

## Descomissionamento e reciclagem de unidades de produção offshore de Petróleo e Gás Natural no Brasil: desafios e oportunidades

### Decommissioning and recycling of offshore oil and gas production facilities in Brazil: challenges and opportunities

Sidney Eduardo Maciel dos Santos<sup>1\*</sup>, Joao Alberto Neves dos Santos<sup>1</sup>, Walber Paschoal da Silva<sup>1</sup>

---

#### RESUMO

Existem atualmente, no Brasil, 177 unidades offshore de produção de petróleo e gás natural registradas. Desse total, 76 unidades encontram-se fora de operação, e podem ser realocadas, reutilizadas ou descomissionadas. Mas, com o amadurecimento dos campos e o fim da vida útil de diversas unidades, é esperado que uma grande quantidade seja descomissionada nos próximos anos, indicando um panorama de demanda crescente por serviços especializados. Nesse cenário, o objetivo deste trabalho é identificar as alternativas de descomissionamento de unidades de produção offshore existentes no Brasil, e avaliar os impactos positivos e negativos gerados, determinantes para a destinação adequada dessas unidades. A metodologia proposta é formada por cinco etapas: Revisão bibliográfica sobre conceitos, legislação e alternativas para o descomissionamento das unidades de produção offshore no Brasil e no mundo; Identificação das unidades offshore de produção em processo de descomissionamento, ou sujeitas ao descomissionamento nos próximos anos, no Brasil; Levantamento dos fatores que levaram as unidades analisadas ao processo de descomissionamento; Identificação dos desafios e oportunidades no processo de descomissionamento e reciclagem das unidades analisadas; Apresentação de alternativas ao descomissionamento de unidades de produção offshore no Brasil. Os resultados indicaram a urgência, por parte dos órgãos governamentais e dos setores envolvidos nesse processo, de medidas capazes de fomentar o aperfeiçoamento legal e técnico dessa indústria, a tempo de não se perderem as oportunidades que estão sendo geradas e que poderão se estabelecer como um novo nicho para a indústria naval brasileira.

**Palavras-chave:** plataformas inativas; unidades offshore; indústria naval, economia circular.

---

#### ABSTRACT

There are currently 177 registered offshore oil and gas production facilities in Brazil. 76 of these facilities are out of operation and can be relocated, reused or decommissioned. However, with the maturing of the fields and the end of the useful life of several units, it is expected that a large amount will be decommissioned in the coming years, indicating a scenario of increasing demand for specialized services. In this scenario, the objective of this work is to identify the decommissioning alternatives of existing offshore production facilities in Brazil, and to evaluate the positive and negative impacts generated, which are crucial for the proper disposal of these facilities. The proposed methodology comprises five stages: Bibliographic review on concepts, legislation and alternatives for the decommissioning of offshore production facilities in Brazil and worldwide; Identification of offshore production facilities in the process

---

<sup>1</sup> Universidade Federal Fluminense. \*E-mail: walberpaschoal@id.uff.br

of decommissioning, or subject to decommissioning in the coming years, in Brazil; Survey of the factors that led the analyzed facilities to the decommissioning process; Identification of challenges and opportunities in the decommissioning and recycling process of the analyzed facilities; Presentation of alternatives to the decommissioning of offshore production facilities in Brazil. The results indicated the urgency, on the part of government agencies and the sectors involved in this process, of actions capable of promoting the legal and technical improvement of this industry, so as not to miss the opportunities that are being generated and that can establish themselves as a new niche for the Brazilian naval industry.

**Keywords:** inactive platforms; offshore facilities; shipping industry, circular economy.

---

## INTRODUÇÃO

A exploração de petróleo no mar teve início no fim do século XIX na costa americana, mais precisamente no estado da Califórnia. Nesse período eram utilizadas estruturas construídas em madeira que eram extensões das instalações terrestres. Entretanto, para que houvesse avanço na exploração de petróleo no mar, foi necessário o desenvolvimento de novas metodologias de identificação de bacias sedimentares, desenvolvimento tecnológico para exploração e produção e, conseqüentemente, estruturas e equipamentos submarinos resistentes ao ambiente marinho (DORNELAS, 2018).

Nesse sentido, com o passar dos anos, as estruturas offshore passaram por uma evolução onde deixaram de ser simples estruturas de madeira instaladas próximas às áreas costeiras para instalações mais robustas acomodadas oceano a dentro. Além dessa mudança estrutural, passaram a compor esses sistemas os oleodutos e gasodutos para escoamento da produção e outros equipamentos de alta complexidade para controlar esses sistemas (SILVA E MAINIER, 2008).

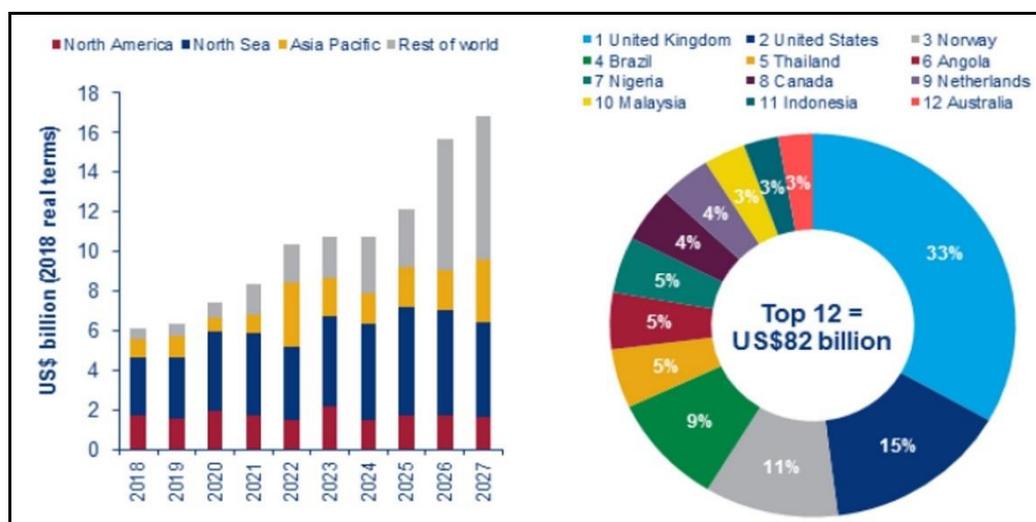
Todavia, essas estruturas são projetadas e construídas para operação em condições determinadas em períodos de até 30 anos. Após esse período ou anteriormente por condições adversas, estas unidades tem seu ciclo de vida interrompido dando início ao processo de descomissionamento (MADI, 2018).

Dado que está chegando ao fim a produção em diversos campos que foram desenvolvidos comercialmente na décadas de 1970, o número de projetos de descomissionamento segue a tendência de aumento, particularmente nas regiões do Golfo do México e do Mar do Norte (IBP, 2017). Estima-se que o número de unidades que

operam ao redor do mundo próximas ao final de seu limite produtivo chegue a 6500, com previsão de descomissionamento até 2025 (SILVA E MAINIER, 2008).

Em relatório publicado pela consultoria Wood Mackenzie (2017), é apresentada a previsão de gastos mundiais em projetos de descomissionamento para 12 dos principais mercados mundiais, em um período de 10 anos. Conforme apresenta a figura 1, esses gastos são estimados na ordem de US\$ 82 bilhões, destacando-se o Reino Unido como responsável por um terço deste valor (33%), seguido por Estados Unidos (15%) e Noruega (11%). O Brasil aparece com grande representatividade na quarta posição, com uma fatia de 9% dos gastos previstos (BOA MORTE, 2019).

**Figura 1** – Previsão de gastos mundiais em projetos de descomissionamento, no período de 2018 a 2027



Fonte: Boa Morte (2019)

No Reino Unido, dados apresentados no relatório Decommissioning Insight 2018, produzido pela Oil and Gas UK (OGUK, 2018), apontam gastos em projetos de descomissionamento da ordem de US\$ 19 bilhões até o ano de 2027. Essa previsão contempla o descomissionamento de 203 campos de produção, o abandono de 1465 poços e a remoção de 74 unidades de produção offshore, somente na plataforma continental do Reino Unido (UKCS). Já na região do Golfo do México, uma das mais antigas bacias de produção offshore no mundo, foram catalogadas 7053 estruturas foram instaladas. Deste total, 5048 estruturas foram descomissionadas até 2017, permanecendo um total de 2005 unidades em atividade a partir de 2017 (FGV ENERGIA, 2019). Nessa região, em média, são removidas 140 estruturas anualmente, sendo esse número superior aos observados na região do Mar do Norte (MADI, 2018).

No Brasil, segundo dados do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP, 2020), existem aproximadamente 100 unidades de produção offshore em operação, sendo essas responsáveis pela maior parcela na produção nacional de petróleo e gás natural. Essas unidades, após seu tempo de vida útil, que corresponde de 20 a 30 anos de operação, podem passar por um processo de recuperação de sua capacidade produtiva, estendendo sua vida útil, ou descartadas, interrompendo sua produção e encaminhada para o processo de descomissionamento. Esse processo trata da destinação segura das estruturas e resíduos oriundos dessas unidades, levando em consideração os altos riscos de impactos socioambientais que essa atividade pode causar.

Apesar desse um forte movimento na área de descomissionamento e diante da crescente demanda, a legislação e regulamentos aplicáveis a esse tema, ainda estão longe de se tornarem completos e satisfatórios, mesmo nos países desenvolvidos (FGV ENERGIA, 2019). Além disso, torna-se importante a incorporação na cadeia de descomissionamento das políticas ambientais, sociais e de governança (ESG), para o gerenciamento do fim de vida das estruturas e equipamentos, com envolvimento de diversos setores e camadas da sociedade e promoção de uma economia circular sustentável (VELENTURF, 2020). Diante deste cenário, fomentar um ambiente regulatório previsível e sustentável para atrair novos investimentos e acelerar o desenvolvimento do país deve ser uma prioridade do Estado (FGV ENERGIA, 2019).

No âmbito da cadeia de descomissionamento no Brasil, ainda não existe um arcabouço legal que traga segurança jurídica para a realização das atividades relacionadas a esse setor, cabendo aos responsáveis pelas unidades a serem descomissionadas definirem de que maneira conduzirão o processo (FERREIRA, 2019). No intuito de disciplinar a atividade de descomissionamento de unidades de produção offshore no Brasil, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), publicou, em 2020, a Resolução ANP nº 817 (ANP, 2020). Além dessa resolução, tramita hoje no Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 1584/2021 (BRASÍLIA, 2021) que tem como objetivo estabelecer um marco legal para essa atividade, definindo as diretrizes e os procedimentos aplicáveis a toda a cadeia de reciclagem de estruturas offshore e outros tipos embarcações. Diante do exposto, este trabalho tem por objetivo identificar e avaliar os desafios e as oportunidades existentes na cadeia de descomissionamento de unidades de produção offshore no Brasil.

## **REFERENCIAL TEÓRICO**

### **O descomissionamento no mundo**

Atualmente são realizados anualmente cerca de 120 projetos de descomissionamento de unidades de produção offshore, segundo a IHS Markit (2016). Houve um aumento significativo no número de projetos de descomissionamento de unidades de produção offshore nos últimos anos devido ao fim da produção de diversos campos desenvolvidos e explorados comercialmente a partir da década de 1970, principalmente nas regiões do Mar do Norte e do Golfo do México (IBP, 2017).

Juntamente com esse crescimento, aumentaram as restrições regulatórias e ambientais para operações no mar e, conseqüentemente, os custos de desmobilização sofreram acréscimos significativos. Isso levou os operadores a darem mais atenção aos processos de descomissionamento de unidades de produção offshore e toma-los como prioridade em suas organizações (IBP, 2017).

O montante gasto em projetos de descomissionamento no ano de 2015, chegou a US\$ 2,4 bilhões e, acredita-se que até 2040 estes gastos cheguem a US\$ 13 bilhões anuais, significando um incremento de 540% se comparado a 2015. Isso se deve principalmente aos projetos de descomissionamento a serem realizados no Mar do Norte nos próximos anos. É esperada uma absorção de 50% desse total por países europeus, ainda que o maior quantitativo de unidades descomissionadas esteja no Golfo do México (IHS MARKIT, 2016).

### **O descomissionamento nos Estados Unidos**

Os Estados Unidos estão no topo quando se trata de projetos de descomissionamento, com maior concentração dos projetos na região do Golfo do México (ALMEIDA, 2017). As operações petrolíferas norte americanas do Golfo do México, são realizadas por centenas de unidades de produção offshore, compostas em maioria por unidades de produção de águas rasas (SHELL, 2016).

Nessa região já foram instaladas mais de 7000 unidades de produção e, atualmente, concentra cerca de 3700 unidades ativas. Desse total, aproximadamente 40% possui tempo de operação superior a 25 anos (DORNELES, 2018).

Os EUA são signatários de alguns internacionais e, em termos nacionais, a organização do arcabouço legal é feito em níveis federal e estadual. Dessa maneira, diversos departamentos e agências são envolvidos na regulamentação de atividades no setor de petróleo e gás (ALMEIDA, 2017). A região do Golfo do México é administrada pela Bureau of Ocean Energy Management (BOEM), e pelo Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE), órgãos responsáveis pela administração dos recursos minerais, segurança e proteção ambiental. Esses órgão são também dos responsáveis pelo licenciamento dos projetos de descomissionamento. Entre os anos de 2002 e 2016 foram recebidos pelo BSEE 2.601 pedidos de licença para descomissionamento no Golfo do México (DORNELES, 2018).

Para o descomissionamento de unidades offshore, esses órgão determinam a remoção total das unidades, a não ser que seja concedida licença específica para aplicação de outras medidas ou para a conversão em recifes artificiais. Determinam ainda que, caso uma unidade não esteja mais produzindo, esta deve ser descomissionadas em até 5 anos. No caso de dutos, caso não apresentem riscos à navegação ou à atividade pesqueira, podem ser deixado no leito do oceano, seguindo os procedimentos determinados pelos órgãos de controle. E, quanto a manutenção do leito marinho do local da instalação, devem ser removidas todas as obstruções em até 60 dias após a remoção da plataforma (ALMEIDA, 2017).

As operadoras locais, em alguns casos, dão preferência à reutilização de estruturas (jaquetas e topsides), considerando ganhos decorrentes da antecipação de prazos de desenvolvimento e possíveis benefícios ambientais. Nesse contexto, cerca de 10% das Jaquetas instaladas em lâminas d'água de até 90 metros e com mais de 15 anos de operação foram descomissionadas e, 20% dos topsides foram reaproveitados (SILVA E MAINIER, 2008). Até o ano de 2016 o foco esteve no Golfo do México e, desde então passou a se concentrar em países europeus, africanos e asiáticos.

## **O descomissionamento no Mar do Norte**

A região do Mar do Norte, que abrange o Reino Unido, Noruega, Holanda e Dinamarca, apresenta maior complexidade quando se trata de descomissionamento de unidades de produção offshore. Essa região é caracterizada por instalações em águas profundas, com um ambiente físico e regulatório complexo e desafiador. Nesses países é

esperada uma intensificação nas operações de descomissionamento com estimativa de que sejam removidas mais de 500 instalações fixas e seus sistemas de produção submarinos, além da desconexão e abandono de mais de 10000 poços, com gastos superiores a US\$ 100 bilhões até 2050 (OUDENOT et al, 2017).

O aumento dos gastos com projetos de descomissionamento está diretamente ligado ao aumento da complexidade das unidades a serem descomissionadas. Esse aumento da complexidade dos projetos leva também ao aumento do rigor do arcabouço regulatório. Com a fragmentação da cadeia de fornecedores, há o aumento da incerteza por parte dos operadores e maior esforço de análise por parte do setores envolvidos (ALMEIDA, 2017).

Devido a esse aumento nas atividades de descomissionamento no Mar do Norte, com projetos de maior tamanho e complexidade, o Reino Unido conseguiu evoluir para um arcabouço regulatório com base em diversos acordos internacionais, dos quais é signatário. Essa estrutura regulatória é baseada na Lei do Petróleo de 1988, onde também são definidos os órgãos responsáveis pela regulação no país. Além disso, o Reino Unido é membro da IMO desde 1949 (ALMEIDA, 2017).

Ainda segundo descrito por Almeida (2017), para qualquer projeto de descomissionamento realizado no Reino Unido, deve-se apresentar um programa contendo o detalhamento dos pontos debatidos com todas as partes impactadas pelo projeto. Esgotados os debates e havendo uma maturidade no programa, este é apresentado às autoridades para aprovação. Em maior número, é exigida a remoção total das estrutura para fins de reuso, reciclagem ou descarte monitorado em terra. A partir de 2011, passou a existir também a exigência de que este programa apresente o Estudo de Impacto Ambiental (EIA).

O arcabouço legal e regulatório do Reino Unido demonstrou estar consolidado e maduro, permitindo o desenvolvimento de uma indústria apta a encarar os desafios e capaz de concorrer no mercado global (STEENHAGEN, 2020).

## **O descomissionamento no Brasil**

A ANP (2020) descreve o descomissionamento como sendo um 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, e à recuperação ambiental da área.

O processo de descomissionamento deve ser iniciado quando há perda de eficiência econômica do reservatório, ou seja, quando os custos superam as receitas. Isso pode ser consequência da variação no preço do petróleo, redução da vida útil das estruturas e dos sistemas que a complementam, obsolescência tecnológica e declínio de produção após longo período de extração (LIMA; GOMES, 2021). Corroborando com isso, Silva & Mainier (2008) afirmam que o principal motivo que leva à decisão de descomissionar uma estrutura de produção é o entendimento de que a rentabilidade alcançada não viabiliza a continuidade da produção, optando-se então pelo encerramento das atividades daquela estrutura.

Levando em consideração o momento atual em que a indústria petrolífera brasileira começa a lidar com o declínio de seus campos de produção de petróleo e gás, um grande número de estruturas de produção offshore operam próximas ao limite de vida útil. Diante disso, o descomissionamento vem ganhando destaque em meio às discussões de planejamento para o setor nos cenários industrial e governamental (SILVA; MAINIER, 2008).

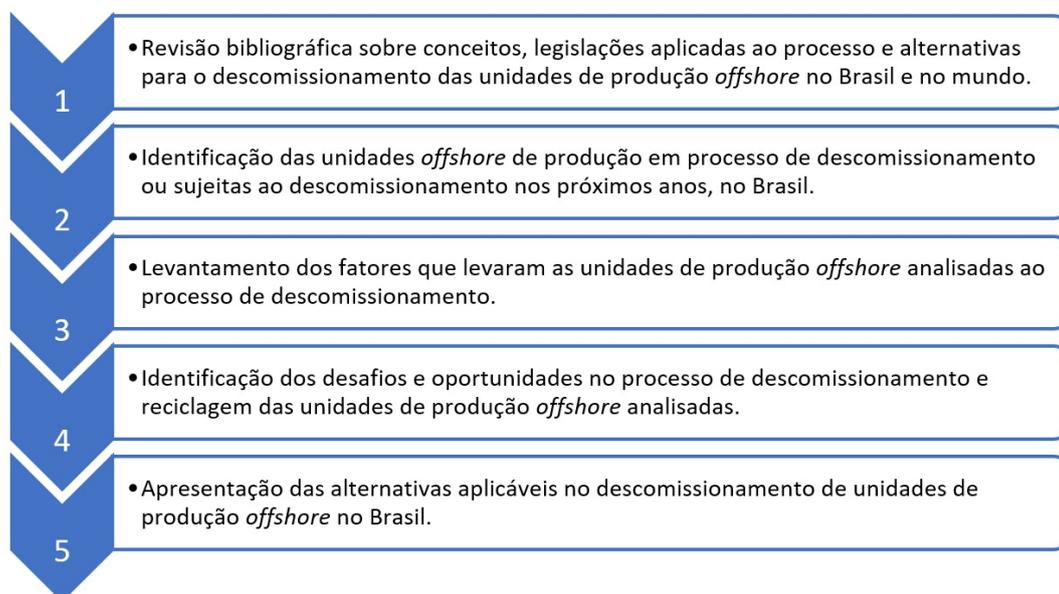
Considerando esse cenário, a indústria brasileira de exploração e produção de petróleo offshore vive hoje a perspectiva de uma crescente demanda no campo do descomissionamento e reciclagem de estruturas de produção. Mesmo com esse horizonte à frente, os critérios aplicáveis na seleção das melhores alternativas para desmonte, transporte e destinação dessas estruturas, e dos sistemas que as complementam, ainda são muito incipientes (MADI, 2018).

Para Almeida (2017), o processo de descomissionamento precisa ser bem entendido e bem especificado, envolvendo profissionais multidisciplinares, de diferentes áreas de conhecimento, englobando todas as especificidades inerentes a esse processo. Com isso, é necessário destacar os grandes desafios que precisam ser superados dada a complexidade dos projetos e as incertezas que ainda rodeiam esse processo, sobretudo a inexistência de um marco regulatório consistente que abranja todas as etapas, desde a parada de produção da unidade até a destinação dos resíduos oriundos de seu desmantelamento.

## METODOLOGIA

Existem diversas opções para o descomissionamento de unidades de produção offshore no Brasil, que geram em maior ou menor grau, diferentes impactos econômicos, sociais, políticos, ambientais e de aspectos jurídicos. Posto isto, o objetivo deste trabalho é identificar as alternativas de descomissionamento de unidades de produção offshore existentes no Brasil e avaliar os impactos positivos e negativos gerados, e que são determinantes para a destinação adequada das unidades de produção offshore. O fluxograma da figura 2 apresenta a metodologia proposta.

**Figura 2** – Etapas da metodologia proposta



Fonte: Autores

Aplicando a metodologia descrita na Figura 1, será realizado um levantamento sobre projetos de descomissionamento de unidades de produção de offshore, por meio de artigos e outros materiais científicos da literatura brasileira e internacional. Baseado no levantamento realizado na etapa anterior, serão identificadas as unidades de produção offshore que estiveram ou estão sob descomissionamento, além daquelas passíveis de serem incluídas nesse processo nos próximos anos, no Brasil. De acordo com Madi (2018) é possível dividir as unidades de produção offshore em três grupos, quais sejam: poços, as plataformas fixas ou flutuantes, equipamentos submarinos, cada qual com suas particularidades dentro desse processo.

Realizado o levantamento das unidades passíveis de descomissionamento, com base nos estudos de Luczynski (2002) e nos demais autores identificados através do levantamento bibliográfico, serão analisados os fatores que levaram à ocorrência da desativação e descomissionamento das unidades de produção identificadas. De acordo com Luczynski (ibid.), o descomissionamento de um sistema de produção offshore pode ocorrer em função da transformação ou as mudanças técnicas para continuidade da produção tornando-se antieconômicas, mudanças nas diretrizes energéticas, rigidez política, ambiental ou jurídica.

Em seguida, será realizada a identificação dos desafios e oportunidades inerentes ao processo de descomissionamento de unidades de produção offshore. Segundo os autores Silva & Mainier (2008), há vários desafios no processo de descomissionamento de sistemas de produção offshore, tais como: tipo da estrutura, peso, tamanho, consistência do solo marinho, condições climáticas, identificação e avaliação dos impactos ambientais devido ao abandono de estruturas presentes no mar (dutos, equipamentos e sucatas fora de operação), recuperação ambiental após o descomissionamento do sistema; responsabilidades com o ambiente após a devolução do campo. Da mesma maneira, existe a oportunidade de se estabelecer um arcabouço legislativo consistente que apoie essa atividade (FERREIRA, 2019), bem como o desenvolvimento de uma cadeia de fornecedores que atuem em cada uma das etapas do processo, desde a desativação da unidade até a reciclagem e destinação dos resíduos (FGV ENERGIA, 2021).

Concluindo a pesquisa, serão avaliadas e identificadas as alternativas possíveis para o descomissionamento, destinação e/ou reciclagem de unidades de produção offshore no Brasil. De acordo com a FGV Energia (2021), para seleção de alternativas, deve ser levada em consideração uma avaliação multicritério capaz de englobar aspectos técnicos, ambientais, sociais, de segurança e econômicos. Estes cinco fatores devem ser analisados conjuntamente a fim de que se tenham subsídios suficientes e robustos para tomada de decisão.

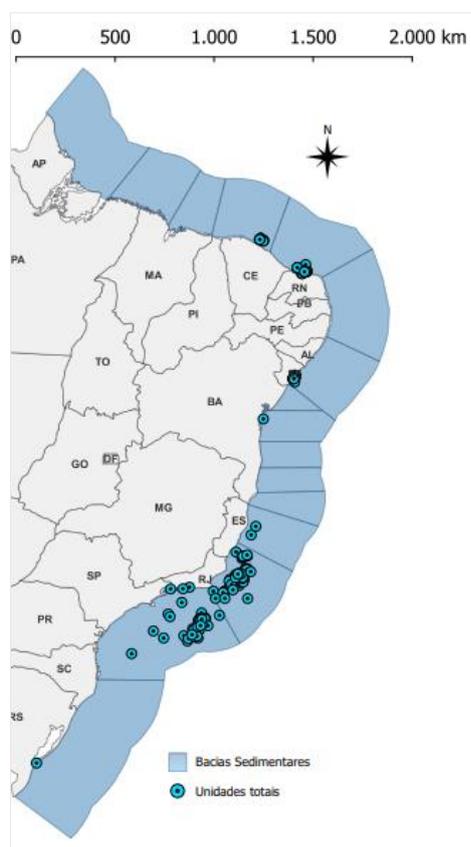
## APLICAÇÃO

### Cenário

O processo de descomissionamento das unidades de produção offshore deve ser iniciado quando há perda de eficiência econômica do reservatório, podendo ser desencadeado por motivos econômicos, pela redução da vida útil das estruturas e dos sistemas, pela obsolescência nas tecnologias empregadas, mediante à legislação precária e desatualizada acerca do assunto, ou pelo declínio significativo ou escassez de produção do campo (LIMA; GOMES, 2021; DELGADO, 2019).

De acordo com o Relatório das Plataformas, Navios Sonda, FPSO e FSO, emitido pela Diretoria de Portos e Costas da Marinha do Brasil (MARINHA DO BRASIL, 2022), existem atualmente 177 plataformas registradas no Órgão distribuídas pela costa brasileira (figura 3), com maior concentração nas bacias de Campos e Santos.

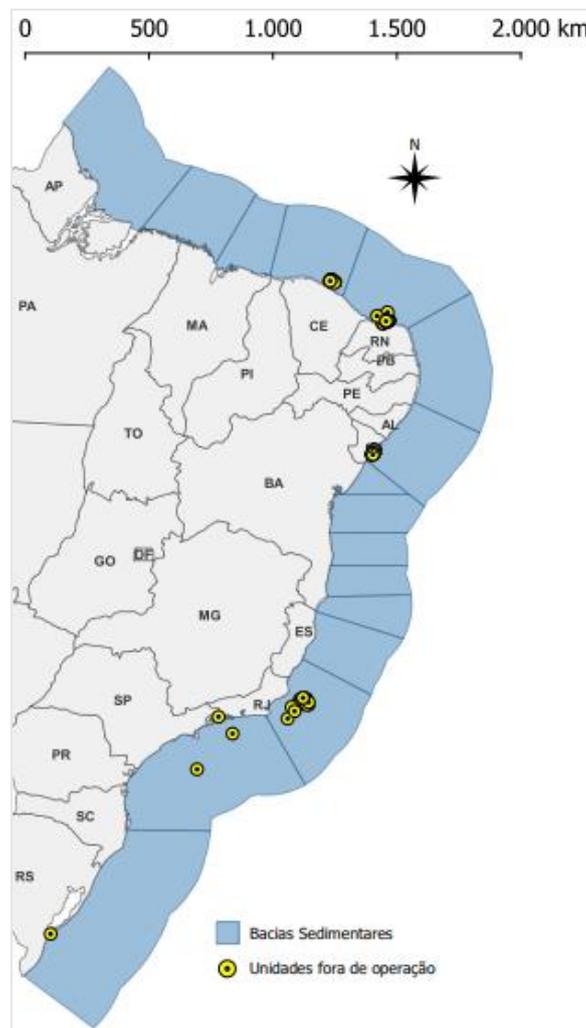
**Figura 3** – Localização das unidades de produção offshore (em operação e fora de operação)



Fonte: Autores

Desse total, 76 unidades encontram-se fora de operação (MARINHA DO BRASIL, 2022), com concentrações dispersas por várias bacias da costa brasileira (figura 4). O fato de essas unidades estarem fora de operação não significa que todas seguirão para o processo de descomissionamento, podendo ser realocadas ou reutilizadas.

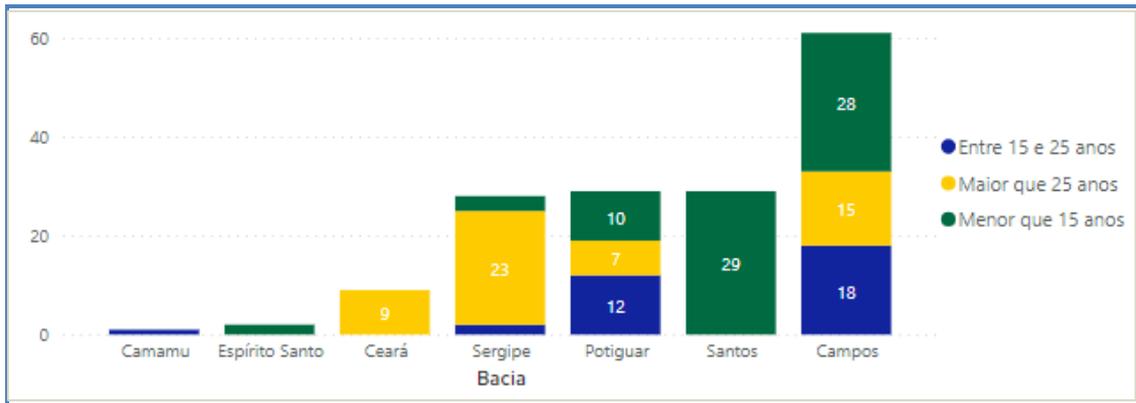
**Figura 4** – Unidades de produção offshore fora de operação



Fonte: Autores

Todavia, o Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) da ANP (2022), indica o envelhecimento de um número significativo de unidades de produção offshore, representando um percentual de aproximadamente 30% das unidades instaladas nos campos de produção ao longo da costa (figura 5).

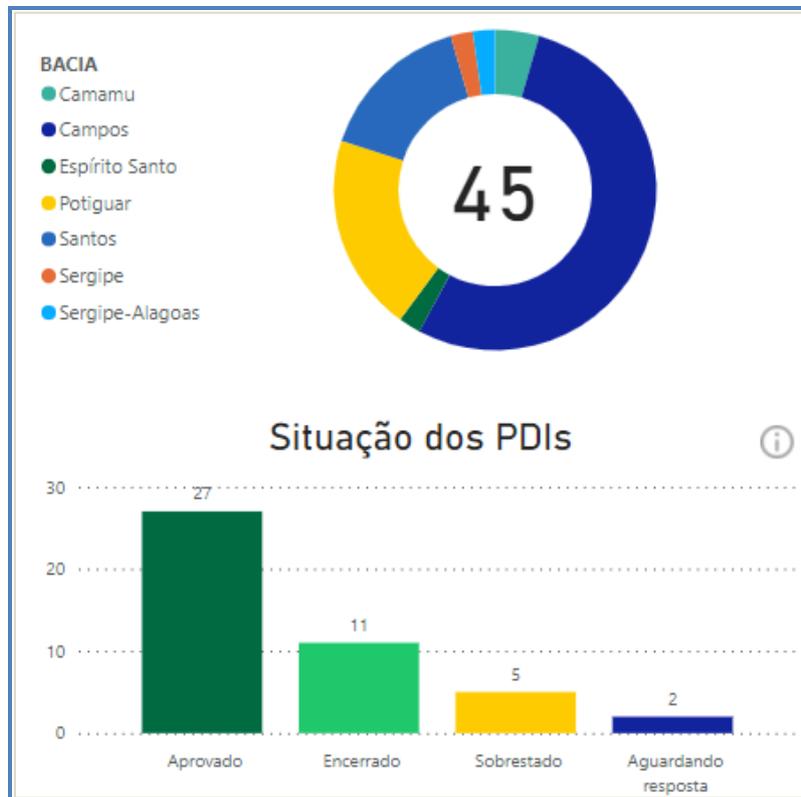
**Figura 5 – Número de plataformas por idade**



Fonte: ANP (2022)

Atualmente a ANP possui 27 PDIs aprovados, sendo a maioria deles para instalações localizadas na Bacia de Campos, seguido pela Bacias de Santos e Potiguar (figura 6). Esses programas abrangem uma série de unidades de produção e também outras instalações que as complementam.

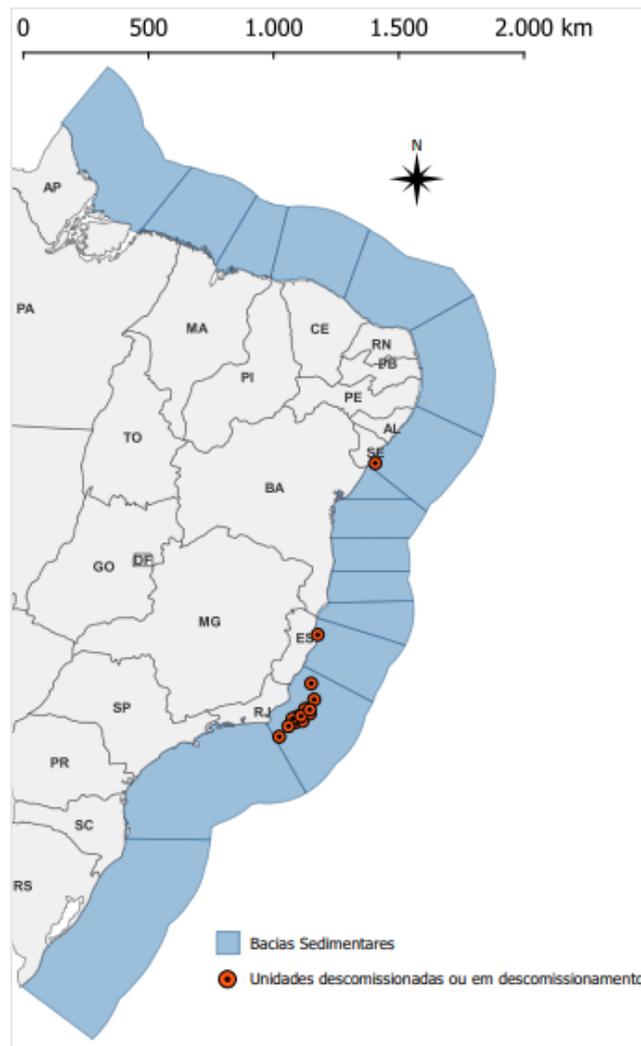
**Figura 6 – Número de PDI por bacia**



Fonte: ANP (2022)

No Inventário de Instalações com PDI aprovados pela ANP (2022), constam 18 unidades de produção offshore em processo de descomissionamento (4) ou descomissionadas (14), estando maior parte delas localizadas em águas da Bacia de Campos (figura 7).

**Figura 7** – Unidades de produção offshore descomissionadas ou em descomissionamento



Fonte: Autores

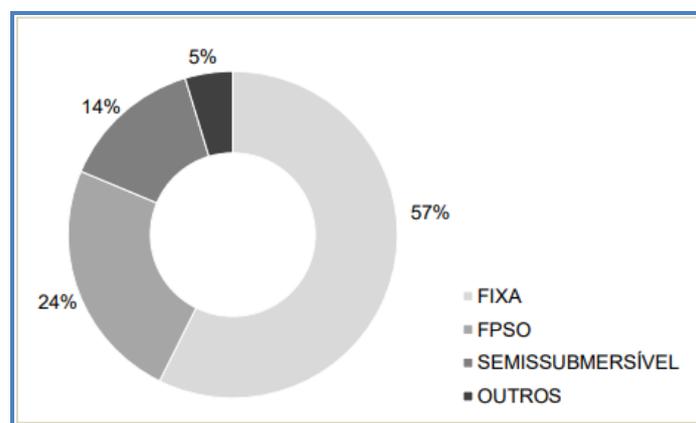
Com o amadurecimento dos campos e o fim da vida útil de diversas unidades de produção, é esperado um grande volume de unidades a serem descomissionadas nos próximos anos, indicando um panorama de demanda crescente por serviços especializados nessa área. Tais serviços exigem a adequação e o aperfeiçoamento por parte dos órgãos reguladores e das empresas que compõem essa cadeia (contratantes e

contratadas) no que diz respeito a questões regulatórias e técnicas aplicáveis ao descomissionamento desse tipo de unidade de produção.

### Alternativas

A maior parte das unidades de produção offshore no Brasil é composta por unidades fixas, porém, as unidades flutuantes (FPSO e SS) possuem uma representatividade significativa, correspondendo a 38% do total (MARTINS, 2015), conforme apresentado no gráfico da figura 8.

**Figura 8** – Distribuição dos tipos de unidades de produção operantes no Brasil



Fonte: Martins (2015)

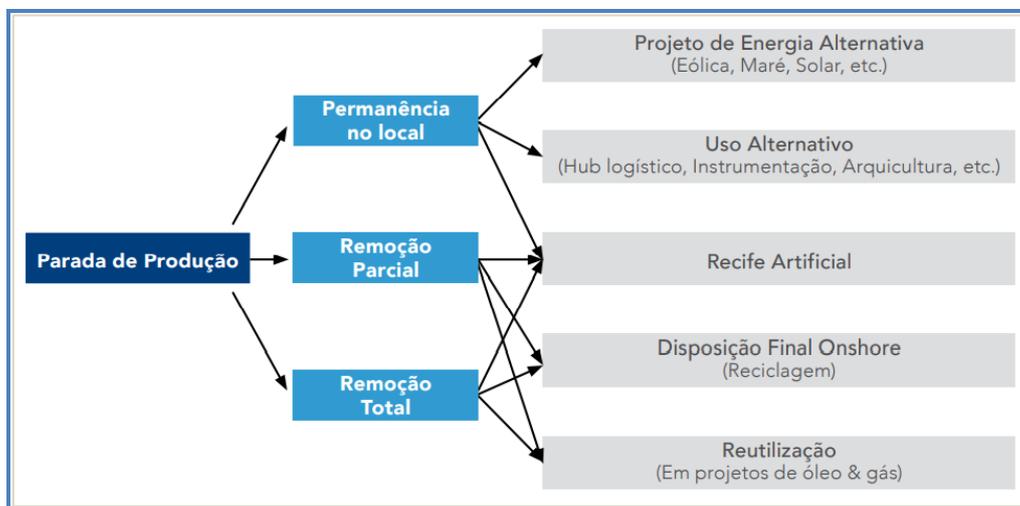
Em comparação com as estruturas fixas, as unidades do tipo FPSO e SS são mais fáceis e baratas de descomissionar. Por se tratarem de unidades baseadas em embarcações ou em seus conceitos, possuem fluabilidade, o que facilita o processo de movimentação. As principais dificuldades operacionais encontradas estão nas desconexões de amarrações, linhas de fluxo e risers, assim como no tamponamento e abandono dos poços em águas profundas, atribuindo um nível de complexidade e custos adicionais (SILVA; MAINIER, 2008).

Ainda de acordo com Silva e Mainier (2008), a mobilidade de uma unidade de produção flutuante possibilita que estas sejam reutilizadas após o descomissionamento, permitindo a readequação do topside e a posterior instalação em outro campo de produção.

No caso das unidades fixas de produção, o descomissionamento pode ser realizado utilizando-se de quatro alternativas: remoção completa (com disposição em terra ou no fundo do oceano), remoção parcial, tombamento no local ou manter a estrutura para

utilização alternativa das unidades (MARTINS, 2015). O fluxograma da figura 9 apresenta um exemplo de alternativas de descomissionamento de jaquetas.

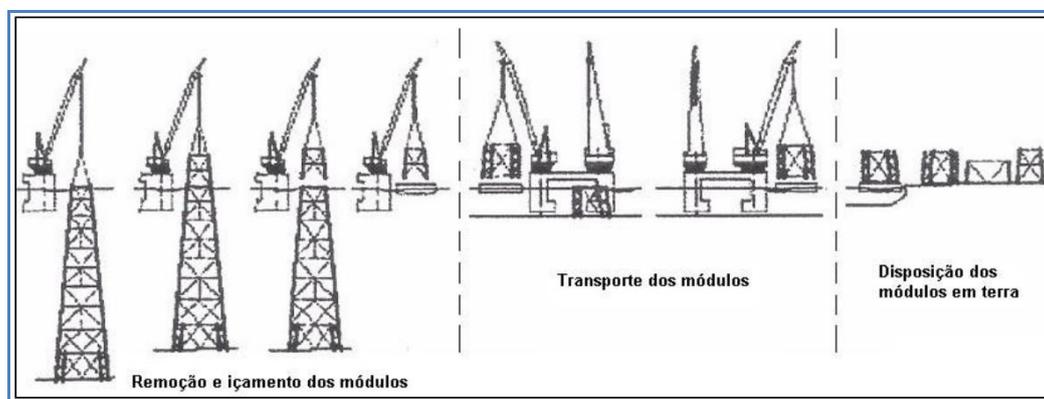
**Figura 9** – Representação das alternativas de descomissionamento de jaquetas



Fonte: FGV Energia (2021)

A remoção total (figura 10) é vantajosa pois permite a recuperação condições naturais da área, além de eliminar riscos à atividade pesqueira e à navegação, atender às legislações internacionais e permitir a reciclagem dos materiais. Porém, possui custos mais altos e maior risco à segurança ocupacional e ambiental (MARTINS, 2015). Apesar de mais vantajosa, essa alternativa possui limitação no içamento da estrutura, pois depende da capacidade do navio-guindaste e, em alguns casos, se faz necessário que a estrutura seja seccionada para transporte. (AMORIM, 2010 apud MARTINS, 2015).

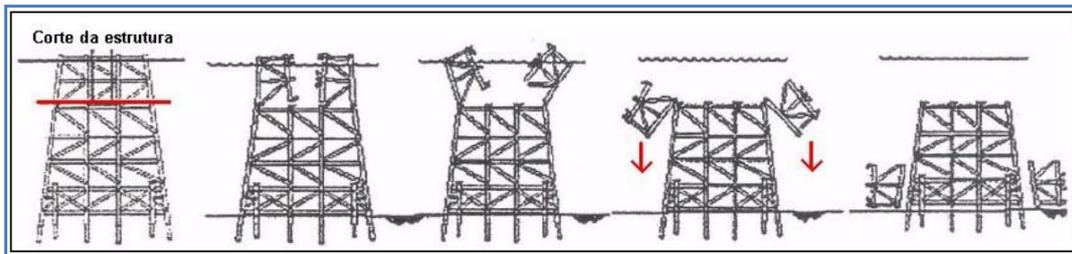
**Figura 10** – Remoção completa de uma jaqueta



Fonte: Byrd e Velazquez (2001)

No processo de remoção parcial (figura 11), a estrutura de aço é seccionada, deixando parte de sua estrutura no fundo do oceano. As partes removidas são movimentadas para terra a fim de serem recicladas ou destinadas como refugio, ou podem continuar no local, no solo marinho próximo a parte remanescente da estrutura.

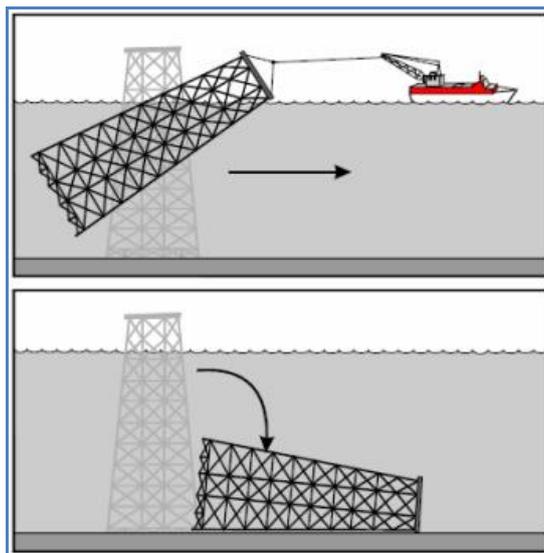
**Figura 11** – Remoção parcial de uma jaqueta



Fonte: Byrd e Velazquez (2001)

A alternativa de tombamento da estrutura no local (figura 12) é similar à remoção parcial. Tem início com a remoção dos topsides, que podem ser reutilizados, refugados, abandonados no fundo do mar ou afundados com a subestrutura. Em seguida é realizado o tombamento de toda a subestrutura em uma coluna d'água livre, a fim de que esta não interfira negativamente nas atividades pesqueiras e de navegação (SILVA; MAINER, 2008).

**Figura 12** – Tombamento da estrutura no local



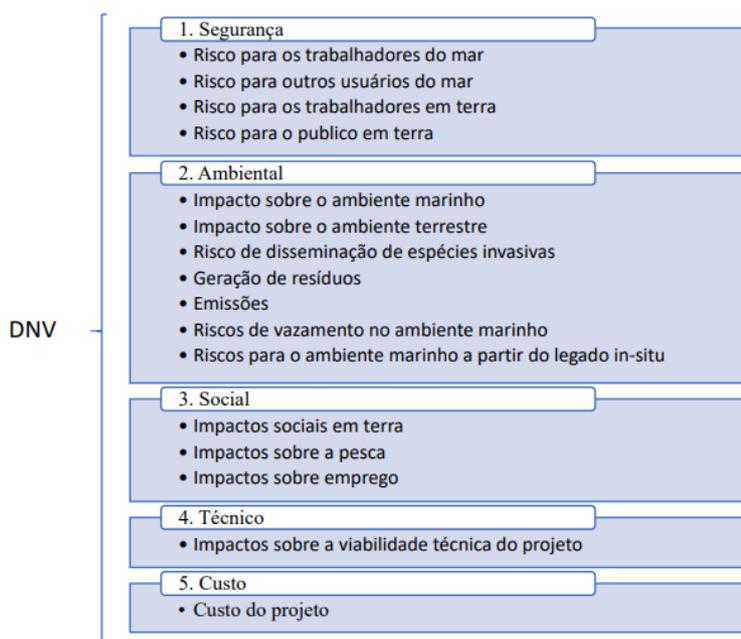
Fonte: Les Dauterive (2000)

Uma outra opção a ser avaliada é o reaproveitamento da estrutura para utilização alternativa, como por exemplo, a transformação da plataforma em centros de pesquisa ou para o ecoturismo, cultivo marinho, base para fontes alternativas de energia (eólica), dentre outras variadas possibilidades. Porém, isso requer definição de responsabilidades quanto à manutenção das estruturas, sinalização do local e o controle de corrosão, a fim de garantir a segurança das atividades pesqueiras, de navegação e também dos usuários do local.

A alternativa de descomissionamento a ser utilizada deve ser analisada caso a caso, podendo ser baseada em uma avaliação comparativa simples, ou utilizando-se de um método de análise multicritério mais consistente. Porém, em ambos os casos devem ser considerados os critérios técnicos, ambientais, sociais, de segurança e econômicos pertinentes a cada etapa do processo, incluindo as normas e legislações a eles aplicáveis (SOUZA, 2019).

De acordo com a resolução ANP nº 817/2020 (ANP, 2020), a aplicação de uma análise multicritérios para definição da melhor opção para descomissionamento de uma unidade de produção offshore deve-se avaliar minimamente os cinco critérios apresentados anteriormente e acrescentar a eles subcritérios que avaliem de forma mais detalhada as questões inerentes à cada critério (figura 13).

**Figura 13** – Critérios e subcritérios para análise e definição da melhor alternativa



Fonte: Souza (2019)

Para o critério de segurança, devem ser avaliados subcritérios relacionados aos trabalhadores que atuam no mar e em terra e ao público que será afetado pelas atividades de descomissionamento. No critério social, subcritérios que buscam identificar, por exemplo, impactos na geração de empregos e na atividade pesqueira. No critério ambiental, subcritérios relacionados a geração de resíduos e sua destinação, emissões de gases nocivos ao ambiente, propagação de espécies invasoras, entre outros. A viabilidade técnica e econômica para cada uma das alternativas de descomissionamento também deve ser considerada, em consonância com as práticas internacionais e com a resolução ANP 817/2020 (FGV ENERGIA, 2021).

O planejamento de descomissionamento dessas unidades deve contemplar a interrupção definitiva da operação das instalações, o abandono permanente e arrasamento de poços, a remoção de instalações, a destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos, e a recuperação ambiental da área. Esse planejamento deve ser submetido para aprovação pelos órgãos reguladores, ANP, Ibama e Marinha, os quais são responsáveis por aprovar as soluções de descomissionamento e abandono propostas pelos operadores de cada campo, nos limites das atribuições de cada um (TCU, 2021).

## **Desafios e oportunidades**

Em comparação com outras regiões como o Mar do Norte e o Golfo do México, o número de projetos de descomissionamento de unidades de produção offshore no Brasil ainda é pequeno (FGV ENERGIA, 2021). Em consulta ao Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P da ANP, cerca de 45 Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) referentes a unidade de produção offshore foram direcionados à agência e, deste montante, 27 constam como aprovados.

Em 2021, constava do Programa Anual de Trabalho (PAT) da ANP 18 unidades para descomissionamento e, de acordo com a última atualização, 14 unidades tiveram o processo finalizado e outras 4 encontram-se em andamento.

Apesar de um pequeno número de projetos, existem muitos desafios a serem superados na realização de um projeto de descomissionamento, tanto de cunho técnico operacional, quanto legislativo e regulatório.

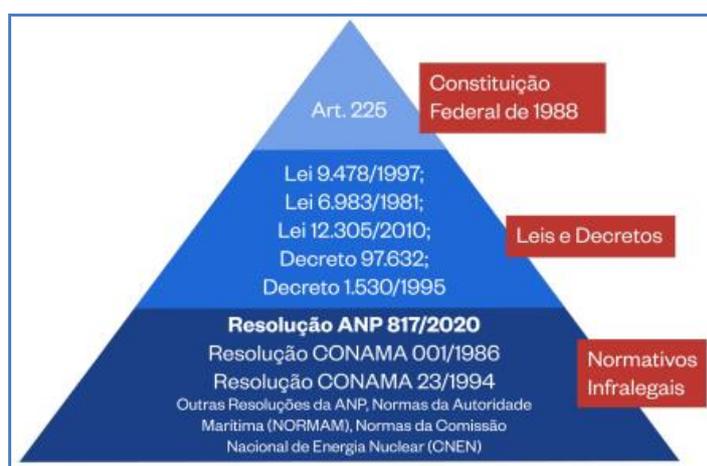
Todavia, esses desafios podem ser convertidos em oportunidades para o desenvolvimento de uma cadeia de fornecimento qualificada e preparada para o

atendimento à crescente demanda por serviços, equipamentos e mão de obra. Além disso, há também a oportunidade de se estabelecer um marco regulatório que abranja todas as etapas do processo de descomissionamento.

A FGV ENERGIA (2021) destaca que, principalmente na região da Bacia de Campos, há uma série de desafios a serem superados, podendo-se destacar: (i) grande variação de lâmina d'água (LDA), indo de águas rasas até ultraprofundas; (ii) uso extensivo de dutos flexíveis e umbilicais submarinos, podendo ultrapassar 300 km em um único projeto; (iii) grande quantidade de poços submarinos; (iv) existência de sistemas de produção instalados há muitos anos; (v) infraestrutura logística local em fase de adaptação para operações de descomissionamento; (vi) pouca disponibilidade regional de embarcações especializadas; (vii) grande variedade de cenários ambientais; e (viii) ocorrência de coral-sol, espécie exótica invasora.”

Além dos desafios técnico-operacionais, existe ainda o desafio de se estabelecer um marco legal que regule a atividade de descomissionamento de unidades de produção no Brasil. Segundo relatório do TCU, com foco no descomissionamento do FPSO Cidade do Rio de Janeiro, o material jurídico aplicável às atividades de descomissionamento de unidades de produção offshore engloba diferentes leis e regulamentos (figura 14).

**Figura 14** – Legislação aplicável ao descomissionamento de instalações offshore



Fonte: TCU (2021)

O relatório aponta ainda que mesmo sendo um tema com grande relevância, com impactos econômicos, sociais e ambientais, não há legislação específica que trate sobre o tema (TCU, 2021). Nesse sentido, somente a Resolução ANP 817/2020 trata diretamente

de questões relacionadas à desativação de unidades de produção offshore, sendo complementada por outras resoluções, leis, decretos e artigos constitucionais.

Vale ressaltar que esses documentos também são referência para a atuação da ANP, IBAMA e Marinha, órgãos responsáveis pela aprovação das soluções de descomissionamento propostas pelos operadores dos campos. No campo das oportunidades atreladas ao descomissionamento estão a prestação de serviços especializados que vão da remoção de estruturas topside e de instalações submarinas a abandono de poços, remoção, logística operacional, até a destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e recuperação ambiental. Concomitante a isso será uma grande oportunidade para a discussão e promoção de questões sociais, uma vez que há expectativa de que as empresas integrem Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) aos seus negócios (FGV ENERGIA, 2021).

O descomissionamento de unidades de produção offshore apresenta também aos estaleiros e outros grupos que compõem a indústria naval brasileira, a oportunidade de revitalização desse setor, por meio da adequação e certificação dos estaleiros para realização de atividades da cadeia de descomissionamento tendo em vista que os estaleiros certificados atualmente não dão conta de mais que 50% da capacidade mundial de desmantelamento (PORTOS E NAVIOS, 2020).

Outra oportunidade que pode ser gerada com o amadurecimento dos campos é a venda desses campos para empresas de menor porte como alternativa de investimento com maior previsibilidade e segurança jurídica. De olho nas atividades de exploração e produção no pré-sal, as grandes empresas petrolíferas direcionam seus investimentos para áreas de grandes retornos, o que abre um cenário de oportunidades para um nicho de empresas de menor porte que podem desenvolver suas atividades em campos maduros do chamado pós-sal (FERREIRA, 2019).

Cabe lembrar também que existe uma lacuna importante na regulamentação das atividades da cadeia de descomissionamento de unidades de produção offshore. Essa falta de regulamentação adequada dificulta o estabelecimento de uma cadeia de fornecedores direcionada para os projetos de descomissionamento, impactando nas estimativas de custos, fazendo com que cada projeto seja único, onerando todo o processo (FERREIRA, 2019).

Diante dessa lacuna, se faz necessário estabelecer um arcabouço jurídico consistente, composto por diretrizes claras, que abranjam toda a cadeia de

descomissionamento, evitando a ocorrência de insegurança jurídica às partes. Ainda nesse segmento, é uma grande oportunidade para definição de um processo de tramitação que evite caminhos burocráticos e fragilidades de coordenação interinstitucionais na aprovação de um projeto de descomissionamento (TCU, 2021).

## CONCLUSÕES

Este trabalho procurou contribuir para o entendimento da importância e relevância da implementação de uma regulamentação que contemple toda a cadeia de descomissionamento de unidades de produção offshore, considerando que muitas dessas unidades já estão saindo de operação e entrando nesse processo. No mesmo sentido, as empresas interessadas em fazer parte da cadeia de fornecimento de bens e serviços, precisam de orientações claras para adequação de suas estruturas, a fim de obterem a certificação necessária para atuação nesse setor.

Sendo assim, a celeridade por parte dos órgãos governamentais e dos setores envolvidos nesse processo é premente, a fim de que as medidas necessárias para o aperfeiçoamento legal e técnico dessa indústria ocorram a tempo de não se perderem as oportunidades que estão sendo geradas e poderão se estabelecer como um novo nicho para a indústria naval brasileira.

Como recomendação para o contínuo refinamento dessa linha de pesquisa, recomenda-se o estudo mais aprofundado da temática apresentada por este trabalho, tendo em vista a amplitude que as atividades relacionadas ao descomissionamento de unidades de produção offshore vêm tomando no Brasil.

## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, E. et al. **Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil**. Texto para Discussão GEE-IBP, Rio de Janeiro, setembro 2017. [https://www.researchgate.net/publication/322686523\\_Regulacao\\_do\\_Descomissionamento\\_e\\_sus\\_Impactos\\_sobre\\_para\\_a\\_Compitividade\\_do\\_Upstream\\_no\\_Brasil/link/5a68d5c60f7e9b2a828c4482/download](https://www.researchgate.net/publication/322686523_Regulacao_do_Descomissionamento_e_sus_Impactos_sobre_para_a_Compitividade_do_Upstream_no_Brasil/link/5a68d5c60f7e9b2a828c4482/download). Acessado em 28 out. 2021.

ANP. **Resolução ANP nº 817/ 2020**. 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-817-de-24-de-abril-de-2020-254001378>. Acesso em: 28 out. 2021.

ANP. **Painel dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P**. 2022 Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>. Acesso em 14 jan. 2022.

BEIS (2019). **Oil & Gas Exploration Production team and Department for Business, Energy & Industrial Strategy. Strengthening the UK's offshore oil & gas decommissioning industry – call for evidence**. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/consultations/strengthening-the-uksoffshore-oil-and-gas-decommissioning-industry-call-for-evidence>. Acesso em: 19 fev. 2022.

BOA MORTE, Ícaro Barboza. **Descomissionamento de sistemas submarinos: aplicação da matriz de riscos e do método da análise hierárquica na avaliação de segurança operacional**. Rio de Janeiro, 2019. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

BRASÍLIA. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 1584/2021**. Dispõe sobre a reciclagem de embarcações. 2021. Disponível em: [https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop\\_mostrarintegra?codteor=2000432&filename=PL+1584/2021](https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2000432&filename=PL+1584/2021). Acesso em: 28 out. 2021.

BYRD, R. C. & VELAZQUEZ, E. R. **State of art of removing large platforms located in deep water**. In: **Offshore Technology Conference**. Texas, 2001.

DELGADO, Fernanda. **Importância de discutir o Descomissionamento no Brasil – questões socioeconômicas**. Rio de Janeiro. Seminário FGV Energia. Descomissionamento no Brasil: oportunidades e desafios. 5 ago. 2019. Apresentação em Power Point. 15 slides. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/fernanda\\_delgado\\_fgv\\_energia.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/fernanda_delgado_fgv_energia.pdf). Acesso em: 17 jan. 2022.

DORNELAS, L. R. **Descomissionamento de instalações de produção de petróleo offshore**. Orientador: Prof. Dr. Alfredo Moisés Vallejos Carrasco. 2018. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Universidade Federal Fluminense - UFF, Niterói, 2018.

FERREIRA, Renata Carvalho. **Arcabouço legal do descomissionamento na indústria do petróleo, experiências estrangeiras e desafios para o futuro**. 2019. Monografia (Bacharelado em Economia). Universidade Federal do Rio De Janeiro, Instituto de Economia. Rio de Janeiro, 2019.

FGV ENERGIA. **Descomissionamento offshore no Brasil: oportunidades, desafios & soluções**. Cadernos FGV Energia, 8(11), 76-94. 2021. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/descomissionamento-offshore-no-brasil>. Acesso em 22 nov. 2021.

FGV ENERGIA. **Descomissionamento de unidades inservíveis no Brasil: discutindo fantasmas não nascidos**. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna\\_opinioao\\_-\\_descomissionamento\\_-\\_fernanda\\_e\\_pedro.pdf#:~:text=Estimativas%20agregadas%20para%20o%20descomissioname](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opinioao_-_descomissionamento_-_fernanda_e_pedro.pdf#:~:text=Estimativas%20agregadas%20para%20o%20descomissioname)

nto% 20no% 20Mar% 20do, para% 20a% 20atividade% 20no% 20Brasil% 20ainda% 20% C3% A9% 2 Odesconhecida. Acesso em: 20 fev. 2022.

IBP. **Número de plataformas no Brasil (Dez/2019)**. Atualizado em fev. 2020. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/numero-de-plataformas-no-brasil-dez-2019/>. Acesso em: 28 out. 2021.

IBP. **Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil**. Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ. [s.l], 2017. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regula%C3%A7%C3%A3o-do-Descomissionamento-site2.pdf>. Acesso em 21 fev. 2022.

IHS Markit. (29 de Novembro de 2016). **Decommissioning of Aging Offshore Oil and Gas Facilities Increasing Significantly, with Annual Spending Rising to \$13 Billion by 2040, IHS Markit Says**. Disponível em: [https://news.ihsmarkit.com/prviewer/release\\_only/slug/energy-power-media-decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si](https://news.ihsmarkit.com/prviewer/release_only/slug/energy-power-media-decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si). Acesso em: 21 fev. 2022.

LIMA, Y. Q.; Gomes, L. F. A. M. **Identificação e valoração dos critérios de decisão em projetos de descomissionamento offshore**. Revista de Gestão e Projetos (GeP), 12(2), 9-27, 2021. <https://doi.org/10.5585/gep.v12i2.19781>.

LUCZYNSKI, E. **Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção**. Tese (Doutorado em Energia). São Paulo: Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo (USP), 2002.

MACKENZIE, Wood. **US\$32 billion of decommissioning worldwide over the next five years: is the industry ready?** [s.l], 2017.

MADI, Juliana Ferreira de Freitas. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo e gás – Critérios ambientais para avaliação de alternativas**. Rio de Janeiro, 2018. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. **Relatório das Plataformas, Navios Sonda, FPSO e FSO**. Disponível em: [https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br/dpc/files/decl\\_conform/PLATAFORMAS%20PETR%C3%93LEO27JAN2022.pdf](https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br/dpc/files/decl_conform/PLATAFORMAS%20PETR%C3%93LEO27JAN2022.pdf). Acesso em: 10 jan. 2022.

OGUK. **Decommissioning Insight 2018 Oil and Gas UK - Decommissioning Insight**. [s.l], 2018. Disponível em: <https://oilandgasuk.cld.bz/Decommissioning-Insight-2018>. Acesso em: 20 fev. 2022.

OLIVEIRA, Danilo. **Exigência de certificação para descomissionamento abre espaço para estaleiros nacionais**. Revista Portos e Navios, Rio de Janeiro, out. 2020. Disponível em: <https://www.portosenavios.com.br/noticias/ind-naval-e-offshore/exigencia-de-certificacao-para-descomissionamento-abre-espaco-para-estaleiros-nacionais>. Acesso em 25/01/2022.

OUDENOT, E.; WHITTAKER, P. e VASQUEZ, M. (2017). **The North Sea \$100 billion Decommissioning Challenge**. Disponível em: <https://www.bcg.com/publications/2017/energy-environment-north-sea-decommissioning-challenge>.

SHELL (2016). **Decommissioning Tax Aspects in Light of the Domestic Legislation and the Foreign Experience What are the expectations on how decommissioning will evolve in Brazil**. XIV SEMINÁRIO INTERNACIONAL BRITCHAM DE ENERGIA. Apresentação de PPT por Fabio Gaspar;

SILVA, R.; MAINIER, F. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo**. IV CONGRESSO NACIONAL EM EXCELÊNCIA EM GESTÃO, 2008, Rio de Janeiro. Anais do IV CNEG. Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense, 2008.

SOUZA, Marcelo I. L. **Apoio à decisão para o descomissionamento de sistemas submarinos de produção de óleo e gás**. Rio de Janeiro. Seminário FGV Energia. Descomissionamento no Brasil: oportunidades e desafios. 5 ago. 2019. Apresentação em Power Point. 31 slides. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/fgv\\_-\\_marcelo\\_igor\\_final.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/fgv_-_marcelo_igor_final.pdf). Acesso em: 17 jan. 2022.

STEENHAGEN, Michelle Maximiano. **A regulação do descomissionamento de instalações marítimas de produção de petróleo e gás e sua relação com a viabilidade dos campos maduros no Brasil**. Orientador: Prof. Dr. Sérgio Kostin. TCC (Graduação) - Curso de Altos Estudos de Política e Estratégia, Departamento de Estudos da Escola Superior de Guerra - ESG, Rio de Janeiro, 2020.

TCU. Brasil. Tribunal de Contas da União. **Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural offshore**. Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetroleo), 2021. 21 p.: il. – (Sumário Executivo). Disponível em: [https://portal.tcu.gov.br/data/files/AF/C0/12/D7/5DF2D7101AE842D7F18818A8/Descomissionamento\\_instalacoes\\_petroleo\\_gas\\_natural\\_offshore.pdf](https://portal.tcu.gov.br/data/files/AF/C0/12/D7/5DF2D7101AE842D7F18818A8/Descomissionamento_instalacoes_petroleo_gas_natural_offshore.pdf). Acesso em 18 jan. 2022.

VELENTURF, A.P.M. (2020) **Circular Oil & Gas Decommissioning: The social, economic, technical and environmental values of North Sea oil & gas decommissioning for local communities and companies**. University of Leeds.

ZACARON, Eduardo. **Visão Geral do Descomissionamento na Petrobras**. Rio de Janeiro. Seminário FGV Energia. Descomissionamento no Brasil: oportunidades e desafios. 5 ago. 2019. Apresentação em Power Point. 10 slides. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/eduardo\\_zacaron\\_petrobras.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/eduardo_zacaron_petrobras.pdf). Acesso em: 17 jan. 2022.

*Recebido em: 15/02/2022*

*Aprovado em: 21/03/2022*

*Publicado em: 23/03/2022*