



Artigo de Revisão

e-ISSN 2177-4560

DOI: 10.19180/2177-4560.v20n12026p38-59

Submetido em: 12 ago. 2025

Aceito em: 24 ago. 2026

Análise da legislação como contribuinte na prevenção de danos ambientais em projetos de descomissionamento offshore

Legislative approaches to environmental protection in offshore decommissioning projects

Análisis de la legislación como contribuyente en la prevención de daños ambientales en proyectos de desmantelamiento offshore

Vanusa Tavares Rangel  <https://orcid.org/0009-0008-0725-5811>

Instituto Federal Fluminense

Mestrado em Engenharia Ambiental pelo Instituto Federal Fluminense.

E-mail: vanusa.rangel@gsuite.iff.edu.br

Robson Santos Dias  <https://orcid.org/0000-0002-2157-2935>

Instituto Federal Fluminense

Doutorado em Planejamento Urbano e Regional pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Professor Titular do Instituto Federal Fluminense.

E-mail: robson.dias@gsuite.iff.edu.br

Resumo: A história demonstra que acidentes industriais graves, com liberação de substâncias perigosas para o ambiente, fortalecem significativamente a legislação com disposições mais rigorosas. Adicionalmente, aos impactos para a empresa e a sociedade em geral, são adotados conceitos, tais como: Gestão de Segurança de Processos, cuja abordagem sistemática foca em identificar, avaliar e controlar riscos industriais associados aos processos. Este artigo examina o estabelecimento de leis, normas e regulamentações de descomissionamento para a indústria offshore de petróleo e gás, analisando em que medida algumas delas, utilizam uma abordagem baseada em risco para suas definições. A pesquisa bibliográfica empregou revisão sistemática da literatura para delinear o arcabouço legal de descomissionamento offshore, comparando 5 países. Os resultados confirmam a necessidade crescente de abordagem interdisciplinar e sistêmica em projetos de descomissionamento, integrando-os aos objetivos de desenvolvimento sustentável. A conclusão aponta que, embora existam países com legislação e planos de descomissionamento robustos, o Brasil precisará ir além dos benchmarks mundiais.

Palavras-chave: Descomissionamento. Offshore. Petróleo. Legislação. Risco.

Abstract: Historical evidence demonstrates that severe industrial accidents involving the release of hazardous substances into the environment significantly strengthen legislation through the implementation of more stringent provisions. In addition to the impacts on companies and society at large, concepts such as Process Safety Management, are adopted, whose systematic approach focuses on identifying, evaluating, and controlling industrial risks associated with operational processes. This article examines the establishment of laws, standards, and decommissioning regulations for the offshore oil and gas industry, analyzing the extent to which some of these frameworks utilize a risk-based approach in their definitions. The bibliographic research employed a systematic literature review to delineate the legal framework for offshore decommissioning, comparing five countries. The results confirm the

growing need for an interdisciplinary and systemic approach in decommissioning projects, integrating them with sustainable development objectives. The conclusion indicates that, although there are countries with robust decommissioning legislation and plans, Brazil will need to go beyond global benchmarks.

Keywords: Decommissioning. Offshore. Oil. Regulatory. Risk.

Resumen: La historia muestra que los accidentes industriales graves, con la liberación de sustancias peligrosas al medio ambiente, fortalecen significativamente la legislación con disposiciones más estrictas. Además de los impactos en la empresa y la sociedad en general, se adoptan conceptos como la Gestión de Seguridad de Procesos, cuyo enfoque sistemático se centra en la identificación, evaluación y control de los riesgos industriales asociados a los procesos. Este artículo examina el establecimiento de leyes, normas y regulaciones de desmantelamiento para la industria del petróleo y el gas en alta mar, analizando en qué medida algunas de ellas utilizan un enfoque basado en el riesgo para sus definiciones. La investigación bibliográfica utilizó una revisión sistemática de la literatura para delinear el marco legal para el desmantelamiento en alta mar, comparando 5 países. Los resultados confirman la creciente necesidad de un enfoque interdisciplinario y sistémico en los proyectos de desmantelamiento, integrándolos con los objetivos de desarrollo sostenible. La conclusión señala que, si bien hay países con una legislación y planes de desmantelamiento sólidos, Brasil necesitará ir más allá de los puntos de referencia globales.

Palabras clave: Desmantelamiento. Alta mar. Petróleo. Legislación. Riesgo.

1 Introdução

De acordo com Lavoisier (1789), na natureza “nada se cria, nada se perde, tudo se transforma”. Embora a célebre Lei da Conservação das Massas descrita em inúmeros livros acadêmicos, se refira a sistemas fechados, nos quais a quantidade de matéria presente antes de uma reação química é igual à quantidade de matéria presente após a reação, ela nos remete a reflexão de que o tempo é ator implacável nos processos de transformação em geral. Expandindo o conceito para o universo de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás, e suas imensas estruturas offshore, a despeito de estarem operacionais ou ociosas, todos os materiais e estruturas requerem manutenção regular, caso contrário podem se deteriorar ou falhar, representando riscos iminentes à segurança e ao ambiente, além de ameaça econômica.

Existem milhares de instalações offshore em todo o mundo que estão se aproximando da obsolescência, elevando significativamente os custos de produção e/ou manutenção de suas unidades, ou já extrapolaram a vida útil prevista em sua concepção. Por outro lado, o ciclo de vida produtivo de um campo offshore costuma durar entre 20 e 25 anos, dependendo das condições do reservatório e da viabilidade econômica (NATIONAL ACADEMIES PRESS, 2018). O fim deste período pode ser determinado por impedimento físico, quando o recurso mineral se esgota totalmente, ou econômico, quando a produção é suspensa porque os custos de extração superam as receitas que seriam obtidas da exploração daquele recurso.

Segundo a Organização Internacional de Normalização (ISO), a vida útil do projeto é definida como “o período presumido durante o qual uma estrutura deve ser usada para o propósito pretendido, com manutenção prevista, mas sem que sejam necessários reparos substanciais decorrentes de processos de

envelhecimento” (ISO, 2015). Em relação à infraestrutura offshore de petróleo e gás, há uma vida útil (geral) esperada de 20 a 30 anos (NELSON *et al.*, 2021). De tal forma que, o período do ciclo de vida projetado para a produção, aparentemente coincide com o da instalação responsável por essa produção.

No entanto, para o Golfo do México, por exemplo, dados históricos apontam que as atividades da infraestrutura operacional têm idade média maior que 34 anos e há poços operando há quase 50 anos. Portanto, sua vida útil já foi em muito ultrapassada. Pode-se inferir então, que a vida operacional das estruturas de produção de óleo e gás offshore (O&G) e as infraestruturas a elas associadas podem variar de 15 a 50 anos (NELSON *et al.*, 2021).

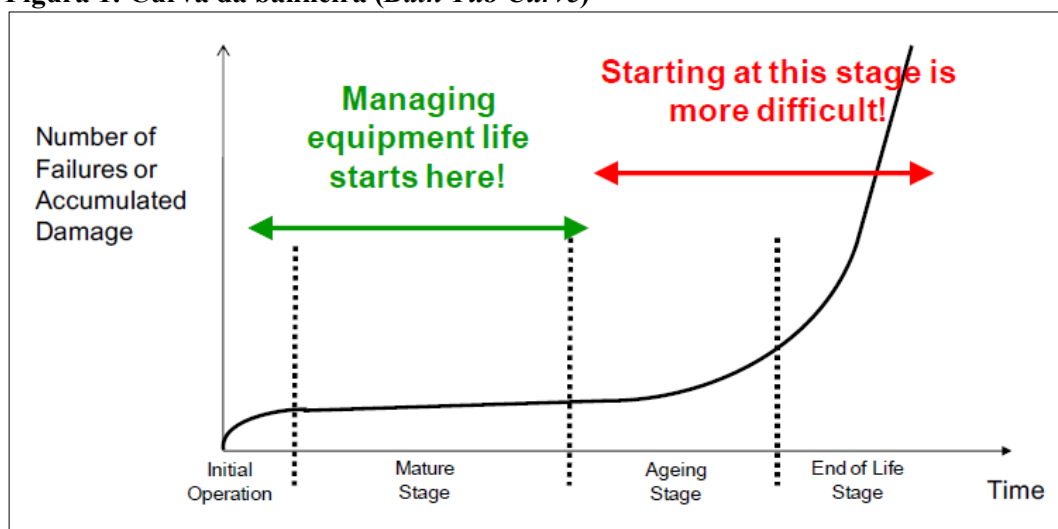
A determinação da vida útil é extremamente relevante para as análises econômicas, pois embasa decisões que determinam se é economicamente viável e rentável manter tais instalações, ou destiná-las a outro fim. Assim, quando a infraestrutura de exploração e produção de petróleo e gás *offshore* chega ao fim da vida útil prevista no projeto, existem 2 alternativas a serem avaliadas para destinação dessa instalação: descomissionamento ou extensão da vida útil. Esta última, com o claro objetivo de evitar a interrupção da produção de um determinado campo. Nesse caso, a decisão de descomissionar ou continuar as operações geralmente cabe à empresa operadora, que a partir de fatores como preço internacional do petróleo, custos de operação e manutenção, o tempo de vida útil do reservatório e o potencial de sua extensão como campo marginal, estabelece a estratégia mais economicamente mais adequada (RUIVO, MOROOKA, 2001).

Uma década depois, o estudo “modelos de opções reais de manutenção e descomissionamento para análise de custo-benefício do ciclo de vida de plataformas offshore”, realizado por Santa-Cruz e Heredia-Zavoni (2011), demonstrou que a incerteza sobre variáveis econômicas e de engenharia, deve ser levada em consideração para análise de custo-benefício do ciclo de vida de plataformas offshore, pois trazem resultados mais precisos e podem ser usados como uma base racional para a tomada de decisões sobre manutenção e descomissionamento de estruturas de plataformas offshore. Vale a pena esclarecer que, variáveis econômicas contemplam preços de hidrocarbonetos e custos de manutenção da estrutura da plataforma, que dependem de resultados de inspeções futuras. Já as variáveis de engenharia incluem capacidade estrutural e deterioração por fadiga, além de carga ambiental que aumenta em função do tempo.

Dentro deste contexto, determinar o fim da vida útil vai se tornando um desafio cada vez maior e mais complexo, cujo conhecimento e abrangência são imprescindíveis para a indústria offshore global. De acordo com Aeran (2019, p.2), “é importante usar a infraestrutura existente de forma eficiente e estimar com precisão a vida útil restante.” Ele aponta ainda, que os principais mecanismos de envelhecimento para as estruturas são fadiga e corrosão.

Em engenharia de confiabilidade, a curva da banheira “*bathtub curve*” é um modelo gráfico que representa a taxa de falhas de equipamentos ao longo do tempo (MOUBRAY, 2001). Segundo Wright (2011), na fase de operação inicial, falhas de projeto, problemas de instalação, de comissionamento ou falhas operacionais no início da vida útil, podem ocorrer, em baixa escala e logo são corrigidos. No estágio maduro, o equipamento opera bem dentro dos limites para o qual foi projetado, sua inspeção e manutenção ocorrem conforme programação de rotina e há degradação lenta. Já na etapa de fase de envelhecimento, os limites do projeto se aproximam, ocorrem alterações das condições de processo, aumentam os reparos, o desempenho geral cai e a taxa de degradação aumenta. Na última fase observada, nota-se que o fim da vida útil e os limites operacionais seguros se aproximam. Nela são requeridas técnicas de inspeção avançadas, em intervalos de tempo cada vez menores, a fim de determinar a adequação à finalidade. Também são necessários grandes reparos e o processo de deterioração é acelerado. A Figura 1 abaixo, ilustra bem a questão relacionada ao envelhecimento e ao prolongamento da vida.

Figura 1: Curva da banheira (*Bath Tub Curve*)



Fonte: Wright (2011, p.2)

Portanto, a manutenção da confiabilidade e da segurança a longo prazo, depende do estabelecimento de sistemas de gestão capazes de prolongar a fase operacional do ativo de forma estável. Caso contrário, intervir apenas em estágios avançados de degradação exigirá esforços substancialmente maiores e implicará custos significativamente maiores.

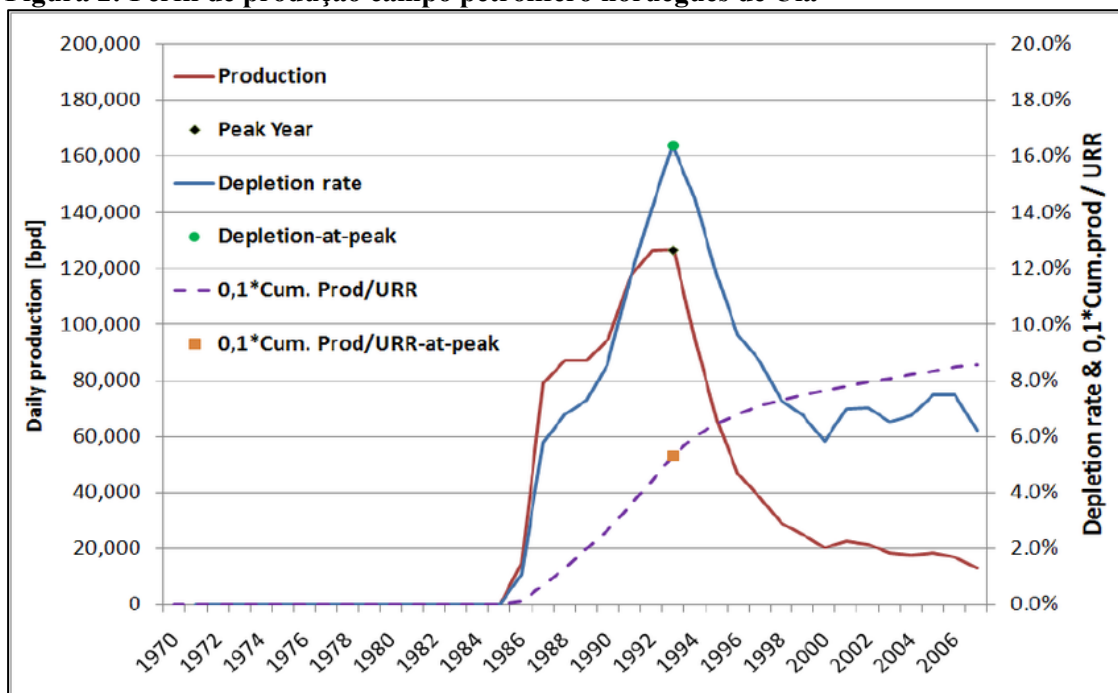
Segundo Hokstad et al. (2010 *apud* Ferreira, 2023), “o operador deve garantir a integridade técnica, operacional e organizacional da instalação durante todo o período de prolongamento da vida.” Desta forma, diante do envelhecimento contínuo dos ativos e do iminente fim de sua vida útil, cabe ao operador demonstrar interesse em sua continuidade operacional, e garantir que a operação pode ser prolongada para além da vida de projeto planejada e de forma segura, ou seja, sem representar riscos adicionais à segurança pessoal e ao

ambiente. Portanto, é fundamental que seja estabelecida uma metodologia estruturada deste processo, na qual os principais problemas de confiabilidade, integridade e segurança do processo dos ativos estejam identificados e monitorados.

Por outro lado, se os campos de petróleo não estiverem produzindo volumes de hidrocarbonetos que sejam recuperáveis e rentáveis, se os contratos de concessão estiverem no fim, ou se as instalações de produção offshore atingiram um nível de envelhecimento e/ou degradação física e funcional, tão significativo, que já não seja possível assegurar a integridade técnica e operacional dessas instalações, não se justifica a extensão de vida útil, seja do campo ou da infraestrutura de produção, sendo que para esta última, a operação prolongada sequer seria aceitável.

Segundo Høök *et al.* (2009), o perfil teórico de produção de um campo petrolífero pode ser usado para mostrar como a taxa de esgotamento e a parcela produzida de recursos recuperáveis em última instância, ou Recuperação Avançada (*Enhanced Oil Recovery* - EOR), evoluem à medida que o campo passa por vários estágios de vida. A figura 2 abaixo, ilustra o perfil de produção do campo petrolífero offshore gigante – Ula, na Noruega. O pico ocorreu em 1993, com uma taxa de esgotamento de 16,4%, com 53% da URR produzida, sendo representante de diversos campos offshore na região do Mar do Norte.

Figura 2: Perfil de produção campo petrolífero norueguês de Ula



Fonte: Høök *et al.* (2009, p.8)

Sendo a alternativa mais adequada o descomissionamento, em que consiste, afinal, tal atividade?

Apesar de indicar o término do ciclo operacional, o descomissionamento inicia uma fase em que a responsabilidade socioambiental, a eficiência nos processos e a sustentabilidade tornam-se vetores essenciais

para criar oportunidades futuras. Principalmente, diante da obrigação assumida por diversas nações para alcançar os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), definidos pela Assembleia Geral das Nações Unidas em 2015.

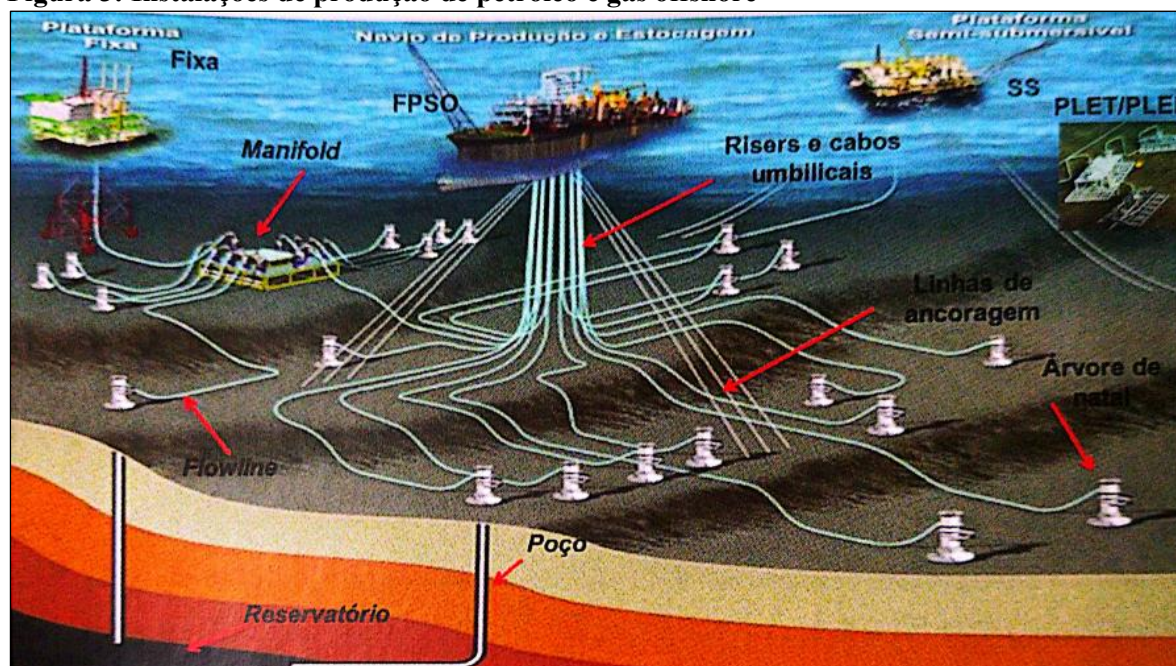
Existem inúmeros conceitos de descomissionamento utilizados em diversos estudos acerca do tema, seja conforme práticas globais atuais ou adotados por órgãos reguladores, e não há um consenso no âmbito da legislação internacional. Portanto, termos como “desmantelamento”, “abandono”, “descarte” e “remoção”, que muitas vezes representam apenas etapas do complexo processo de descomissionamento, são confundidos e “parecem” definir fase final do ciclo de vida de uma instalação industrial. Para fins deste trabalho, serão adotados dois conceitos bastante representativos e esclarecedores, o primeiro considerando a literatura internacional e o segundo, adotado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), autarquia federal brasileira responsável pela regulação, fiscalização e promoção das atividades que envolvem a indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil.

“O descomissionamento é a etapa final do ciclo de vida de uma estrutura offshore, onde todos os poços são tamponados e abandonados, a plataforma e as instalações associadas são removidas e o fundo do mar é limpo de todas as obstruções criadas pelas operações” (KAISER E LIU, 2014).

Conforme definido pela ANP (2020, p. 2), “o descomissionamento é o conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos, à recuperação ambiental da área e à preservação das condições de segurança de navegação local.”

Alguns dos componentes da infraestrutura de produção de petróleo e gás offshore, que requerem o descomissionamento, incluem diferentes tipos de instalações, a saber: oleodutos, poços, coletores, umbilicais, instalações de produção offshore, sondas, embarcações, entre outros. Eles podem ser visualizados abaixo, na figura 3.

Figura 3: Instalações de produção de petróleo e gás offshore



Fonte: Destri, (2024, p.75)

Segundo Destri (2024), o fim de vida útil de uma instalação offshore de petróleo pode ser organizada em cinco grandes projetos: Desativação, Descomissionamento, Desmantelamento, Disposição e Descarte, e cada uma destas etapas exige governança específica, integração técnica e observância regulatória.

A desativação, é a fase em que os processos da plataforma são paralisados de maneira segura: linhas são drenadas, tanques inertizados e equipamentos preservados. É aqui que se mitigam riscos críticos, como a presença de sulfeto de hidrogênio, incrustações NORM (materiais naturalmente radioativos) e atmosferas explosivas.

O descomissionamento propriamente dito, é a fase que formaliza o abandono perante os órgãos reguladores. No Brasil, isso significa atender simultaneamente aos requisitos da ANP, do IBAMA e da Marinha, além de alinhar-se às disposições internacionais de entidades como NPD (Noruega), NSTA (Reino Unido) e BOEM (Estados Unidos).

O Desmantelamento, refere-se ao momento em que se executa a “engenharia reversa” da instalação, abrangendo os vários métodos de remoção das estruturas. Na sequência surge a Disposição, etapa que descreve toda a logística *onshore*, necessária para transportar, cortar e reciclar milhares de toneladas de aço, cobre e plástico.

Finalmente chega-se ao Descarte, que trata dos resíduos sem valor econômico. Nesta etapa, faz-se necessário classificar os rejeitos em aterros classe I ou classe II. Além de serem utilizadas outras soluções, como coprocessamento de lamas oleosas em fornos de cimento e envio para unidades especializadas no

tratamento de incrustações NORM. Alternativas podem ser consideradas, desde que seja assegurada a rastreabilidade e a transparência do processo, da origem até a destinação final.

O descomissionamento é obrigatório por lei, tanto em águas internacionais quanto brasileiras, para todos os operadores indústria de petróleo e gás que recebem a concessão para exploração e produção destes recursos. A partir do compromisso firmado com o governo federal, também é assumida a obrigação de descomissionar qualquer infraestrutura que construam ou utilizem durante a vigência de tal concessão, bem como os custos inerentes a destinação final de toda a infraestrutura utilizada. Esse tem sido um ponto crítico de incerteza na formação do mercado de descomissionamento, haja visto que o custo da atividade raramente é divulgado e as avaliações do setor são escassas (KAISER e LIU. 2014).

Por fim, o estabelecimento de padrões internacionais de melhores práticas para o setor ainda se encontra em desenvolvimento e representa um dos maiores desafios da indústria petrolífera offshore, principalmente devido às especificidades, tais como: diferenças de unidades produtivas, lâminas d'água, proximidade da costa, passivos ambientais, entre outros.

Face a intensificação dessa atividade no Brasil, seus riscos e complexidades, o volume significativo de unidades a serem desativadas no país e a crescente pressão pela transição energética, impõe-se a necessidade de identificar e discutir as limitações dos atuais marcos regulatórios e propor soluções para lacunas existentes. Tal compreensão é essencial para identificar os principais riscos ambientais que podem surgir em um cenário de rápida obsolescência de infraestruturas críticas, possivelmente acelerado pela transição energética, e conscientizar a sociedade sobre as consequências ambientais decorrentes do abandono e do descomissionamento de projetos offshore.

Nesse sentido, o objetivo deste artigo é fornecer uma visão geral do arcabouço jurídico internacional e nacional, que rege o descomissionamento de instalações offshore de petróleo e gás, através do estudo comparativo entre 5 países. Isso envolve uma discussão sobre as regras que regulam a remoção de instalações abandonadas ou em desuso, as regras relativas ao descarte de instalações offshore por meio de despejo e as regras relativas à poluição do meio ambiente marinho decorrente de, ou relacionada a, instalações offshore.

2 Material e Método

Esta seção descreve a metodologia de pesquisa empregada para investigação de aspectos regulatórios e jurídicos ligados aos processos de descomissionamento de plataformas petrolíferas offshore. O estudo visa fornecer uma visão geral da crescente indústria de descomissionamento *offshore*, para examinar criticamente

o arcabouço legal e regulatório, nos cenários internacional e nacional, que regem o abandono e o descomissionamento de tais plataformas, considerando aspectos técnicos e ambientais.

Para atender a demanda da pesquisa, foi realizada uma extensa revisão de estudos científicos abrangendo a literatura acadêmica e relatórios industriais sobre descomissionamento de plataformas petrolíferas offshore.

A primeira fase, referente a revisão bibliográfica, envolveu uma busca sistemática para recuperar estudos publicados sobre atividades de descomissionamento de plataformas petrolíferas offshore e seu arcabouço jurídico. Este estudo seguiu a técnica de revisão sistemática da literatura, que emprega metodologia metódica, transparente e replicável para identificar e avaliar contribuições significativas relevantes para um tópico de pesquisa específico (DENYER E TRANFIELD, 2009).

Baseada no estudo de Maestrini *et al.* (2017), a revisão sistemática da literatura consiste nas seguintes etapas: (1) identificação das fontes; (2) seleção das fontes; (3) avaliação das fontes; e (4) análise dos dados.

Duas bases de dados foram utilizadas na etapa de identificação das fontes: *Scopus* e *Web of Science*. Alternativamente, também o *Google Acadêmico*. Essas duas bases de dados foram selecionadas para garantir uma coleção abrangente e confiável de fontes. *Scopus* e *Web of Science*, são bases de dados de resumos e citações revisada por pares, fornecem acesso à literatura acadêmica de alta qualidade e ferramentas de busca avançadas. Já o *Google Acadêmico*, ampliou o escopo da pesquisa com sua gama inclusiva e facilmente acessível de materiais acadêmicos, incluindo artigos, livros, teses e trabalhos de conferências, alguns dos quais podem não ser indexados por outras bases de dados. Aproveitando a credibilidade e a precisão do *Scopus* e *Web of Science*, juntamente com a acessibilidade e a amplitude do *Google Acadêmico*, buscou-se estabelecer uma base completa e robusta para a revisão da literatura. Uma seleção meticulosa de palavras-chave foi realizada para aumentar o número de artigos considerados na análise. Foi utilizada a seguinte sequência de palavras-chave: (*Decommissioning* AND *offshore oil* AND *Regulatory* OR *Regulation* OR *Legal*).

Para a *Web of Science* foram obtidos 75 títulos.

Para a *Scopus* foram obtidos 230 títulos. A fim de refinar a pesquisa, além da sequência de palavras-chave descritas acima, foi acrescentado o descritor: (AND NOT wind OR solar), uma vez que, o escopo deste artigo são apenas instalações offshore de óleo e gás. Restaram 208 títulos, distribuídos em: Artigo de conferência (116); Artigo (51); Revisão (11); Capítulo de livro (8) e Livro (2). Foi considerado o período de 2000 a 2025, aproximadamente o período de vida útil das unidades offshore de óleo e gás.

Foi realizado um processo de verificação cruzada manual, e o software Mendeley de citações bibliográficas (Mendeley, versão 2.132.0, abril/25) utilizando-se o método "*sort by title*" para identificar e remover resultados duplicados. A triagem foi realizada com base nos resumos dos artigos. O número de registros diminuiu de 208 para 143. Os seguintes critérios foram usados para avaliar os registros restantes como critérios de inclusão:

- Estudos que abordassem especificamente regulamentação ou aspectos legais do descomissionamento;
- Estudos que contivessem impactos ambientais ou riscos do descomissionamento;
- Estudos que descrevessem práticas sustentáveis do descomissionamento ou desmantelamento de navios.

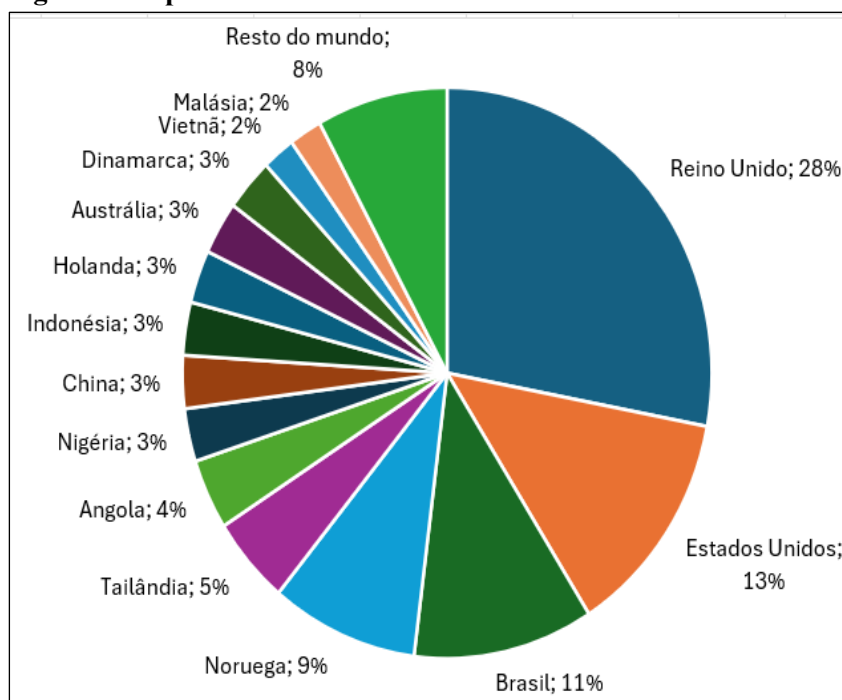
A fase de análise de dados teve como objetivo destacar as principais atividades e resumir as descobertas relevantes. Instrumentos jurídicos internacionais, como diretrizes e normas IMO para a Remoção de Instalações e Estruturas Offshore e a Convenção da Basileia sobre Resíduos Perigosos, também foram revisados para identificar as melhores práticas e comparar a regulamentação do Brasil com os padrões globais. Além de, revelar possíveis lacunas, inconsistências e sobreposições na estrutura legal existente, bem como destacar a necessidade de uma estrutura jurídica abrangente e executável para enfrentar os desafios ambientais, econômicos e operacionais do descomissionamento de plataformas offshore que se seguirão num futuro iminente.

3 Resultados

3.1 Cenário de Descomissionamento Global

Wood Mackenzie (2019), estimou que 85 bilhões de dólares (67 bilhões de libras) seriam gastos globalmente no descomissionamento até 2028. O Reino Unido, sendo o pioneiro em descomissionamento e possuindo estudos avançados na área, tem a expectativa de ser o maior contribuinte, respondendo por 28% da despesa global em descomissionamentos. Ainda sob o ponto de vista econômico, Kaiser (2019), já demonstrava que os custos planejados de descomissionamento até 2040 superam US\$ 150 bilhões, exigindo arcabouço jurídico capaz de garantir previsibilidade a operadores e investidores. A Figura 4 expõe a expectativa do descomissionamento em um cenário global.

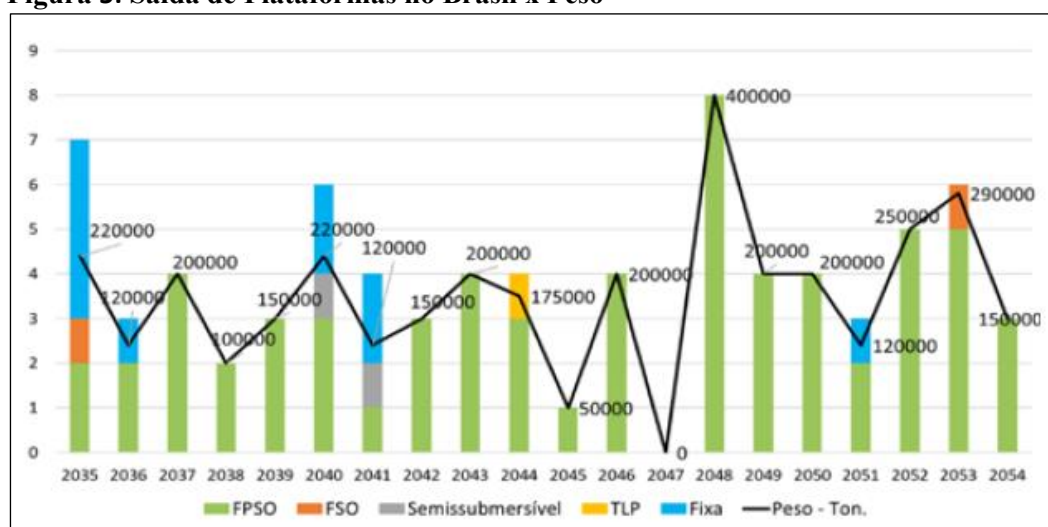
Figura 4: Expectativa de descomissionamento no cenário mundial



Fonte: Wood Mackenzie (2019)

No entanto, a IHS Markit (2021) projetou que os gastos globais com descomissionamento offshore chegarão a quase US\$ 100 bilhões entre 2021 e 2030, representando um aumento superior a 200% em relação à década anterior. Nesse contexto, o Brasil surge como o terceiro maior mercado mundial, atrás apenas do Mar do Norte (Reino Unido) e do Golfo do México, com previsão de US\$ 85 bilhões investidos globalmente até 2030, incluindo o Brasil. No país, antes de decidir pelo descomissionamento de uma plataforma, são realizadas avaliações que consideram: recuperação da capacidade produtiva, maximização do valor dos ativos, revitalização do campo, parcerias estratégicas e venda do ativo. A figura 5 demonstra a importância dessas análises, evidenciando o grande volume de resíduos gerados.

Figura 5: Saída de Plataformas no Brasil x Peso



Fonte: FGV, (2024, p.37)

3.2 Panorama Regulatório Internacional

A normalização internacional que envolve o processo de descomissionamento é composta por diversos regulamentos e normas estabelecidas por organizações mundiais, convenções, tratados e acordos. As convenções internacionais, por exemplo, são documentos firmados com o objetivo de definir padrões mínimos a serem seguidos pelos países no tocante a temas de interesse geral. Geralmente, os assuntos são discutidos em conferências nas quais os países podem participar ativamente da construção do documento. O Brasil endossa e cumpre convenções e códigos internacionais que regulamentam temáticas de diversos setores, tais como aquaviário, transporte, infraestrutura, segurança e sustentabilidade.

A breve apresentação das principais normas e regulamentos internacionais referentes ao processo de descomissionamento relacionadas a seguir, tem por objetivo entender sua evolução temporal, bem como sua influência sobre as leis, regulamentações e melhores práticas que vem sendo adotadas pelos países menos experientes e cujo arcabouço legal se encontra em constante processo evolutivo de desenvolvimento.

Segundo Wiegand (2011), a Convenção das Nações Unidas sobre a Plataforma Continental de 1958, também chamada Convenção de Genebra, foi o primeiro tratado internacional que abordou a desativação e abandono de instalações offshore de petróleo e gás sendo referência para regulamentações e tratados internacionais posteriores. As diretrizes da Convenção de Genebra ainda estão vigentes atualmente. O artigo 5 da referida Convenção, determina que: “Toda instalação abandonada ou em desuso deve ser completamente removida” (UN, 1964). O que poderia ser a melhor alternativa naquela ocasião. Porém, atualmente esta regra é adotada preferencialmente¹, já que instalações offshore em águas profundas incorre maior complexidade em termos de viabilidade técnica, segurança operacional e proteção ambiental.

De acordo com Ferreira (2019), a Convenção de 1958 estabeleceu as seguintes diretrizes para prevenção de poluição marinha advinda de operações offshore: Instou os países signatários tomarem medidas adequadas para a proteção da biota que pode ser afetada por essas operações; Determinou o estabelecimento de zonas de segurança, de aproximadamente 500 metros, ao redor de todas as plataformas; Estabeleceu a remoção total de qualquer instalação em abandono ou em desativação; e, Especificou que a exploração da plataforma continental e a exploração de seus recursos naturais não devem resultar em interferência injustificável na navegação, pesca ou conservação dos recursos vivos do mar, nem em interferências com pesquisas oceanográficas ou outras pesquisas científicas fundamentais.

¹ A literatura especializada vem apontando que a experiência internacional realçou a importância da aplicação da análise multicritério como metodologia para avaliação da melhor opção de descomissionamento, se remoção total, remoção parcial ou abandono. Ocorre que nem sempre a remoção total é a opção mais viável do ponto de vista técnico, de custos, de segurança ocupacional e ambiental, sendo necessário, portanto, a avaliação dos níveis de complexidade de cada caso.

Outro marco importante foi a Convenção de Londres de 1972 (London Dumping Convention 1972). Foi uma das primeiras convenções globais para proteger o meio marinho das atividades humanas e está em vigor desde 1975. Segundo a convenção, o descarte (dumping) é qualquer descarte deliberado de resíduos ou outros materiais oriundos de navios, aeronaves, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar ou qualquer disposição deliberada de navios, aeronaves, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar. Assim sendo, as atividades offshore da indústria de petróleo e gás são consideradas pelas normas desta convenção e, principalmente, o descarte de instalações e estruturas offshore.

A partir de 2016, visando esclarecer a posição do tratado sobre o descomissionamento de equipamentos e instalações de petróleo, a definição de descarte nesta convenção foi atualizada e passou a incluir explicitamente “qualquer forma de abandono no local de plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no oceano, com o propósito deliberado de disposição” (MADI, 2018).

O relatório de cooperação e pesquisa IBP – UFRJ de 2017 cita que, o *United Nations Convention on the Law of the Sea* (UNCLOS III), de 1982, em conjunto com o *International Maritime Organization's* (IMO) *Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone* (EEZ), adotado a partir de 1989, direcionam as boas práticas a serem adotadas pelos países, sendo um importante orientador para as empresas operadoras, principalmente em países onde não há legislação específica de descomissionamento.

A Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar – *United Nations Convention on the Law of the Sea* (UNCLOS III, 1982) revisitou a Convenção de 1958, a fim de reconsiderar a obrigatoriedade de remoção completa das estruturas offshore e a modificou pelo artigo 60(3) da UNCLOS 1982: “Qualquer instalação ou estrutura abandonada ou desativada deve ser removida para garantir a segurança da navegação, levando em consideração as normas internacionais geralmente aceitas, estabelecidas a este respeito pela organização internacional competente (IMO). Essa remoção deve também ter em conta a pesca, a proteção do meio marinho e os direitos e deveres de outros Estados. Deve ser dada publicidade adequada à profundidade, posição e dimensões de quaisquer instalações ou estruturas não totalmente removidas” (M’PUSA, 2017). Portanto, a partir da UNCLOS III, avaliadas as especificidades de cada PDI, é aceitável internacionalmente que as instalações offshore possam ser deixadas total ou parcialmente no lugar, desde que não comprometerem navegação e ambiente.

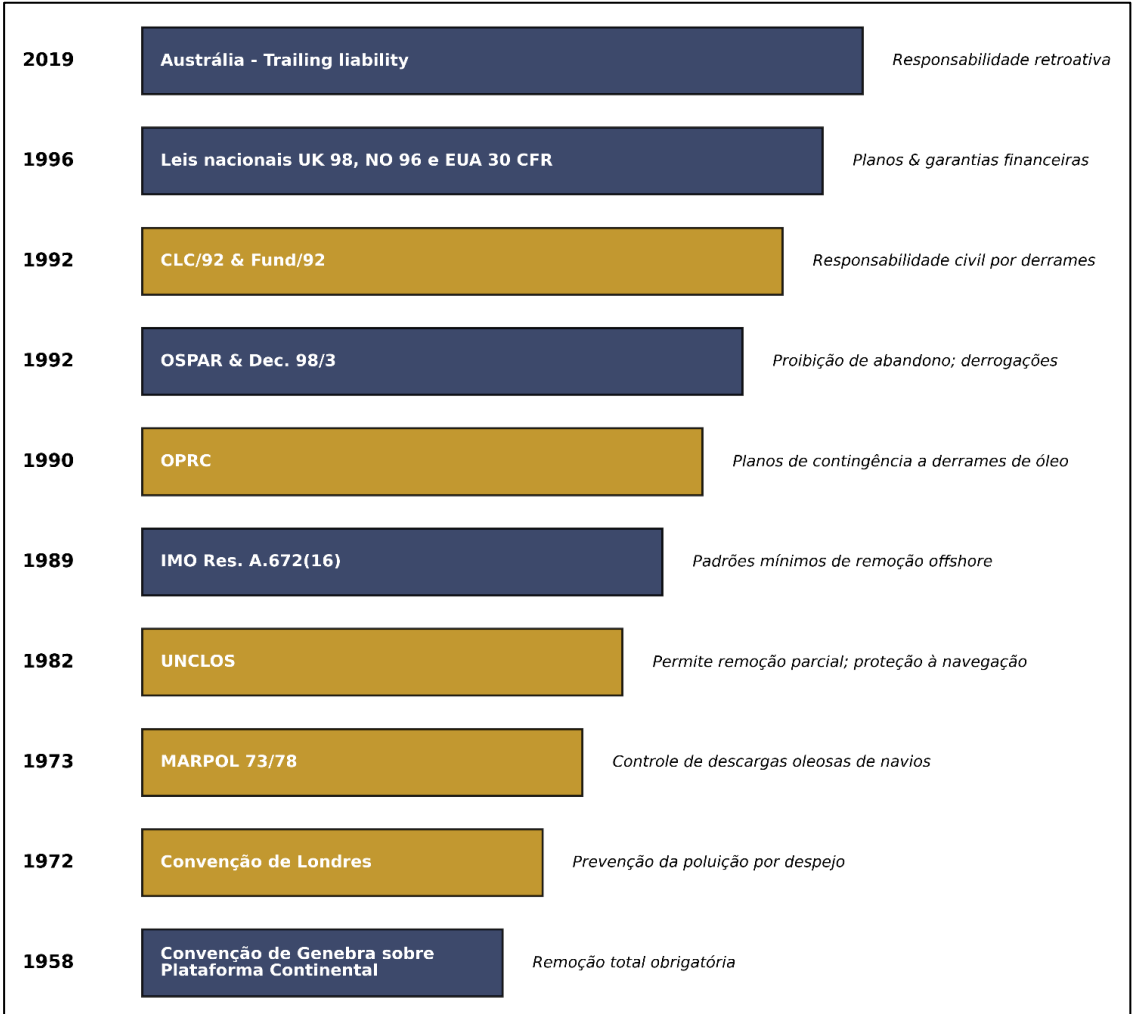
O relatório IBP-UFRJ (2017), destaca ainda que, no plano regional, apenas *The Oslo Paris Convention* – OSPAR (região nordeste do Atlântico), a Convenção de Barcelona (região mediterrânica), a Convenção do Kuwait (Oriente Médio) e a Convenção de Nouméa (Pacífico) contêm regras de descomissionamento específicas. Em todos os outros casos, as convenções e protocolos dos Mares Regionais apenas definem compromissos gerais relacionados com a proteção do meio ambiente e outros usos dos mares. Desde 1998 a

seção que tratava a disposição de instalações e estruturas submarinas foi revisada, sendo decretada a proibição da prática de dumping ou o abandono total/parcial das instalações offshore em áreas marinhas, com exceção de casos em que a estrutura apresente alto risco para o meio ambiente e para a vida humana (OSPAR, 1998).

O *The International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP), relata que os países com o arcabouço regulatório sobre descomissionamento mais desenvolvido são: Reino Unido; Noruega; Estados Unidos; Austrália; Tailândia e Brunei (IOGP, 2017a).

A figura 6 abaixo, faz uma compilação dos instrumentos legais internacionais de descomissionamento e controle da poluição, e destaca em verde àqueles tratados ratificados pelo Brasil.

Figura 5 – Panorama cronológico do arcabouço regulatório internacional de descomissionamento



Fonte: Elaboração pela autora a partir de dados históricos oficiais, 2025.

3.2 Panorama Regulatório Brasileiro

Na figura 5, as barras em mostarda destacam os tratados internacionais que o Brasil ratificou (Convenção de Londres 72, MARPOL 73/78, UNCLOS 1982, OPRC 1990 e o regime CLC 92/Fund 92). E

em azul, aquelas das quais o país não é signatário, mas que influenciam as melhores práticas globais de descomissionamento.

A ausência de adesão a dispositivos como a Resolução IMO A.672(16) ou a Convenção OSPAR ilustra por que o Brasil recorre à regulamentação doméstica (ANP Res. 862/2021, IBAMA, Marinha) para suprir lacunas técnicas específicas de remoção de instalações. Assim sendo, o gráfico revela a posição do Brasil no cenário normativo internacional e reforça a importância de harmonizar procedimentos locais às referências globais, principalmente em relação à transparência de custos, garantias financeiras e responsabilidade garantida.

Como o descomissionamento de plataformas offshore ainda é recente no Brasil, sua regulação está em desenvolvimento, gerando incertezas econômicas quanto aos custos (TCU, 2021). A ANP, o IBAMA, a Marinha e a Receita Federal são os principais órgãos envolvidos. As resoluções da ANP estabelecem as obrigações das operadoras, mas as normas técnicas do IBAMA e da Marinha ainda carecem de maior detalhamento. Assim, embora a regulação defina o que deve ser feito, não esclarece as melhores práticas ou como realizá-las.

Segundo o TCU (2021), não há legislação nacional específica e organizada sobre descomissionamento, especialmente do ponto de vista ambiental. A primeira norma foi a Resolução ANP nº 27/2006, substituída pela Resolução ANP nº 817/2020, que trouxe avanços importantes. Essa regulamentação determina que ANP, Ibama e Marinha aprovem as soluções de descomissionamento propostas pelos operadores, cada um dentro de suas atribuições: o Ibama analisa os impactos ambientais; a ANP avalia a técnica e as melhores práticas da indústria; e a Marinha verifica a segurança da navegação e a preservação de outros usos do mar.

A Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), principal órgão regulador de assuntos nucleares e radioativos no Brasil, estabelece diretrizes sobre Naturally Occurring Radioactive Material (NORM), ou seja, “Material Radioativo de Ocorrência Natural” por meio de normas que determinam por exemplo, os limites de exposição ocupacional, critérios de dispensa de controle radiológico e orientações para monitoramento e descarte de materiais contaminados com radionuclídeos naturais.

Na indústria de petróleo, por exemplo, a CNEN orienta que: (a) os operadores devem identificar, quantificar e classificar os resíduos contendo NORM; (b) é preciso adotar medidas de proteção radiológica aos trabalhadores; e, (c) os resíduos com níveis acima dos limites legais devem ser gerenciados como rejeitos radioativos, seguindo procedimentos de acondicionamento, transporte e destinação final definidos pela CNEN. Além disso, quando identificado NORM em equipamentos, lamas ou incrustações (*scales*), é obrigatória a avaliação radiológica para definir se há necessidade de ações de controle.

A Resolução ANP nº 817/2020 consolidou diretrizes anteriores e regulamenta o descomissionamento de instalações de exploração e produção, devolução de áreas e alienação de bens, estabelecendo como principais documentos obrigatórios: (a) EJD (Estudo de Justificativas para o Descomissionamento), entregue com o PDI conceitual, cinco anos antes do término previsto da produção; (b) PDI (Programa de Descomissionamento de Instalações) executivo, apresentado seis meses após a aprovação do PDI conceitual; e, (c) RDI (Relatório de Descomissionamento de Instalações), com a descrição das atividades executadas. A ANP publica informações sobre os programas de descomissionamento em seu site oficial, garantindo transparência ao processo (ANP, 2020c). Contudo, como afirmam Teixeira (2013, p. 78) apud Steenhagen (2020), a resolução da ANP é apenas um regulamento técnico e não assegura, por si só, a proteção ambiental em consonância com a Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA), sendo necessária uma legislação mais abrangente. Além disso, a Resolução ANP nº 46/2016 trata dos requisitos e padrões mínimos para o abandono de poços, enquanto a Resolução nº 41/2015 aborda, de forma ainda insuficiente, o descomissionamento de dutos e sistemas submarinos (DELGADO, 2019).

4 Discussão

A legislação vigente, tanto em âmbito internacional quanto nacional, geralmente estabelece que as estruturas devem ser totalmente retiradas ao final de sua vida operacional. Contudo, alternativas ao descomissionamento completo vêm ganhando espaço e sendo cada vez mais adotadas. Entretanto, a falta de estudos de caso concretos que analisem os efeitos ambientais dessas práticas dificulta a escolha da melhor opção para atender aos objetivos estratégicos de proteção ambiental definidos em acordos internacionais e regionais. Para abordar essa lacuna, foi considerada a discussão introduzida neste artigo, sobre as características técnicas das unidades petrolíferas offshore e fatores que influenciam a tomada de decisão pelo descomissionamento, a legislação vigente no âmbito internacional e nacional, e considerações sobre as vertentes econômicas e os riscos ambientais, que constavam na literatura disponível, a fim de estabelecer uma análise comparativa dos processos e as melhores práticas para os países selecionados: Reino Unido, EUA, Noruega, China e Brasil.

REINO UNIDO

Perfil: jurisdição pioneira em remoção total no Atlântico Norte, ancorada no *Petroleum Act* 1998.

Internacional: cumpre OSPAR 98/3 e orientações IMO; incorporar metas de custo da NSTA.

Responsabilidade: seção 29 exige responsabilidade solidária a todo titular, inclusive antigos.

Financiamento: cartas de crédito ou fundos de garantia, conferências monetárias imediatas.

Economia × ambiente: programa governamental de corte de 35% nos custos sem descobrir da Avaliação Comparativa (CA) e de emissões de carbono.

Lacunas: transparência em dados de P&A, incerteza sobre reutilização de condutas.

Oportunidades: reaproveitar jaquetas para eólica offshore, hubs de hidrogênio e créditos de carbono por reuso de aço.

ESTADOS UNIDOS

Perfil: maior histórico de descomissionamento global (Golfo do México); regulamentado pelo BSEE.

Internacional: aplica MARPOL e OPRC; reforço doméstico via Lei de Terras OCS.

Responsabilidade: responsabilidade fiscal até o operador original, complementada por vínculo suplementar escalonado por risco.

Financiamento: performance *bonds* + garantia adicional se rating financeiro é baixo.

Economia: foco em evitar passivo de poços órfãos; “princípio do usuário-pagador”.

Ambiente: *Rigs-to-Reefs* institucionalizado; NEPA/EPA para EIS.

Lacunas: insolvência de pequenos operadores em águas rasas.

Oportunidades: CCUS eólicas fixas, ampliação de recifes em jaquetas profundas.

NORUEGA

Perfil: abordagem estatal robusta (*Petroleum Act* 1996) e diálogo contínuo com indústria via NPD.

Internacional: alinha-se a OSPAR; adota zero descargas nocivas.

Responsabilidade: ilimitada, recai sobre todos os titulares presentes e passados.

Financiamento: fundo *escrow* mais dedução fiscal de 78% reduz impacto da caixa das operadoras, garantindo recursos públicos no longo prazo.

Economia: previsibilidade e partilha de custos com o Estado.

Ambiente: EIAs rigorosas; prioridade a remoção total exceto infraestruturas enterradas sob glaciais.

Lacunas: custo elevado para elevação de condutos em fios sensíveis.

Oportunidades: conversão de *topsides* para hubs CCS e eólica flutuante; créditos de carbono pelo aço recuperado.

CHINA

Perfil: regime de consolidação; diretrizes de 2016 expedidas por MNR/MEE ainda genéricas.

Internacional: ratificou UNCLOS e MARPOL mas carece de norma específica para “abandono”.

Responsabilidade: recai essencialmente sobre o operador atual; pouco claro para passivos herdados.

Financiamento: cautela mínima negociada caso a caso; subestimativa de custo é comum.

Economia: prioridade é minimizar o gasto estatal; reforçar políticas de conteúdo local.

Ambiente: diretrizes ambientais incipientes, mas o reefing ganha força como solução de baixo custo.

Lacunas: ausência de regime de responsabilidade civil robusto; déficit de fundos dedicados.

Oportunidades: recife de jaquetas pesadas do mar de Bohai e integração com parques de energia marinha.

BRASIL

Perfil: grande frota de FPSOs envelhecendo; regulamentação recente (ANP Res. 862/2021) aliada ao licenciamento Ibama.

Internacional: signatário da UNCLOS, MARPOL, OPRC, CLC/Fund; adota padrões IMO.

Responsabilidade: debate sobre responsabilidade solidária; hoje não recai nenhum operador ativo, mas a ANP pode convocar antigos.

Financiamento: provisão contábil obrigatória; ainda sem fundo de garantia dedicado.

Economia: desafio fiscal para campos maduros; incentivo à monetização do descomissionamento via conteúdo local.

Ambiente: Inventário de Poluentes obrigatório; estudo de alternativas piloto *Rigs-to-Reefs*.

Lacunas: indefinição sobre destinação de FPSOs; disputa federativa na classificação de resíduos.

Oportunidades: CCS em poços pós-sal maduros, reaproveitamento de estaleiros para desmontagem e reciclagem verde.

Em síntese, Reino Unido e Noruega lideram em governança e previsibilidade financeira; EUA privilegiam flexibilidade com forte *backing* de *bonds*; China corre para preencher lacunas de responsabilidade; o Brasil avançou na normatização, mas precisa consolidar garantias financeiras e ambientais claras antes do grande ciclo de descarte que se aproxima. Ambientalmente, apenas a Noruega ostenta uma política formal de “descarga prejudicial zero”, ou que se coloca na vanguarda regulatória.

5 Considerações finais

A análise comparativa entre a abordagem do descomissionamento offshore em países mais avançados no tema revelou que o Reino Unido lidera esse processo, resultado de sua experiência acumulada em diversos projetos anteriores. Essa trajetória contribuiu para o desenvolvimento mais estruturado das normas e diretrizes britânicas, que são mais claras e transparentes em comparação com outros países.

No Brasil, a regulamentação ainda carece de amadurecimento para garantir que o descomissionamento das plataformas ocorra de forma segura, tanto operacional quanto ambientalmente. Embora as empresas apresentem vários documentos durante o processo, há pouca interação efetiva com o órgão regulador, o que contrasta com a prática observada em países como o Reino Unido, onde a comunicação com as autoridades é mais constante e estruturada.

Além disso, a Noruega também se destaca pelas diretrizes detalhadas e fiscalização rigorosa, fatores que contribuem para operações mais seguras. No Brasil, mesmo que a exigência documental seja mais extensa que a norueguesa (três documentos no Brasil contra um na Noruega), falta maior detalhamento técnico nas orientações e fiscalização consistente. A publicação da Resolução ANP nº 817/2020 representou um avanço, mas ainda é necessário aprimorar a coordenação entre os órgãos envolvidos, pois o processo atual é fragmentado e pouco claro. Também há necessidade de atualizar as normas para que reflitam a realidade brasileira, considerando a complexidade da remoção de sistemas de produção em águas ultra profundas e a gestão adequada de resíduos, incluindo os radioativos e especiais, além de prever o monitoramento ambiental pós-descomissionamento.

Do ponto de vista do setor privado, a regulamentação extensa e pouco objetiva é vista como um obstáculo, pois desestimula investimentos ao criar insegurança jurídica e operacional. Para tornar o ambiente mais atraente aos operadores independentes e estimular a economia ligada ao descomissionamento, é fundamental estabelecer regras claras, processos transparentes e promover maior integração entre os órgãos reguladores, evitando interpretações e decisões contraditórias.

Diante do grande número de campos maduros em declínio no Brasil, sobretudo nas regiões nordeste e sudeste, é urgente que o país destine mais atenção ao tema, tomando como referência as boas práticas do Reino

Unido e da Noruega, que já enfrentam há anos os desafios do descomissionamento em larga escala. Para além dos benchmarks mundiais, é recomendável que o Brasil desenvolva experiência prática através de projetos piloto, fortalecendo a base científica para tomada de decisão, bem como aumente a cooperação entre ANP e IBAMA, estabeleça um programa de recifes artificiais estruturado e priorize investir em tecnologia nacional de descomissionamento.

Referências

AERAN, Ashish. **Life extension of offshore structures: a conceptual framework and fatigue damage models**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Offshore) – University of Stavanger, Stavanger. (PhD thesis UiS, no. 477). Disponível em: <https://uis.brage.unit.no/uis-xmlui/handle/11250/2622635?utm>. Acesso: 12/04/2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Resolução ANP nº 817, de 24 de abril de 2020**. Dispõe sobre o descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural. *Diário Oficial da União*, Brasília, 24 abr. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/descomissionamento-de-instalacoes>. Acesso em: 01/03/2025.

ALMEIDA, R.; SILVA, G. **Avaliação crítica do marco regulatório brasileiro de descomissionamento offshore**. Revista Direito & Energia, v. 2, pág. 45-68, 2021.

BUCHANAN, David A.; BRYMAN, Alan (eds.). **The Sage Handbook of Organizational Research Methods**. Thousand Oaks, CA: Sage Publications Ltd, 2009. Disponível em: <https://books.google.com/books?id=vVs2EoDjm78C>. Acesso em: 10/06/2025.

DELGADO, M. L. M. **Descomissionamento de dutos submarinos no Brasil: regulação e práticas**. 2019. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3135/tde-19082019-150534/>. Acesso em: 16/03/2025.

DESTRI, Mauro. **Gestão dos 5 Ds do Descomissionamento: Diagnóstico, Discussão, Decisão, Desmobilização e Destinação**. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2024. 126 p.

FERREIRA, Nayara Nunes; MARTINS, Marcelo Ramos; DZIEDZIC, Rebecca; DE FIGUEIREDO, Marco Antonio Gaya. Obsolescence management for offshore oil and gas production facility life extension. **Ocean Engineering**, v. 285, p. 115388, oct. 2023. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2023.115388.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. FGV Energia. **Descomissionamento offshore no Brasil: oportunidades, desafios & soluções**. Cadernos FGV Energia, Rio de Janeiro, ano 8, n. 11 de janeiro. 2021. ISSN2358-5277. Disponível em: <https://energia.fgv.br/publicacao/2021/01/15/descomissionamento-offshore-no-brasil-oportunidades-desafios-e-solucoes>. Acesso em: 17/05/2025.

HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE. **Plant ageing: Management of equipment containing hazardous fluids or pressure**. Research Report RR 509. Norwich: HSE Books, 2006. Disponível em: <http://www.hse.gov.uk/research/rrhtm/rr509.htm>. Acesso em: 29/05/2025.

HEISER, Thomas; HOFMEISTER, James P. **Bathtub, failure distribution, MTBF, MTTF and more: they are related**. Tucson: Ridgetop Group, 2013. Disponível em: <https://www.mfpt.org/wp->

content/uploads/2019/10/Heiser-Thomas-Bathtub-Failure-Distribution-MTBF-Paper.pdf. Acesso em: 29 jun. 2025.

HÖÖK, Mikael; SÖDERBERGH, Bengt; JAKOBSSON, Kristofer; ALEKLETT, Kjell. *The evolution of giant oil field production behavior*. **Natural Resources Research**, v. 18, n. 1, p. 39–56, mar. 2009. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11053-009-9087-z>.

ISO. *ISO 2394:2015* – General principles on reliability for structures. Genebra: **International Organization for Standardization**, mar. 2015. Disponível em <https://www.iso.org/obp/ui/en/#iso:std:iso:2394:ed-4:v1:en>. Acesso: 12/04/2025.

KAISER, Mark J.; LIU, Mingming. **Decommissioning cost estimation in the deepwater U.S. Gulf of Mexico – Fixed platforms and compliant towers**. [2014]. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/17445302.2014.942085>. Acesso em: 23/03/2025.

MAESTRINI, V.; LUZZINI, D.; MACCARRONE, P.; CANIATO, F. **Supply chain performance measurement systems: a systematic review and research agenda**. *International Journal of Production Economics*, v. 183, p. 299–315, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijpe.2016.11.005>. Acesso em: 10/06/2025.

NATIONAL ACADEMIES PRESS. Offshore well completion and stimulation: Using hydraulic fracturing and other technologies – Panel presentations: Life cycle for offshore development and the offshore footprint. In: **Offshore Well Completion and Stimulation: Using Hydraulic Fracturing and Other Technologies: Proceedings of a Workshop**. Washington, DC: The National Academies Press, 2018. Disponível em: <https://nap.nationalacademies.org/read/25439/chapter/4>. Acesso em: 25/04/2025.

NELSON, J.; DYER, A.; ROMEO, L.; WENZLICK, M.; ZAENGLE, D.; DURAN, R.; SABBATINO, M.; WINGO, P.; BARKHURST, A.; ROSE, K.; BAUER, J. **Avaliação da integridade da infraestrutura offshore**; DOE/NETL-2021/2643; Série de relatórios técnicos NETL; EUA Departamento de Energia, Laboratório Nacional de Tecnologia de Energia: Albany, OR, 2021; p 70. DOI: <https://doi.org/10.2172/1780656>. Acesso: 28/03/2025.

MOUBRAY, John. **Reliability-centered maintenance**. 2. ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2001. Disponível em: <https://books.google.com/books?id=bNCVF0B7vpIC>. Acesso em: 10/05/2025.

RUIVO, Fábio M.; MOROOKA, Celso K. **Descomissionamento de Campos Offshore de Petróleo e Gás**. Campinas: Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2001.

SANTA-CRUZ, S., HEREDIA-ZAVONI, E. Maintenance and decommissioning real options models for life-cycle cost-benefit analysis of offshore platforms. **Structure and Infrastructure Engineering**, v.7(10), p. 733–745, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1080/15732470902842903>. Acesso em: 14/06/2025.

TEIXEIRA, S. C. M. **A regulação do descomissionamento offshore no Brasil**. 2013 apud STEENHAGEN, P. M. Panorama do descomissionamento offshore no Brasil. 2020. Disponível em: <https://repositorio.unb.br/handle/10482/39292>. Acesso em: 16/03/2025.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO (Brasil). **Relatório de auditoria operacional sobre descomissionamento offshore**. 2021. Disponível em: <https://portal.tcu.gov.br/biblioteca-digital/auditoria-operacional-descomissionamento-offshore.htm>. Acesso em: 16/03/2025.

WOOD MACKENZIE. **Perspectivas globais de descomissionamento offshore 2023-2030**. Londres, 2023. Acesso ao documento-chave da IMO: [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/A.672\(16\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/A.672(16).pdf)

WRIGHT, Iain. **Aging and life extension of offshore oil and gas installations**. SPE Paper 146225. Apresentado na SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, 6–8 set. 2011. Copyright 2011, Society of Petroleum Engineers. Disponível em: <https://onepetro.org/JPT/article/64/02/76/199681/Offshore-Oil-and-Gas-Installation-Aging-and-Life>. Acesso em: 29/05/2025.