 5 – Valores cobrados pelo uso de área de domínio público (até 12 milhas náuticas da costa)

Natureza da instalação	Valor
Unidade de geração (aerogerador)	1.000,00 EUR/unidade
Unidade de conexão (cabos submarinos)	1,00 EUR/metro linear
Potência instalada (potência total do parque)	6.000,00 EUR/MW

Adaptado de [21]

A cobrança pelo uso das instalações na Zona Econômica Exclusiva e plataforma continental segue o descrito no Despacho de 8 de março de 2022 [22], emitido pelo Ministro da Transição Ecológica. A taxa a ser cobrada depende da potência total do parque, da quantidade de aerogeradores instalados e das plataformas offshore (subestações e pontos de conexão). Além disso, depende do fator K, que é o fator de ocupação de áreas de proteção ambiental, sendo igual a 1 para as áreas sem sobreposição. Para as áreas com sobreposição, o cálculo é feito pela equação $K=1+(0,3*Pap/Pt)$, sendo Pap o perímetro sobreposto em área de proteção ambiental e Pt o perímetro total definido na autorização. O valor total da taxa é determinado de acordo com a seguinte equação:

$$Taxa = (Potência + Geradores) \times K + Plataforma$$

Os valores a serem calculados seguem o descrito no Quadro 6.

Quadro 6 - Valores cobrados pelo uso de área na ZEE e Plataforma Continental

Natureza da instalação	Valor
Unidade de geração (aerogerador)	1.000,00 EUR/unidade
Potência instalada (potência total do parque)	4.000,00 EUR/MW
Conexão (Plataforma offshore)	10.000,00 EUR/unidade

Adaptado de [22]

A cobrança das taxas ocorre anualmente e sofre alteração em 1º de janeiro de cada ano, em função da variação do índice de custos de construção publicado em 1º de dezembro pelo INSEE (*Institut national de la statistique et des études économiques*) [23].

2.3.9. Índia

Em 2015, o Ministério de Energias Novas e Renováveis publicou a Política Nacional de Energia Eólica Offshore para promover o desenvolvimento da fonte, reduzir emissões, entre outros, definindo o Instituto Nacional de Energia Eólica (NIWE) como agência responsável pelos estudos e coordenação do processo de cessão das áreas [24].

Em 2022, o governo abriu uma consulta ao mercado que resultou no “*Strategy Paper for Establishment of Offshore Wind Energy Projects*”, que prevê três modelos de negócio, com uma trajetória indicativa de contratações anuais por leilões, na qual se nota um maior uso dos modelos 1 e 3 no início, passando para o 2 gradualmente [25]:

- Modelo 1 (1 GW entre 2023-24): áreas cujos estudos e levantamentos são feitos pelo governo (NIWE). O desenvolvimento do projeto passa por duas etapas de lance único, seguida de um leilão reverso (“e-RA”), baseado na tarifa ou no financiamento requerido para complementar a viabilidade (*Viability Gap Funding - VGF*). O contrato de cessão (*lease agreement*) é de 30 anos com uma cobrança anual de 1,0 lakhs/km²/ano.
- Modelo 2 (24 GW no total, iniciando em 2024): áreas cujos estudos e levantamentos são feitos pelos desenvolvedores (sem exclusividade do leito marinho), para participação nas licitações conduzidas pelo governo, seguindo o mesmo processo competitivo do modelo 1. O valor do pagamento pela cessão da área (*lease rent*) será definido no contrato (*lease agreement*). Previsto para iniciar em 2024-25.
- Modelo 3 (12 GW entre 2022 e 2028): semelhante ao modelo 2, mas com exclusividade do leito marinho, sendo o projeto desenvolvido por meio de acordos bilaterais, para grandes áreas não cobertas pelos outros modelos. A licitação para cessão do leito marinho ocorre em processo único de envelope duplo: lance técnico (para avaliar a capacidade técnico-comercial do proponente) e financeiro (proposta

de taxa de arrendamento da área), sendo escolhido o desenvolvedor que cumprir os requisitos do primeiro e oferecer o maior valor do segundo para determinado bloco. Durante o período de estudos (5 a 7 anos, ou mais caso deseje reter a exclusividade da área), o desenvolvedor deve pagar a taxa de cessão (não reembolsável) e, a partir da entrada em operação, o pagamento se dará pelo valor mínimo definido no contrato [25].

2.3.10. Japão

No Japão, o setor eólico offshore é regulado pelo *Act on Promoting the Utilization of Sea Areas for the Development of Marine Renewable Energy*, também chamado de "*Marine Renewable Energy Act*" ou "MREA". A cada rodada de licitações, o governo identifica as Áreas de Promoção que serão colocadas a leilão e define as diretrizes da licitação, específicas para cada área a ser leiloada, que, além das características da área e do projeto, incluem:

- A tipologia da instalação de geração elétrica: por exemplo, se as fundações serão fixas ou flutuantes;
- A área específica a ser explorada;
- A data esperada de início de ocupação;
- A capacidade esperada da instalação de geração elétrica;
- Os critérios de participação no leilão;
- A quantidade e termos do depósito de segurança que deve ser fornecido pelos participantes do leilão;
- O preço-teto de oferta de eletricidade que pode ser oferecido;
- O método para determinação do preço-teto de oferta;
- O número de anos pelo qual o preço de oferta é aplicável (geralmente 20 anos);
- O prazo de inscrição para a certificação do preço de oferta e a validade da certificação;
- O uso de portos de base;
- O termo do período de ocupação (geralmente 30 anos);
- Coordenação com autoridades de governo relevantes;
- Questões relativas ao descomissionamento;

- Os critérios de avaliação a serem aplicados para a seleção do vencedor do leilão.

O Artigo 15 do MREA define os procedimentos para a seleção da oferta vencedora. O primeiro passo é a confirmação da conformidade do Plano de Ocupação com os critérios mínimos estabelecidos pelo governo.

Em seguida, o processo de avaliação é feito através da pontuação dos projetos nos critérios estabelecidos. Os projetos podem atingir uma pontuação máxima de 240, sendo 120 pontos relacionados ao critério econômico, de menor preço de oferta de eletricidade proposto, e 120 pontos relacionados à viabilidade do projeto proposto. Dentre esses critérios não-econômicos, 80 pontos estão relacionados à implementação do projeto e outros 40 pontos à capacidade de coordenação com atores locais e de geração de co-benefícios econômicos, sendo:

- Cronograma do plano de projeto (20 pontos);
- Aspectos básicos do plano de projeto (20 pontos);
- Aspectos de implementação do plano de projeto (20 pontos);
- Confiabilidade do fornecimento de energia (20 pontos)
- Capacidade de coordenação com os representantes das agências administrativas relevantes (10 pontos);
- Coordenação e coexistência com outras atividades, como rotas de navegação, indústria pesqueira, etc. (10 pontos);
- Geração de co-benefícios econômicos regionais (10 pontos);
- Geração de co-benefícios econômicos nacionais (10 pontos).

Apesar de haver uma série de critérios para a seleção do vencedor, o resultado do leilão do Round 1 mostrou que a metodologia priorizava o critério econômico, em detrimento dos demais fatores de avaliação. A pontuação do critério econômico era calculada de forma relativa, com o projeto com o menor preço ofertado obtendo a pontuação máxima de 120 pontos, enquanto a pontuação no critério de viabilidade era absoluta, dificultando a obtenção dos 120 pontos nesse critério. Por isso, e visando garantir um maior número de participantes nos leilões, em outubro de 2022, o governo providenciou uma atualização¹⁴ dos critérios de avaliação dos leilões, na qual:

- A pontuação no critério de viabilidade passa a ser relativa, fazendo com que o projeto com maior pontuação nesse critério atinja 120 pontos e, portanto, reduzindo o peso do critério econômico;

¹⁴ <https://www.orrick.com/en/Insights/2022/12/Japan-Renewables-Alert-61>

- No critério econômico, todos os projetos oferecendo preços abaixo de um determinado valor (a princípio, 3 yen/kWh no Round 2) recebem a pontuação máxima;
- O critério de cronograma do plano de projeto prioriza projetos com datas de início de operação anteriores;
- Imposição de um limite máximo de 1 GW de capacidade em projetos que um mesmo operador ou consórcio pode vencer no leilão. [26]

Diante disso, o Round 2, que aconteceria em junho de 2022, foi adiado e as propostas devem ser submetidas entre dezembro de 2022 e junho de 2023. O resultado é esperado para final de 2023 ou 2024. No Round 2 são ofertadas 4 áreas, que somam 1,8 GW de capacidade, com cada projeto variando entre 300 e 700 MW¹⁵.

Uma vez selecionado o ganhador do leilão, o Plano de Ocupação deve ser submetido ao Ministério da Economia, Comércio e Indústria (METI) para certificação. Na certificação são listados o preço e os termos de compra concedidos, isto é, o preço proposto na aposta vencedora do leilão. Nos leilões japoneses, o mecanismo de remuneração se baseia em uma tarifa feed-in (FIT), que garante um pagamento fixo para a eletricidade gerada pelo operador por um período típico de 20 anos. As mudanças nas normas mencionadas acima também sugeriram a introdução de um sistema de prêmio feed-in (FIP), em que o operador vende a eletricidade produzida ao preço do mercado de eletricidade e o governo fornece um prêmio adicional, limitando os riscos das flutuações de preço.

Em seguida, é concedida pelo Ministério de Terra, Infraestrutura, Transporte e Turismo (MLIT) a Licença de Ocupação e uso exclusivo da área designada por um período de 30 anos e o operador pode iniciar as atividades de desenvolvimento do parque eólico. O operador deve se comprometer com uma data de início de operação do parque não superior a 8 anos após a obtenção da certificação do Plano de Ocupação.

Após o período de validade de 20 anos da tarifa feed-in, a eletricidade adicional gerada pode ser vendida a preço de mercado, enquanto for válida a Licença de Ocupação. Além disso, a Licença de Ocupação pode ser renovada, a princípio, por mais 30 anos, e desde que a renovação se traduza em redução do preço de oferta de eletricidade e garanta o uso continuado e a preservação da Área de Promoção.

Diante do exposto, percebe-se que, no Japão, a cessão da área é concedida sem a cobrança de taxas explícitas sobre o uso do leito marinho e como parte do processo de leilão único, que também abrange o acordo de pagamento pela geração.

¹⁵ <https://maritime-executive.com/article/japan-launches-second-round-of-large-offshore-wind-power-auctions>

2.3.11. Países Baixos

Nos leilões realizados nos Países Baixos, são considerados critérios como: valor da proposta financeira, experiência do desenvolvedor, montante de energia e integração ao sistema elétrico. Para cada critério são atribuídos pontos e pesos, de acordo com regras específicas dos Editais. Para obtenção dos direitos do site Hollandse Kust West VI, os proponentes deveriam apresentar medidas ecológicas, ao passo que no Edital para o site Hollandse Kust West VII foram exigidos investimentos e inovações a fim de beneficiar a integração do sistema energético neerlandês.

Também foi definida uma oferta financeira máxima de € 50 milhões, ou seja, a pontuação máxima para a oferta financeira é alcançada se um desenvolvedor oferecer este valor pela licença. É atribuído um número relativo de pontos para uma proposta inferior, em intervalos de € 2,5 milhões por ponto [27].

Em termos de custos para definição da licença, os Editais destas áreas indicam alguns valores relativos e referenciados ao Regulamento nº WJZ/21196433 [28], entre elas:

- 1 - Garantia bancária como condição suspensiva: não serão cobrados custos pelo pedido de licença. No entanto, há cobrança pelos do governo na preparação da decisão. Para o site VII, esse montante foi fixado em € 13.465.191,35.
- 2 – Encargos administrativos para avaliação da viabilidade técnica e financeira das propostas, estimados em € 370.000 por proposta.
- 3 - Monitoramento/prestação de contas: relatório anual sobre o progresso do projeto em relação ao cronograma deve ser fornecido durante a construção do parque eólico offshore, prevendo-se custos anuais de € 240 por licença.
- 4 - Garantia bancária: caução de € 700.000/ ano, em média, por até 5 anos.
- 5 - Procedimentos de objeção: Cada requerente tem a opção de apresentar uma objeção, seguida de um recurso, contra a concessão de uma licença ou a decisão sobre a objeção, respectivamente. Os custos administrativos de cada etapa/procedimento de impugnação são estimados em cerca de € 10.000 euros [27].

2.3.12. Reino Unido

Criado em 1961, o The Crown Estate é uma empresa comercial independente, cujo lucro é devolvido ao tesouro nacional. No período 2021/22 a entidade teve um lucro líquido de £ 312,7 milhões, impulsionado principalmente pela receita da licitação conhecida como "Round 4"¹⁶, concluída em janeiro de 2023 [29].

Está em andamento ainda, pelo The Crown Estate, a licitação de projetos de fundação flutuante no Mar Celta, cujos documentos devem ser publicados em meados de 2023, seguidos de uma licitação de três etapas, prevista para iniciar no fim do ano. Portanto, ainda não foram divulgados os critérios de seleção e pagamento pela cessão das áreas nessa região.

a) Round 4

Entre os objetivos dessa rodada estava o aprimoramento dos direitos de uso do leito marinho, de forma a revelar seu valor e garantir o benefício das fianças públicas. Um dos aprimoramentos introduzidos foi a maior flexibilidade na estrutura de pagamento, visando o compartilhamento de riscos [30].

O processo de cessão consistiu em cinco etapas: questionário de pré-qualificação (2019-20), convite à licitação (estágio 1 – 2020; estágio 2 – 2020 e 2021), avaliação de impactos ambientais (2021-22) e contrato de cessão (2022). O estágio 2 se baseou em um processo competitivo de lances diários referentes à taxa de opção (para direito de opção da área e da transmissão), de forma que aquele que oferecer o maior lance (em £/MW/ano) deve efetuar o depósito da taxa de opção, desde que esse valor esteja de acordo com a capacidade financeira do proponente. Os resultados são apresentados na Tabela 1, enquanto a Figura 2 mostra a localização dos projetos.

Tabela 1 – Resultado do "Round 4" (Reino Unido)

Área	Projeto	Capacidade proposta (MW)	Taxa de opção depositada (GBP, sem impostos)	Lance da Taxa de opção (GBP/MW/ano)
1	1	1.500	£ 114.304.500	£ 76.203
1	2	1.500	£ 133.350.000	£ 88.900
2	3	1.500	£ 124.573.500	£ 83.049
4	4	1.500	£ 231.000.000	£ 154.000
	5	480	£ 44.751.840	£ 93.233
	6	1.500	£ 231.000.000	£ 154.000

Fonte: Adaptado de The Crown State - Offshore Wind Leasing Round 4

¹⁶ Mais informações em: <https://www.thecrownestate.co.uk/round-4/round-4-document-library/>

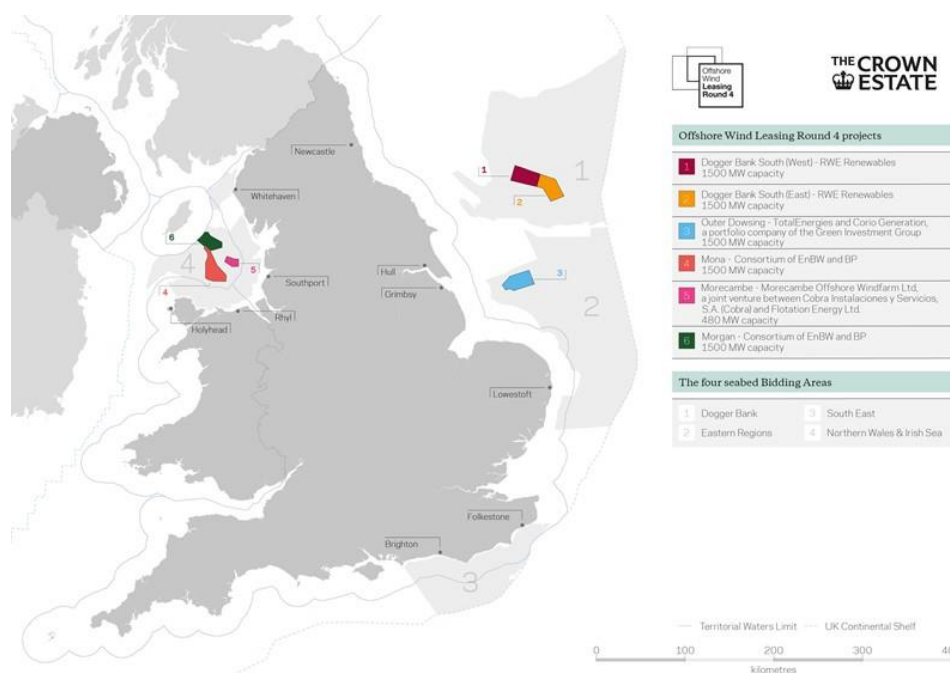


Figura 2 - Projetos do "Round 4" do Reino Unido.

Fonte: The Crown Estate

O contrato de cessão (*Agreement for Lease - AfL*) tem duração de até 10 anos, seguidos da cessão propriamente dita (*Lease*), com duração de 60 anos, com possibilidade encerramento em 25 anos ou extensão de vida útil/repotenciação. Durante o AfL o desenvolvedor paga a taxa de opção anual e na etapa seguinte (*Lease*) é cobrado um aluguel correspondente a 2% da receita do projeto, sujeito a um valor mínimo.

Durante o *Agreement for Lease* ocorre também o leilão de energia, no esquema *Contract-for-Differences* (CfD) por 15 anos, organizado pelo Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial (BEIS). Na última licitação, os projetos offshore de fundação fixa negociaram a um valor de £ 37,35/MWh, totalizando quase 7 GW de capacidade, sendo a fonte de menor preço nessa rodada (abaixo da onshore e da fotovoltaica), enquanto os de fundação flutuante venderam a £ 87,30/MWh [31].

b) Escócia - ScotWind

Atualmente, há 7 usinas em operação na Escócia, totalizando 1,9 GW, além projetos em desenvolvimento e construção, sendo o processo de identificação de áreas e cessão conduzido pelo "Crown Estate Scotland"¹⁷. A recente rodada "ScotWind" resultou em 20 projetos (até 27,6 GW) em escala comercial (sendo 14 flutuantes), que assinaram contratos de opção, anunciados em abril e outubro de 2022, e totalizam £ 28,8 bilhões em investimentos.

¹⁷ Mais em: <https://www.crownestatescotland.com>



Figura 3 – Projetos eólicos offshore na Escócia.

Fonte: Crown Estate Scotland

A maior parte da receita obtida dessas usinas, arrecadada pelo Crown Estate Scotland (CES) e repassada ao Governo Escocês, vem da locação das áreas e não das taxas de opção. A experiência nestes casos mostrou que as taxas de opção mais altas afastavam os desenvolvedores, dificultando o objetivo do CES de maximizar o número de projetos e cumprir suas metas.

Por isso, ao lançar a rodada ScotWind em 2020, o CES inicialmente limitou a taxa de opção a £ 2.000/km², £ 6.000/km² ou £ 10.000/km², a depender da área escolhida [32], limite este que depois foi revisto para £ 20.000/km² durante a etapa denominada “Rapid Review” em 2021. O documento inicial também previu o pagamento de um aluguel trimestral de £ 1.07/MWh, corrigido pela inflação.

Na sequência, o “Aurora Report” recomendou aumentar esse limite para £ 100.000/km², observando, porém, o impacto na viabilidade financeira dos projetos. O estudo apontou que o aumento desse limite pode restringir a participação de desenvolvedores menores, aumentar o custo total e reduzir a probabilidade de sucesso dos projetos. Por outro lado, isso previne a venda das opções no mercado secundário, o que foi evitado por uma regra de controle sobre as transferências, que prevê a repartição dos ganhos da venda com a CES [33].

Ainda em 2021, o “JLL Report” buscou testar as hipóteses do estudo anterior, concluindo não haver uma metodologia para definição das taxas de opção e fazendo ressalvas quanto às comparações com o Round 4. Concluiu ainda que a ausência de um limite pode levar a taxas muito altas, o que pode não estar alinhado ao perfil de risco dos ofertantes.

Ao fim do Rapid Review, o CES avaliou as possíveis abordagens, à luz da receita obtida, aceitação pública, confiança dos investidores, objetivos de longo prazo, riscos legais e impacto na cadeia de suprimento. A conclusão foi pelo aumento do limite da taxa de opção para £ 100.000/km², além de requisitos mais rigorosos quanto aos compromissos da cadeia de suprimentos e aumento do pagamento requerido em caso de venda do contrato de opção.

Como resultado, os 20 contratos de opção assinados na rodada ScotWind, em 2022, resultaram em £ 755 milhões em taxas de opção, além dos investimentos (CAPEX) estimados em £ 28,8 bilhões (média de £ 1.4 bilhão por projeto). É esperada ainda uma receita da ordem de vários milhões de Libras quando do início da operação comercial das usinas.

Os contratos de opção são de até 10 anos, tempo destinado aos levantamentos de campo, obtenção de licenças, permissões e financiamento. Além das ofertas de taxa de opção, as propostas foram avaliadas com base nos projetos, orçamento, experiência do desenvolvedor e recursos financeiros [34]. Os resultados da rodada ScotWind são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 – Resultado da rodada ScotWind

Projeto	Proponente principal	Taxa de opção (£)	Tecnologia	Potência total (MW)
1	BP Alternative Energy Investments	85.900.000	Fixa	2.907
2	SSE Renewables	85.900.000	Flutuante	2.610
3	Falck Renewables	28.000.000	Flutuante	1.200
4	Shell New Energies	86.000.000	Flutuante	2.000
5	Vattenfall	20.000.000	Flutuante	798
6	DEME	18.700.000	Fixa	1.008
7	DEME	20.000.000	Flutuante	1.008
8	Falck Renewables	25.600.000	Flutuante	1.000
9	Ocean Winds	42.900.000	Fixa	1.000
10	Falck Renewables	13.400.000	Flutuante	500
11	Scottish Power Renewables	68.400.000	Flutuante	3.000
12	BayWa	33.000.000	Flutuante	960
13	Offshore Wind Power	65.700.000	Fixa	2.000
14	Northland Power	3.900.000	Flutuante	1.500
15	Magnora	10.300.000	Mista	495
16	Northland Power	16.100.000	Fixa	840
17	Scottish Power Renewables	75.400.000	Fixa	2.000
18	Ocean Winds	10.000.000	Flutuante	500
19	Mainstream Renewable Power	36.000.000	Flutuante	1.800
20	ESB Asset Development	10.000.000	Flutuante	500
Total		755.200.000		27.626

Adaptado de [34]

c) Escócia - INTOG

Adicionalmente, o Crown Estate Scotland anunciou uma nova rodada, denominada “Innovation and Targeted Oil & Gas” (INTOG)¹⁸, destinada a projetos que reduzam as emissões na produção de petróleo e gás natural (O&G). Foram previstas duas categorias de projetos: de pequena escala inovadores (IN); e conectados diretamente à infraestrutura de O&G, para eletrificação das operações (TOG). A primeira etapa da rodada, realizada na primavera de 2023, selecionou 13 das 19 propostas de projetos, sendo 5 IN e 8 TOG.

Os projetos IN devem ter no máximo 100 MW (ou 500 MW se somados) e 167 km² e não devem estar em áreas destinadas à produção de O&G. O limite de 100 MW visa limitar impactos cumulativos em regiões já com restrições.

Os TOG devem estar em áreas identificadas para projetos de descarbonização, limitados a 5,7 GW e 1.900 km² no total (333 km² por projeto), e podem utilizar a energia excedente para produção de hidrogênio e fornecimento à rede. A capacidade de cada projeto não deve exceder cinco vezes a demanda de eletricidade da instalação de O&G.

¹⁸ Mais em: <https://www.crownestatescotland.com/scotlands-property/offshore-wind/intog-leasing-round>

Os detalhes das propostas selecionadas na primeira etapa, elegíveis ao contrato de exclusividade (*Exclusivity Agreements*) são mostrados na Tabela 3. A localização dos projetos propostos é apresentada na Figura 4.

Tabela 3 – Resultado da primeira etapa da rodada INTOG

Proponente	Taxa de opção	IN ou TOG	Capacidade total (MW)
Bluefloat Energy/Renantis Partnership	£5,401,360	IN	99,45
Bluefloat Energy/Renantis Partnership	£7,107,900	IN	99,45
Simply Blue Energy	£9,972,000	IN	100
BP Alternative Energy Investments	£1,670,917	IN	50
ESB Asset Development UK	£3,137,000	IN	100
Flotation Energy	£54,893,102	TOG	560
Flotation Energy	£40,987,979	TOG	1.350
Cerulean Winds	£67,200,066	TOG	1.008
Cerulean Winds	£35,200,098	TOG	1.008
Cerulean Winds	£35,200,098	TOG	1.008
TotalEnergies	£200,000	TOG	3
Harbour Energy	£405,000	TOG	15
Harbour Energy	£405,000	TOG	15
Total	£261,780,521		

Adaptado de [35]

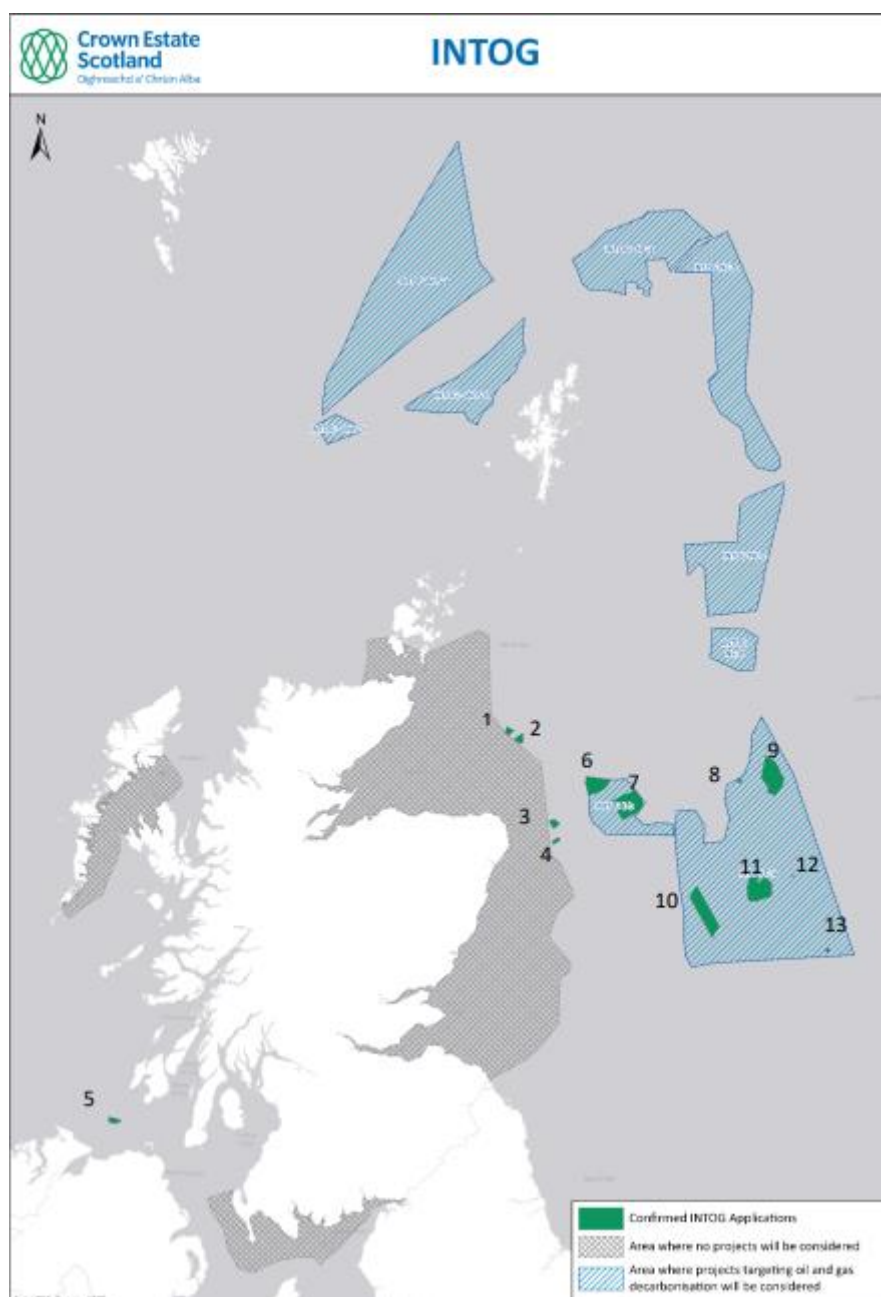


Figura 4 – Projetos propostos na rodada INTOG

Fonte: The Crown Estate Scotland [35]

2.3.13. Taiwan

Em Taiwan, a cessão da área marítima para empreendimentos de geração eólica foi regulamentada pelo Ministério da Economia taiwanês em 2017. É realizada através de cobrança proporcional à área cedida, tendo como condicionante a licença de construção, obtida após o processo de seleção dos empreendimentos candidatos. É importante ressaltar que, a qualquer tempo, se alguma das licenças prévias necessárias à concessão do uso da área for revogada, assim também será a concessão.

A taxa pelo uso da área marítima deve ser paga anualmente durante o período de validade da concessão e é calculada conforme segue [36].

Em casos de projetos entrando em operação com a totalidade de sua capacidade instalada, o valor é calculado diretamente pela multiplicação da área total concedida por uma taxa constante equivalente ao preço por metro quadrado. A área equivalente aos aerogeradores em operação será considerada como base de cálculo em situações em que parte da capacidade instalada ainda não tenha sido contratada, ou em que esteja planejada para entrar em operação em horizonte além do considerado como período de cálculo. A equivalência temporal dentro do período é igualmente considerada na cobrança.

Além do valor de compensação pelo uso da área, é cobrado ainda um valor equivalente ao período de descomissionamento do parque, definido proporcionalmente à capacidade instalada. O pagamento dessa parcela pode ser realizado por partes, sendo possível uma entrada de 10% do valor total do depósito ao fim do primeiro mês da licença de construção, contanto que o pagamento total seja realizado anualmente, em parcelas iguais, dentro do período de 10 anos.

2.3.14. Vietnã

No Vietnã, após o empreendedor concluir o estudo de viabilidade, o projeto deverá se candidatar ao arrendamento do leito marinho. Este arrendamento deve respeitar os termos do Decreto 11/2021/ND-CP e ser aprovado pelo Primeiro-Ministro, pelo Ministério de Recursos Naturais e Meio Ambiente (MONRE), ou pela Comissão Popular Provincial competente, dependendo da localização, distância da costa, tamanho do projeto e se há investimento estrangeiro ou não.

Geralmente, os arrendamentos para projetos localizados além de seis milhas náuticas da costa ou projetos com investimento estrangeiro são avaliados e aprovados pelo MONRE, enquanto projetos localizados dentro de seis milhas náuticas da costa são avaliados e aprovados pelo Comitê Popular Provincial. A aprovação e definição do prazo de arrendamento está condicionada à emissão de licença de utilização dos espaços marinhos, documento integrado ao certificado de registro de investimento (IRC) para empreendimentos de titularidade estrangeira.

Os prazos de arrendamento do leito marinho podem ser de até 30 anos, podendo ser prorrogado por até 20 anos adicionais. De acordo com as leis existentes, os projetos eólicos offshore são obrigados a pagar taxas de arrendamento que variam de US\$ 128 a US\$ 319 por hectare por ano. Essas taxas são calculadas com base na área do leito marinho

estabelecida na aprovação do arrendamento, e o desenvolvedor pode optar por fazer pagamento anual ou antecipado para cada período de cinco anos.

Ao contrário dos projetos onshore, nos quais os desenvolvedores podem ceder/transferir os direitos de uso da terra aos credores e terceiros (desde que todas as taxas de arrendamento de terras sejam pagas antecipadamente), os desenvolvedores de projetos eólicos offshore não têm direitos equivalentes.

2.3.15. Resumo da experiência internacional

Conforme abordado nas seções anteriores, a análise da experiência internacional revela diferentes abordagens.

Há países que não consideram uma cobrança explícita pelo uso da área, como forma de estimular o desenvolvimento da fonte e/ou minimizar o impacto no preço da energia. Por exemplo: Alemanha, Austrália, Colômbia, Dinamarca, Espanha, Japão, Países Baixos.

Na situação inversa estão China, Estados Unidos, França, Índia, Escócia, Taiwan e Vietnã, com cobranças relativas à área ocupada (\$/km²)¹⁹.

Há casos de cobranças em função da potência do projeto (\$/MW): Reino Unido, Escócia (taxa de opção), e França, onde há ainda uma taxa por aerogerador (\$/aerogerador).

Outros países cobram o reembolso ou taxa pelos custos administrativos do governo com o processo licitatório. É o caso da Alemanha, Austrália e Países Baixos. Também se verifica a cobrança/reembolso dos custos pelos levantamentos e estudos no prisma, como na Alemanha, Austrália e Dinamarca.

Por fim, é comum encontrar a exigência de aporte de garantia (ou caução) para participação na licitação, como ocorre na Alemanha, Colômbia, Espanha, Estados Unidos e Países Baixos.

2.4. Experiência em UBP de usinas hidrelétricas

Os potenciais de energia hidráulica são considerados bens da União pela Constituição Federal de 1988, o que impõe ritos específicos para sua exploração, a depender da potência e destino da produção de energia, conforme Lei nº 9.074/1995.

¹⁹ O termo \$/km² é utilizado para ilustrar os casos em que há uma cobrança monetária (em moeda local) proporcional à área do projeto, medida em km², ha, acres, etc.

O Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou dispositivos da Lei nº 10.848/2004, estabelece que os editais dos leilões de energia devem conter, entre outros, o valor anual do pagamento pelo Uso do Bem Público – UBP de referência, a ser definido pelo poder concedente. Destaca-se que as concessões prévias ao novo modelo do setor elétrico, de 2004, consideravam como critério da licitação o maior pagamento pelo UBP. A partir de então, o critério de julgamento passou a ser de menor tarifa, sendo devido o UBP de referência.

Com isso, os editais dos Leilões de Energia Nova (LEN), elaborados pela ANEEL, a partir de diretrizes do MME, trazem, entre os parâmetros da licitação, o cálculo do Pagamento pelo Uso de Bem Público (UBP) dos novos empreendimentos de geração hidrelétrica habilitados tecnicamente pela EPE.

Esse cálculo, realizado pela EPE para os Leilões, é apresentado adiante, seguido da metodologia estabelecida pela ANEEL para os casos de prorrogação de concessões de aproveitamentos hidrelétricos.

Cumprе ressaltar que este pagamento pelo Uso do Bem Público constitui um custo para o projeto de geração hidrelétrica que se reflete, portanto, nos correspondentes preços da energia elétrica ofertados para o ACR no leilão de energia nova.

Ademais, este encargo sobre os projetos hidrelétricos pode comprometer também a sua viabilização na medida em que tais projetos têm como competidores os novos projetos de geração termelétrica que, por não fazerem uso de nenhum bem público, não são onerados por este tipo de pagamento.

Por esta razão, o poder concedente, ao definir o valor de pagamento pelo UBP de cada empreendimento licitado, deve buscar uma solução de compromisso entre a maximização dos pagamentos devidos à União pelo uso de um bem público e a minimização do impacto sobre o preço da energia elétrica para os consumidores regulados.

2.4.1. Metodologia EPE (2007)

Transcrevem-se a seguir as premissas e a metodologia de cálculo do valor de pagamento pelo Uso de Bem Público para novos empreendimentos de geração hidrelétrica, adotadas no Leilão de Energia Nova de 2007 – LEN A-5/2007 [37], assim como, para aqueles que já possuam concessões, abrangidos pelo art. 17 da Lei nº. 10.848/04 e art. 22 do Decreto nº 5.163/04.

O critério proposto para o cálculo do valor de pagamento pelo Uso de Bem Público (UBPref) busca atender aos seguintes objetivos básicos:

1. Não onerar demasiadamente o consumidor, uma vez que o pagamento do UBP será repassado para os preços da energia elétrica;
2. Dar sinal econômico adequado, em função da atratividade (ou valor) de cada empreendimento de geração hidrelétrica, ou seja, cobrando-se proporcionalmente mais dos empreendimentos mais atrativos.

Desta forma, o valor do pagamento pelo UBP relativo a um novo empreendimento (UBPref) será calculado através do seguinte procedimento.

Inicialmente, a EPE deverá calcular o valor do Custo Marginal de Referência (CMR) (em R\$/MWh) para efeito do leilão. Além disso, a EPE calculará também um Preço de Referência (PR), em R\$/MWh, para cada empreendimento habilitado a participar do leilão com base na análise técnica dos dados do empreendimento e de sua garantia física.

Em seguida, será estabelecido o Valor Percentual (VP) a ser aplicado sobre a Receita Anual do Empreendimento para se calcular seu UBPref. Este valor será função da atratividade relativa do empreendimento, tendo como limites inferior e superior os valores de 0,5% e de 1,0% respectivamente. A Receita Anual será estimada admitindo-se a venda de toda a Garantia Física do empreendimento para o ACR, ao preço de “arremate” da energia ao final do leilão.

Assim, convencionou-se inicialmente que, para empreendimentos muito atrativos, com um Preço de Referência (PR) inferior ou igual a 1/3 do CMR, deve-se adotar o limite superior, ou seja, $VP = 1,0\%$; inversamente, para empreendimentos pouco atrativos, com PR superior ou igual ao Custo Marginal de Referência (CMR), adota-se o limite inferior, ou seja, $VP = 0,5\%$. Para os demais empreendimentos, adota-se um valor proporcional intermediário.

Em termos matemáticos, o Valor Percentual (VP) é uma função dada pela seguinte expressão:

$$VP(x) = \begin{cases} 1,0 & , \text{ para } x < 1/3 \\ (5 - 3x) / 4 & , \text{ para } 1/3 \leq x \leq 1 \\ 0,5 & , \text{ para } x > 1 \end{cases}$$

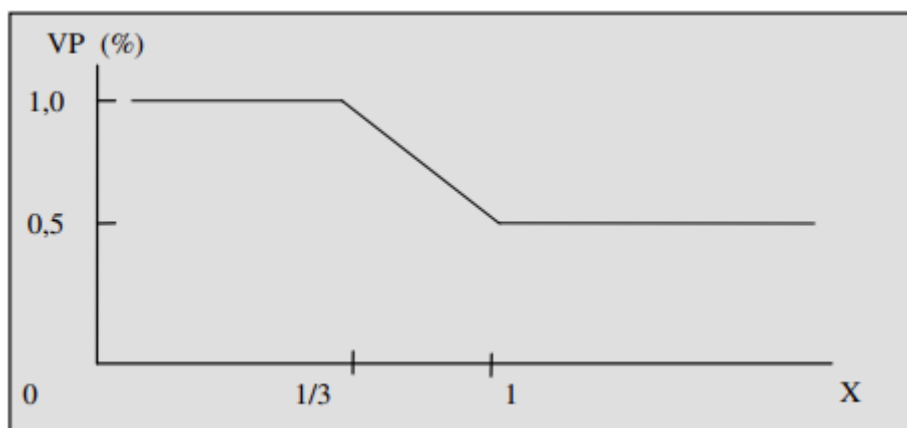
Onde:

$x = PR / CMR$;

PR = Preço de Referência do empreendimento (R\$/MWh);

CMR = Custo Marginal de Referência (R\$/MWh), calculado pela EPE e aprovado pelo MME para efeito do presente leilão.

A figura abaixo ilustra o gráfico desta função:



Desta forma, o valor do pagamento anual do UBP de Referência (em R\$/ano), relativo a um empreendimento de geração hidrelétrica qualquer, pode ser calculado durante e ao término do leilão multiplicando-se o valor de seu VP (%) pela sua Garantia Física e pelo respectivo PR final, ou seja:

$$\text{UBPref} = (\text{NHA}/100) \text{VP} \cdot \text{GF} \cdot \text{PR}$$

Onde:

VP = Valor Percentual a ser aplicado sobre a receita bruta anual do empreendimento;

GF = Garantia Física do empreendimento de geração (MWmédio);

PR = Preço de Referência para venda da energia no ACR (R\$/MWh);

NHA = Número de Horas do Ano (adota-se valor igual a 8760).

Cabe destacar ainda que o valor do pagamento anual pelo UBPref (R\$/ano) assim definido independe da fração de energia assegurada da usina destinada eventualmente ao ACR (fACR).

2.4.2. Metodologia ANEEL (2022)

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.027, de 19 de julho de 2022, estabelece entre outros, a metodologia de cálculo do valor do pagamento pelo Uso de Bem Público para prorrogação das concessões de aproveitamentos hidrelétricos.

A metodologia proposta pela agência para cálculo do UBP foi aplicada quando da prorrogação da outorga dos aproveitamentos hidrelétricos, seguindo a fórmula:

$$\text{UBP} = \text{Mínimo} \left\{ \text{Máximo} \left[\frac{(R_{\text{Ref}} - C_{\text{Ref}})}{2}; (1\% \cdot R_{\text{Ref}}) \right]; \text{PLD}_{\text{min}} \cdot 0,9 \cdot \text{GF} \cdot 8760 \right\}$$

$$VPA_0 = \frac{UBP \cdot P_{op}}{P_{ro}}$$

Sendo:

$$R_{Ref} = P_{Ref} \times 0,9GF \times 8760$$

$$C_{Ref} = GAG_{O\&M} + GAG_{Melhoria} + Encargo$$

$$GAG_{O\&M} = (e^{12,55118} \times Pot^{0,74118} \times FC^{0,36419}) \times 1,15$$

$$GAG_{Melhoria} = (e^{12,55118} \times Pot^{0,74118} \times FC^{0,36419}) \times 2,021$$

$$Encargo = Encargos de Uso e de Conexão + TFSEE$$

Onde:

UBP = Uso do Bem Público (R\$/ano);

R_{Ref} = Receita de Referência, em (R\$/ano);

C_{Ref} = Custo Total de Referência (R\$/ano);

PLD_{min} = Limite mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD estabelecido pela ANEEL (R\$/MWh);

GF = Garantia física do aproveitamento hidrelétrico definida pelo Poder Concedente (MW médios);

VPA₀ = Valor-base do pagamento anual pelo UBP (R\$/ano);

Pop = Prazo da outorga prorrogada (30 anos) (anos);

Pro = Prazo remanescente da outorga (anos);

P_{Ref} = Preço de Referência da energia não contratada no ACR (R\$/MWh);

GAG_{O&M} = Custo de Referência da Gestão dos Ativos de Geração (R\$/ano);

GAG_{Melhoria} = Custo de Referência dos investimentos em Melhorias a serem executadas ao longo da prorrogação (R\$/ano);

Encargo = Encargos de Uso e de Conexão dos sistemas de Distribuição ou de Transmissão e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE (R\$/ano);

Pot = Potência Instalada (MW);

FC = Fator de Capacidade.

Caso o aproveitamento hidrelétrico não disponha de Garantia Física definida pelo Poder Concedente, será considerado o valor obtido do produto entre a potência instalada e o fator de capacidade igual a 0,55 (valor típico de usinas hidrelétricas).

A Resolução Normativa traz ainda definições sobre a forma de apuração da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), um valor mensal calculado com base na geração mensal das centrais hidrelétricas, de acordo com a equação:

$$CF = GH \times TAR \times PERC$$

Onde:

CF = valor da compensação financeira, em um determinado mês, a ser pago por uma central hidrelétrica considerada;

GH = energia gerada por uma central hidrelétrica em um determinado mês;

TAR = valor da Tarifa Atualizada de Referência no mês determinado;

PERC = percentual correspondente à Compensação Financeira, estabelecido em lei.

A Resolução cita também os Royalties devidos pela Itaipu Binacional ao Governo Brasileiro em razão da utilização do potencial hidráulico. O Tratado de Itaipu define essa cobrança como:

“O valor real da quantidade de dólares dos Estados Unidos da América, destinada ao pagamento dos "royalties", dos rendimentos sobre o capital e da remuneração, estabelecida no Anexo C, será mantido constante, para o que a dita quantidade acompanhará as flutuações do dólar dos Estados Unidos da América, referido ao seu padrão de peso e título, em ouro, vigente na data da troca dos Instrumentos de Ratificação do presente Tratado”. [38]

O Anexo C do Tratado, por sua vez, estabelece o cálculo dos royalties no equivalente de U\$ 650/GWh com pagamentos mensais, sendo que o montante anual não pode ser inferior a U\$ 18 milhões.

2.5. Experiência do setor de Petróleo & Gás Natural

Neste setor há dois tipos de regime: concessão e partilha [38].

Na concessão, a empresa assume o risco de investir e encontrar (ou não) petróleo ou gás natural, detendo a propriedade desses recursos que venham a ser descobertos e produzidos na área concedida. Os contratos de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil são regidos pela Lei n. 9.478/1997 e pelo Decreto n. 2.705/1998, cabendo à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a elaboração dos editais e celebração dos contratos.

Estes regramentos preveem o pagamento das seguintes participações governamentais:

I - **bônus de assinatura**: montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no

edital da licitação. Pago integralmente no ato da assinatura do contrato e destinado à ANP;

II - ***royalties***: compensação financeira devida pelos concessionários, paga mensalmente a partir do início da produção. Equivale de 5 a 10% (dependendo dos riscos geológicos, expectativas de produção e outros) da produção, multiplicada pelo preço de referência. Destina-se à União, aos estados e aos municípios;

III - **participação especial**: compensação financeira extraordinária nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, paga a partir do trimestre de início da produção. Calculada com base no volume produzido e na receita líquida no período, com alíquotas progressivas. Destina-se à União, aos estados e aos municípios produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorre a produção;

IV - **pagamento pela ocupação ou retenção de área**: apurado anualmente a partir da assinatura do contrato de concessão e calculado pela ANP em função da área de concessão, em R\$/km², aplicáveis às fases de exploração (R\$ 10 a 500/km²), desenvolvimento (R\$ 20 a 1.000/km²) e produção (R\$ 100 a 5.000/km²). Esses valores são atualizados pelo IGP-DI e definidos em edital e o cálculo leva em conta as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar e outros fatores pertinentes.

Nas licitações de blocos exploratórios, as empresas interessadas oferecem, individualmente ou em consórcio, um valor em bônus de assinatura e propõem um Programa Exploratório Mínimo (PEM), ou seja, se comprometem a executar determinadas atividades, tais como pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras, naquela área. A empresa ou consórcio que apresentar a proposta mais vantajosa, de acordo com os critérios previstos no edital, recebe o direito de explorar aquela área para verificar a existência de jazidas comerciais de petróleo e/ou gás natural [38].

O regime de partilha é aplicado às áreas localizadas no polígono do pré-sal e outras consideradas estratégicas pelo CNPE, podendo haver licitação (rodadas de partilha, com preferência para a Petrobras) ou contratação direta da Petrobras. Nas licitações de partilha promovidas pela ANP, a empresa vencedora será aquela que oferecer ao Estado brasileiro a maior parcela de petróleo e gás natural (ou seja, a maior parcela do excedente em óleo). Neste regime, em caso de descoberta comercial, os custos necessários às operações são descontados do valor total e o excedente em óleo é partilhado entre a União e o consórcio que explora a área (composto pelas empresas vencedores e pela Pré-sal Petróleo S.A. - PPSA). Também há cobrança de *royalties* (15%) sobre a produção, mas sem Participação Especial.

Portanto, os *royalties* (II) e a participação especial (III) recaem sobre o volume de produção de petróleo e gás natural, enquanto o bônus de assinatura (I) e o pagamento pela ocupação ou retenção de área (IV) são calculados sobre o uso da área.

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A legislação que atualmente rege o tema prevê que a cessão do leito marinho para geração de energia elétrica deve ser feita de forma onerosa²⁰. O Decreto n. 10.946 e a Portaria Normativa nº 52/GM/MME preveem as condições gerais deste pagamento, mas sem detalhar a metodologia de cálculo, o que ficou previsto para uma norma complementar.

De forma a subsidiar a definição desta norma pelo MME, a presente Nota Técnica apresentou possíveis abordagens e metodologias, com base na experiência internacional em eólicas offshore, e nacional em hidrelétricas, petróleo e gás natural. Embora tenham sido apontados os valores adotados em cada país e setor, esta Nota Técnica não tem por objetivo propor o quanto deve ser cobrado no caso brasileiro, ficando restrita à análise da metodologia.

Embora alguns países não cobrem pela cessão da área (ex. Alemanha, Austrália, Colômbia, Dinamarca, Espanha, Japão, Países Baixos), como forma de estimular a eólica offshore, entende-se que a legislação brasileira exija (com exceções) o pagamento, conforme discutido na seção 2.2, onde foi abordada a metodologia da SPU para a cessão de espaços físicos em águas públicas. Aqueles critérios, no entanto, são aplicáveis somente até o limite de 12 milhas náuticas e, caso replicados para as eólicas offshore, podem levar a valores díspares, por tomar por base o valor do imóvel em terras mais próximas.

Ainda assim, a experiência internacional mostra diferentes metodologias de seleção de vencedores e de pagamento pela área, sendo que por vezes essas questões se confundem. No caso brasileiro, não se vê espaço nas regras para um critério baseado no preço da energia, uma vez que o Decreto trata apenas da cessão da área. Logo, parte dos exemplos da experiência internacional deixam de ser aplicáveis, restando os critérios que tomam por base cobranças proporcionais à área ocupada (p. ex. China, Estados Unidos, França, Índia, Escócia, Taiwan e Vietnã), à potência instalada (França e Reino Unido) e voltadas à recuperação de custos com o processo (Alemanha, Austrália e Países Baixos).

O exemplo da cobrança de UBP de hidrelétricas traz como vantagem seu bom histórico de aplicação no país. Mas por se basear na garantia física das usinas, entende-se que não pode ser aplicado diretamente às eólicas offshore, uma vez que no momento da cessão de áreas o projeto ainda se encontra em uma fase conceitual, com conhecimento precário do recurso eólico e sem definição clara dos equipamentos e layout da usina. Apesar da incerteza envolvida, ainda assim, seria possível estimar a produção de energia a partir deste projeto conceitual e, a partir desta, calcular o valor de UBP. Mesmo a metodologia da

²⁰ Art. 5º, § 1º do Decreto 10.946/22; § 5º do art. 18 da Lei nº 9.636/98 e art. 4º, § 2º da Portaria SPU 5.629/2022.

ANEEL, utilizada na prorrogação de concessões, se baseia na garantia física, ainda que preveja a possibilidade de se considerar um fator de capacidade padrão, típico de hidrelétricas, o que não se tem para eólicas offshore. Analogamente, a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) também toma por base de cálculo a energia gerada e a respectiva tarifa. A mesma regulação aborda ainda os royalties pagos por Itaipu, definido no Tratado de Itaipu como U\$ 650/GWh.

No que diz respeito à metodologia adotada no setor de petróleo e gás natural no Brasil, novamente se tem um exemplo que se provou funcional e robusto. Além disso, ao se considerar o grande interesse das empresas deste setor nas eólicas offshore no país e que elas estão habituadas a esta metodologia, entende-se que este poderia ser um bom exemplo. Naturalmente, a analogia deve ser feita com o regime de concessão, e não o de partilha, no qual a União recebe o “pagamento” na forma de petróleo e gás natural.

Destaca-se também que os *royalties* no setor de petróleo e gás natural são, por definição, uma compensação financeira paga à União pelas empresas produtoras de petróleo e gás natural no Brasil como forma de compensar a sociedade pela utilização destes recursos finitos e não renováveis [39]. Portanto, não há sentido em se cobrar *royalties* de usinas eólicas offshore. Ainda assim, os critérios de bônus de assinatura, participação especial (para projetos de grande porte) e pagamento pela ocupação ou retenção de área (desde o início da cessão, na fase de estudos), podem ser replicados sem maiores dificuldades.

Uma característica encontrada tanto no setor de petróleo e gás natural no Brasil quanto na experiência internacional em eólicas offshore é a cobrança diferenciada a cada etapa. No O&G, há o bônus de assinatura pago somente no ato de celebração do contrato, enquanto os royalties são devidos a partir do início da produção. Já o pagamento pela retenção ou ocupação da área tem valores diferentes nas fases de exploração, desenvolvimento e produção. Para as eólicas offshore, a Austrália cobra taxas distintas para as licenças de viabilidade, comercial, pesquisa e transmissão. O Reino Unido cobra uma taxa de opção, válida por até 10 anos. Também é comum o pagamento de caução para assegurar a exclusividade da área por um certo período, como ocorre na Alemanha, Colômbia, Espanha e Países Baixos.

No caso brasileiro, a Portaria prevê as possibilidades de um período de carência (até 4 anos) e de redução do valor anual em certas condições. Portanto, entende-se como possível a cobrança diferenciada durante as fases de estudos de potencial, construção e operação comercial. Considerando que somente na última o desenvolvedor poderá auferir receitas, algum prazo de carência poderia ser aplicado às duas primeiras fases. Por outro lado, a cobrança desde o início da cessão, ainda que com valores reduzidos, gera compromisso e evita o uso especulativo do prisma.

Ressalta-se que a eólica offshore ainda enfrenta o desafio da competitividade no mercado nacional (como apontado no Roadmap e nas últimas edições do PDE) e, portanto, qualquer cobrança tende a prejudicar ainda mais sua competitividade. Sendo assim, se recomenda flexibilidade na metodologia a ser definida pelo MME, de forma a permitir a cobrança pelo uso da área sem onerar demasiadamente os projetos e, ao mesmo tempo, permitir revisões futuras conforme os custos da tecnologia reduzam.

4. REFERÊNCIAS

- [1] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, "Roadmap Eólica Offshore Brasil," Rio de Janeiro, 2020.
- [2] ESMAP, "Key Factors for Successful Development of Offshore Wind in Emerging Markets," World Bank Group, 2021.
- [3] M. Jansen, P. Beiter, I. Riepin, F. Müsgens, V. J. Guajardo-Fajardo, I. Staffell, B. Bulder e L. Kitzing, "Policy choices and outcomes for offshore wind auctions globally," *Energy Policy*, vol. 167, 2022.
- [4] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, "Ordinance on the Allocation of Other Energy Generation Areas in the Exclusive Economic Zone (Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung – SoEnergieV)," 02 Novembro 2021. [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/verordnung-zur-vergabe-von-sonstigen-energiegewinnungsbereichen-in-der-ausschliesslichen-wirtschaftszone.html>. [Acesso em 01 Maio 2023].
- [5] Minister for Climate Change and Energy, "EXPLANATORY STATEMENT: Offshore Electricity Infrastructure Act 2021 & Offshore Electricity Infrastructure Regulations 2022," 2022.
- [6] Danish Energy Agency, "News about Thor," 01 Dezembro 2021. [Online]. Available: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/ongoing-offshore-wind-tenders/thor-offshore-wind-farm/news-about>. [Acesso em 18 Abril 2023].
- [7] Netherlands Enterprise Agency (RVO), "Hollandse Kust (west) Wind Farm Zone," [Online]. Available: <https://english.rvo.nl/information/offshore-wind-energy/hollandse-kust-west-wind-farm-zone>. [Acesso em 01 Maio 2023].
- [8] Bundesministerium der Justiz, "Lei de Desenvolvimento e Promoção da Energia Eólica no Mar (Wind Energy at Sea Act - WindSeeG)," 13 outubro 2016. [Online]. Available: <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/BJNR231000016.html#BJNR231000016BJNG000100000>. [Acesso em 30 março 2023].
- [9] Bundesministerium der Justiz, "Besondere Gebührenverordnung des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur für individuell zurechenbare öffentliche Leistungen des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH-Gebührenverordnung - BSHGebV)," 06 Julho 2018. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/bshgebv_2018/BJNR116800018.html. [Acesso em 06 Maio 2023].
- [10] Government of Australia, "Offshore Electricity Infrastructure Act 2021. No. 120," Federal Register of Legislation, 2021.
- [11] Australian Government, "Offshore Electricity Infrastructure Regulations 2022," Federal Register of Legislation, 2022.
- [12] DCCEEW, "Establishing offshore renewable energy infrastructure," [Online]. Available: https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/establishing-offshore-infrastructure#toc_5. [Acesso em 13 Abril 2023].
- [13] DCCEEW, "Cost Recovery Implementation Statement," Australian Government, 2022.
- [14] G. Chinês, "Aviso do Ministério das Finanças e da Administração Oceânica do Estado sobre o reforço da recolha e gestão dos fundos de utilização do espaço marítimo," Ministério das Finanças, 06 Julho 2019. [Online]. Available: https://www.gd.gov.cn/zwgk/wjk/zcfgk/content/post_2532183.html. [Acesso em 11 Abril 2023].

- [15] G. Chinês, "Aviso sobre a emissão do "Ajuste das Normas para a Arrecadação de Recursos para o Uso de Ilhas Marítimas Desabitadas em Áreas Marítimas", "Ministério das Finanças Administração Oceanográfica, 13 Março 2018. [Online]. Available: http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2018-12/31/content_5439381.htm. [Acesso em 11 Abril 2023].
- [16] M. Tolmasquim, E. C. Nogueira, P. Vardiero e B. S. Guimarães, "Estudo Cadeia de Valor: Energia Eólica Offshore. Nota técnica VIII: Panorama do status regulatório," COPPE-UFRJ; Essenz Soluções; Abeeólica, 2022.
- [17] Energistyrrelsen, "Analyse af åben dør-ordningen," 18 Março 2021. [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/analyse_af_aaben_doer-ordningen.pdf. [Acesso em 02 Maio 2023].
- [18] Danish Energy Agency, "The Danish Offshore Wind Tender Model," 2020.
- [19] Code of Federal Regulations, [Online]. Available: <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-V/subchapter-B/part-585>. [Acesso em 20 Abril 2023].
- [20] Ministère de la Transition Énergétique, "Eoliennes en mer," [Online]. Available: <https://www.eoliennesenmer.fr/generalites-eoliennes-en-mer/cadre-reglementaire>. [Acesso em 18 Abril 2023].
- [21] França, "Arrêté du 2 avril 2008 fixant le tarif des redevances dues pour occupation du domaine public de l'Etat par des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent et par leurs équipements accessoires," 02 Abril 2008. [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2008/4/2/BCFR0804572A/jo/texte>. [Acesso em 18 Abril 2023].
- [22] França, "Arrêté du 8 mars 2022 fixant le tarif des redevances dues pour l'exploitation du plateau continental ou de la zone économique exclusive par des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent et par leurs équipements access," 08 Março 2022. [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000045441791>. [Acesso em 19 Abril 2023].
- [23] Insee - National Institute of Statistics and Economic Studies, [Online]. Available: <https://www.insee.fr/en/accueil#menu>. [Acesso em 19 Abril 2023].
- [24] Ministry of New and Renewable Energy, "Offshore Wind," [Online]. Available: <https://mnre.gov.in/wind/offshore-wind>. [Acesso em 03 Abril 2023].
- [25] Ministry of New and Renewable Energy, "Strategy Paper for Establishment of Offshore Wind Energy Projects," Julho 2022. [Online]. Available: https://mnre.gov.in/img/documents/uploads/file_f-1657882722533.pdf. [Acesso em 03 Abril 2023].
- [26] European Commision, "Sectoral Study: Analysis of the offshore wind tender results in Japan," 2022.
- [27] RVO, "Dutch Offshore Wind Innovation Guide," 2023.
- [28] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, "Staatscourant van het Koninkrijk der Nederlanden," 09 Março 2022. [Online]. Available: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2022-7093-n1.html>. [Acesso em 12 Maio 2023].
- [29] The Crown Estate, "The Crown Estate announces £312.7 million net revenue profit for 2021/22," 16 Junho 2022. [Online]. Available: <https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/media-and-insights/news/the-crown-estate-announces-3127-million-net-revenue-profit-for-202122/>. [Acesso em 23 Abril 2023].

- [30] The Crown Estate, "Offshore Wind Leasing Round 4 - Delivering a low carbon future," Junho 2021. [Online]. Available: <https://www.thecrownestate.co.uk/round-4/round-4-document-library/>. [Acesso em 23 Abrl 2023].
- [31] GOV.UK, "Contracts for Difference (CfD) Allocation Round 4: results," 7 Julho 2022. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-4-results>. [Acesso em 23 Abril 2023].
- [32] Crown Estate Scotland, "ScotWind Leasing - Launch Summary," 10 Junho 2020. [Online]. Available: <https://www.crownestatescotland.com/resources/documents>. [Acesso em 23 Abril 2024].
- [33] Crown Estate Scotland, "ScotWind Rapid Review," [Online]. Available: <https://www.crownestatescotland.com/scotlands-property/offshore-wind/scotwind-rapid-review>. [Acesso em 24 Abril 2023].
- [34] Crown Estate Scotland, "ScotWind leasing round," [Online]. Available: <https://www.crownestatescotland.com/scotlands-property/offshore-wind/scotwind-leasing-round>. [Acesso em 23 Abril 2023].
- [35] The Crown Estate Scotland, "INTOG: 13 projects selected to support green innovation and help decarbonise North Sea," 24 Março 2023. [Online]. Available: <https://www.crownestatescotland.com/news/intog-13-projects-selected-to-support-green-innovation-and-help-decarbonise-north-sea>. [Acesso em 23 Abril 2023].
- [36] Taiwan, Ministério das Finanças, "Regras administrativas não regulares - o método de tratamento de reaprovação de áreas marítimas para sistema de geração de energia eólica offshore," 20XX. [Online]. Available: <https://esvc.fnp.gov.tw/decreDetail/construeMain/content?artId=3436&treId=2396>. [Acesso em 08 maio 2023].
- [37] Empresa de Pesquisa Energética, "Estudos para a Licitação da Expansão da Geração - Instrumentos e Parâmetros dos Leilões de A-3 e A-5 de 2007 (nº EPE-DEE-RE-054/2007-r0)," Rio de Janeiro, 2007.
- [38] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, "Os regimes de concessão e de partilha," 14 Julho 2021. [Online]. Available: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha>. [Acesso em 01 Maio 2023].
- [39] Petrobras, "Royalties," [Online]. Available: <https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/conteudo/royalties.html#:~:text=O%20que%20s%C3%A3o%20royalties%3F,recursos%2C%20que%20n%C3%A3o%20s%C3%A3o%20renov%C3%A1veis..> [Acesso em 01 Maio 2023].
- [40] DNV, "Recomendações para campanhas de medição Offshore," Deutscher Gesellschaft für Internationaller Zusammenarbeit - GIZ, 2023.
- [41] R. R. D. K. W. A.-K. & L. S. Borrmann, "Capacity Densities of European Offshore Wind Farms," Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie , 2018.
- [42] Bureau of Energy, "Offshore Wind Power - Demonstration Incentives," Ministry of Economic Affairs, 4 Agosto 2022. [Online]. Available: <https://www.twtpo.org.tw/eng/offshore/demonstration.aspx>. [Acesso em 20 Março 2023].
- [43] S.-y. Hu, Policy and Promotion of Wind Power in Taiwan, Taiwan: Industrial Techonology Research Institute, 2019.
- [44] R. d. C. Taiwan, Directions for Allocating Installed Capacity of Offshore Wind Potential Zones, 2018.
- [45] Bureau of Energy, "Offshore Wind Power - Directions of Zone Application for Planning," Ministry of Economic Affairs, 4 Agosto 2022. [Online]. Available:

- <https://www.twtpo.org.tw/eng/offshore/directions.aspx>. [Acesso em 20 Março 2023].
- [46] C.-L. Lee, "Policy of Offshore Wind in Taiwan," Bureau of Energy, MOEA, Taiwan, 2019.
- [47] Bureau of Energy, "MOEA Initiates the Offshore Wind Energy Zonal Development Selection Mechanism," Ministry of Economic Affairs, 25 Outubro 2021. [Online]. Available: https://www.moea.gov.tw/MNS/english/news/News.aspx?kind=6&menu_id=176&news_id=97414. [Acesso em 20 Março 2023].
- [48] Bureau of Energy, "Policy Introduction - Targets," Ministry of Economic Affairs, 4 Agosto 2022. [Online]. Available: <https://www.twtpo.org.tw/eng/intro/goal.aspx>. [Acesso em 20 Março 2023].
- [49] R. Borrmann, D. K. Rehfeldt, A.-K. Wallasch e S. Lüers, "Capacity Densities of European Offshore Wind Farms," Deutsche WindGuard, Varel, 2018.
- [50] DCCEEW, "Overview of the Proposed Area - Hunter, New South Wales," Department Of Climate Change, Energy, The Environment and Water - Australian Government, 2023.
- [51] DCCEEW, "Area in Bass Strait off Gippsland," Department of Climate Change, Energy, The Environment and Water - Australian Government, 2023.
- [52] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie – BSH, "Offshore," [Online]. Available: https://www.bsh.de/EN/TOPICS/Offshore/offshore_node.html. [Acesso em MARÇO 2023].
- [53] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie – BSH, "Draft: Site Development Plan," Hamburg, 2022.
- [54] R. d. C. Taiwan.
- [55] Agência Dinamarquesa de Energia, "Notat om indsnævring af site til Thor Havvindmøllepark – udbud af Thor Havvindmøllepark," 2021.
- [56] Agência Dinamarquesa de Energia, "Procedures and Permits for Offshore Wind Parks," [Online]. Available: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/offshore-procedures-permits>. [Acesso em 31 03 2023].
- [57] Agência Dinamarquesa de Energia, "Area calculation for offshore wind farms," [Online]. Available: Area calculation for offshore wind farms. [Acesso em março 2023].
- [58] Government of the Netherlands, "Offshore wind energy," [Online]. Available: <https://www.government.nl/topics/renewable-energy/offshore-wind-energy>. [Acesso em 31 março 2023].
- [59] De Brauw Blackstone Westbroek, "North Sea Wind Power Hub - Planning and permitting study – The Netherlands," 2019.
- [60] T. N. Do, P. J. Burke, L. Hughes e T. D. Thi, "Policy options for offshore wind power in Vietnam," *Marine Policy*, 2022.
- [61] A. Colmenar-Santos, J. Perera-Perez, D. Borge-Diez e C. dePalacio-Rodríguez, "Offshore wind energy: A review of the current status, challenges and future development in Spain," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 1-18, 2016.
- [62] S. Salvador, L. Gimeno e F. J. S. Larruga, "Streamlining the consent process for the implementation of offshore wind farms in Spain, considering existing regulations in leading European countries," *Ocean & Coastal Management*, vol. 157, pp. 68-85, 2018.

- [63] Gobierno de España, "Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos," 2009.
- [64] Gobierno de España, "La ordenación del espacio marítimo," Ministerio para la Transición Ecológica e el Reto Demográfico, 2023.
- [65] Gobierno de España, "Roadmap offshore wind and marine energy in Spain," Ministerio para la Transición Ecológica e el Reto Demográfico, 2022.
- [66] Global Wind Energy Council – GWEC, "Global offshore wind report 2022," 2022.
- [67] BOE, "Real Decreto 1028/2007," 20 Julho 2007. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-14657>. [Acesso em 31 Março 2023].
- [68] C. Knütel, "OffShore Wind Worldwide. Regulatory Framework in Selected Countries," Hamburg, 2022.
- [69] The State Council. The People's Republic of China, [Online]. Available: <http://english.www.gov.cn/>. [Acesso em 21 março 2023].
- [70] The State Council. The People's Republic of China, [Online]. Available: <http://english.www.gov.cn/archive>. [Acesso em 21 março 2023].
- [71] Ministry of Foreign Affairs. Netherlands Enterprise Agency, "China offshore wind. Factsheet for Dutch companies," Março 2022. [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2022/03/Rapport-Offshore-wind-China.pdf>. [Acesso em 21 Março 2023].
- [72] Comissão Municipal de Desenvolvimento e Reforma de Xangai, "Plano de Trabalho de Alocação Competitiva do Projeto de Energia Eólica Offshore da Baía de Hangzhou," 28 Setembro 2022. [Online]. Available: https://fgw.sh.gov.cn/fgw_ny/20221109/6a4b802a30ab48c1a18f70570b28d9c0.html. [Acesso em 21 Março 2023].
- [73] Administração Estatal Oceânica, "Medidas para a Administração do Desenvolvimento e Construção de Energia Eólica Offshore," 22 Março 2023. [Online]. Available: <https://app.www.gov.cn/govdata/gov/201701/11/396875/article.html>.
- [74] Banco Mundial, "Second workshop on offshore wind: focus on sectoral planning process and Environmental & Social Impact Assessment," online, 2023.
- [75] Brasil, "Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 27," 09 Dezembro 2021. [Online]. Available: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/resolucoes-2021/Res_CNPE272021.pdf. [Acesso em Março 2023].
- [76] Brasil, "Portaria Interministerial MME/MMA 1/2022," 24 Março 2022. [Online].
- [77] Brazil Energy Programme - BEP, "Offshore wind economic, social and environmental impact assessment. Final Report," Great Britain & Northern Ireland For Partnership; Adam Smith International; Carbon Limiting Technologies; Hubz; e Instituto 17, 2020.
- [78] Departamento Provincial de Recursos Naturais de Guangdong, "Orientações para a Implementação da Política de Uso do Mar para Projetos na Província de Guangdong," [Online]. Available: http://nr.gd.gov.cn/zwgknew/tzgg/tz/content/post_2912411.html. [Acesso em 22 Março 2023].
- [79] 4C Offshore, "Mapa offshore," [Online]. Available: <https://map.4coffshore.com>. [Acesso em 23 Março 2023].
- [80] Governo Popular Central da República Popular da China., "National Development and Reform Commission. Departamento de Meio Ambiente e Recursos," Março 2023. [Online]. Available: https://www.ndrc.gov.cn/fggz/hjzy/jnhnx/202303/t20230302_1350587.html#:~:t

ext=2022%E5%B9%B4%E6%9C%AB%E5%85%A8%E5%9B%BD%E5%8F%91%E7%94%B5%E8%A3%85%E6%9C%BA,%E4%B8%87%E5%8D%83%E7%93%A6%EF%BC%8C%E5%A2%9E%E9%95%BF28.1%25%E3%80%82 . [Acesso em 28 Março 2023].

- [81] Marinha do Brasil, "Planejamento Espacial Marinho terá início pela região marítima do Sul do Brasil," 2022. [Online]. Available: [https://www.marinha.mil.br/agenciadenoticias/planejamento-espacial-marinho-tera-inicio-pela-regiao-maritima-do-sul-do-brasil#:~:text=Escolha%20da%20regi%C3%A3o%20mar%C3%ADtima%20do,de mais%20regi%C3%B5es%2C%20concluindo%20o%20projeto](https://www.marinha.mil.br/agenciadenoticias/planejamento-espacial-marinho-tera-inicio-pela-regiao-maritima-do-sul-do-brasil#:~:text=Escolha%20da%20regi%C3%A3o%20mar%C3%ADtima%20do,de mais%20regi%C3%B5es%2C%20concluindo%20o%20projeto.). [Acesso em Março 2023].
- [82] R. M. Vasconcelos, "Mapeamento de modelos decisórios ambientais aplicados na Europa para empreendimentos eólicos offshore," Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA / UNIÃO EUROPEIA, 2019.
- [83] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, "INSTRUÇÃO NORMATIVA ANP Nº 2," 11 fevereiro 2020. [Online]. Available: <https://atosoficiais.com.br/anp/instrucao-normativa-n-2-2020-estabelece-o-procedimento-a-ser-adotado-para-a-indicacao-e-a-delimitacao-dos-blocos-exploratorios-ofertados-nas-rodadas-de-licitacoes-para-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural?origin=>. [Acesso em 29 Março 2023].
- [84] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, "RESOLUÇÃO ANP Nº 837," 18 Janeiro 2021. [Online]. Available: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-837-2021-estabelece-o-procedimento-para-a-nominacao-de-areas-a-serem-estudadas-pela-anp?origin=instituicao&q=837>. [Acesso em 29 Março 2023].
- [85] Ministry of New and Renewable Energy, "Offshore Wind," [Online]. Available: <https://mnre.gov.in/wind/offshore-wind>. [Acesso em 03 Abril 2023].
- [86] 4C Offshore, "Global Offshore Renewable Map," [Online]. Available: <https://map.4coffshore.com/offshorewind/>. [Acesso em 31 03 2023].
- [87] 4. Offshore, "Global Offshore Wind Farm Database," [Online]. Available: <https://www.4coffshore.com/windfarms/>. [Acesso em 31 03 2023].
- [88] Federal Public Service, "The marine spatial plan for 2020-2026," [Online]. Available: https://www.health.belgium.be/sites/default/files/uploads/fields/fpshealth_theme_file/brochure_something_is_moving_at_sea_2020.pdf. [Acesso em 30 03 2023].
- [89] The Renewables Consulting Group, "Offshore Wind Roadmap for Colombia. Final Report," World Bank Group, 2022.
- [90] R. B. I. o. N. Sciences, "Offshore wind farms in the Belgian part of the North Sea," 2010.
- [91] EPE, "Roadmap Eólica Offshore Brasil," Rio de Janeiro, 2020.
- [92] Crown Estate Scotland, "INTOG: 13 projects selected to support green innovation and help decarbonise North Sea," 24 Março 2023. [Online]. Available: <https://www.crownestatescotland.com/news/intog-13-projects-selected-to-support-green-innovation-and-help-decarbonise-north-sea>. [Acesso em 12 Abril 2023].
- [93] Congress.gov, "Offshore Wind Provisions in the Inflation Reduction Act," 2022. [Online]. Available: <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IN/IN11980>. [Acesso em 18 Maio 2023].