

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO  
ENGENHARIA DE PETRÓLEO

MORGANA LIMA FRANÇA

**DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO DE  
PETRÓLEO**

MACEIÓ/AL  
2021

MORGANA LIMA FRANÇA

# **DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao colegiado do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas como requisito para obtenção do título de Engenheira de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Lima Santos  
Coorientador: Prof. Me. Heleno Pontes Bezerra Neto

MACEIÓ/AL  
2021

**Catálogo na fonte**  
**Universidade Federal de Alagoas**  
**Biblioteca Central**  
**Divisão de Tratamento Técnico**  
Bibliotecária: Livia Silva dos Santos – CRB-4 – 1670

F814d França, Morgana Lima.  
Descomissionamento de plataformas de produção de petróleo / Morgana Lima  
França.– 2021.  
47 f.:il.

Orientador: João Paulo Lima Santos.  
Coorientador: Heleno Pontes Bezerra Neto.  
Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Petróleo) –  
Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2021.

Bibliografia: f. 45-47

1. Exploração - Petróleo. 2. Impacto ambiental. 3. Petróleo offshore – Produção.  
4. Legislação do petróleo. I. Título.

CDU: 622.323

## Folha de Aprovação

**AUTOR: MORGANA LIMA FRANÇA**

### DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Colegiado do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Aprovado em 17 de setembro de 2021.

#### **BANCA EXAMINADORA:**

Documento assinado digitalmente  
 Joao Paulo Lima Santos  
Data: 29/09/2021 14:44:03-0300  
Verifique em <https://verificador.iti.br>

---

Prof. Dr. João Paulo Lima Santos (Orientador)

Documento assinado digitalmente  
 Heleno Pontes Bezerra Neto  
Data: 25/09/2021 09:52:04-0300  
Verifique em <https://verificador.iti.br>

---

Prof. Me. Heleno Pontes Bezerra Neto (Coorientador)

Documento assinado digitalmente  
 MICHELE AGRA DE LEMOS MARTINS  
Data: 27/09/2021 13:43:52-0300  
Verifique em <https://verificador.iti.br>

---

Prof. Me. Michele Agra de Lemos Martins

Documento assinado digitalmente  
 LUCAS PEREIRA DE GOUVEIA  
Data: 27/09/2021 17:44:30-0300  
Verifique em <https://verificador.iti.br>

---

Prof. Me. Lucas Pereira de Gouveia

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por ser sempre a minha base e minha força, e por ter sido meu suporte na elaboração desse trabalho e durante toda a graduação.

A meus pais, Gilson e Lilian, por todo o apoio e amor incondicional que recebo para a realização dos meus sonhos, independentemente de quais sejam.

A minha madrinha e meu padrinho, Maria Ilza e José Carlos, por me darem determinação pra seguir em frente através dos mais simples e puros gestos de amor.

Ao meu namorado Luiz Artur por todo o amor e paciência durante minha graduação, e por entender minhas ausências quando necessárias.

Ao meu orientador João Paulo por todo o conhecimento e tempo fornecido que foram muito importantes para a elaboração desse trabalho e durante a graduação.

Ao meu também orientador Heleno Pontes por todo o apoio, paciência e aprendizado transmitidos a mim durante a minha graduação e orientação. Por também ter acreditado em mim em momentos que eu mesma já não acreditava mais, momentos esses de grande importância em minha vida acadêmica e pessoal.

Ao Programa Especial de Capacitação Discente (PEC) por todos os conhecimentos compartilhados e por tudo que pude aprender e vivenciar.

As minhas amigas de infância Andressa, Emanuelle, Laís, Letícia e Nathália, por estarem comigo sempre, por todo o amor e apoio em todos os momentos da minha vida.

As amigas construídas ao longo dessa graduação, que deixaram todo o caminho mais leve, divertido, e que levarei sempre comigo:

A Raíza e Ana Clara por estarem comigo desde os primeiros dias de curso até hoje, por todo o amor e carinho e por sempre acreditarem em mim.

A Jennifer e Joyce por também sempre acreditarem em mim, por todo o apoio e amor e por não me deixarem desistir.

Ao Nathan por ter sido minha dupla nessa graduação, por todo o suporte e por ter tornado toda a jornada mais leve e divertida.

A Adelaide, por também me apoiar e ajudar durante o curso, e por me apresentar ao PEC, parte fundamental na minha formação acadêmica.

Ao Raniel e Sayonara, também membros do PEC e amigos, por todo o apoio e por todas as experiências vividas e compartilhadas.

Por fim, agradeço a todo o corpo docente do curso de Engenharia de Petróleo e do Centro de Tecnologia - UFAL, por todos os ensinamentos compartilhados durante a minha trajetória.

## RESUMO

O descomissionamento das estruturas de produção de petróleo offshore tem sido um assunto que ganhou destaque pela sua importância ao longo dos anos. O estudo dessa atividade analisa desde a retirada da unidade de produção até o fechamento de poços, tendo como objetivo preparar a área onde ocorreu a exploração de petróleo e gás natural para a devolução no período de pós-produção. Tudo isso é feito de maneira que o impacto ambiental seja reduzido ao máximo. Existem muitos quesitos a serem lapidados e trabalhados para que possam evoluir as técnicas aplicadas, e o descomissionamento, sendo um desafio da atualidade, irá demandar avanços na tecnologia, e também a elaboração de estratégias mais eficientes e inteligentes, de maneira a reduzir os custos do processo. Dessa forma, esse trabalho objetiva estudar a atividade de descomissionamento e suas técnicas existentes para plataformas de produção de petróleo offshore, por meio de uma revisão bibliográfica sobre o assunto. São analisadas as variáveis que influenciam os projetos de descomissionamento, além dos desafios presentes nessa atividade. Para tal, também é feita uma análise dos arcabouços regulatórios de países mais experientes na exploração e produção de petróleo, como Estados Unidos, Reino Unido e Noruega, de forma a compreender como esse conhecimento pode contribuir para a atividade no Brasil. Além disso, também são discutidos os principais regulamentos nacionais com o intuito de orientar e monitorar os projetos da forma mais adequada. Com as informações coletadas, é possível analisar o panorama atual dessa atividade no Brasil, assim como estudar Programas Executivos de Descomissionamento de Instalações, com o intuito de verificar as abordagens escolhidas e suas referentes justificativas. Dessa forma, percebe-se que é importante distinguir cada estrutura utilizada e suas particularidades para a melhor tomada de decisão de descomissionamento, bem como inteirar-se sobre as abordagens regulatórias de países mais experientes e adaptá-las para a realidade do Brasil, definindo a abordagem mais adequada e com menos consequências a todas as partes envolvidas no processo. Além disso, a mais recente Resolução ANP nº 817/2020 possibilita uma melhor estruturação dos projetos de descomissionamento, organizados e seguindo um arcabouço de regulações mais sólido e com menos brechas para risco, sejam eles sociais, ambientais ou econômicos. Assim, levando em consideração a inclinação para a produção offshore no Brasil em águas profundas e ultraprofundas nos próximos anos, percebe-se necessário, além de um arcabouço regulatório firme, investimentos também em tecnologia e pesquisa para que essas operações sejam realizadas da melhor maneira possível, visando o mínimo de impacto e risco.

**Palavras-chaves:** Legislação do petróleo; Pós-produção; Impactos ambientais.

## ABSTRACT

The decommissioning of offshore oil production structures has been an issue that has gained prominence for its importance over the years. The study of this activity analyzes everything from the removal of the production unit to the closure of wells, aiming to prepare the area where oil and natural gas exploration took place for return in the post-production period. All of this is done in such a way that the environmental impact is reduced to the maximum. There are many issues to be refined and worked on so that the applied techniques can evolve, and decommissioning, being a current challenge, will require advances in technology, and also the development of more efficient and intelligent strategies, in order to reduce the costs of process. Thus, this work aims to study the decommissioning activity and its existing techniques for offshore oil production platforms, through a literature review on the subject. The variables that influence decommissioning projects are analyzed, in addition to the challenges present in this activity. To this end, an analysis of the regulatory frameworks of countries with more experience in oil exploration and production, such as the United States, United Kingdom and Norway, is also carried out, in order to understand how this knowledge can contribute to the activity in Brazil. In addition, the main national regulations are also discussed in order to guide and monitor projects in the most appropriate way. With the information collected, it is possible to analyze the current panorama of this activity in Brazil, as well as study Executive Programs for Facility Decommissioning, in order to verify the chosen approaches and their respective justifications. Thus, it is clear that it is important to distinguish each structure used and its particularities for better decommissioning decision-making, as well as finding out about the regulatory approaches of more experienced countries and adapting them to the reality of Brazil, defining the most appropriate approach with the least consequences for all parties involved in the process. In addition, the most recent ANP Resolution No. 817/2020 allows for a better structuring of decommissioning projects, organized and following a more solid regulatory framework and with fewer loopholes for risk, whether social, environmental or economic. Thus, taking into account the inclination towards offshore production in Brazil in deep and ultra-deep waters in the coming years, it is necessary, in addition to a firm regulatory framework, also investments in technology and research so that these operations are carried out in the best possible way, aiming for minimal impact and risk.

**Keywords:** Petroleum legislation; Post production; Environmental impacts.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Plataforma fixa de Garoupa operando na Bacia de Campos (PETROBRAS, 2014) . . . . .	13
Figura 2 – Plataforma semissubmersível P-55 (PETROBRAS, 2014) . . . . .	14
Figura 3 – FPSO Cidade de Paraty (PETROBRAS, 2014) . . . . .	15
Figura 4 – FPSO Monocoluna Sevan Piranema (PETROBRAS, 2014) . . . . .	15
Figura 5 – Plataforma TLWP P-61 (PETROBRAS, 2014) . . . . .	16
Figura 6 – Remoção parcial (DORNELAS, 2018) . . . . .	17
Figura 7 – Tombamento no local (DORNELAS, 2018) . . . . .	18
Figura 8 – Exemplo de recife artificial (COSTA, 2020) . . . . .	19
Figura 9 – Prazos estabelecidos pela Resolução nº 817-2020 (MOURA, 2020) . . . . .	28
Figura 10 – PDIs Aprovados na Última Década (ANP, 2019) . . . . .	33
Figura 11 – PDIs Aprovados de Plataformas (ANP, 2019) . . . . .	34
Figura 12 – Idades das Plataformas Offshore no Brasil (ANP, 2019) . . . . .	34
Figura 13 – Plataforma P-32 em sua locação, mostrando o turret localizado na proa, e o heliponto na popa (PETROBRAS, 2020) . . . . .	35
Figura 14 – Principais componentes da linha de ancoragem (PETROBRAS, 2020) . . . . .	36
Figura 15 – FPSO Capixaba em sua locação (PETROBRAS, 2021) . . . . .	38
Figura 16 – Layout do sistema de ancoragem do FPSO Capixaba (PETROBRAS, 2021) . . . . .	39
Figura 17 – FPSO Polvo em sua locação (PETRORIO, 2020) . . . . .	40

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	<b>8</b>
<b>1.1</b>	<b>CONTEXTO E MOTIVAÇÃO</b> . . . . .	<b>8</b>
<b>1.2</b>	<b>JUSTIFICATIVA</b> . . . . .	<b>9</b>
<b>1.3</b>	<b>OBJETIVOS</b> . . . . .	<b>10</b>
<b>1.4</b>	<b>METODOLOGIA</b> . . . . .	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE</b> . . . . .	<b>11</b>
<b>2.1</b>	<b>HISTÓRICO</b> . . . . .	<b>11</b>
<b>2.2</b>	<b>TIPOS DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO OFFSHORE</b> . . . . .	<b>12</b>
2.2.1	PLATAFORMA FIXA . . . . .	12
2.2.2	PLATAFORMA SEMISSUBMERSÍVEL . . . . .	13
2.2.3	FPSO . . . . .	14
2.2.4	FPSO MONOCOLUNA . . . . .	15
2.2.5	TLWP . . . . .	16
<b>2.3</b>	<b>OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO EXISTENTES</b> . . . . .	<b>16</b>
<b>3</b>	<b>ABORDAGENS AO REDOR DO MUNDO</b> . . . . .	<b>20</b>
<b>3.1</b>	<b>REINO UNIDO</b> . . . . .	<b>20</b>
<b>3.2</b>	<b>ESTADOS UNIDOS</b> . . . . .	<b>21</b>
<b>3.3</b>	<b>NORUEGA</b> . . . . .	<b>23</b>
<b>4</b>	<b>ABORDAGEM DO DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL</b> . . . . .	<b>25</b>
<b>4.1</b>	<b>ANP</b> . . . . .	<b>25</b>
<b>4.2</b>	<b>IBAMA</b> . . . . .	<b>31</b>
<b>4.3</b>	<b>MARINHA DO BRASIL</b> . . . . .	<b>31</b>
<b>5</b>	<b>ESTUDOS DE CASO DE DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL</b> . . . . .	<b>33</b>
<b>5.1</b>	<b>PROGRAMAS DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES NO BRASIL</b> . . . . .	<b>33</b>
<b>5.2</b>	<b>PDI<sub>s</sub> EXECUTIVOS ANALISADOS</b> . . . . .	<b>34</b>
5.2.1	PDI FPSO P-32 . . . . .	35
5.2.2	PDI FPSO CAPIXABA . . . . .	37
5.2.3	PDI FPSO POLVO . . . . .	40
<b>5.3</b>	<b>SUGESTÕES</b> . . . . .	<b>41</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b> . . . . .	<b>42</b>

**REFERÊNCIAS . . . . . 45**

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

No Brasil, a produção de petróleo e de gás natural ocorre em 7164 poços de produção, sendo que 639 são marítimos e 6525 terrestres. Apesar disso, em volume de produção, os campos marítimos produziram, em março de 2021, 94,51% do petróleo e 86,49% do gás natural (ANP, 2021). Ainda de acordo com ANP (2021), a Petrobras é a maior operadora produtora, com capacidade de produção de petróleo e gás de 3,4 bilhões boe/d (barris de óleo equivalente por dia), o que representa 94,58% da produção do Brasil.

Para essa produção, são necessárias estruturas bem projetadas e construídas para se adaptarem em um campo designado para a produção de petróleo e/ou gás por, pelo menos, 20 a 30 anos. Dessa forma, ao chegarem ao final de sua vida útil, as unidades marítimas de produção necessitam passar pelo processo de descomissionamento (MADI, 2018).

De acordo com Zanetti (2018), o descomissionamento refere-se à desmobilização das partes que integram um sistema de produção de óleo e gás, a correta destinação do que será descartado e o posterior monitoramento da região descomissionada. Um sistema de produção de óleo e gás é constituído por unidade estacionária de produção, tubulações (linhas de escoamento, de serviços, umbilicais), equipamentos submarinos, poços, dentre outros. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) possui uma resolução, nº 41/2015, que define descomissionamento como sendo o conjunto de ações legais, técnicas e procedimentos de engenharia aplicados de forma integrada a um duto ou sistema submarino. Essas ações têm como objetivo garantir que a desativação ou retirada de operação obedeça às condições de segurança, preservação do meio ambiente, confiabilidade e rastreabilidade de informações e de documentos.

O descomissionamento das unidades de produção de petróleo *offshore* tem sido um assunto que ganhou destaque pela sua importância ao longo dos anos. Segundo Zanetti (2018), por ser inevitável o momento em que os campos atingem o exaurimento de suas reservas, se faz necessário o estudo da melhor forma de finalizar a atividade petrolífera.

O estudo dessa atividade irá analisar desde a retirada da unidade de produção até o fechamento de poços, tendo como objetivo preparar a área onde ocorreu a exploração de petróleo e gás natural para a devolução no período de pós-produção. Tudo isso é feito de maneira que o impacto ambiental seja reduzido ao máximo (RAPOSO, 2017).

O exaurimento das reservas de óleo e gás, inviabilidade econômica de continuidade da produção, atingimento do prazo para exploração e desenvolvimento da concessão, ou decisões estratégicas do operador, além de situações envolvendo poços subcomerciais ou comprometidos operacionalmente são alguns dos fatores que levam ao descomissionamento, e que podem ser

resumidos em economicidade. Por conta disso, esse assunto vem sendo mais explorado nas últimas décadas em países referência em exploração e produção, como os que atuam no Mar do Norte, e há pouco, no Brasil.

Porém, segundo Nicolosi et al. (2018), as atividades de descomissionamento *offshore* no Brasil são recentes e inovadoras, pois só nos últimos anos a indústria nacional e os órgãos responsáveis pela regulação e licenciamento (especialmente ANP e IBAMA) passaram a ter que lidar diretamente com os desafios associados ao fim de vida produtiva de ativos de óleo e gás. Além da falta de experiência na área, as particularidades da indústria de óleo e gás brasileira, principalmente na Bacia de Campos, fazem com que os projetos de descomissionamento apresentem vários desafios técnicos, que em conjunto formam um cenário inédito, ainda não enfrentado por qualquer outra operadora no mundo. Dentre eles podemos citar a grande variação da lâmina d'água, uso extensivo de dutos flexíveis e umbilicais submarinos e a grande quantidade de poços submarinos. Esses fatores são considerados desafios porque aumentam a complexidade e a tecnologia das estruturas para se adaptarem às condições de produção citadas, e conseqüentemente, da atividade de descomissionamento. Grandes profundidades e diversidade de equipamentos submarinos demandam esforços e cuidados maiores com a segurança ambiental e dos trabalhadores envolvidos, necessitando de instrumentos específicos de forma a evitar possíveis impactos.

Existem muitos quesitos a serem lapidados e trabalhados para que possam evoluir as técnicas aplicadas, reduzir custos e inovarem de forma eficiente para enfrentar os atuais desafios. De acordo com Raposo (2017), esses desafios englobam questões operacionais, ambientais, econômicas, políticas, além das questões referentes à segurança dos trabalhadores. O descomissionamento, sendo um desafio da atualidade, irá demandar avanços na tecnologia, e também a elaboração de estratégias mais eficientes e inteligentes, de forma a reduzir os custos do processo.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

As estruturas existentes no ambiente a ser descomissionado, posteriormente ao encerramento das atividades no local, precisam ser removidas, ou abandonadas, e destinadas da melhor maneira possível. Essas estruturas englobam equipamentos no solo marinho, unidades estacionárias de produção e os poços. Esse processo deve estar bem estruturado e de acordo com as normas de saúde e segurança, além de obedecer a um planejamento adequado que assegure a preservação do meio ambiente.

Madi (2018) aponta que o preço do barril acaba sendo o fator determinante que condiciona as atividades de exploração, produção ou de encerramento da atividade, pois a primeira razão lógica para o descomissionamento é a conclusão de que a rentabilidade da atividade já não compensa a continuidade da produção, o que acarreta o encerramento da operação da plataforma. Por envolver altos custos, o descomissionamento tem sido pauta cada vez mais frequente

dentre as apreensões das empresas desse setor.

Apesar de existirem diversas opções para o descomissionamento, cada uma com diferentes potenciais de geração de impactos ambientais, até poucos anos atrás não existiam no país critérios estabelecidos para avaliação comparativa entre as alternativas. Antes da Resolução ANP nº 817, de 2020, o marco regulatório sobre o processo não estava muito claro, sendo necessário conjugar uma série de normas federais que deixavam de considerar com profundidade os aspectos ambientais. Por outro lado, há de se considerar que a desativação faz parte do ciclo de vida do empreendimento licenciado e, de acordo com a Resolução CONAMA nº 237/97, cabe ao órgão ambiental estabelecer os critérios de exigibilidade.

Desse modo, conhecer e entender os custos, desafios e problemáticas desse mercado terá grande valor para a indústria petrolífera, e será capaz de alavancar a expansão de novas pesquisas na área e contribuir com a otimização das variáveis envolvidas nos grandes custos e riscos.

Outrossim, esse estudo poderá contribuir como apoio ao conhecimento à comunidade acadêmica.

### 1.3 OBJETIVOS

O objetivo desse trabalho é estudar a atividade de descomissionamento e suas técnicas existentes para plataformas de produção de petróleo offshore, por meio de uma revisão bibliográfica sobre o assunto. Serão analisadas as variáveis que influenciam os projetos de descomissionamento, além de abordar os aspectos regulatórios de países mais experientes nesse processo, e de que forma esse conhecimento pode contribuir para a atividade no Brasil. Ademais, também serão discutidos os principais regulamentos nacionais com o intuito de orientar e monitorar os projetos da forma mais adequada, e também comentar sobre o panorama atual dessa atividade no país e analisar programas de descomissionamento de instalações já realizados no Brasil para melhor compreender as decisões tomadas e a abordagem prática nacional.

### 1.4 METODOLOGIA

Este é um trabalho de pesquisa bibliográfica com consulta em exemplares de livros, revistas, jornais, artigos científicos, monografias, dissertações e redes eletrônicas. Compilam-se de forma prática e simples os conhecimentos sobre o assunto presentes na literatura e os provenientes da experiência prática de profissionais da área.

É abordada uma visão geral sobre descomissionamento, sobre as diferentes abordagens para o processo com plataformas entre países mais experientes, com suas respectivas regulações. Ademais, discute-se sobre o atual panorama do descomissionamento no Brasil e o seu arcabouço regulatório. Realiza-se, também, um estudo de caso para melhor compreender a pesquisa realizada.

## 2 DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE

### 2.1 HISTÓRICO

O descomissionamento de plataformas em águas rasas já é uma atividade consolidada em vários países. De acordo com Almeida et al. (2017), nos Estados Unidos, a maioria das plataformas instaladas no Golfo do México já foram descomissionadas. Atualmente, existem cerca de 3.000 plataformas operando no Golfo do México e uma proporção importante delas deverá ser descomissionada na próxima década, com um custo estimado pelo governo Americano de mais US\$38 bilhões. As perspectivas no Mar do Norte não são diferentes. Em 2016, existiam 1.357 plataformas operando naquela área. Desde o início da exploração desta região, 157 já haviam sido descomissionadas (ALMEIDA et al., 2017).

O grande desafio da indústria está no descomissionamento de projetos de maior complexidade, em águas profundas. Neste caso, o gasto com o processo de descomissionamento de um projeto pode facilmente atingir centenas de milhões de dólares. Ademais, os custos desse processo em projetos de maior complexidade não são facilmente estimáveis, em função de uma regulação ainda em processo de amadurecimento e não tão estável. Por existir um grande número de órgãos governamentais envolvidos no processo regulatório, por um tempo um dos desafios desse tema foi encontrar uma abordagem regulatória convergente entre todas as autoridades envolvidas, de forma a reduzir os custos e os riscos relacionados.

Segundo Almeida et al. (2017), a partir de experiências no Reino Unido, no Brasil também pode-se encontrar grupos de estudo investigando os critérios e subcritérios pertinentes ao cenário de descomissionamento, onde é possível notar uma tendência à adoção da Análise Multicritério. De acordo com ANP (2021), a utilização dessa metodologia permite que a avaliação para o descomissionamento se ajuste a diferentes contextos, uma vez que os critérios e os pesos podem ser ajustados a essas diferentes realidades. A proteção ambiental, a segurança operacional, a viabilidade técnica e econômica, a segurança da navegação e os interesses da sociedade são alguns desses critérios que devem ser considerados pelos órgãos de regulação na definição da melhor alternativa de descomissionamento a ser exigida das empresas operadoras (ALMEIDA et al., 2017).

O processo de descomissionamento de plataformas de petróleo e gás natural em ambientes marinhos é complexo e deve levar em conta diversos critérios relacionados aos interesses de diferentes agentes. Nesse contexto, o impacto sobre a biodiversidade marinha deve ser considerado como mais uma variável, mas não a única, a ser avaliada no cálculo dos efeitos socioambientais líquidos das diferentes alternativas de descomissionamento.

Isto posto, o descomissionamento de projetos offshore apresenta particularidades no

Brasil. No plano técnico, os projetos tendem a ser mais complexos no País, já que envolvem uma proporção importante de campos em águas profundas que empregam a completação molhada de poços, além de uma grande extensão de dutos interligando poços e a plataforma.

Além disso, os maiores entraves no caso do Brasil têm sido aqueles relacionados à questão econômica, especialmente na previsão dos custos relativos à atividade. Segundo ANP (2021), por mais que esses prognósticos já estejam incorporados aos novos modelos de contratação, eles estão ausentes nos campos mais antigos, que são justamente aqueles cuja fase de descomissionamento se aproxima.

## 2.2 TIPOS DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO OFFSHORE

Para entender melhor o processo de descomissionamento, é fundamental conhecer as singularidades de cada tipo de plataforma. De acordo com Martins (2018), no ambiente offshore, o tipo de plataforma necessária para cada uso é determinado por diferentes fatores, como o planejamento do desenvolvimento da fase de perfuração e completação de poços, assim como os processos industriais requeridos para estabelecer a produção, transporte e armazenamento. Além disso, se deve levar em conta características técnicas que atendam os fatores relacionados como profundidade, condições marítimas, linha de processamento adequado com os tipos de fluidos produzidos, entre outros. Essas características refletirão as particularidades de cada estrutura, o que as diferenciarão também na atividade de descomissionamento.

### 2.2.1 PLATAFORMA FIXA

As Plataformas Fixas são utilizadas em lâminas d'água de até 300 metros de profundidade, tanto para a perfuração de poços como para a produção de petróleo. Elas são cravadas com estacas no fundo do mar e concebidas para operações de longa duração (PETROBRAS, 2014). De acordo com Barreto (2019), essas plataformas foram as unidades mais utilizadas no início da exploração no Brasil. Têm como vantagens serem mais simples e permitirem que o controle dos poços seja feito na superfície. Um exemplo de plataforma fixa é mostrada na Figura 1.

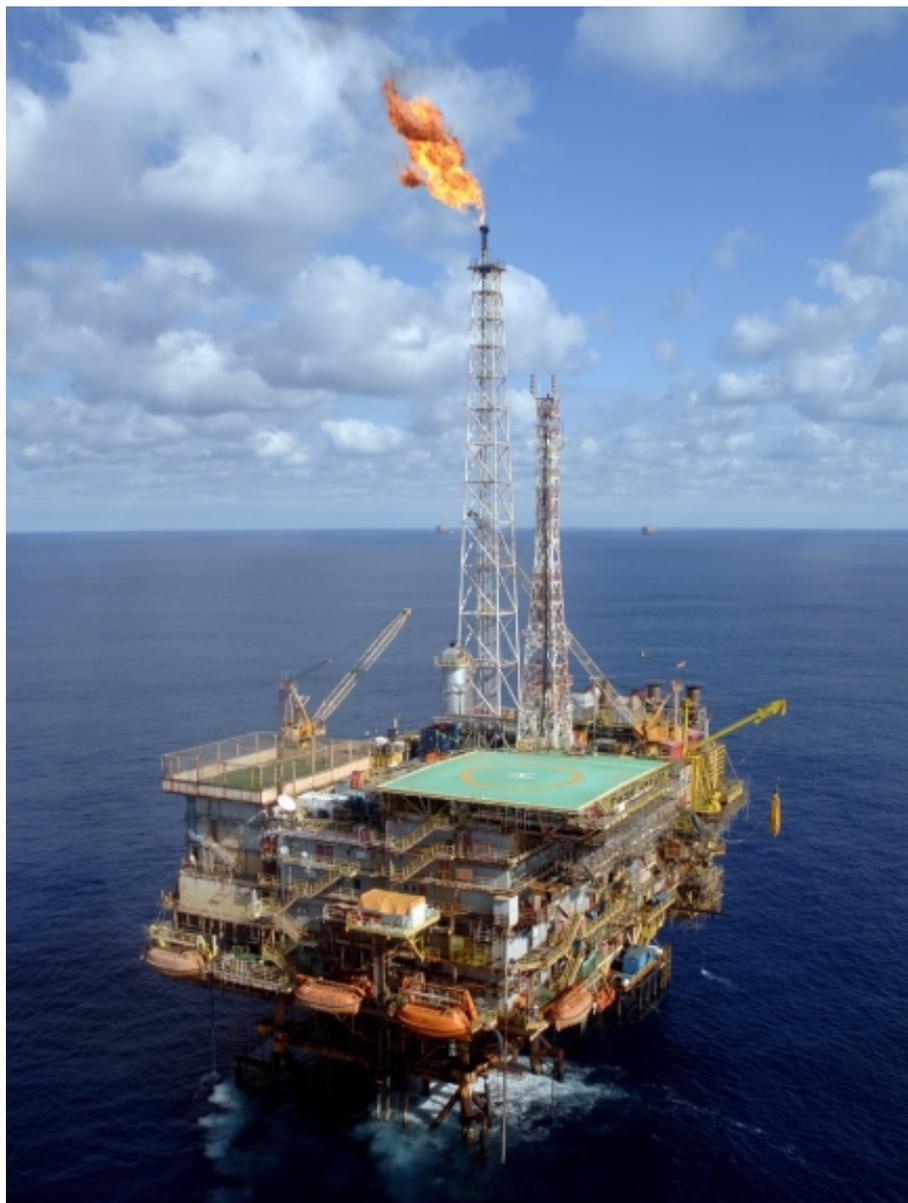


Figura 1 – Plataforma fixa de Garoupa operando na Bacia de Campos (PETROBRAS, 2014)

### 2.2.2 PLATAFORMA SEMISSUBMERSÍVEL

Usada tanto na perfuração de poços como na produção de petróleo, esse tipo de plataforma se caracteriza com uma unidade flutuante, formada por um ou mais conveses, apoiados por colunas em flutuadores submersos (PETROBRAS, 2014). Conforme Barreto (2019), a plataforma semissubmersível pode atuar em profundidades superiores a 2000 metros de lâmina d'água. Pode ser ancorada no solo marinho ou possuir um sistema de posicionamento dinâmico, que é capaz de manter a posição da plataforma de forma automática. O sistema de ancoragem constitui de 8 a 12 âncoras e cabos, produzindo os esforços necessários à restauração da posição da unidade flutuante, quando essa é modificada pela ação externa, como as ondas, correntes e ventos. Já no sistema de posicionamento dinâmico, sensores acústicos determinam a deriva, enquanto propulsores no casco controlados por computador restauram a posição da

plataforma (MELLO, 2006). A Figura 2 mostra a Plataforma semissubmersível P-55, operando no campo de Roncador, Bacia de Campos. Com 52 mil toneladas e 10 mil  $m^2$  de área, é a maior semissubmersível construída no Brasil e uma das maiores do mundo (PETROBRAS, 2014).



Figura 2 – Plataforma semissubmersível P-55 (PETROBRAS, 2014)

### 2.2.3 FPSO

Denominada *Floating Production Storage and Offloading*, a FPSO é um navio que pode produzir, armazenar e transferir petróleo. Possui grande mobilidade, sendo usada principalmente em locais com pouca estrutura para a instalação de uma plataforma fixa (PETROBRAS, 2014). Segundo Barreto (2019), ele possui uma planta de processo de separação e tratamento dos fluidos produzidos, que é instalada no convés do navio, além de possuir um sistema de ancoragem similar ao das plataformas semissubmersíveis. Além disso, o controle de poços é feito no fundo do mar. Possui como grande vantagem o poder de atuação em águas profundas e ultraprofundas, além da sua capacidade de armazenamento (PETROBRAS, 2014). Um exemplo desse tipo de plataforma é a FPSO mostrada na Figura 3, chamada Cidade de Paraty operando no campo de Lula, no nordeste da Bacia de Santos.



Figura 3 – FPSO Cidade de Paraty (PETROBRAS, 2014)

#### 2.2.4 FPSO MONOCOLONA

Esse tipo de plataforma é uma FPSO, porém com o casco redondo, o que gera uma maior estabilidade. Por possuir uma abertura na parte central que permite a entrada da água, sua estabilidade é ainda maior, já que a movimentação provocada pelas ondas é reduzida (PETROBRAS, 2014). Ela também possui capacidade de armazenamento e pode atuar em atividades de produção a profundidades superiores a 2000 metros de lâmina d'água, com o controle de poços realizado no fundo do mar (BARRETO, 2019). A Figura 4 mostra a FPSO Monocoluna Sevan Piranema, localizada em Sergipe.



Figura 4 – FPSO Monocoluna Sevan Piranema (PETROBRAS, 2014)

### 2.2.5 TLWP

Usadas para a produção de petróleo, a TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*) é também conhecida como Plataforma de Pernas Atirantadas. Possui estrutura semelhante a uma semissubmersível, diferindo na forma de ancoragem no fundo do mar, pois a TLWP é ancorada por tendões fixos por estacas no fundo do mar (PETROBRAS, 2014). De acordo com Mello (2006), os movimentos da plataforma são bastante reduzidos devido ao fato de que os tendões são mantidos esticados pelo excesso de flutuação da plataforma. Dessa forma, o controle dos poços pode ser realizado na plataforma. Segundo Barreto (2019), esse tipo de plataforma pode perfurar e produzir, mas passa a sua produção para uma FPSO, que será responsável por fazer o escoamento da produção. Por suas características, a TLWP tem grande potencial de uso na produção do pré-sal (PETROBRAS, 2014). Como exemplo de Plataforma TLWP, tem-se a P-61, mostrada na Figura 5.



Figura 5 – Plataforma TLWP P-61 (PETROBRAS, 2014)

### 2.3 OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO EXISTENTES

Segundo Raposo (2017), Dornelas (2018), dentre as opções existentes para o descomissionamento de unidades fixas de produção offshore, tem-se:

- Remoção completa:

Processo que em toda a instalação e todos os equipamentos utilizados na operação são retirados. Dependendo do tamanho da plataforma e da capacidade do navio que estiver executando a operação, pode ser içada por partes ou integralmente. É considerada a opção com o maior custo, porém é a preferida pelas regulamentações internacionais, tendo como vantagem a possível recuperação das condições ambientais anteriores à instalação.

- Remoção parcial:

Processo em que a estrutura e os equipamentos podem ser parcialmente removidos, desde que não haja bloqueio ou interferência na navegação ou atividade de pesca. A estrutura pode ser desmantelada e levada para terra para ser reciclada ou eliminada como sucata, ser rebocada, desde que previamente limpa, e também pode ser disposta próxima a estrutura que permaneceu no local, como mostra a Figura 6.

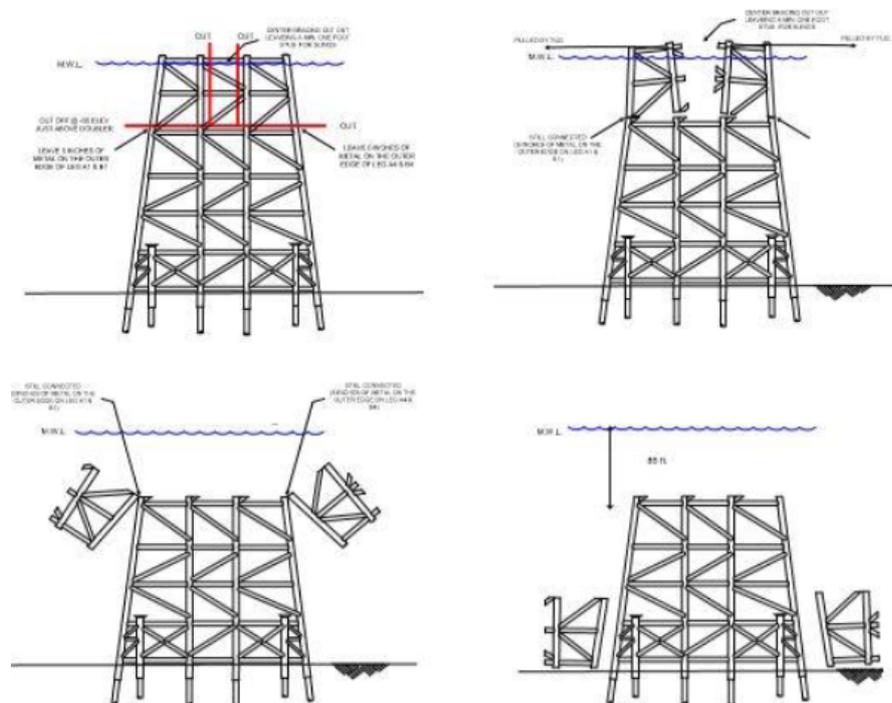


Figura 6 – Remoção parcial (DORNELAS, 2018)

- Tombamento no local:

Similar à remoção parcial, consiste na remoção das estruturas que podem ser reutilizadas, e posteriormente, requer o tombamento de toda a subestrutura no local, deixando uma coluna d'água suficiente para evitar quaisquer obstruções à navegação. É uma operação que exige precisão para garantir a segurança durante a derrubada da subestrutura, podendo ser usados explosivos para separar as partes críticas para que a jaqueta colapse sobre o seu próprio peso, ou também pode ser usado um barco para impulsionar o colapso. Essa opção pode ser observada na Figura 7.

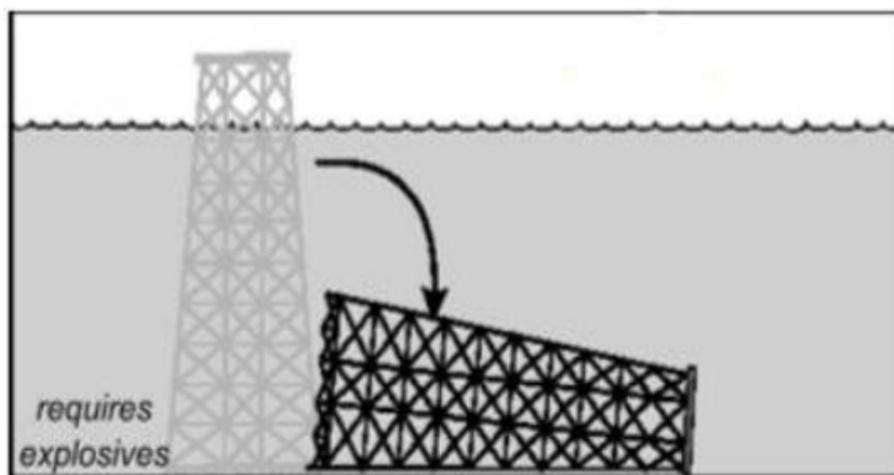


Figura 7 – Tombamento no local (DORNELAS, 2018)

- Reutilização:

Essa possibilidade é bastante limitada, uma vez que as plataformas fixas são construídas de acordo com requerimentos específicos de produção, lâmina d'água, condições do solo para instalação, fatores ambientais, limites de resistência à fadiga e à corrosão. Essa solução ainda é considerada estratégica, em comparação com a construção de uma nova plataforma com relação ao tempo e também com relação aos custos envolvidos. Além do mais, a segurança deve ser a prioridade e por isso deve ser feito um estudo de viabilidade.

- Utilização alternativa:

A instalação permanece no local, sendo retirados completamente ou não os módulos e equipamentos do convés, devendo existir a definição de responsabilidades de manutenção das estruturas. O uso alternativo mais comum é para recifes artificiais, onde as estruturas são cortadas em partes e alocadas no solo submarino para servirem de habitat marinho. Também podem fornecer ambientes recreativos para mergulhadores e pescadores, como a pesca esportiva, além de outros usos alternativos como locais de ecoturismo, cultivo marinho ou base para lançamento de foguetes (mais atrativo para estruturas localizadas próximas a Linha do Equador). Também pode ser utilizada para geração de energia eólica offshore e para desenvolvimento de pesquisas e uso militar (ANP, 2021). Um exemplo de recife artificial é mostrado na Figura 8.



Figura 8 – Exemplo de recife artificial (COSTA, 2020)

As unidades estacionárias de produção do tipo FPSO e semissubmersível apresentam fácil desmobilização por se tratar de unidades flutuantes móveis. Dessa forma, suas principais dificuldades operacionais quanto ao descomissionamento são em relação aos sistemas submarinos (ANP, 2021).

Além de plataformas, os operadores de petróleo e gás necessitam descomissionar os equipamentos submarinos. Essas estruturas submarinas consistem principalmente de blocos, correntes e cabos de ancoragem, *risers*, árvores de natal, cabeça de poço, entre outros. É desejável que todas as instalações sejam completamente removidas para reutilização, reciclagem ou receber um outro destino final em terra.

A remoção desses elementos pode ser obtida inteiramente com a tecnologia de corte existente e embarcações de elevação relativamente pequenas. Porém, em águas mais profundas, em que a intervenção direta do mergulhador ou embarcação estiverem fora do alcance, a maioria dos campos utiliza veículos operados remotamente (ROV) para o processo. Do mesmo modo que a unidade de produção, se a escolha para a instalação submarina for deixar *in situ*, a mesma não pode resultar em interferência no ambiente marinho (RUIVO; MOROOKA, 2002).

Segundo Shen et al. (2017), para dutos offshore, o desenvolvimento de um programa de descomissionamento incluirá várias tarefas, como coleta e avaliação de dados, identificação de embarcações, equipamentos e instalações locais, identificação das possíveis opções de reutilização, identificação de todas as opções de descomissionamento permitidas, planejamento e evolução da opção de descomissionamento selecionada, que deve equilibrar fatores como técnica, meio ambiente, risco, custo, entre outros.

### 3 ABORDAGENS AO REDOR DO MUNDO

Apesar de ser um tema recente no Brasil, diversos países já possuem experiência com descomissionamento, possuindo técnicas, regulações próprias e mais consolidadas. Assim, se faz necessário conhecer suas abordagens e seus desafios, a fim de aperfeiçoar metodologias e procedimentos para a realidade e particularidades do Brasil. Segundo Almeida et al. (2017), considerar as experiências internacionais é fundamental para estabelecer melhores práticas e se atingir uma convergência das abordagens sobre descomissionamento entre as diversas instituições e empresas envolvidas, considerando também as especificidades regulatórias no Brasil.

Dentre os países com o arcabouço regulatório sobre descomissionamento mais desenvolvido, podem-se citar o Reino Unido, os Estados Unidos e a Noruega, pois possuem uma prática com essa atividade a mais tempo, desenvolvendo um aprendizado importante para contribuir com projetos futuros dessa natureza (ALMEIDA et al., 2017). De acordo com ANP (2021), a maioria dos regulamentos de descomissionamento estabelecem multas e empecilhos para o acesso ao financiamento como punição para empresas que não seguem procedimentos seguros referentes ao abandono ou causam externalidades negativas aos locais explorados.

#### 3.1 REINO UNIDO

Por ter sofrido um aumento da atividade de descomissionamento no Mar do Norte, o Reino Unido é um dos países onde o arcabouço regulatório dessa atividade mais tem evoluído nos últimos anos. Essa estrutura regulatória se baseia em diferentes acordos internacionais, sendo o Reino Unido signatário da Terceira Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (*United Nations Convention on the Law of the Sea III – UNCLOS III*), além de ser membro da Organização Marítima Internacional (*International Maritime Organization – IMO*) desde 1949.

De acordo com Almeida et al. (2017), dois órgãos são responsáveis pela regulação do descomissionamento no país. A Autoridade de Óleo e Gás (*Oil and Gas Authority – OGA*) é responsável por garantir que a atividade de descomissionamento seja executada de forma sustentável, tanto em termos operacionais quanto em termos ambientais e econômicos. Já o Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial (*Department for Business, Energy and Industrial Strategy – BEIS*), é o órgão responsável pela regulação efetiva da atividade de descomissionamento, através do Órgão Regulador para o Meio Ambiente e Descomissionamento de Petróleo Offshore (*Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning – OPRED*).

Além disso, toda a atividade de descomissionamento deve ser precedida por um programa detalhado, o Programa de Descomissionamento, que deve ser apresentado e discutido

com as diferentes partes interessadas que serão impactadas pela a atividade. Esse programa deve vir acompanhado de um estudo detalhado do impacto ambiental (*Environmental Impact Assessment* – EIA). O Programa de Descomissionamento estabelece as abordagens, programas e custos do descomissionamento, as opções e os impactos ambientais associados (ARUP, 2017). A duração da produção e aprovação desse programa variará dependendo da natureza da infraestrutura e da complexidade do mesmo. Após o amadurecimento dessa discussão, uma proposta é apresentada ao BEIS para sua aprovação.

Além desses órgãos, também pode-se citar a OSPAR, que é o mecanismo pelo qual 15 governos (incluindo Reino Unido e Estados Unidos) e a União Europeia cooperam em uma comissão para proteger o meio marinho do Atlântico Nordeste (OGUK, 2019). Essa comissão tem esse nome devido às Convenções de Oslo, em 1972, e Paris, em 1974 ("OS" para Oslo e "PAR" para Paris), que as unificou e atualizou em uma só comissão, em 1992. Em 1998, em conjunto com a reunião anual da comissão, foram decididos alguns programas e medidas, organizados em Decisões, com o intuito de garantir uma maior proteção para o meio marinho citado (OSPAR, 1998).

Sobre o descomissionamento, seus membros seguem as diretrizes da Decisão 98/3, que trata sobre a eliminação de instalações offshore em desuso. Segundo o que define a OSPAR, a regra geral é exigir a remoção integral de todas as instalações de produção de suas locações. Os pedidos de derrogação só podem ser concedidos pelo órgão regulador, desde que alternativas de remoção – não remoção ou a remoção parcial de instalações – sejam tecnicamente justificadas pelos operadores e apresentadas por meio de uma avaliação comparativa de soluções (OSPAR, 1998; STEENHAGEN, 2020).

Para o descomissionamento de dutos submarinos, não existe uma regra específica. No momento da escolha da forma de descomissionamento mais adequada, questões técnicas, de segurança, ambientais e sociais devem ser levadas em consideração através de uma Análise Multicritério para conhecer todas as opções de remoção, comparando os recursos, benefícios, desvantagens e riscos para identificar a opção mais adequada. (ALMEIDA et al., 2017; ARUP, 2017).

Após o processo de descomissionamento, uma análise do leito marinho deve ser realizada, com o intuito de monitorar níveis de hidrocarbonetos, metais pesados e qualquer outro contaminante. Porém, esse monitoramento não elimina a responsabilidade das empresas sobre futuros impactos, sendo de responsabilidade do proprietário das instalações no momento da desmobilização qualquer resíduo gerado futuramente a partir da atividade de descomissionamento.

### 3.2 ESTADOS UNIDOS

Os Estados Unidos da América (EUA) são o país onde ocorreu o maior número de projetos de descomissionamento offshore, sendo o Golfo do México a região que concentra

a maior parte dos investimentos em desmobilização de estruturas de produção. Sendo também signatário da UNCLOS III e membro da IMO desde 1950, os EUA possui um sistema legal bem organizado a nível federal e estadual, possuindo diversos departamentos e agências envolvidas na regulamentação das atividades de petróleo e gás (ALMEIDA et al., 2017). De acordo com Ramalho (2016), as principais entidades reguladoras são:

- Departamento de Interior (*Department of the Interior* - DOI):  
Regula a extração de óleo e gás em terras federais.
- Departamento de Energia (*Department of Energy* – DOE):  
Responsável por realizar pesquisas de energia, e coletar e analisar dados da indústria energética.
- Agência de Proteção Ambiental (*Environmental Protection Agency* – EPA):  
Principal agência federal para a aplicação da legislação ambiental, ela fiscaliza questões ambientais, de saúde e segurança, sendo responsável pela definição de regras e diretrizes de descarte de poluentes.
- Escritório de Supervisão da Segurança e do Meio Ambiente (*Bureau of Safety and Environmental Enforcement* - BSEE):  
Responsável por melhorar a segurança operacional e garantir a proteção ambiental em relação às atividades offshore de petróleo e gás. Suas diretrizes são definidas a partir da Lei de Terras da Plataforma Continental Externa (*Outer Continental Shelf Lands Act* - OCSLA) e do Código de Regulações Federais (*Code of Federal Regulations* - CFR). O BSEE lida com a segurança, preparação para emergências, responsabilidade ambiental e conservação dos recursos de petróleo e gás natural, sendo também responsável pelas atividades de descomissionamento.
- Escritório de Gerenciamento de Energia Oceânica (*Bureau of Ocean Energy Management* - BOEM):  
Responsável por regular os contratos de concessões offshore, além de exigir que os concessionários apresentem garantias para assegurar o cumprimento dos requisitos mínimos de desmobilização das infraestruturas de produção. É o órgão encarregado por promover a independência energética, a proteção ambiental e o desenvolvimento econômico por meio de uma gestão responsável, com base científica, dos recursos energéticos marítimos convencionais e renováveis.

No plano estadual há uma grande diferença de estado para estado. Em geral, os estados produtores (Califórnia e Alasca, por exemplo) possuem uma agência estadual responsável pela regulação das atividades do *upstream* e conseqüentemente do descomissionamento.

Sobre o descomissionamento, a OCSLA estabelece também as obrigações desse processo que devem ser estabelecidas nos contratos de concessão. Em geral, exige-se que o operador remova as estruturas do fundo do mar e as plataformas offshore no prazo de um ano após o término do contrato de concessão, ou antes do encerramento do contrato se o BOEM considerar a estrutura insegura, obsoleta ou não útil para operações. O BSEE possui uma política chamada “Orientação de Descomissionamento para Poços e Plataformas”, comumente chamada de *Idle Iron* (Ferro Inativo, em tradução livre). Essa política evita que instalações e estruturas inativas ocupem o Golfo do México, evitando o aumento dos riscos ao ambiente marinho do Golfo do México, além de exigir que as empresas desmontem e descartem de forma responsável a infraestrutura após a desativação e abandono de poços não mais produtores (BSEE, 2012).

Segundo Almeida et al. (2017), os contratos de concessão definem também as condições para a aprovação dos projetos de descomissionamento, os procedimentos e os prazos aplicáveis às atividades de descomissionamento de poços, estruturas submarinas e oleodutos. Ao fim do período dos contratos, os operadores devem obter a aprovação do BSEE para desativar poços, oleodutos, plataformas e outras instalações.

Os requisitos da OCSLA para o descomissionamento de plataformas offshore são pensados para minimizar os riscos ambientais e de segurança inerentes à saída de estruturas não utilizadas no oceano e para reduzir potenciais conflitos com outros usuários.

### 3.3 NORUEGA

Na Noruega, o Stortinget (Parlamento Norueguês) estabelece a estrutura para suas atividades petrolíferas. Assuntos de grande importância pública devem ser discutidos pelo parlamento, que também supervisiona o Governo e a administração pública. O Governo detém o poder executivo sobre a política de petróleo e é o responsável pela mesma perante o Parlamento. Ao aplicar a política, o governo é apoiado pelos ministérios e órgãos e diretórios subordinados (RAMALHO, 2016).

De acordo com ARUP (2017), o órgão regulador central da Noruega para a indústria de óleo e gás é o Ministério do Petróleo e Energia da Noruega (*Norwegian Ministry of Petroleum and Energy – MPE*). O MPE é responsável pela revisão e concessão de aprovação para descomissionamento, atividades de exploração e produção. O Diretório de Petróleo da Noruega (*Norwegian Petroleum Directorate – NPD*) atua como um consultor técnico para o MPE. Algumas responsabilidades são atribuídas ao NPD, devendo avaliar os planos de descomissionamento e acompanhar as decisões de destinação do Ministério, contribuindo para a seleção de soluções ótimas para descarte de instalações após a produção ter sido encerrada.

Como parte do processo de descomissionamento, geralmente são realizadas duas consultas públicas. A primeira delas diz respeito ao escopo da avaliação de impacto e permite que as partes interessadas discutam sobre a metodologia da próxima avaliação. A segunda consulta pública é realizada sobre a avaliação de impacto final e a proposta de operações necessárias para

o trabalho de descomissionamento. Uma série de outras autoridades públicas também estão envolvidas em fases específicas do processo de descomissionamento, dentre elas o Ministério de Finanças, Ministério do Trabalho, Ministério de Pesca e Assuntos Costeiros, entre outros (ARUP, 2017).

Segundo ARUP (2017), topsides e as subestruturas são geralmente tratados de maneira semelhante ao Reino Unido, em concordância com a Decisão 98/3 da OSPAR. Apesar disso, oleodutos e outras estruturas submarinas nas águas norueguesas podem ser deixadas in situ, em vez de removidas.

Além de cada país possuir seus órgãos reguladores, também é importante citar o Fórum Internacional de Reguladores (*International Regulators' Forum - IRF*). Ele é um grupo de 11 países reguladores de saúde e segurança na indústria de petróleo e gás offshore, impulsionando melhorias por meio da colaboração em programas conjuntos e compartilhamento de informações (IRF, 2018). Dentre esses países, pode-se citar os Estados Unidos, o Reino Unido, a Noruega e também o Brasil.

O IRF foi formado em 1993 para fornecer liderança internacional em questões regulatórias relacionadas à segurança para atividades offshore de petróleo e gás, além de fortalecer o compartilhamento de prática regulatória e experiência. Segundo IRF (2018), seus objetivos são:

- Promover o melhor desempenho de segurança sustentável globalmente;
- Permitir a troca de informações entre os reguladores sobre assuntos como saúde e segurança offshore, lições de incidentes, práticas regulatórias e outros assuntos pertinentes à atividades offshore;
- Fornecer uma rede de reguladores de saúde e segurança de petróleo offshore para apoio mútuo e aconselhamento quando necessário.

O IRF realiza uma Conferência de Segurança Offshore a cada dois a três anos que reúne reguladores, indústria, pesquisadores, organizações sem fins lucrativos e outros para examinar questões relacionadas a riscos offshore, o que inclui a atividade de descomissionamento, e aumentar a segurança e o desempenho ambiental.

## 4 ABORDAGEM DO DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL

Como visto anteriormente, além de cada país possuir seus órgãos reguladores para a atividade de descomissionamento, é de grande valia as discussões, conhecimentos e troca de experiências que estruturas como a OSPAR e o IRF podem trazer, agregando através da troca de experiências de outras realidades. O descomissionamento de sistemas offshore no Brasil, se comparado com a vivência dos países mostrados no capítulo anterior, é de certa forma imatura, sendo os marcos regulatórios brasileiros baseados nas práticas internacionais e adaptados para a realidade e para os desafios encontrados nacionalmente (MORTE, 2019).

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais e Renováveis (IBAMA) e a Marinha do Brasil possuem a responsabilidade, de forma partilhada, de regulamentar e fiscalizar as atividades de descomissionamento no país.

### 4.1 ANP

No que se refere às normativas da ANP, existem algumas resoluções vigorando que abordam o descomissionamento em projetos offshore. Podem-se citar:

- Resolução ANP nº 43/2007 (SGSO):

Institui o Regime de Segurança Operacional para as instalações de perfuração de petróleo e gás natural e aprova o Regulamento Técnico do SGSO (Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional). Ele é aplicável às instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, garantindo a proteção do meio ambiente e da vida humana. É composto por 17 práticas orientadas ao desempenho e à gestão de risco na operação das instalações. O Regime de Segurança Operacional é a estrutura regulatória estabelecida pela ANP visando a garantia da segurança operacional, consideradas as responsabilidades do Concessionário e as atribuições da ANP na condução das atividades de perfuração e produção de petróleo e gás natural. De acordo com ANP (2007), as práticas desse regulamento estão listadas a seguir:

– Liderança, Pessoal e Gestão:

Prática nº 1: Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial;

Prática nº 2: Envolvimento do Pessoal;

Prática nº 3: Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal;

Prática nº 4: Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos;

Prática nº 5: Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas;

Prática nº 6: Monitoramento e Melhoria Contínua de Desempenho;

Prática nº 7: Auditorias;

Prática nº 8: Gestão da Informação e da Documentação;

Prática nº 9: Investigação de Incidentes.

– Instalações e Tecnologia:

Prática nº 10: Projeto, Construção, Instalação e Desativação;

Prática nº 11: Elementos Críticos de Segurança Operacional;

Prática nº 12: Identificação e Análise de Risco;

Prática nº 13: Integridade Mecânica;

Prática nº 14: Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências.

– Práticas Operacionais:

Prática nº 15: Procedimentos Operacionais;

Prática nº 16: Gerenciamento de Mudanças;

Prática nº 17: Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais.

No contexto do descomissionamento, algumas práticas se relacionam com essa atividade, sendo elas:

– Prática de Gestão nº 10: Projeto, Construção, Instalação e Desativação:

O objetivo da Prática nº 10 é descrever os requisitos que devem ser considerados pelo sistema de gerenciamento de segurança operacional para identificar os Elementos Críticos de Segurança Operacional da Instalação e estabelecer sistemas de gerenciamento e controle dos mesmos.

– Prática de Gestão nº 12: Identificação e Análise de Riscos:

O objetivo da Prática nº 12 é estabelecer requisitos para identificação e análise de riscos que podem resultar em incidentes, a serem conduzidos nas diferentes fases do ciclo de vida da Instalação, por meio da utilização de ferramentas reconhecidas e com resultados devidamente documentados.

• Resolução ANP nº 41/2015 (SGSS):

Aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos – SGSS. Também estabelece as definições para dutos e sistemas submarinos existentes e novos, além de instituir o Regime de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos, que é a estrutura regulatória estabelecida pela ANP visando à garantia da segurança operacional, consideradas as responsabilidades dos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural ou titulares de Autorização.

• Resolução ANP nº 46/2016:

Institui o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural e aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP). Este regulamento define os requisitos essenciais e os mínimos padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente a serem atendidos pelas empresas detentoras do direito de exploração e produção com contrato com a ANP, em poços de petróleo e gás natural no Brasil (ANP, 2020b).

Em abril de 2020, com a intenção de modernizar os regulamentos vigentes e com o objetivo de simplificação regulatória, além de estimular o aumento do fator de recuperação e a obtenção de oportunidade de negócios, foi publicada a Resolução ANP nº 817/2020. Essa Resolução estabelece o Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural no Brasil, além de disciplinar o descomissionamento na cessão de contratos, a inclusão de área terrestre sob contrato na fase de produção em processo de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes na fase de exploração e a devolução de área na fase de produção (ANP, 2021). Com isso, tem-se como inovação um Plano de Descomissionamento de Instalações (PDI) único, uniformizando documentos e incluindo os aspectos ambientais caso a caso, com maior segurança jurídica e maior celeridade ao processo (MOURA, 2020). Nesse PDI deve-se incluir a justificativa para a desativação, informações sobre as estruturas a serem descomissionadas, além do detalhamento dos procedimentos que serão adotados. Ademais, caso as atividades de descomissionamento sejam exercidas, um Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI) deve ser submetido à ANP constando a referência para identificação do contexto no qual está inserido o RDI, a descrição das atividades realizadas, além do cronograma realizado por instalação, incorporando todas as etapas e atividades realizadas, além dos custos, entre outras informações pertinentes à ANP e a outros órgãos responsáveis, como a Marinha do Brasil. Além disso, a ANP dará publicidade aos PDIs apresentados, de forma a facilitar o acesso da sociedade a tais informações (ANP, 2020a).

Os prazos estabelecidos pela Resolução são mostrados na Figura 9.

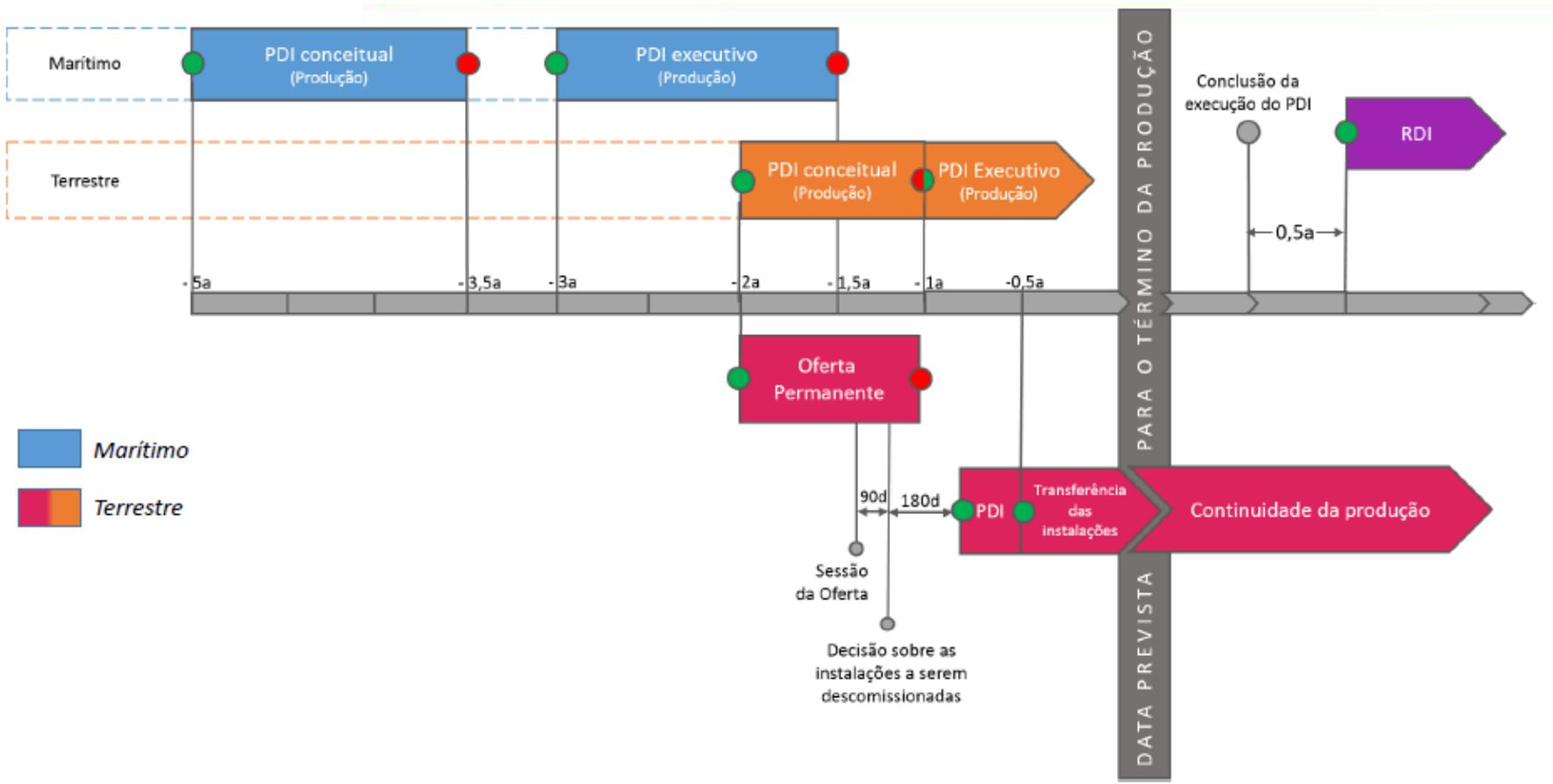


Figura 9 – Prazos estabelecidos pela Resolução nº 817-2020 (MOURA, 2020)

Os prazos funcionam de forma diferente para instalações onshore e offshore. A entrega de um Estudo de Justificativa para o Descomissionamento de Instalações de Produção é necessária, sendo feita 5 anos antes do término da produção juntamente com o PDI no caso de estruturas marítimas, e em até 60 dias depois do recebimento do PDI (2 anos antes do término da produção) no caso de estruturas terrestres. No caso de instalações offshore, o prazo da decisão da ANP tanto do PDI Conceitual como do PDI Executivo são de 18 meses, já no caso onshore, a decisão para o PDI Conceitual leva em torno de 12 meses, sendo decidido o prazo do PDI Executivo na aprovação do anterior. Já o relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI) deve ser apresentado 180 dias após a execução do PDI (ANP, 2020b).

De acordo com ANP (2021), a resolução citada foi elaborada conjuntamente pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e Marinha do Brasil (MB) com o objetivo de englobar em um único instrumento as disposições para o descomissionamento de instalações. A elaboração conjunta da norma, uma resolução da ANP, permitiu a harmonização dos aspectos procedimentais na análise dos programas de descomissionamento de instalações pelas três instituições, no exercício de suas competências legais específicas.

À ANP cabe avaliar a conveniência do descomissionamento proposto, a situação dos reservatórios quanto à recuperação dos recursos e o escopo do projeto, isto é, o inventário das instalações que serão desativadas. A atribuição legal do IBAMA é garantir que as alternativas de descomissionamento propostas são as de menor impacto ambiental e que medidas de mitigação desse impacto estão contempladas no projeto. Já a Marinha do Brasil cabe a fiscalização dos aspectos navais para retirada segura das unidades flutuantes e o adequado mapeamento e sinalização de equipamentos porventura deixados no local e que, portanto, poderão interferir com outros usos do espaço marinho (ANP, 2021).

Segundo ANP (2021), de acordo com a resolução ANP nº 817/2020, quaisquer instalações deverão ser removidas da área sob concessão sendo as alternativas de remoção parcial ou permanência *in situ* permitidas em caráter de exceção, uma vez atendidos os requisitos aplicáveis e devidamente justificadas.

A tomada de decisão por alternativa diferente da remoção deve ser justificada e embasada em uma análise comparativa chamada de Análise Multicritério na Seleção de Alternativas. Essa avaliação é composta por procedimentos que objetivam a agregação de informação de natureza diferente sobre uma base comum, permitindo comparações e simulações de opções. Esse tipo de análise é necessário para a tomada de decisão quanto à destinação final devido aos riscos operacionais, riscos e impactos ambientais, complexidade técnica e custos associados ao recolhimento (PETROBRAS, 2020).

Como referência para essa avaliação, tem-se o *guideline* de “Diretrizes para Avaliação Comparativa Baseada em Risco de Opções para Descomissionamento de Instalações Submarinas no Brasil”, publicado em 2018, e revisado em 2020. Esse *guideline* é resultado de um JIP

(Joint Industry Project) coordenado pela DNV-GL, o qual contou com a participação de oito empresas operadoras e prestadoras de serviço na área de óleo e gás (Dommo Energia, Equinor, Exxon Mobil, Petrobras, Repsol Sinopec, Shell, Subsea 7 and Technip FMC).

Segundo Schaffel et al. (2020), esse documento tem como objetivo adaptar alguns dos métodos existentes usados na avaliação comparativa no mundo e desenvolver novos métodos para a realidade brasileira, gerar um conjunto de subcritérios alinhados com o valores da sociedade brasileira, reguladores e empresas, além de apresentar métodos a um nível de detalhes de maneira que eles possam ser implantados de forma consistente por todas as empresas.

São propostos 5 critérios e 16 subcritérios, listados a seguir, como sugestão. É possível incluir critérios e subcritérios de acordo com cada projeto de descomissionamento e cada ambiente (SCHAFFEL et al., 2020).

1. Segurança:

- a) Risco para trabalhadores no mar;
- b) Risco para outros usuários do mar;
- c) Risco para trabalhadores em terra;
- d) Risco para o público em terra.

2. Ambiental:

- a) Impactos sobre o ambiente marinho;
- b) Impactos sobre ambiente terrestre;
- c) Risco de disseminação de espécies invasoras;
- d) Geração de rejeitos;
- e) Emissão de Gases de Efeito Estufa;
- f) Risco de derramamentos para ambiente marinho;
- g) Risco do "legado" deixado *in situ* para ambiente marinho.

3. Social:

- a) Impactos sociais em terra;
- b) Impactos sobre a pesca;
- c) Impactos sobre empregos.

4. Técnico:

- a) Impactos sobre a viabilidade técnica do projeto.

5. Econômico:

#### a) Custos do projeto.

Ainda de acordo com Schaffel et al. (2020), a partir de cada subcritério, um conjunto de “Fatores de Avaliação” é proposto. Através do método qualitativo o desempenho de cada opção é avaliado qualitativamente para cada fator de avaliação usando um esquema de cores verde-amarelo-vermelho, sendo verde para “risco/impacto mais baixo”, amarelo para “risco/impacto moderado” e vermelho para “risco/impacto mais alto”. Além disso, são atribuídas pontuações para esses fatores (verde = 2, amarelo = 1 e vermelho = 0), onde ao final de toda a análise, a alternativa recomendada é aquela com a maior pontuação final.

Ademais, o PDI deve incorporar um plano de monitoramento pós-descomissionamento, a ser apresentado à ANP, tendo sua elaboração baseada em risco, atendendo exigências das autoridades competentes. Esse plano deve ser construído em conjunto com o órgão ambiental, com o intuito de considerar as particularidades em cada projeto de descomissionamento (PETROBRAS, 2021).

## 4.2 IBAMA

A regulação ambiental das atividades de descomissionamento encontram-se sujeitas às exigências estabelecidas pela Resolução nº 001/86 do IBAMA–CONAMA, que disciplinam a análise de impacto ambiental e o processo de licenciamento por parte do órgão e à Lei 12.305/2010 que disciplina a Política Nacional de Resíduos Sólidos (MORAES; NEVES, 2018). Com base nessa lei, o IBAMA veda o abandono no local de estruturas plataformas e estruturas submarinas, além do lançamento em águas mais profundas e a remoção e descarte em terra, sem destinação final ambientalmente adequada. Segundo Almeida et al. (2017), a alternativa da criação de recifes artificiais a partir do descomissionamento de plataformas era passível de licenciamento ambiental pelo IBAMA através da Instrução Normativa IBAMA nº 22/2009, mas a mesma foi revogada em 2019.

## 4.3 MARINHA DO BRASIL

É necessária a aprovação da Marinha do Brasil para o descomissionamento de plataformas no Brasil. Isto é, deve ser feita a comunicação ao Capitão dos Portos da jurisdição sobre a intenção de descomissionamento da unidade (ALMEIDA et al., 2017). No caso específico das plataformas fixas é necessário submeter um memorial descritivo sobre o desmonte contendo:

- Planejamento, cronograma e fases do desmonte;
- Informações quanto à retirada de resíduos ou sobras resultantes;
- Destinação final pretendida;
- Local do desmonte, se for o caso;

- Possíveis efeitos de redução/aumento da profundidade local (MORAES; NEVES, 2018).

É importante acrescentar que as estruturas remanescentes, sejam elas quais forem, deverão sofrer avaliação para determinar se há necessidade de estar cartografada ou sinalizada. Além disso, é necessário submeter à Marinha um plano de reboque contendo local de destino (estaleiro/exportação/canteiro de obras) (ALMEIDA et al., 2017).

## 5 ESTUDOS DE CASO DE DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL

### 5.1 PROGRAMAS DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES NO BRASIL

Através do inventário presente no Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção, disponível no site da ANP, foi possível reunir algumas informações a respeito do panorama de descomissionamento no país.

Na última década, tem-se o total de 62 PDIs aprovados, destacando que 20 deles foram registrados em 2020, como mostrado na Figura 10.

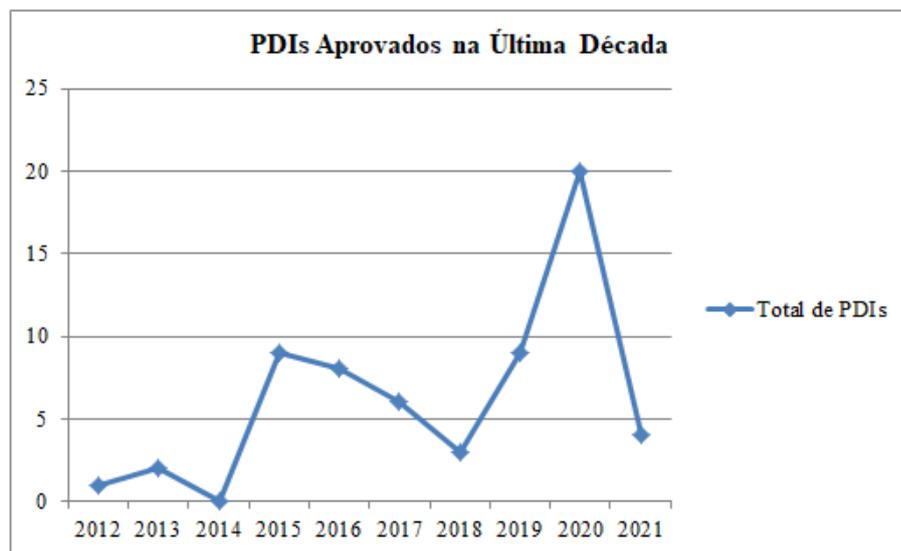


Figura 10 – PDIs Aprovados na Última Década (ANP, 2019)

Dentre as plataformas com PDIs já aprovados, 3 são do tipo Fixa, 10 do tipo FPSO e 4 do tipo Semissubmersível, totalizando 17 plataformas. Dentre esse total, 8 já foram descomissionadas, sendo 6 do tipo FPSO e 2 do tipo Fixa. O restante segue aguardando execução. Essas informações podem ser vistas na Figura 11.

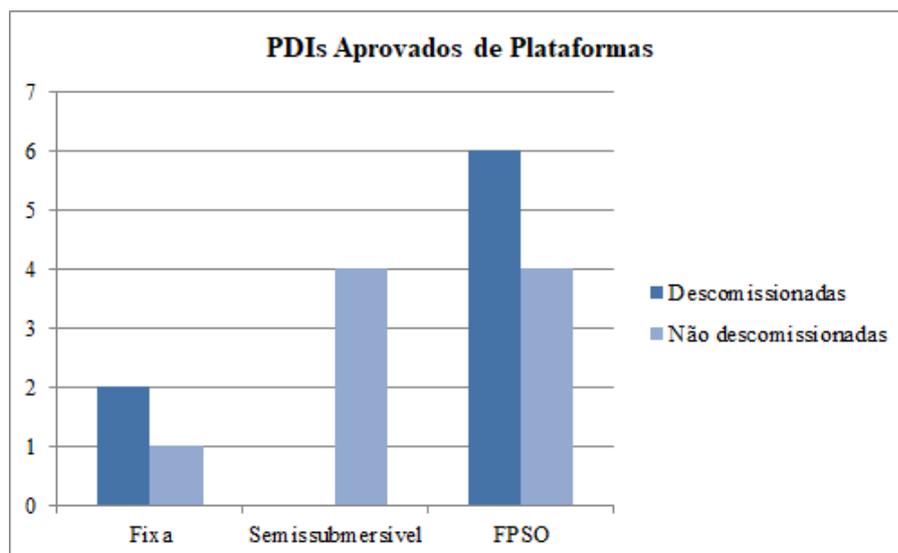


Figura 11 – PDIs Aprovados de Plataformas (ANP, 2019)

Pela Figura 12 é possível acompanhar a idade das plataformas offshore no Brasil de acordo com o tipo.

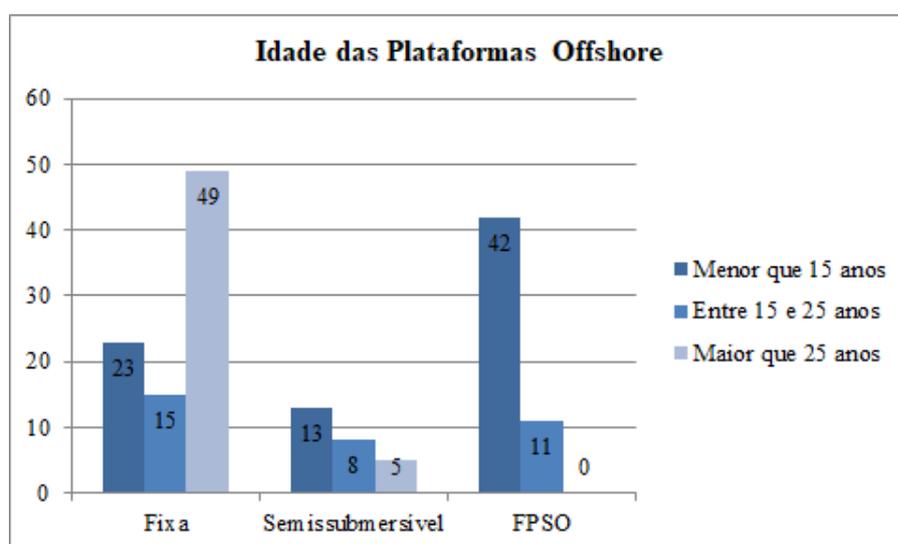


Figura 12 – Idades das Plataformas Offshore no Brasil (ANP, 2019)

Nota-se que o maior número de plataformas com idade maior que 25 anos pertence à quantidade de plataformas fixas, sendo 49 de plataformas fixas e apenas 5 semissubmersíveis. Esse fato pode acarretar, no futuro próximo, a necessidade de investimento em programas de descomissionamento dessas unidades de produção, por estarem mais perto de alcançar o fim de suas vidas úteis (ANP, 2019).

## 5.2 PDIs EXECUTIVOS ANALISADOS

Nesta seção é feita a análise de alguns PDIs executivos no referente ao descomissionamento de plataformas, disponibilizados online pela ANP.

Esses PDIs são documentos ricos em informações pertinentes aos órgãos reguladores da atividade de descomissionamento. Eles são estruturados em capítulos, cada um descrevendo um ponto importante do projeto, como as principais informações das instalações a serem desativadas, a motivação, caracterização dos meios físico, biótico e socioeconômico que o projeto está inserido, alternativas de descomissionamento para as estruturas e as principais fases do projeto, entre outras informações.

### 5.2.1 PDI FPSO P-32

Em julho de 2020, foi apresentado o Programa de Descomissionamento referente à plataforma FPSO P-32. Ela está localizada no Campo de Viola, na Bacia de Campos, e faz parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim, tendo a PETROBRAS como proprietária e operadora. Esse descomissionamento se insere no contexto do Projeto de Revitalização dos campos de Marlim e Voador, e sua parada de operação estava prevista para o 4º trimestre de 2020 (PETROBRAS, 2020). Essa plataforma é responsável pelo recebimento, tratamento e estocagem de óleo proveniente de outras plataformas, não possuindo poços associados diretamente à ela.

A P-32, mostrada na Figura 13 é mantida em sua posição por meio de um sistema constituído por 8 linhas de ancoragem em catenária, agrupadas em um *turret* localizado na sua proa. Cada linha de ancoragem é constituída de 4 elementos, sendo eles a amarra de topo, cabo de aço, amarra de fundo e âncora de arraste, como mostrado na Figura 14.



Figura 13 – Plataforma P-32 em sua locação, mostrando o turret localizado na proa, e o heliponto na popa (PETROBRAS, 2020)

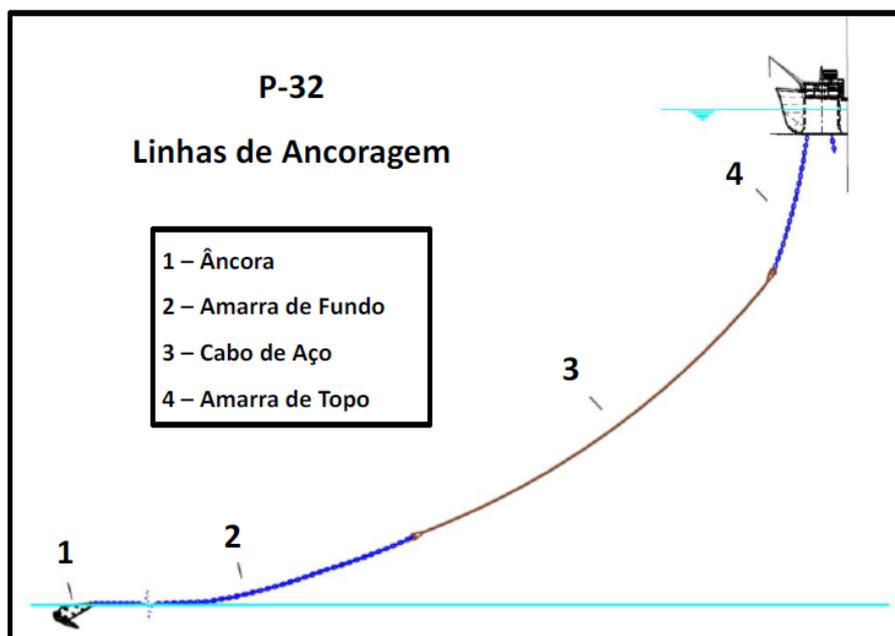


Figura 14 – Principais componentes da linha de ancoragem (PETROBRAS, 2020)

É destacado nesse documento que esse programa foi elaborado seguindo as diretrizes da Resolução nº 817/2020, além de conter lições aprendidas e melhores práticas de projetos de descomissionamento recém executados pela PETROBRAS. Nele também são mostrados resultados obtidos de discussões sobre o tema com o IBAMA, a ANP e a Marinha do Brasil.

Nessa plataforma também estão conectados 6 oleodutos caracterizados como híbridos, por possuírem uma parte flexível e uma parte rígida. A parte flexível é chamada trecho *riser*, conectada na plataforma, e o descomissionamento desses trechos estão presentes no escopo desse programa, diferentemente da parte rígida, chamada de trecho *flowline* (apoiados no leito marinho). Esses oleodutos são responsáveis por receber e armazenar a produção de óleo de 3 plataformas semissubmersíveis. No momento de desconexão da plataforma, os 6 *risers* interligados à P-32 serão integralmente recolhidos, porém as técnicas adotadas para o descomissionamento dessas estruturas não serão discutidas nesse trabalho.

O procedimento adotado para a destinação do sistema de ancoragem dessa plataforma foi o recolhimento integral dos elementos que compõem as linhas, feito em duas etapas. Inicialmente removem-se as amarras de topo e cabos de aço, tendo em vista a liberação da plataforma para sair da locação. Em seguida é feita a remoção das amarras de fundo e âncoras após a saída da plataforma. Essas etapas estão previstas para serem executadas no ano de 2022. Essa remoção completa foi adotada por entender que essa opção era a mais adequada, que a retirada total dos equipamentos não ofereceria riscos para o leito marinho nem para as partes envolvidas no processo.

De acordo com o seu PDI, para a destinação da plataforma, o projeto considera a realização de leilão para alienação da plataforma, onde a PETROBRAS irá transferir a propriedade da plataforma para o licitante vencedor do leilão. A desancoragem será realizada pela PETRO-

BRAS. Porém, durante essas atividades, os rebocadores do novo proprietário já deverão estar na locação para assumir o reboque da plataforma assim que todas as linhas de ancoragem forem desconectadas. O novo proprietário terá o compromisso de transportar a plataforma diretamente da locação atual para águas internacionais e dar destinação ambientalmente adequada à unidade.

Por ser uma plataforma flutuante móvel, seu descomissionamento é mais simples, e além da opção de dar a destinação adequada, dependendo do estado da embarcação, o licitante vencedor pode também reutilizá-la em outro campo. Além disso, a rota de navegação deve evitar aproximação de áreas ambientalmente protegidas e sensíveis, desviando de áreas de maior relevância de biodiversidade.

Segundo PETROBRAS (2020), foi identificada a presença de bioincrustação por coral-sol no casco da plataforma. Coral-sol é um gênero de coral, considerado um bioinvasor. Ele é observado amplamente distribuído na zona costeira brasileira, ocorrendo tanto em ambientes naturais quanto em artificiais, como píeres, boias e plataformas de petróleo (IBAMA, 2020). Esse coral modifica seu próprio ambiente, potencializando e promovendo sua permanência, além de produzir substâncias químicas nocivas à fauna e flora nativa, impactando negativamente a biodiversidade e a riqueza local. Caso sejam tomadas medidas de gerenciamento, a embarcação será trazida para a costa brasileira, e previamente à desancoragem da mesma, a PETROBRAS enviará ao IBAMA, ANP e Marinha do Brasil o detalhamento das atividades a serem executadas.

### 5.2.2 PDI FPSO CAPIXABA

Em abril de 2021, foi apresentado o Programa de Descomissionamento referente à plataforma FPSO Capixaba, mostrada na Figura 15. Ela está localizada no Campo de Jubarte, no norte da Bacia de Campos, tendo a SBM Capixaba Operações Marítimas LTDA como proprietária e a PETROBRAS como operadora. Esse descomissionamento se insere no contexto de reaproveitamento de poços e remanejamentos de dutos para outra plataforma, bem como de reaproveitamento do gasoduto de exportação. Dos 9 poços associados ao FPSO Capixaba, está previsto o reaproveitamento e remanejamento de 7 para outra plataforma. Para os outros 2 poços não foi verificada viabilidade técnica e econômica que justifiquem o reaproveitamento, sendo assim previsto o abandono permanente de ambos os poços como parte desse Projeto de Descomissionamento (PETROBRAS, 2021).



Figura 15 – FPSO Capixaba em sua locação (PETROBRAS, 2021)

Neste programa também se destaca que sua elaboração seguiu as diretrizes da Resolução nº 817/2020, juntamente com as melhores práticas e conhecimentos adquiridos com outros projetos executados.

Para a manutenção da sua posição, é utilizado um sistema constituído por 9 linhas de ancoragem, agrupadas em 3 clusters. Cada linha é composta por uma amarra de aço no trecho de topo, cabos de poliéster no trecho intermediário, amarra de aço no trecho de fundo e uma estaca torpedo cravada no solo marinho. Esse sistema é mostrado na Figura 16.

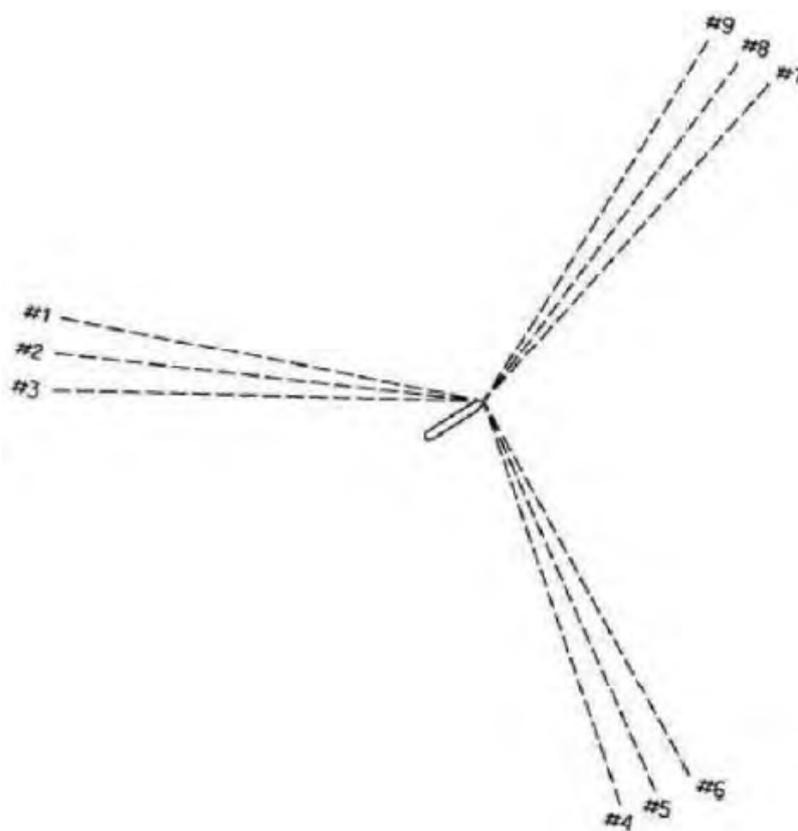


Figura 16 – Layout do sistema de ancoragem do FPSO Capixaba (PETROBRAS, 2021)

Há 24 *risers* conectados ao FPSO Capixaba, dentre linhas de produção, linhas de injeção de água, linhas de *gas-lift*, umbilicais e gasoduto de exportação. Entre os dutos e umbilicais, há a possibilidade de reaproveitamento de alguns componentes em outras plataformas, mas o estudo das técnicas e dos fatores analisados para essa tomada de decisão não será realizado nesse trabalho.

O procedimento adotado para a destinação do sistema de ancoragem dessa plataforma foi a remoção parcial. Assim, serão desconectadas todas as 9 linhas de ancoragem, permitindo o recolhimento das amarras de topo e dos cabos de poliéster. No caso das amarras de fundo e das estacas torpedo, a PETROBRAS propõe que as estruturas permaneçam *in situ*. Essa decisão foi tomada levando em consideração algumas justificativas. Por terem sido cravadas no solo marinho no momento da instalação com penetração média de 21 metros e levando em conta o tempo de sedimentação, as cargas envolvidas em uma eventual remoção dessas estruturas podem ser muito elevadas. Como as amarras de fundo estão conectadas às estacas torpedo, também teriam a mesma destinação. Por serem constituídas de aço, possuem uma melhor condição para ficar em leito marinho por ser um material considerado praticamente inerte.

De acordo com PETROBRAS (2021), para a destinação da plataforma, o projeto de descomissionamento considera que a plataforma será rebocada diretamente da locação para águas internacionais, tendo sua desancoragem feita pela PETROBRAS e seu reboque executado

pela SBM. Assim como na plataforma P-32, os rebocadores já deverão estar na locação para assumir o reboque da plataforma assim que todas as linhas de ancoragem forem desconectadas e a empresa operadora terá o compromisso de transportar a plataforma diretamente da locação atual para águas internacionais e dar destinação ambientalmente adequada à unidade.

Como também foi identificada a ocorrência de coral-sol no casco da plataforma, as estratégias adotadas são semelhantes à plataforma P-32, mantendo sempre o cuidado com a rota de navegação, evitando a aproximação de áreas ambientalmente protegidas e sensíveis.

### 5.2.3 PDI FPSO POLVO

Em dezembro de 2020 foi apresentado o Programa de Descomissionamento referente à plataforma FPSO Polvo, mostrada na Figura 17. Ela está localizada no Campo de Polvo, na Bacia de Campos, tendo a BW Offshore como proprietária e a PetroRio como operadora. Esse descomissionamento se insere no contexto de não renovação de contrato do FPSO Polvo, optando por interligar o campo de Polvo ao FPSO OSX-3 instalado no campo vizinho de Tubarão Martelo (PETRORIO, 2020). Nenhum poço será abandonado durante a operação de desativação dessa unidade de produção.



Figura 17 – FPSO Polvo em sua locação (PETRORIO, 2020)

Por possuir uma empresa proprietária diferente das embarcações citadas anteriormente, o documento se estrutura também de forma diferente. Nele também destaca-se o cumprimento da Resolução nº 817/2020, apresentando todas as informações necessárias para a correta aprovação e execução do projeto.

O FPSO Polvo possui 3 conjuntos de linhas, contendo 3 linhas cada, compondo o sistema de produção, sendo uma de produção, uma de injeção e um umbilical. Após a desconexão, essas linhas e seus acessórios serão assentados no leito marinho, para posterior reutilização, quando for feita a interligação do campo com o FPSO OSX-3 citado anteriormente.

A fixação do FPSO Polvo é feita através de 3 grupos com 2 linhas de ancoragem cada. Essas linhas são compostas por três segmentos, sendo uma corrente no trecho de topo, um cabo de aço no trecho intermediário e uma corrente no trecho de fundo, juntamente com estacas cravadas no solo marinho. O procedimento adotado para a destinação desse sistema de ancoragem foi similar ao do FPSO Capixada, pois diferentemente da P-32, as linhas estão presas a estacas, sendo feita apenas a remoção parcial. Assim, permanece in situ o trecho de fundo, juntamente com as estacas. Pode-se perceber que esse é um procedimento comum a esses casos do sistema de ancoragem feito com estacas, devido ao risco ambiental que a remoção dessas estruturas pode gerar no leito marinho.

No PDI dessa embarcação não especifica a destinação da plataforma e o procedimento que deve ser seguido pela operadora da mesma no momento do seu descomissionamento. Por se tratar de um FPSO, pode-se supor que seguirá o padrão das embarcações anteriormente citadas, sendo transportado diretamente da locação atual para águas internacionais e tendo sua destinação ambientalmente adequada à unidade. Nesse caso, também há a possibilidade de reutilização em outro campo na Bacia de Santos (SIQUEIRA, 2021).

### 5.3 SUGESTÕES

Como sugestão, uma proposta de melhoria para os programas de descomissionamento seria a padronização do mesmo, independente da empresa proprietária das estruturas a serem desativadas. Como a Resolução nº 817/2020 também define que a ANP dará publicidade aos PDIs apresentados para facilitar o acesso da sociedade a essas informações, seria interessante que todos os documentos seguissem uma mesma estrutura, organizados de forma a padronizar as informações encontradas ao longo do programa.

Dessa forma, é possível que essa padronização facilite não só o entendimento da sociedade sobre os processos realizados, mas também otimize o tempo dos órgãos responsáveis na análise das informações de interesse.

## 6 CONCLUSÕES

Considerando as características da produção offshore no Brasil e a complexidade dos projetos de descomissionamento das instalações, percebe-se necessário um estudo detalhado de todas as estruturas a serem desativadas, além do cuidado com todas as regulações envolvidas no processo.

É importante distinguir cada estrutura utilizada e suas particularidades, pois isso influenciará na tomada de decisão de descomissionamento, e também na escolha da opção que melhor se enquadra em cada situação, pois cada caso possui suas especificidades. Além disso, inteirar-se sobre as abordagens regulatórias de países mais experientes e adaptá-las para a realidade do Brasil, além da troca de conhecimento com outras empresas é fundamental para definir a abordagem mais adequada e com menos consequências a todas as partes envolvidas nessa atividade.

Além de aprender com experiências externas, é fundamental dirigir também o olhar para os programas de descomissionamento no Brasil. Dessa forma, é possível entender essa atividade já aplicada à realidade do país, compreendendo as melhores práticas e as lições aprendidas durante todo o processo. Com a mais recente Resolução ANP nº 817/2020, em conjunto com o IBAMA e a Marinha do Brasil, o país caminha para a realização de projetos de descomissionamento cada vez mais estruturados, organizados e seguindo um arcabouço de regulações mais sólido e com menos brechas para riscos, sejam eles sociais, ambientais ou econômicos.

Por possuir uma quantidade maior de plataformas fixas com idade maior que 25 anos, em comparação com a quantidade de plataformas semissubmersíveis com a mesma idade, a tendência é que sejam necessários investimentos futuros nos projetos de descomissionamento dessas. Porém, a inclinação para a produção offshore no Brasil em águas profundas e ultraprofundas nos próximos anos traz consigo o uso de plataformas flutuantes, mais fáceis de serem descomissionadas.

Apesar da facilidade relativa à unidade de produção, não se pode deixar de considerar a desativação das instalações submarinas nessas mesmas condições, que representaria um desafio devido à grande profundidade. Dessa forma, além de um arcabouço regulatório firme, é preciso investimento também em tecnologia e pesquisa para que essas operações sejam realizadas da melhor maneira possível, visando o mínimo de impacto e risco.

Isso posto, como sugestão para trabalhos futuros, o levantamento de dados sobre as estruturas descomissionadas ao redor do mundo seria uma proposta interessante, abordando a quantidade, o tempo de utilização da estrutura em determinado local e também a técnica realizada. Outra recomendação de trabalho relevante seria o estudo das técnicas para descomissionamento de dutos e equipamentos submarinos, visto que esse tema agregaria conhecimento

para as práticas de desativação que estão por vir. O descomissionamento no Brasil abre portas para oportunidades econômicas e sociais, assim como desafios que possibilitam novos negócios de investimentos no país.



## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, E. et al. Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil. *Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia*, Rio de Janeiro, 2017.

ANP. Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural. p. 40, 2007. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/resolucoes-notificacoes-procedimentos-e-orientacoes/gerenciamento-de-seguranca-operacional-sgso>>.

ANP. *Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural*. 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>.

ANP. *Descomissionamento de instalações*. 2020. 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>>.

ANP. *Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP)*. 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/sistema-de-gerenciamento-da-integridade-de-pocos-sgip>>.

ANP. *Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural*. 2021. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>.

ARUP. Oil and Gas Decommissioning From the UK's North Sea to the Brazilian Atlantic Implementation of the Regulatory Regime. p. 129, 2017.

BARRETO, B. d. F. S. S. M. *Avaliação das Alternativas de Descomissionamento de Estruturas Offshore com Aplicação de AHP Baseado em Aspectos de Sustentabilidade*. Tese (Doutorado), 2019.

BSEE. *What is the "idle iron" policy and why does it exist?* 2012. Disponível em: <<https://www.bsee.gov/faqs/what-is-the-idle-iron-policy-and-why-does-it-exist>>.

COSTA, N. F. *Recifes Artificiais e a Restauração da Biodiversidade Marinha*. 2020. Disponível em: <[fonte:https://jornal140.com/2020/10/07/recifes-artificiais-e-a-restauracao-da-biodiversidade-marinha/](https://jornal140.com/2020/10/07/recifes-artificiais-e-a-restauracao-da-biodiversidade-marinha/)>.

DORNELAS, L. R. *Descomissionamento de Instalações de Produção de Petróleo Offshore*. 71 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal Fluminense, 2018.

IBAMA. *Coral-Sol*. 2020. Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/especies-exoticas-invasoras/coral-sol>>.

IRF. *International Regulators' Forum*. 2018. Disponível em: <<https://irfoffshoresafety.com/>>.

- MADI, J. F. d. F. *Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore de Petróleo e Gás - Critérios Ambientais Para Avaliação De Alternativas*. 124 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro - Escola Politécnica e Escola de Química, Rio de Janeiro, 2018.
- MARTINS, L. d. A. *Uso do Método de Análise Hierárquica (AHP) na Tomada de Decisões*. Tese (Doutorado), 2018.
- MELLO, M. O. *O descomissionamento das plataformas e instalações marítimas para a produção de hidrocarbonetos e seus aspectos legais*. Tese (Doutorado), 2006.
- MORAES, F.; NEVES, P. Descomissionamento de unidades inservíveis no Brasil: discutindo fantasmas não nascidos. *FGV Energia: Boletim de Conjuntura do Setor Energético*, v. 07, p. 28–33, 2018.
- MORTE, I. B. B. *Descomissionamento de Sistemas Submarinos: Aplicação da Matriz de Riscos e do Método da Análise Hierárquica na Avaliação de Segurança Operacional*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.
- MOURA, R. *Resolução ANP 817/2020*. 2020.
- NICOLOSI, E. R. et al. Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore de Óleo e Gás: Cenário Atual e Perspectivas Futuras. p. 1–10, 2018.
- OGUK. Decommissioning Insight 2019. 2019. Disponível em: <[www.oilandgasuk.co.uk/publications](http://www.oilandgasuk.co.uk/publications)>.
- OSPAR. Ministerial Meeting of the OSPAR Commission. n. July, 1998. Disponível em: <<https://www.ospar.org/documents?v=6875>>.
- PETROBRAS. *Infográfico: Tipos de Plataformas* | Petrobras. 2014. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>.
- PETROBRAS. Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas - FPSO P-32. 2020.
- PETROBRAS. Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas - FPSO Capixaba. 2021.
- PETRORIO. Programa de Descomissionamento de Instalação Marítima - FPSO Polvo. 2020.
- RAMALHO, J. P. *Regulação Ambiental na Indústria do Petróleo: Uma Análise Comparativa entre o Brasil, os EUA e a Noruega*. 104 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal Fluminense, 2016.
- RAPOSO, T. L. *Análise dos Desafios do Processo de Descomissionamento de Unidades de Produção de Petróleo Offshore*. 62 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal Fluminense, 2017.
- RUIVO, F. M.; MOROOKA, C. K. Discussing Decommissioning Offshore Production Installations. *Proceedings of World Petroleum Congress*, p. 291–307, 2002.
- SCHAFFEL, S. et al. Lessons learned during the application of the guidelines for risk-based comparative assessment of options for decommissioning of subsea installations in Brazil. *Rio Oil and Gas Expo and Conference*, v. 20, n. 2020, p. 183–184, 2020. ISSN 25257579.

SHEN, Y. et al. Challenges in Offshore Pipeline Decommissioning and What can we learn from Integrity Management Practices. 2017.

SIQUEIRA, C. *FPSO Polvo na Mira para Maromba*. 2021. Disponível em: <<http://sinaval.org.br/2021/06/fpso-polvo-na-mira-para-maromba/>>.

STEENHAGEN, M. M. *A Regulação do Descomissionamento de Instalações Marítimas de Produção de Petróleo e Gás e sua Relação com a Viabilidade dos Campos Maduros no Brasil*. Tese (Doutorado) — Escola Superior de Guerra, 2020.

ZANETTI, E. M. *Descomissionamento de campo produtor de óleo e gás com enfoque em abandono de poços*. Tese (Doutorado) — Universidade do Estado de Santa Catarina - Centro de Educação Superior da Foz do Itajaí, Balneário Camboriú, 2018.