

KAIQUE RAMOS CORRÊA

**DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE PETRÓLEO:
EXPERIÊNCIAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
diploma de Engenharia de Petróleo.

SÃO PAULO

2022

KAIQUE RAMOS CORRÊA

**DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE PETRÓLEO:
EXPERIÊNCIAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
diploma de Engenharia de Petróleo.

Área de concentração: Engenharia do
Petróleo - Descomissionamento

Orientadora: Patrícia Helena Lara dos Santos
Matai

SÃO PAULO

2022

FICHA CATALOGRÁFICA

Corrêa, Kaique Ramos
DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS DE
PETRÓLEO: EXPERIÊNCIAS NACIONAIS E INTERNACIONAIS / K. R.
Corrêa -- São Paulo, 2022.
54 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

1.Descomissionamento I. Universidade de São Paulo. Escola
Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II.t.

RESUMO

O objetivo deste estudo é identificar e analisar estudos relevantes e impactantes, relacionados ao assunto descomissionamento de plataformas de petróleo *offshore*. O trabalho abordará o tema sob a óptica de três países: Brasil, Noruega e Reino Unido. Nessas abordagens, apresentaremos comparações de como são abordados e tratados o tema, pontuando como o cenário brasileiro pode evoluir quando comparado com países que estão mais avançados na abordagem sobre o tema. Para esse estudo, utilizou-se a metodologia de revisão bibliográfica, com foco em materiais, como: estudos acadêmicos, pesquisas de instituições governamentais e não governamentais, além de órgãos federais e normativos, internacionais e nacionais.

Os documentos de embasamento para a monografia sofreram o critério de escolha temporal, portanto, foram levados em conta as publicações mais recentes. A maioria dos documentos analisados, apontaram que a fase de descomissionamento tem grande potencial para acarretar impactos negativos, tanto ambientais, como sociais e até mesmo políticos

Por meio da análise comparativa realizada durante o levantamento sobre como é abordado o tema do descomissionamento dos campos *offshore*, em países em que o tema está mais avançado, chegou-se à conclusão de que o Reino Unido é o país que está mais avançado, uma vez que já passou por diversas experiências anteriormente

Comparando a regulação do Reino Unido e da Noruega, que se apresentam com uma grande quantidade de campos maduros e já nos anos finais da produção, o Brasil precisa destinar uma atenção adequada esse assunto, pois possui campos em estágio avançado de declínio no nordeste e sudeste do país

Palavras-chave: Descomissionamento. Abandono de poço de petróleo. Brasil. Noruega. Reino Unido.

ABSTRACT

The objective of this study is to identify and analyze relevant and impactful studies related to the subject of decommissioning offshore oil platforms. The work will address the issue from the perspective of three countries: Brazil, Norway and the United Kingdom. In these approaches, we will present comparisons of how the theme is absorbed and treated, pointing out how the Brazilian scenario can evolve when compared to countries that are more advanced in approaching the theme. For this study, the bibliographic review methodology was used, focusing on materials such as: academic studies, research from governmental and non-governmental institutions, in addition to federal and regulatory, international and national bodies.

The background documents for the monograph followed the temporal choice monitoring, therefore, the most recent publications were considered. In most of the documents analyzed, they pointed out that the decommissioning phase has great potential to cause negative impacts, both environmental, social and even political.

Through the comparative analysis carried out during the survey on how the topic of decommissioning offshore fields is addressed, in countries where the topic is more advanced, it was concluded that the United Kingdom is the country that is most advanced, a since you have already gone through several experiences before.

Comparing the regulation of the United Kingdom and Norway, which have a large number of mature fields and already in the final years of production, Brazil needs to devote adequate attention to this matter, as it has fields in an advanced stage of decline in the northeast and southeast from the country.

Keywords: *Decommissioning. Abandonment of an Oil Well. Brazil. Norway. United Kingdom*

LISTA DE ABREVIATURAS

ANP: Agência Nacional do Petróleo.

IEA: International Energy Agency.

FPSO: Floating Production Storage and Offloading.

ESG: Environmental, Social and Governance.

PDI: Programas de Descomissionamento de Instalações.

SPAR: *Single Point Anchor Reservoir.*

TLP: *Tension Leg Platform.*

PDI: Programas de Descomissionamento de Instalações.

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.

SISNAMA - Sistema Nacional do Meio Ambiente.

DBEIS - *Department for Business, Energy & Industrial Strategy.*

OPRED - *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning.*

UK: *United Kingdom*

CONAMA: Conselho Nacional do Meio Ambiente

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Idade das plataformas brasileiras.....	11
Figura 2 – Exemplo de Torre Complacente.....	18
Figura 3 - Plataforma Auto Elevatória	19
Figura 4 – Plataforma de Gravidade	20
Figura 5 - Plataforma Semissubmersível	21
Figura 6 - Plataforma FPSO	22
Figura 7 - Plataforma TLP.	23
Figura 8 - Plataforma <i>Single Point Anchor Reservoir</i>	24
Figura 9 - Idade das plataformas brasileiras	38
Figura 10 - Previsão de investimentos por atividade (2022 - 2025)	38
Figura 11 - Legenda dos fluxogramas a seguir.	39
Figura 12 - Processo de Descomissionamento de campo no Brasil.	40
Figura 13 - Processo de Descomissionamento de campo na Noruega.....	42
Figura 14 - Processo de Descomissionamento de campo no Reino Unido.....	43

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
2	OBJETIVOS	10
3	JUSTIFICATIVA	11
4	MÉTODO	13
5	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
5.1	PLATAFORMAS DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i>	15
5.1.1	Plataformas Fixas	16
5.2	Cenário do Descomissionamento de plataformas no Brasil.	24
5.3	Etapas do Processo de Descomissionamento	26
5.3.1	Estimativa de Custos	26
5.3.2	Abandono de Poços	27
5.3.3	Retirada de Dutos	27
5.3.4	Segurança e Organização <i>Topside</i>	27
5.3.5	Remoção das Estruturas <i>Topside</i> .	28
5.3.6	Reciclagem	28
5.4	A Regulação do Descomissionamento	28
5.4.1	Brasil	29
5.4.2	Noruega	32
5.4.3	Reino Unido	35
5.5	Desafios do Descomissionamento no Brasil	37
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	39
6.1	Análise dos Processos de Descomissionamento	39
6.1.1	Brasil	40
6.1.2	Noruega	42

6.1.3 Reino Unido.....	43
7 CONCLUSÃO.....	46
REFERÊNCIAS.....	48

1 INTRODUÇÃO

As plataformas de petróleo são projetadas e construídas exclusivamente para determinadas regiões, baseadas em: profundidade da lâmina d'água, valores de pressão no poço, velocidade do vento, altura das ondas, correntes marítimas, entre outros fatores climáticos e ambientais. Todas essas estruturas são projetadas e construídas para operar perfeitamente por, pelo menos, 20 a 30 anos (RUIVO, 2001).

No final desse período ocorre o descomissionamento, nome dado ao processo que ocorre no final da vida útil das instalações de produção e exploração da cadeia petrolífera, ou seja, trata-se da desmontagem dos equipamentos anteriormente empregados na produção, objetivando dar um destino correto para essa aparelhagem.

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2020), os principais fatores que conduzem uma empresa a realizar o descomissionamento, são: o fim da vida útil das instalações; o preço do petróleo, visto que uma variação brusca no valor de venda do produto explorado pode impactar diretamente no retorno esperado do projeto; fim do contrato de concessão, fim do contrato da empresa que opera no campo.

De forma sucinta, o processo de descomissionamento ocorre da seguinte forma: inicialmente dá-se o cessar da produção e o abandono do poço, posteriormente realiza-se inspeção na plataforma, tanto acima quanto abaixo da lâmina d'água, para determinação das condições estruturais. A seguir, faz-se a limpeza e remoção de resíduos nas tubulações e equipamentos, antes da chegada dos navios que irão seccionar as devidas partes (CBIE, 2019). Dependendo do tipo de plataforma, seja ela *offshore*, *onshore*, plataforma fixa, FPSO, o grau de complexidade da operação pode ser maior ou menor.

Um levantamento da IHS Markit (2016) mostra que a cada ano, tem-se uma média de 115 projetos de descomissionamento que são realizados na cadeia do petróleo. Além disso, existem estimativas de que nos próximos 20 anos sejam gastos cerca de R\$1,07 trilhão (US\$ 500 bilhões) em atividades de descomissionamento. Pode-se citar os Estados Unidos da América, Noruega, Reino Unido e Canadá como exemplos onde

o descomissionamento está em um estágio mais avançado em comparação com o Brasil.

O processo do descomissionamento é extremamente complexo, uma vez que exige um método minucioso e detalhado que envolve diversos setores do conhecimento e aspectos relevantes a serem levantados e abordados, tais como: ambiental, financeiro, engenharia, político e segurança. (DORNELAS, 2018)

No Brasil, a história das plataformas de petróleo começa na década de 70 e 80 com a descoberta de grandes reservatórios de petróleo na Bacia de Campos. A partir disso, ocorreu o início da construção de plataformas petrolíferas que seriam responsáveis pela produção *offshore*. Desde a década de 80 até os tempos atuais foram colocadas em operação em torno de 160 unidades de exploração em alto mar. Com base em dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2022).

Um fator que desafia o descomissionamento no Brasil é o fato de que, segundo a *International Energy Association* (IEA, 2019), 34% das plataformas *offshore* estão em águas profundas e ultraprofundas, o que aumenta, e muito, a dificuldade e o custo dessa atividade, visto que existem diversas opções para o descomissionamento cada um com diferentes potenciais de geração (FGV ENERGIA, 2021).

Portanto, o processo de descomissionamento da atividade petrolífera compreende uma fase em que há possibilidade de ocorrência de impactos ambientais e sociais. Logo, a discussão e a comparação do Brasil com outros países onde existe uma regulação acerca do tema, contribui para enriquecer o entendimento do assunto.

2 OBJETIVOS

O objetivo do trabalho realizado é analisar de que forma o descomissionamento de plataformas marítimas é feito no Brasil, em comparação com o que é praticado na Noruega e Reino Unido.

O intuito desse levantamento de dados é definir como o Brasil está desenvolvido nesse assunto em relação a outros importantes zonas produtoras de petróleo no mundo.

3 JUSTIFICATIVA

No Brasil o descomissionamento de plataformas de petróleo é um tema atual e necessário, uma vez que em janeiro de 2021, havia pelo país 40 plataformas com idade superior a 25 anos o equivalente a 33% das unidades de produção *offshore*. (Figura 1). Logo, debater esse assunto se torna essencial (MACEDO, 2017).

Idade	Número de Plataformas	%
Maior ou igual a 25	40	33%
Entre 15 e 25	24	20%
Menor que 15	56	47%
Total	120	100%

Figura 1 – Idade das plataformas brasileiras

Fonte: FGV – ANP, 2021.

Soma-se a isso, o fato de que o debate acerca do assunto, pode pôr em xeque a competitividade de projetos petrolíferos no Brasil (IBP, 2017), uma vez que o alto custo para realizar o descomissionamento pode deixar margens menores para empresas exploradoras e até mesmo inviabilizar projetos que trariam investimento ao país.

Outro tópico importante é sobre o potencial de investimento perdido quando as regras que abrangem o descomissionamento não são bem definidas, ou seja, empresas privadas não têm interesse em investir um capital relevante ou em um setor, onde não há parâmetros bem definidos sobre o descomissionamento, pois o capital pode ser perdido por questões burocráticas ou o investimento não ser tão lucrativo quanto era previsto. De encontro a essa ideia, o Diretor-Geral da ANP, Rodrigo Saboia, em 2021, deu a seguinte declaração: “Há toda uma indústria envolvida nas atividades de descomissionamento, desde o projeto de engenharia até os estaleiros, com a geração de emprego e renda ao longo de toda essa cadeia [...] No Brasil, esta indústria deverá movimentar R\$ 28 bilhões até 2025, entre arrasamento e abandono de poços, recuperação de áreas e retirada de equipamentos [...]” (CLICK PETRÓLEO E GÁS, 2021).

Outro fator como a questão ambiental, muito relevante atualmente, com as medidas empresariais pautadas pelos princípios *Environmental, Social and*

Governance (ESG) que são empresas que incorporam questões ambientais, sociais e de governança como critérios na análise, indo além das tradicionais métricas econômico-financeiras (UNGARETTI, 2021)

É inegável dizer que o setor de descomissionamento deve receber uma fatia generosa dos investimentos do ramo de petróleo e gás nos próximos anos. Esse fato foi um dos maiores motivadores para a elaboração deste trabalho.

4 MÉTODO

O método utilizado nessa pesquisa foi o levantamento e leitura bibliográfica de artigos científicos, periódicos, notícias, regulamentações nacionais e internacionais, revistas, trabalhos acadêmicos e monografias.

As palavras-chave, que foram utilizadas para pesquisar os artigos que foram empregados neste trabalho, foram: descomissionamento *offshore*, regulamentação brasileira, descomissionamento, indústria petrolífera brasileira, desafios do descomissionamento, revitalização de plataformas.

A partir dessas palavras-chave, foram selecionados os artigos e monografias com base na data de publicação e na relevância acadêmica da instituição que publicou o *paper*, artigo ou pesquisa.

Dessa forma, chegou-se a artigos e publicações das instituições públicas e privadas como: Agência Nacional de Petróleo, Faculdade Getúlio Vargas, Universidade Federal do Rio de Janeiro e Universidade Federal do Espírito Santo

Os arquivos para a revisão bibliográfica realizada foram obtidos virtualmente, por meio de arquivos em PDF, disponibilizados pelas próprias instituições e que são de fácil acesso.

Os dados coletados dos arquivos lidos foram organizados da seguinte forma: primeiramente introduziu-se o tema de uma forma mais abrangente e, em seguida, focou-se especificamente sobre o tema.

Após a exposição do assunto abordado, foram feitas as subdivisões onde são apresentados os temas pontuais de como cada país selecionado encara o tema. Os países selecionados foram: Brasil, Noruega e Reino Unido. O método de escolha desses países foi com base na acessibilidade de dados disponíveis e pesquisas anteriormente já realizadas. Dessa forma a comparação do tema entre países seria mais simples e completa.

As informações sobre as nações: Brasil, Noruega e Reino Unido; foram divididas no trabalho em tópicos onde, agora de uma forma mais específica, abordou-se temas mais pontuais de como é tratado o descomissionamento em cada país.

Todo conteúdo julgado como relevante foi levado em consideração para a elaboração do trabalho, com a finalidade de que se possa ter uma comparação entre o descomissionamento no Brasil e em outros países de forma mais precisa e baseada em dados concretos e que seja o mais atual possível.

5 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

5.1 PLATAFORMAS DE PETRÓLEO *OFFSHORE*

A produção e a exploração no setor petrolífero requerem uma evolução constante de tecnologias, estruturas. É com essa motivação e objetivando a eficiência e a capacidade de produção que foram desenvolvidas plataformas de petróleo *offshore*. Essas estruturas são capazes de explorar petróleo em alto-mar e em condições extremas de salinidades, temperatura pressão e condições naturais.

Pode-se classificar as plataformas *offshore* de variadas formas, entretanto, as três classificações mais comuns são: (AMORIM, 2010):

a) Flutuante ou Fixa

As fixas são plataformas apoiadas no fundo do mar. As flutuantes são plataformas posicionadas por um sistema de âncoras no leito do mar.

b) Produção ou Perfuração

As de perfuração são as plataformas que perfuram os poços produtores e exploratórios. As unidades de produção são alocadas nos campos que já foram descobertos.

c) Completação Seca ou Molhada

A diferença entre as duas está na posição que é utilizada a árvore de natal. Se a árvore de natal é posicionada na parte superior da plataforma, ela é chamada de seca, se for colocada no fundo do mar é nomeada de molhada.

A escolha do tipo de plataforma para cada campo é orientada pelo estudo de viabilidade econômica, que mostrará qual a melhor plataforma para ser construída e implementada na operação (AMORIM, 2010). Fatores como a profundidade do poço, lâmina d'água, tipo de solo do leito marinho (influencia no sistema de ancoragem) são fatores fundamentais para uma escolha e um investimento tão importante.

Devido a esse grande número de variáveis que podem influenciar no projeto de uma plataforma, surgiram diversos tipos. A seguir, será apresentada cada tipo de plataforma de acordo com a classificação em fixa ou flutuante.

5.1.1 Plataformas Fixas

São unidades de produção ou perfuração fixadas ao fundo do mar por meio de estacas ou por gravidade. É apoiado diretamente no fundo do mar e caracteriza-se por ser utilizado em águas rasas a uma profundidade de cerca de 300 metros (AMORIM, 2010).

Estas foram as plataformas *offshore* desenvolvidas e mais utilizadas. No entanto, a principal limitação deste tipo de unidade é a profundidade da água. No fundo do mar, a instabilidade aumenta e a base desse tipo de plataforma precisa ser muito grande, dessa forma aumentaria o custo de materiais, inviabilizando o projeto. Os poços pesquisados nos atualmente, nos dias de hoje, têm mais de 4.500 metros de comprimento e são usadas plataformas flutuantes nessa profundidade (AMORIM, 2010).

Por serem fixas e, portanto, estáveis, esse tipo de plataforma permite a completação a seco. Ou seja, a árvore de natal está localizada na superfície. Existem quatro tipos de plataformas fixas: Jaqueta, Torre Complacente, Auto elevatória e de gravidade (AMORIM, 2010).

5.1.1.1 Jaqueta

São estruturas utilizadas tanto para perfuração quanto produção de petróleo. Tem como principal característica uma estrutura de revestimento constituída por tubos de aço, por isso recebe o nome de jaqueta. É formada por uma estrutura treliçada e fixada no solo marinho através de estacas, possui geralmente de 4 a 8 pés fixos para alcançar a estabilidade contra a força de ondas. A Figura 2 mostra o esquema da estrutura de uma plataforma fixa do tipo Jaqueta (AMORIM, 2010).

O óleo produzido é escoado diretamente para terra através de dutos ou podem ser utilizados navios acoplados à plataforma (AMORIM, 2010). Porém, esta não é a forma mais utilizada. Utiliza-se a completação seca, ou seja, a árvore de natal está posicionada acima da linha d'água, na plataforma.

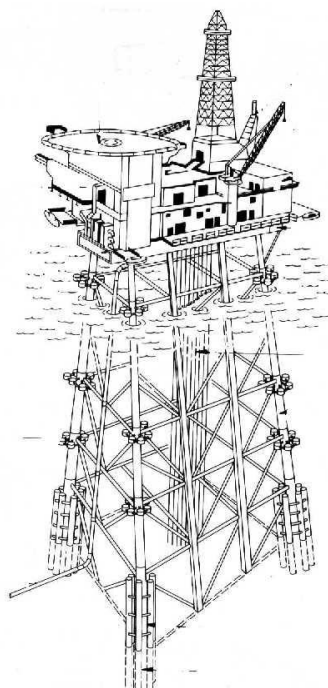


Figura 2 – Exemplo de Jaqueta

Fonte: http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/98-9/offshore/rig.jpg, s.d.

5.1.1.2 Torre Complacente

Possui tubos de aço em sua estrutura que fazem o papel de revestimento e estrutura treliçada.

O que diferencia a torre complacente para a plataforma jaqueta é o formato. Enquanto complacente é formada por uma torre estreita e flexível para suportar forças laterais através de deflexões, a jaqueta possui base mais ampla.

Dessa forma a estabilidade em lâminas d'água superiores a 400 metros é maior quando comparada a jaqueta (AMORIM, 2010).



Figura 2 – Exemplo de Torre Complacente.

Fonte: [Marine News](#), s.d.

5.1.1.3 Auto Elevatória

Também chamadas de *Jack-up*, as plataformas auto elevatórias são plataformas móveis que quando em operação são fixadas no fundo do mar através de pernas treliçadas, que estão localizadas nas extremidades da plataforma.

São chamadas de *Jack-up*, pois uma vez rebocada até o local de sua implementação, as pernas são fixadas no fundo do mar e a plataforma é erguida sobre essas pernas, acima da linha d'água.

A finalidade desse tipo de plataforma é a perfuração de poços exploratórios de petróleo em lâminas d'água inferiores a 130 metros (AMORIM, 2010). Portanto são projetadas para terem uma mobilidade, para se mover de um local para outro local de exploração.



Figura 3 - Plataforma Auto Elevatória

Fonte: Petro Notícias, 2014

5.1.1.4 Plataforma de Gravidade

As plataformas de gravidade são fixadas no solo marinho por gravidade e são construídas em aço ou em concreto. Tem uma lâmina d'água de operação de cerca de 400 metros de profundidade.

Vale salientar que esse tipo de plataforma não precisa da utilização de âncoras. Segundo Chakrabarti (2005), estas estruturas são bastante adequadas tanto para a armazenagem quanto para produção de gás e petróleo.

A Plataforma de gravidade possui completação seca, isso ocorre devido ao fato da estabilidade que a plataforma de gravidade possui, não sofrendo oscilações devido a correntes marítima, ventos e ondas (AMORIM, 2010).

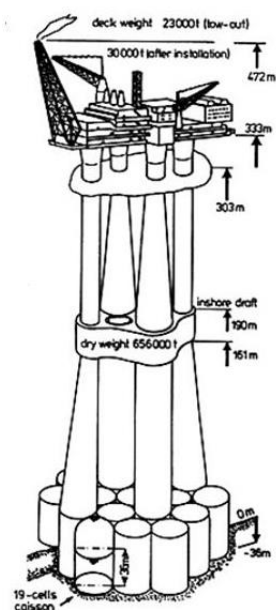


Figura 4 – Plataforma de Gravidade

Fonte: NISHIMOTO, 2014

5.1.1.5 Plataformas Flutuantes

Com a descoberta de petróleo em lâmina d'água superior a 1000 metros foi essencial o desenvolvimento de novas técnicas de exploração. Como consequência disso foram criadas as plataformas flutuantes que basicamente são plataformas instaladas com um sistema de ancoragem e flutuação.

Existem diversos tipos de plataformas flutuantes, que diferem basicamente em com a unidade produz, armazena, ou é feita a ancoragem da plataforma. Neste trabalho, abordaremos as plataformas: *Semissubmersível*, *Floating Production Storage Offloading (FPSO)*, *Tension Leg Platform (TLP)*, *Single Point Anchor Reservoir (SPAR)*.

5.1.1.6 Semissubmersível

São estruturas flutuantes utilizadas para perfuração ou produção de petróleo. Segundo Amorim (2010) as semisubs são formadas basicamente por flutuadores (*pontoons*), contraventamentos (*bracings*), colunas e o convés (*Upper Hull*) que suportam os principais equipamentos de perfuração ou produção.

Os flutuadores são os responsáveis pela maior parte do empuxo, garantindo a flutuabilidade da plataforma, por se localizarem abaixo da linha d'água eles também minimizam os movimentos de onda na plataforma. As colunas são responsáveis pela estabilidade da plataforma não deixando que ela vire.

O escoamento do óleo produzido pode ser feito por dutos, porém dependendo da profundidade que é instalada a plataforma são mais usados navios de armazenamento acoplado junto à plataforma, também chamados de navio-tanque.

Esse tipo de plataforma pode operar em lâminas d'água com mais de 2.000 metros. Pode ser instalada em grandes profundidades graças aos sistemas de ancoragem modernos).

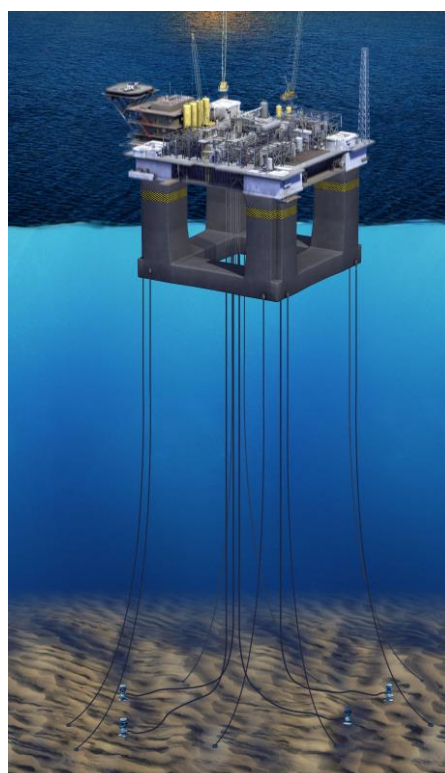


Figura 5 - Plataforma Semissubmersível

Fonte: [Petrobras](#), s.d.

5.1.1.7 FPSO (*Floating Production Storage Offloading*)

Os FPSOs são unidades estacionárias flutuantes que produzem e armazenam petróleo e efetuam o escoamento. Surgiram devido a necessidade de exploração em águas profundas e o término de vida útil de navios petroleiros. Inicialmente eram utilizados cascos de navios petroleiros desativados para a construção das plataformas. Isso acontecia porque não só era mais barato que a construção de uma nova unidade como também era mais rápida (AMORIM, 2010).

A ideia principal dos FPSOs é garantir uma grande capacidade de armazenamento que permita a instalação dessas unidades em campos muito afastados da costa, onde a instalação de linhas de duto torna-se inviável (GROVE, 2005).

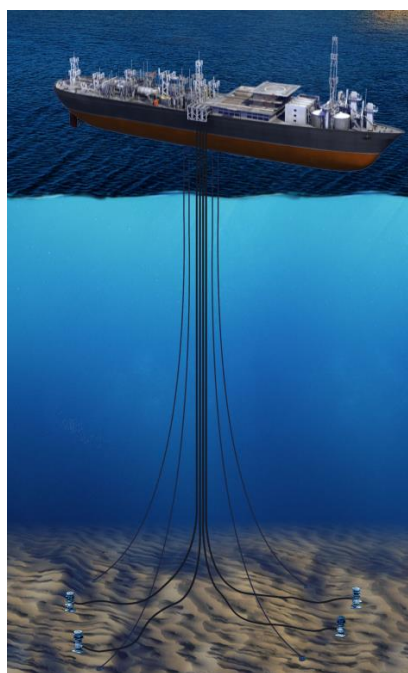


Figura 6 - Plataforma FPSO

Fonte: [Petrobras](#), s.d.

5.1.1.8 *Tension Leg Platform (TLP)*

São unidades tanto de produção quanto de perfuração. Possui o casco semelhante a uma plataforma semissub, porém as TLPs são ancoradas por cabos de aço fixados no mar através de estrutura rígidas, estacas e âncoras, a flutuabilidade do

casco faz com que os cabos fiquem tracionados reduzindo o movimento da plataforma (AMORIM, 2010).



Figura 7 - Plataforma TLP.

Fonte: [Petrobras](#), s.d.

5.1.1.9 *Single Point Anchor Reservoir (SPAR)*

A plataforma *Single Point Anchor Reservoir* (SPAR), ou pela tradução: Reservatório de Âncora de Ponto Único, são utilizadas para exploração em águas profundas, com um limite de 1700 metros. Ela possui maior estabilidade do que as plataformas anteriores, gerando poucos movimentos verticais. Isso ocorre devido ao tamanho do calado da plataforma, a resultante de vento, de corrente e onda não conseguem deslocar de forma significativa o centro de rotação, possibilitando desta forma uma diminuição dos efeitos de onda e movimentos verticais (AMORIM, 2010).

Isso possibilita não só o uso de *risers* rígidos de produção como também a completação seca.

Estas plataformas têm como principais características o calado de operação com cerca de 200 metros, podendo utilizar um sistema de amarração convencional, segundo Amorim (2010).

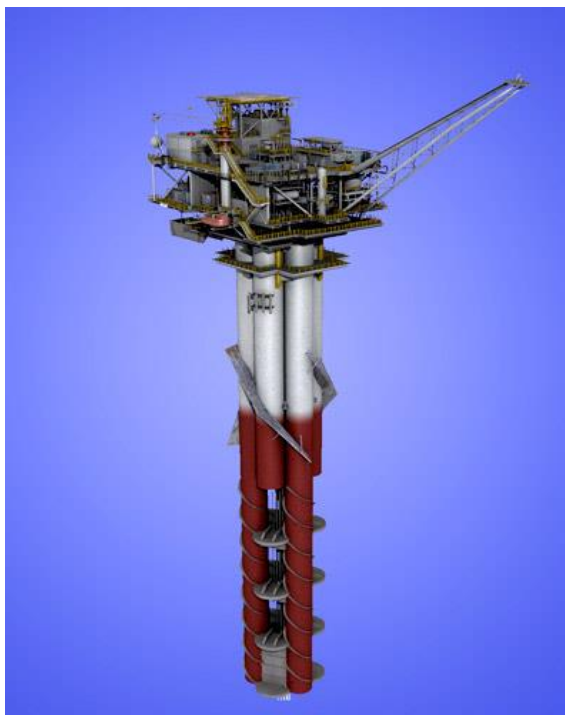


Figura 8 - Plataforma *Single Point Anchor Reservoir*.

Fonte: RIGZONE, 2019

5.2 Cenário do Descomissionamento de plataformas no Brasil.

Um dos maiores focos da ANP é o de aumentar a vida útil dos campos produtores O&G, tendo como foco o fator de recuperação na extração, que atualmente, na média brasileira, está em 21%. Ou seja, apenas 21% de todo o petróleo contido no campo, consegue ser extraído e posteriormente comercializado. Comparando com outros *peers*, internacionais, a taxa de recuperação fica para trás, quando comparado com a média global que é de 35% (FGV, 2021).

Devido à baixa taxa do fator de recuperação, a indústria de O&G brasileira tende a realizar o redensolvimento de campos de produção, além de ampliar as reservas brasileiras, e de avançar tecnologicamente para que um dia sejam alcançadas as taxas de fator de recuperação global.

Como apresentado anteriormente, atualmente existem 40 plataformas com período de operação maior do que 25 anos, ou seja, elas representam 33% de todas as plataformas em operação no Brasil, sendo que a grande parte delas está concentrada nas bacias de Campos e Sergipe-Alagoas (FGV, 2021).

Pode-se notar que no Brasil, as plataformas e campos em fim de vida útil estão chegando próximas da fase de descomissionamento, momento esse em que podem surgir oportunidades em um novo nicho, ainda pouco explorado. O desmonte dessas instalações poderá estimular as indústrias de reciclagem, siderúrgica, adotando-se o modelo de economia circular.

Para isso, a ANP iniciará os Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs) apresentados à Agência, com uma antecedência de pelo menos cinco anos antes do encerramento da produção para os campos *offshore* e dois anos para os campos *onshore* (2020, ANP). Dessa forma, o mercado terá uma previsibilidade de quantas plataformas serão descomissionadas ao longo dos anos, o que afetará de forma positiva, o planejamento da indústria de reciclagem e de desmonte dessas estruturas. Segundo o Painel Dinâmico de Descomissionamento da ANP, existem 99 PDIs protocolados na ANP. Desses 99 PDIs, 41 PDIs foram protocolados e são descomissionamentos de plataformas *offshore*. Desses 41, 29 foram aprovados, 5 sobrestados (com a análise interrompida a espera de algum evento), 4 estão com análise suspensa e para uma nova análise um novo PDI deverá ser apresentado, e 3 que ainda entrarão para análise. Para as plataformas *onshore*, 58 PDIs foram protocolados, desses, 46 aprovados, 6 sobrestado e 6 em análise.

O painel que contém esses dados é público, e para sua elaboração foi utilizado o programa da empresa *Microsoft*, chamado *Power BI*. O painel é disponibilizado para consulta de forma *online* e pode ser consultado a qualquer momento, onde nele é apresentado o status em tempo real, do descomissionamento no Brasil.

Portanto, há a expectativa de que ocorram diversos descomissionamentos de plataformas nos próximos anos, principalmente, nas bacias de Campos e Potiguar e Sergipe-Alagoas (FGV, 2017). Entretanto, o fato de o setor apresentar uma oportunidade no ramo de descomissionamento, a complexidade para realizar as operações é sem dúvida algo que envolve alta tecnologia. Soma-se a isso o fato de que os custos aumentam em função da profundidade dos projetos (Martins, 2015).

O cenário brasileiro de plataformas é caracterizado por ter estruturas complexas devido ao fato de que as plataformas operam em águas profundas e ultra profundas. Das plataformas brasileiras, 57% são fixas, 24% são FPSOs, 14% são semissubmersíveis e 5% de outros tipos (ANP, 2021). Dessas plataformas,

aproximadamente 17% encontram-se em águas profundas e 25% encontram-se em lâmina d'água maior que mil metros (ANP, 2021).

Os campos de petróleo em águas profundas e ultra profundas têm uma grande quantidade de dutos, com quilômetros de extensão. A retirada completa de todo sistema dúctil pode resultar em custos elevados, especialmente em campos de elevada profundidade. Pode-se dar como exemplo, o descomissionamento do campo de Brent (localizado no Reino Unido), que apresenta um nível de complexidade elevada e demandou 10 anos de estudos para avaliação das melhores opções (FGV, 2017)

5.3 Etapas do Processo de Descomissionamento

O processo de descomissionamento de um campo pode se dar em etapas: I) Estimativa de custos; II) Abandono de poços; III) Retirada de dutos; IV) Segurança e preparação *topside*; V) Remoção das estruturas *topside*; e IV) reciclagem (OIL & GAS UK, 2021). Cada etapa será abordada da sequência

5.3.1 Estimativa de Custos

O planejamento do descomissionamento é complexo, e por isso deve-se ser iniciado antes mesmo do fim do processo de produção de um campo. É um processo longo e varia consideravelmente de acordo com o seu tamanho e complexidade. O processo de descomissionamento de um campo pode ocorrer de modo fracionado, em etapas.

Logo, pode ser que ocorra a desativação de algumas instalações e o abandono de alguns poços, enquanto o campo continua em processo de produção (OIL & GAS UK, 2021). As fases de descomissionamento frequentemente são planejadas e estão interligadas, ou seja, o atraso em uma das etapas, pode acarretar atrasos em todo o planejamento. Frequentemente, países onde há atividade petrolífera *offshore*, o plano de descomissionamento deve ser submetido para a análise e, conseqüentemente aprovada, antes do início das atividades. Os órgãos responsáveis sobre o tema devem

ser responsáveis pela aprovação do projeto, além de fiscalizar para que o plano de ação não desobedeça aos prazos estipulados. (OIL & GAS UK, 2021).

5.3.2 Abandono de Poços

Uma das etapas do processo de descomissionamento é a etapa onde os poços deverão ser isolados de tal forma que impeça que os fluídos do reservatório entre em contato direto com outros meios permeáveis e o mar.

Esta etapa deve ser executada conforme os regulamentos de cada órgão responsável governamental e realizada com base nas melhores práticas da indústria para garantir operações seguras e evitar acidentes (OIL & GAS UK, 2021).

5.3.3 Retirada de Dutos

Na retirada dos dutos, a primeira etapa é a sua despressurização de forma que os hidrocarbonetos que ainda estão presentes possam ser retirados e, após isso, caso ainda sobrem alguns resíduos, os dutos devem ser limpos.

Após a sua higienização, o duto deverá ser levado ao seu destino, podendo ser removido e levado para reciclagem ou reuso, ou afundado no leito marinho para que assim estimule o desenvolvimento de vida marinha. (OIL & GAS UK, 2021). Os dutos serão utilizados como berçário da vida marinha, uma vez que recife de corais podem se fixar na estrutura, dando assim início a um ecossistema local mais propício para o desenvolvimento da vida marinha (CLAISSE, 2015)

5.3.4 Segurança e Organização *Topside*

As estruturas *topside* são estruturas onde grandes equipamentos são posicionados e fixados. A estrutura *topside* nada mais é do que a base, para que se possa instalar grandes equipamentos e diversos outros sistemas, como: o sistema de geração de energia, compressão de gás, entre outros (VALADÃO, 2011).

Antes da plataforma ser preparada para a sua remoção, as estruturas *topside* devem ser higienizadas, limpas, objetivando remover vestígio de hidrocarbonetos. Após a garantia que todos os equipamentos dessa etapa podem ser transportados de forma segura, os módulos das estruturas *topside* devem ser separados e os equipamentos necessários para a remoção devem ser mobilizados (OIL & GAS UK, 2021).

5.3.5 Remoção das Estruturas *Topside*

Nesta fase as estruturas *topside* são removidas e transportadas até à costa litorânea. Em seguida são transportadas para um local onde serão realizadas a reciclagem e o possível reuso do material, ou até mesmo o descarte.

A maneira que as estruturas *topside* são removidas do convés depende do peso delas. Em casos em que as estruturas são grandes e pesadas é realizada o corte delas por meio de maçaricos. Dessa maneira elas ocuparão menos espaço e o transporte será mais fácil (OIL & GAS UK, 2021).

5.3.6 Reciclagem

Essa fase do planejamento do descomissionamento aborda as atividades envolvidas com o gerenciamento do descarte, reutilização, desconstrução e limpeza, além do manuseio de resíduos perigosos (OIL & GAS UK, 2021).

5.4 A Regulação do Descomissionamento

Neste tópico serão introduzidos os agentes reguladores da indústria de petróleo e as melhores práticas relativas ao descomissionamento de campos no Brasil, Noruega e Reino Unido, respectivamente.

5.4.1 Brasil

5.4.1.1 Legislação

Na década de 1970 discussões sobre os impactos da E&P no meio ambiente começaram no Brasil; contudo, tais discussões repercutiram na legislação brasileira apenas a partir da década seguinte.

As primeiras legislações surgiram por volta de 1980, foram a Lei nº6.938/81, quando foi instituída a Política Nacional de Meio Ambiente e a Lei nº7.453/85 que incluiu o termo “proteção ao meio ambiente” (TEIXEIRA, 2012). A lei conhecida como a Lei do Petróleo, nº9.478, instaurou uma nova Política Energética Nacional que trouxe modificações na regulamentação da área, mencionando também sobre atividades de monopólio sobre o setor de petróleo; além disso criou o Conselho Nacional de Política Energética e, o mais importante, criando a ANP, agência reguladora das atividades do setor no Brasil.

A ANP tem o papel de fazer com que as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo e seus derivados sejam cumpridas, objetivando também a preservação do meio ambiente (ANP, 2022). A Agência Nacional do Petróleo também tem o papel de definir padrões das normas aplicáveis à indústria e aos mercados de petróleo. A institucionalização da ANP iniciou uma nova fase na regulamentação relativa às atividades de petróleo e gás no Brasil (ANP, 2022).

No ano de 2007, com a descoberta de novas jazidas de petróleo no Brasil, o pré sal, a legislação brasileira relacionada *ao setor petrolífero* teve que ser revista. O processo de renovação da legislação iniciou-se em 2007, com conclusão em meados de 2010, quando entrou em vigor.

Em 2010, o marco regulatório da indústria petrolífera, composto por três leis federais: a Lei nº 12.276 (cessão onerosa à Petrobras), a Lei nº 12.304 (Pré-sal Petróleo S.A.) e a Lei nº 12.351 (Regime de Partilha da Produção).

Em 27 de Abril de 2020 a ANP publicou a Resolução ANP nº 817/2020 que entrou em vigor no dia 04 de maio de 2020. Nela, apesar de não ser uma resolução conjunta ela é resultado de um grupo de trabalho multidisciplinar envolvendo

autoridades da ANP, Ibama e Marinha do Brasil. Como objetivo a resolução priorizou a padronização dos procedimentos adotados por esses órgãos em relação ao tema do descomissionamento na indústria do petróleo e gás natural (ANP, 2020).

Neste sentido, as empresas deverão apresentar um Plano de Descomissionamento de Instalações (PDI) único para ANP, Marinha do Brasil e Ibama o que, segundo a Agência Nacional do Petróleo, deverá proporcionar maior segurança jurídica e agilidade ao processo.

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 (ANP, 2020).

A tomada de decisão por alternativa diferente da remoção deve ser justificada e embasada em análise comparativa considerando minimamente cinco critérios: técnico, ambiental, social, segurança e econômico.

Ainda de acordo com a resolução, os critérios mencionados devem avaliar os seguintes aspectos:

- I- Técnico: avaliação da viabilidade e da complexidade técnica das alternativas considerando as características das instalações e as tecnologias existentes (ANP, 2020);
- II- Ambiental: avaliação dos riscos e dos impactos ambientais das alternativas nos ambientes marinho, terrestre e atmosférico (ANP, 2020);
- III- Social: avaliação dos impactos das alternativas às comunidades e aos demais usuários do mar e da perspectiva de variação dos postos de trabalho (ANP, 2020);
- IV- Segurança: avaliação dos riscos das alternativas aos trabalhadores dos ambientes marítimo e terrestre, aos demais usuários do mar e a terceiros (ANP, 2020);
- V- Econômico: estimativa dos custos dos projetos das alternativas (ANP, 2020).

5.4.1.2 Agentes Reguladores

A regulação da atividade de descomissionamento envolve diversos órgãos brasileiros, onde destacam-se: a ANP, o IBAMA, a Marinha do Brasil.

A ANP possui quatro resoluções relacionadas ao descomissionamento de projetos *offshore*, são elas:

A resolução ANP nº 27/2006, expõem os procedimentos que devem ser realizados para que ocorra a desativação das instalações e especifica as condições necessárias para a devolução de áreas de concessão durante a fase de produção. O objetivo é dar maior padronização e previsibilidade aos planos de descomissionamento das empresas (ANP, 2022).

A resolução ANP nº 43/2007, declara o Regime de Segurança Operacional para as Instalações de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural e estabelece o Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional, que em suma é um regulamento que objetiva: “estabelecer normas para a proteção da vida humana e do meio ambiente e garantir a segurança operacional das instalações marítimas” (ANP, 2022).

A resolução ANP nº41/2015, trata do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS). Essa resolução, aborda o tema da “Desativação Permanente”, onde é definida como a “retirada de operação do duto ou sistema submarino em caráter definitivo” (ANP, 2022).

A resolução ANP nº46/2016, refere-se ao Sistema de Gerenciamento da Integridade de poços (SGIP), que trata, entre outros aspectos, do abandono permanente de poços.

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, (IBAMA), foi criado em 1989. O IBAMA é o órgão responsável pela realização da Política Nacional para o Meio Ambiente, e estimula diversas atividades para a conservação e preservação do meio ambiente (IBAMA, 2022). O Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA encontra-se acima do IBAMA e tem como atribuição

ser um órgão consultivo e deliberativo do Sistema Nacional do Meio Ambiente – SISNAMA (IBAMA, 2022).

Quanto ao descomissionamento, a Resolução IBAMA – CONAMA nº 001/86 define obrigatoriedades no levantamento e análise de qual será o impacto ambiental (IBAMA, 2022). O IBAMA dá um enfoque maior principalmente em resíduos sólidos, citada na Lei nº12.305 de 2010. Ela condena o abandono de estruturas submarinas e plataformas no seu local de utilização e o lançamento das estruturas em águas mais profundas. A instituição também proíbe a remoção e o descarte das estruturas sem uma destinação final adequada em terra.

Para que haja a aprovação do descomissionamento pelo IBAMA, as empresas devem fazer uma “Análise de Alternativas e Avaliação Comparativa” para cada uma das opções de descomissionamento das estruturas do campo.

A Marinha do Brasil tem a função de autorizar e fiscalizar às operações de descomissionamento, exigindo prévia comunicação ao Capitão dos Portos da jurisdição sobre a intenção de descomissionamento da unidade.

A Marinha do Brasil considera que é necessário a avaliação, por parte das empresas, de todas as estruturas remanescentes visando determinar a necessidade ou não de serem cartografadas e sinalizadas. Outra exigência da Marinha é a apresentação de um plano de reboque indicando um local de destino para as estruturas transportadas (NUNES, 2017).

5.4.2 Noruega

5.4.2.1 Histórico e Práticas

As plataformas marítimas norueguesas foram abertas de forma gradual para a exploração e produção de petróleo na década de 1970, via rodadas de concessão, porém, com um número limitado de blocos participantes das concessões. Primeiramente, a exploração iniciou-se pelas áreas que apresentavam maior potencial de exploração com grandes descobertas.

Com os grandes campos sendo explorados inicialmente, foi construída uma grande infraestrutura para suprir a demanda destes grandes campos, conseqüentemente essa mesma infraestrutura foi utilizada para a exploração de campos menores e que se localizam próximos a esses grandes campos pioneiros.

Nos tempos atuais, grande parte dos enormes campos estão em declínio da produção. Por outro lado, muitos campos de menor produção vêm recebendo investimentos. Conseqüentemente, o cenário que se tem na Noruega é de que a produção não está mais concentrada nos enormes e antigos campos, ou seja, a produção de petróleo encontra-se dividida entre campos de diferentes tamanhos (NORWEGIAN PETROLEUM, 2022).

5.4.2.2 Legislação

Em se tratando de descomissionamento e legislação, as empresas licenciadas devem fornecer um plano ao Ministério do Petróleo e Energia, com um prazo de dois a quatro anos antes de expirado o contrato ou na entrega do bloco ou no encerramento das atividades de uma instalação.

O plano de descomissionamento deverá ser constituído de duas partes principais: I) um plano de desativação e II) uma avaliação de impacto.

O descomissionamento na Noruega não significa apenas o encerramento da produção em campos de petróleo, inclui também a retirada das instalações, tais como: oleodutos e gasodutos entre outras atividades (NORWEGIAN PETROLEUM, 2022).

Na Noruega, geralmente as instalações *offshore* são removidas pelas empresas detentoras da concessão. Porém, o governo norueguês também pode optar por assumir as instalações, caso o estado queira explorar o local ou fazer estudos e pesquisas (NORWEGIAN PETROLEUM, 2022).

Os custos e os danos causados pelo processo de descomissionamento são de responsabilidade das empresas que atuam na concessão. Vale ressaltar, caso haja a compra da concessão por outra empresa, a empresa que está comprando o direito de exploração, será corresponsável pelo descomissionamento perante o governo norueguês (NORWEGIAN PETROLEUM, 2022).

5.4.2.3 Agentes Reguladores

Na Noruega, os principais projetos de desenvolvimento e assuntos de importância pública devem ser aprovados pelo poder legislativo, que é responsável por fiscalizar o governo. Logo, as atividades petrolíferas também são alvo de decisões legislativas (NORWEGIAN PETROLEUM, 2022).

Os Ministério do Trabalho, Petróleo e Energia, Meio Ambiente e das Finanças ministérios são responsáveis pela execução dos papéis relacionados à política do petróleo (NORWEGIAN PETROLEUM, s.d.).

Subordinado ao Ministério do Petróleo e Energia, o *Norwegian Petroleum Directorate* é apenas um órgão consultivo e que têm o papel de gestor de recursos. O órgão responsável por regular a segurança, a preparação para emergências e o ambiente de trabalho em atividades petrolíferas é o *Petroleum Safety Authority Norway*, subordinado ao Ministério do Trabalho (NORWEGIAN PETROLEUM, 2022).

O ramo de petróleo e gás norueguês é dirigido pela lei número 72, de 29 de novembro de 1996, mais conhecida como Lei do Petróleo. Nela, são apresentadas os regulamentos gerais e requisitos para todas as etapas de um campo de petróleo, desde a etapa de concessão, até a etapa de descomissionamento de campos (NORWEGIAN PETROLEUM, 2022).

O país também segue as diretrizes chamada de NORSOK, que têm o objetivo de garantir segurança e retorno financeiro, rentabilidade, para o setor de *oil and gas* na Noruega, sendo a indústria petrolífera norueguesa responsável pela sua implementação. As diretrizes NORSOK visam à substituição das especificações internas das empresas petrolíferas por regulamentos das autoridades reguladoras (NORWEGIAN PETROLEUM, 2022).

5.4.3 Reino Unido

5.4.3.1 *Histórico e Práticas*

No começo do século XX, a utilização de derivados de petróleo substituiu de forma gradativa o carvão como principal matriz energética. Dessa forma, as jazidas de carvão passaram a perder a atratividade a atenção dos investidores.

Na década de 50, o Reino Unido estava longe de ser autossuficiente na produção de petróleo, por isso importava grande parte do petróleo que consumia. Entretanto, na década de 60 em diante, reservas petrolíferas grandes foram descobertas no Mar do Norte (localizado no norte da Escócia). Assim, as atividades de exploração foram iniciadas por volta do ano de 1964.

Atualmente, o cenário do Reino Unido é um tanto quanto diferente e pessimista. As receitas geradas pela produção de petróleo no Reino Unido tiveram grande queda, como consequência da queda nos preços do petróleo no mundo e a falta de investimentos em novas descobertas.

Devido a isto, estima-se que aproximadamente 50% dos campos petrolíferos registraram perdas financeiras em 2020, segundo a Oil & Gas UK (2020). Devido a esse cenário pouco favorável, há um alto risco de fechamento de campos maduros, o que poderá levar ao fim das atividades em campos menores, que possuem dependência direta da infraestrutura dos campos mais antigos (Oil & Gas UK, 2020).

Neste contexto, o descomissionamento de campos no Reino Unido é um desafio para as autoridades reguladoras.

5.4.3.2 *Legislação*

No Reino Unido, um programa de descomissionamento deverá definir as etapas e medidas para a desativação dos dutos e instalações, assim como mostrar de forma detalhada quais serão os métodos que serão realizados no descomissionamento. Geralmente, este processo abrange uma grande quantidade de atividades, tais como: a retirada de substratos do leito do mar que foram consequência da operação da plataforma e do descomissionamento e realizar o monitoramento da

área levando em conta aspectos ambientais após a remoção das instalações. Após a aprovação do programa de descomissionamento, a empresa pode dar início ao programa. Uma vez aprovado, o programa de descomissionamento pode ser executado pela empresa, seguindo o cronograma apresentado no programa apresentado as autoridades: *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* e o *Oil & Gas Authority*. Autoridades governamentais do Reino Unido, que serão apresentadas no tópico a seguir.

5.4.3.3 Agentes Reguladores

No Reino Unido o *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* (DBEIS) é responsável por definir quais são as políticas relacionadas às atividades petrolíferas (Oil & Gas UK, 2020).

O *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning* (OPRED), órgão subordinado ao DBEIS, tem a responsabilidade de assegurar que os requisitos legais sejam cumpridos durante o processo de descomissionamento de campos (Oil & Gas UK, 2020).

A *Oil & Gas Authority*, entidade também que responde ao DBEIS, é responsável por licenciar e regular do setor de petróleo e gás. Também é função dessa entidade a assegurar que a legislação ambiental estão sendo aplicadas (Oil & Gas UK, 2020).

A *Oil & Gas Authority* e o *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* realizam um trabalho em conjunto na avaliação dos programas de descomissionamento como exigido pela *Energy Act* – lei que entrou em vigor no início de 1991 e serve como base jurídica para regulamentar o setor de energia. Dessa forma, as duas entidades avaliam os programas de descomissionamento objetivando que as metas principais do *Maximise Economic Recovery* (visão maximizar a recuperação do petróleo) sejam atingidos (Oil & Gas UK, 2020).

Internacionalmente, as obrigações do Reino Unido em relação ao descomissionamento de campos são regidas pela *Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic*. Essa convenção é um instrumento legislativo que regulamenta a cooperação internacional quanto à proteção ambiental no Atlântico Noroeste (Oil & Gas UK, 2020).

5.5 Desafios do Descomissionamento no Brasil

Por meio da leitura dos materiais selecionados nesse trabalho, é nítido notar que a demanda por descomissionamento nos próximos anos será alta. Dessa forma, muitos investimentos serão destinados a essa etapa final de uma plataforma petrolífera, fato preocupante uma vez que ainda existem as incertezas, sobre quais são os melhores métodos para se realizar o descomissionamento. O descomissionamento evolui no sentido de estipular proibições quanto as práticas, sem definir quais são os melhores métodos para sua execução, especialmente quando são levados em conta plataformas fixas e sistemas submarinos (ALMEIDA, 2017). Essa dúvida sobre uma etapa tão importante pode gerar impactos econômicos relevantes. Um exemplo disso é o fato de que as negociações de ativos maduros são diretamente afetadas, uma vez que os interessados na compra dos ativos não sabem ao certo o custo do descomissionamento.

Segundo Almeida (2017), essa incerteza regulatória tem um impacto direto no desinvestimento nos ativos da Petrobras. Além de não ser possível estimar com precisão os custos do descomissionamento, não está clara qual é a responsabilidade do operador que realiza a compra dos ativos da estatal. Outro ponto que vale a pena ressaltar é o de que muitas vezes as soluções tecnológicas para o descomissionamento não estão presentes em território brasileiro. Segundo Almeida (2017) a previsibilidade da demanda de serviços de descomissionamento é uma condição necessária para atrair empresas prestadoras de serviços capacitados.

Logo, com um processo bem definido de descomissionamento, empresas serão atraídas para o território nacional para prestarem serviços, o que pode reduzir os custos do descomissionamento, uma vez que a concorrência pode gerar a diminuição dos preços dos serviços prestados. Portanto, existe espaço para ampliar, aprimorar e melhorar a regulação do descomissionamento no Brasil, visando a maior integração entre entidades públicas e privadas.

Na figura 10, pode-se ter dimensão do montante monetário, em reais, que a indústria do descomissionamento pode gerar no Brasil. As projeções são de que já em 2023, haja um investimento recorde de cerca de R\$6,2 bilhões apenas para a

desativação dos campos, em todo o Brasil. Totalizando um valor de R\$17,8 bilhões nos próximos três anos.

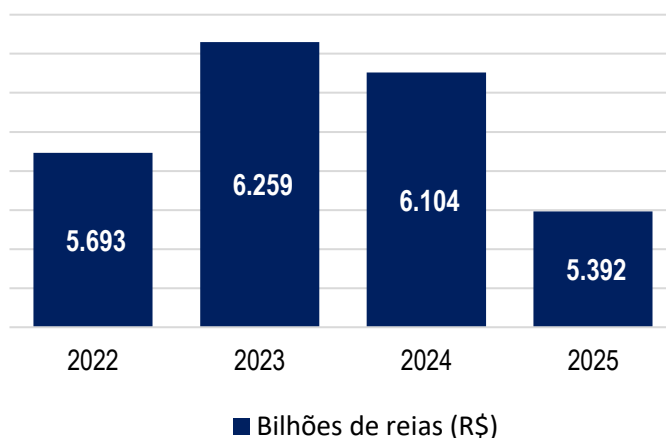


Figura 9 - Idade das plataformas brasileiras

Fonte: FGV – ANP, 2021.

A esses valores de desativação do campo, pode-se somar ainda o montante monetário referente a expectativas de gastos com: arrastamento e abandono de poço, retirada dos equipamentos utilizados na operação da plataforma, a recuperação das áreas em que a plataforma está localizada e outras atividades. Somando esses valores, há projeção de que os investimentos nessa área podem chegar a R\$46,9 bilhões (figura 11).

Atividades	2022	2023	2024	2025	Total
Arrastamento e abandono de Poços	3,3	3,7	4,8	4,0	15,8
Retirada de Equipamentos	2,3	2,5	1,2	1,3	7,3
Recuperação de áreas	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3
Outros	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Desativação do Campo	5,7	6,3	6,1	5,4	23,4
Total	11,4	12,5	12,2	10,8	46,9

Figura 10 - Previsão de investimentos por atividade (2022 - 2025)

Fonte: Tabela ANP 2021

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

6.1 Análise dos Processos de Descomissionamento

Neste tópico serão analisados os processos de descomissionamento de campos *offshore* de acordo com as regulamentações e legislações de cada país, sendo eles: Brasil, Noruega e Reino Unido.

O objetivo desta análise comparativa é evidenciar a existência de pontos fortes e fracos da regulamentação brasileira existentes ao comparar os processos e as melhores práticas às de regiões referências mundiais: Noruega e Reino Unido.

Nos fluxogramas que serão apresentados nas figuras 13, 14 e 15, onde estão resumidos os processos de descomissionamento, serão utilizadas as seguintes legendas de cor:

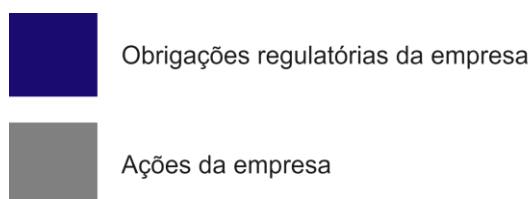


Figura 11 - Legenda dos fluxogramas a seguir.

Fonte: Elaboração própria

Em que:

- I- Obrigações regulatórias: Representa todas as obrigações regulatórias da empresa dona do título de exploração e produção do campo e deveres de descomissionar o campo no final da vida útil.
- II- Ações da empresa: Representa todas as decisões e ações tomadas pela empresa dona do título de exploração e produção do campo que não são obrigações regulatórias, mas poderão se transformar em obrigações, no final da vida útil do poço.

6.1.1 Brasil

O processo a seguir retrata resumidamente o que deve ocorrer num descomissionamento de acordo com a legislação no Brasil.

No fluxograma mostrado na figura 13, temos as etapas que uma empresa de exploração e produção deve passar num processo de descomissionamento de campo de acordo com a regulação no Brasil. Abaixo, detalhou-se cada uma das ações.

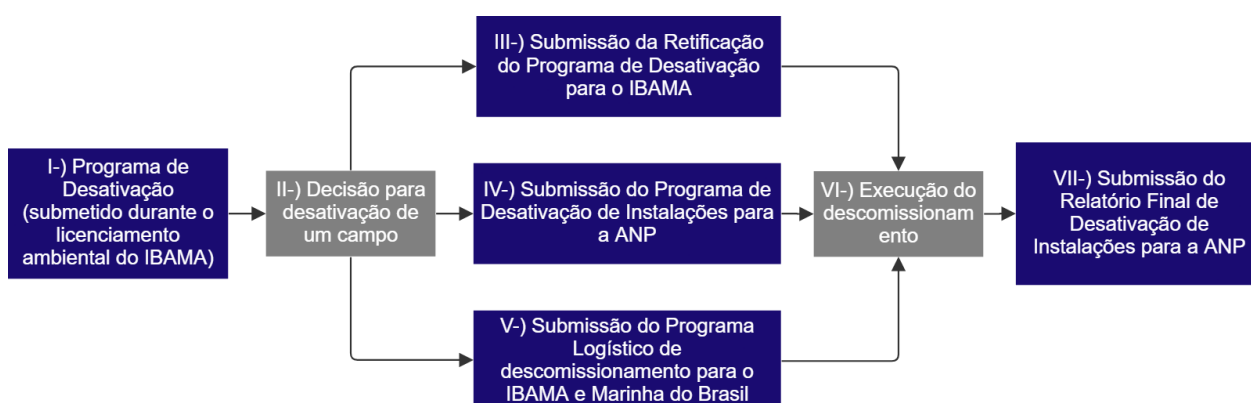


Figura 12 - Processo de Descomissionamento de campo no Brasil.

Fonte: Elaboração própria – SILVEIRA, 2018

- I- Projeto de desativação submetido durante o licenciamento ambiental ao IBAMA: para a obtenção da licença de operação de um campo no Brasil é necessária a submissão de alguns documentos ao IBAMA, de acordo com Resolução CONAMA nº 23, de 7 de dezembro de 1994. Entre estes documentos está o Estudo de Impacto Ambiental – EIA, uma versão preliminar do Projeto de Desativação do campo que deve fazer parte do

Figura 12 – Processo de Descomissionamento de campo no Brasil.

Fonte: Elaboração própria – SILVEIRA, 2018

Estudo de Impacto Ambiental (etapa III) (SILVEIRA,2018).

- II- Decisão de descomissionamento de campo.
- III- Submissão da retificação do projeto de desativação para o IBAMA: como condicionante da Licença de Operação, um projeto de desativação

atualizado deve ser apresentado ao IBAMA, entre 90 e 60 dias antes da execução.

- IV- Submissão do programa de desativação de instalações para a ANP: em prazo não inferior a 180 dias antes do término da produção, a empresa deve submeter à Agência Nacional de Petróleo um Programa de Desativação das Instalações. Nesse documento deve estar descrito em detalhes todas as ações necessárias para a desativação das instalações. O Programa de Desativação das Instalações deverá cumprir estritamente a legislação aplicável e estar de acordo com as melhores práticas da indústria mundial do petróleo, uma vez que não existem diretrizes brasileiras específicas. A empresa deverá apresentar garantias de desativação e abandono, a partir da conclusão dos investimentos previstos no Plano de Desenvolvimento (ANP, 2006).
- V- Submissão do plano logístico de descomissionamento para a Marinha do Brasil: no caso de embarcações e plataformas *offshore*, deverá ser apresentado ao IBAMA e a Marinha do Brasil um plano logístico do descomissionamento, onde deve abranger todo o tratamento realizado para a adequação junto à finalidade proposta, com a remoção total de substâncias e materiais potencialmente poluentes, de acordo com as Normas da Autoridade Marítima para a Atividade de Inspeção Naval. Tal plano logístico deve ser submetido antes do início das operações de descomissionamento (SILVEIRA,2018).
- VI- Realização do descomissionamento do campo.
- VII- Submissão do relatório final de desativação de instalações à ANP: descrever as atividades realizadas enfatizando os aspectos de proteção ambiental e segurança operacional, incluindo o registro fotográfico com a identificação das instalações (ANP, 2006)

Analisando o fluxograma elaborado, é fácil notar que são submetidos três documentos distintos ao IBAMA. Além de serem em estágios diferentes da vida útil do campo. O primeiro documento é submetido durante a fase de licenciamento do campo, em um momento muito anterior ao fim da vida útil, quando ocorre o descomissionamento. Ou seja, alguns anos antes de chegar ao início da vida útil do

campo, o que pode causar inviabilidades, uma vez que o período em que o documento foi elaborado e a execução do que o documento propõe, podem estar defasados tecnologicamente, e conseqüentemente serem mais custoso, ou até mesmo inviáveis (SILVEIRA, 2018).

6.1.2 Noruega

No fluxograma mostrado na figura 14, temos as etapas que uma empresa de exploração e produção deve passar num processo de descomissionamento de campo de acordo com a legislação da Noruega.

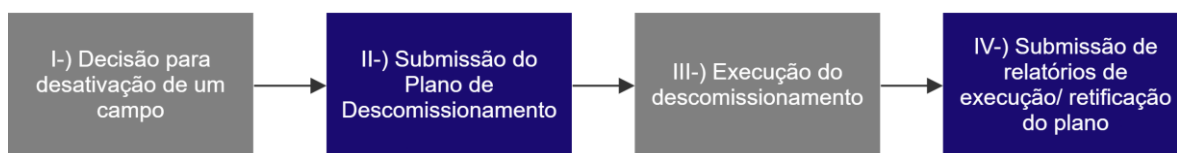


Figura 13 - Processo de Descomissionamento de campo na Noruega.

Fonte: Elaboração própria – Dados: SILVEIRA, 2018

Abaixo, detalhou-se cada uma das ações presentes na figura 14.

- I- Decisão de descomissionamento de campo.
- II- Submissão do Plano de Descomissionamento: O plano de descomissionamento deve ser preparado de acordo com a Seção 5-1 da Lei do Petróleo Norueguesa e ser submetido ao *Ministry of Petroleum and Energy* e *Ministry of Labour and Social Affairs* com cópias para o *Norwegian Petroleum Directorate* e para a *Petroleum Safety Authority*. O programa de descomissionamento deve ter orientações e propostas sobre o encerramento da produção e em qual local serão colocadas as instalações, que antes estavam na plataforma. O programa proposto deve ter as informações e avaliações necessárias para a tomada de decisão sobre o futuro das instalações. O *Ministry of Petroleum and Energy* pode pedir mais informações e avaliações, ou exigir um plano novo ou uma revisão, caso o programa apresentado não seja satisfatório. Caso o *Ministry of Petroleum and Energy*

aprove ou decida de outra forma, o programa de descomissionamento deve ser apresentado nos primeiros cinco anos ou no máximo dois anos antes do término da vida da instalação, ou seja, quando o poço estiver encerrado permanentemente. O programa de descomissionamento deve conter as seguintes descrições, para que seja satisfatório e aprovado: levantamento de riscos durante e após uma possível remoção; métodos planejados em caso de remoção; análises planejadas; operações planejadas em caso de possível remoção; assuntos para uma implementação prudente; e medidas para a prevenção de poluição”. (SILVEIRA, 2018)

III- Realização do descomissionamento do campo.

IV- Submissão de relatórios de execução / retificação do plano: Caso alguma das operações não seja seguida da forma como foi apresentada no programa de descomissionamento, que anteriormente foi aprovado, a empresa deverá submeter um relatório retificando o plano. Essa retificação, se não estiver em linha com as melhores práticas NORSOK, ocorrerá em multas a empresa.

6.1.3 Reino Unido

No fluxograma, mostrado na figura 15, temos as etapas que uma empresa de exploração e produção deve passar num processo de descomissionamento de campo de acordo com a regulação no Reino Unido.

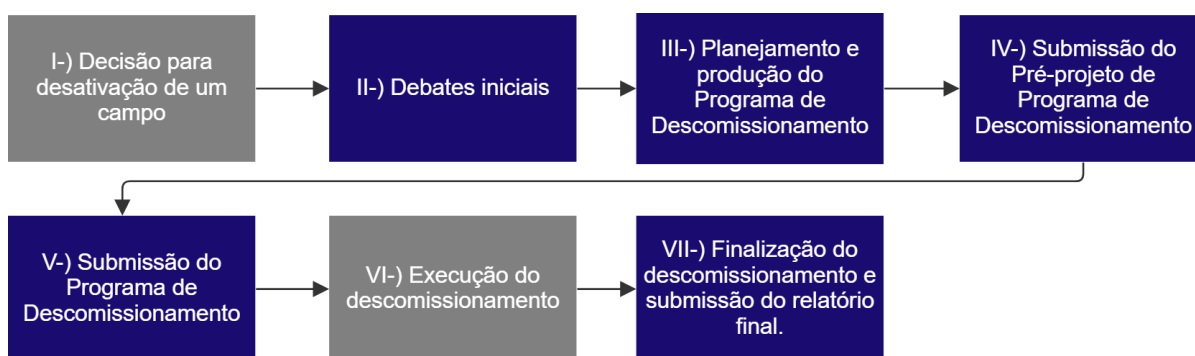


Figura 14 - Processo de Descomissionamento de campo no Reino Unido.

Fonte: Elaboração própria – SILVEIRA, 2018

Abaixo, detalhou-se cada uma das ações presentes na figura 15.

- I- Decisão de descomissionamento de campo.
- II- Debates Iniciais: discussões detalhadas entre a empresa operadora e a *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning*.
- III- Planejamento e produção do programa de descomissionamento: início da produção do programa de descomissionamento a partir das discussões com a *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning*.
- IV- Submissão do pré-projeto do programa de descomissionamento: submissão do pré-projeto do programa de descomissionamento para que fique disponível ao público. O plano fica disponível no site da *Department for Business, Energy & Industrial Strategy*. A *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning* envia a empresa operadora os seus comentários sobre o pré-projeto. A empresa incorporará todos os comentários e em seguida o *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning* dirigirá um requisito formal para que a empresa submeta a versão final do programa de descomissionamento.
- V- Submissão do programa de descomissionamento: aprovação do programa de descomissionamento pelo Secretário de Estado.
- VI- Execução do descomissionamento: de acordo com o programa submetido ao OPRED, a empresa realizará o descomissionamento, a retirada de substratos do leito do mar, que foram consequência da operação da plataforma e do descomissionamento, realizar o monitoramento da área levando em conta aspectos ambientais
- VII- Finalização do descomissionamento e submissão do relatório final: A empresa realiza o monitoramento pós-descomissionamento, conforme especificado no programa. Relatórios enviados para a *Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning* são repassados à *Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic*.

No Reino Unido, o plano de descomissionamento deve ser submetido inicialmente na forma de um pré-projeto, que posteriormente é disponível para consulta pública. Os comentários das autoridades, organizações não governamentais

e de todos os interessados devem ser analisados pela empresa. Posteriormente, ela enviará a versão final do projeto, que após aprovada deverá ser seguida detalhadamente durante toda a operação de descomissionamento.

7 CONCLUSÃO

Por meio da análise comparativa realizada durante o levantamento sobre como é abordado o tema do descomissionamento dos campos *offshore*, em países em que o tema está mais avançado, chegou-se à conclusão de que o Reino Unido é o país que está mais avançado, uma vez que já passou por diversas experiências anteriormente. Esse fato, pode ter sido fundamental para que o assunto tenha sido mais desenvolvido durante os anos. Isso pode ser evidenciado quando se compara o número de diretrizes que tal país possui para a abordagem do assunto de forma mais clara e transparente.

A regulação brasileira ainda não está desenvolvida suficientemente para assegurar que o processo de descomissionamento de plataformas *offshore*, ocorram de forma segura, no âmbito operacional e ambiental.

Atualmente o processo de descomissionamento brasileiro possui muitos documentos criados pelas empresas de exploração e produção, porém não há proximidade com o órgão regulador durante o descomissionamento, contrário ao que ocorre nos países estudados. Durante a pesquisa pode-se notar que o Reino Unido é o país que tem a maior quantidade de diretrizes relacionadas ao descomissionamento de campos *offshore*, além de ter um processo de avaliação dos programas de descomissionamento, estruturado e realizado de forma mais transparente.

Diretrizes mais completas, detalhadas e técnicas levam a práticas mais seguras, como é o caso dos conduzidos na Noruega. Uma maior fiscalização das operações e a presença de diretrizes mais detalhadas no Brasil beneficiarão a segurança operacional e ambiental do descomissionamento. Neste caso, a Noruega e o Reino Unido são exemplos a serem seguidos.

As exigências regulatórias brasileiras em termos de documentação para o descomissionamento é mais extensa que a norueguesa. O Brasil exige três documentos e a Noruega apenas um. Entretanto, a Noruega possui mais diretrizes.

Em 2020, com a publicação da resolução ANP nº 817/2020 a regulação brasileira iniciou sua evolução em termos de mecanismos regulatórios, uma resolução com diretrizes claras, porém com pouco detalhamento de como os processos devem ser realizados. Entretanto ainda falta certa coordenação entre os órgãos reguladores/fiscalizadores envolvidos, uma vez que a empresa que pretende iniciar o descomissionamento, deve apresentar três relatórios para dar entrada no processo de análise.

Soma-se a isso, a necessidade de atualização das normas à realidade brasileira, tanto em relação a complexidade da remoção dos sistemas de produção marítimos de plataformas ultra profundas, quanto em relação as estruturas e regulamentos existentes para destinação dos equipamentos retirados da plataforma e que devem ser destinados a reciclagem. Normas para geração e destinação de resíduos especiais, radioativos; quanto na área ambiental ao abordar o monitoramento após o descomissionamento.

Outros setores da sociedade, como as empresas que olham o setor do descomissionamento como uma oportunidade de gerar renda, olham a diversidade e quantidade de normas existentes de forma cética, uma vez que os representantes desse setor buscam a simplificação da regulação, como forma de tornar o ambiente mais atrativo para que operadores independentes atuem no Brasil.

Para que o setor de descomissionamento atraia investimentos de empresas privadas, é essencial que seja estabelecido uma regulação que possua objetivos claros e definidos, além de apresentar transparência das regras regulatórias e dos processos que as acompanham.

A mesma transparência é necessária quanto às atribuições e exigências de cada um dos órgãos envolvidos, sendo importante que exista uma melhor integração entre eles, a fim de evitar riscos de interpretações e decisões contraditórias.

Comparando a regulação do Reino Unido e da Noruega, que se apresentam com uma grande quantidade de campos maduros e já nos anos finais da produção, o Brasil precisa destinar uma atenção adequada esse assunto, pois possui campos em estágio avançado de declínio no nordeste e sudeste do país.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Edmar, COLOMER, Marcelo. **Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade Upstream no Brasil**. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia. Cooperação de Pesquisa IBP – UFRJ. 2017. Disponível em: < <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regula%C3%A7%C3%A3o-do-Descomissionamento-site2.pdf> > Acesso em: 23 set. 2022.

AMORIM, Tailand Oliveira. **PLATAFORMAS OFFSHORE: Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento**. UEZO- Centro Universitário Estadual da Zona Oeste. Rio de Janeiro. Dezembro de 2010. p. 70. Disponível em: <<http://www.uezo.rj.gov.br/tccs/capi/TailandAmorim.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2021.

ANP. **Governo Federal – Brasil. Ministério de Minas e Energia**. Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e biocombustível. 2022. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/institucional> >. Acesso em: 13 de outubro de 2022

ANP. **Painel Dinâmico – Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção**. Dados de E&P. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjFIMWI0MDgtNWNiNC00OTZILWI3NGQtOGM3MjQwODhjMTMwliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTtytNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9>>. Acesso em: 8 jun. 2021.

ANP. Dados de E&P. **Plataformas em Operação**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>>. Acesso em: 8 jun. 2021.

ANP. Dados de E&P. **Regulamentação técnica de PD&I**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-pd-i/regulamentacao-tecnica-de-pd-i> >. Acesso em: 8 jun. 2021.

CBIE. **Como se aposentam as plataformas?** Setembro de 2019. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/como-se-aposentam-as-plataformas/>>. Acesso em: 8 jun. 2021.

CHAKRABARTI, S.K., **Handbook Of Offshore Engineering: Offshore Structure Analysis**, Inc. Volume 1. Plainfield, Illinois, USA, 2005. Disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/book/9780080443812/handbook-of-offshore-engineering> >. Acesso em: 9 ago. 2022.

CLAISSE, T.; PONDELLA, D.; LOVE, M.; ZAHN, L.; WILLIAMS, C.; BULL, A. (2015). *Impacts From Partial Removal of Decommissioned Oil and Gas Platforms on Fish Biomass and Production on the Remaining Platform Structure and Surrounding Shell Mounds*.

CLICK PETRÓLEO E GÁS. **Descomissionamento no Brasil deverá movimentar R\$ 28 bilhões até 2025 e gerar emprego e renda ao longo de toda essa cadeia.** 26 de janeiro de 2021 Disponível em: <<https://clickpetroleoegas.com.br/descomissionamento-no-brasil-devera-movimentar-r-28-bilhoes-ate-2025-e-gerar-emprego-e-renda-ao-longo-de-toda-essa-cadeia/>>. Acesso em: 9 jun. 2021.

DORNELAS, Luziane Rodrigues. **Descomissionamento de instalações de produção de petróleo offshore.** Universidade Federal Fluminense. Monografia apresentada para obter diploma em Engenharia de Petróleo. 2018. Disponível em: <<https://app.uff.br/riuff/handle/1/8064>>. Acesso em: 8 jun. 2021.

FGV Energia. **Descomissionamento Offshore no Brasil Oportunidades, desafios & Soluções.** Ano 8. janeiro de 2021. Disponível em: <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/30197/caderno_de_descomissionamento_rev4_3_ok.pdf?sequence=1>. Acesso em: 8 jun. 2021.

GROVE, M.A., **Sistema de Posicionamento Híbrido para FPSOs.** Tese de Mestrado em Engenharia Oceânica. Rio de Janeiro: Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2005.

HANNAN, Martin. Profile: 50 years of North Sea oil and gas. He National, 2017. Disponível em: < http://www.thenational.scot/news/15135156.Profile_50_years_of_North_Sea_oil_and_gas/ > Acesso em: 17 de outubro de 2022

IBAMA. **Governo Federal – Brasil.** Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br>> Acesso em: 13 de outubro de 2022

NUNES, L., BOTELHO, F., COSTA, F., et al. Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do *Upstream* no Brasil. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia, 2017. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD_Atratividade-do-Upstream-Brasileiro-para-AI%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf> Acesso em: 13 de outubro de 2022.

IBP. **Especialistas debatem os desafios do descomissionamento de projetos.** 10 de outubro de 2017. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/noticias/especialistas-debatem-os-desafios-do-descomissionamento-de-projetos-de-petroleo-no-ibp/>>. Acesso em: 9 jun. 2021.

IHS MARKIT. 2016. **Decommissioning of Aging Offshore Oil and Gas Facilities Increasing Significantly, IHS Markit Says.** Disponível em: <https://news.ihsmarket.com/prviewer/release_only/slug/energy-power-media-decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si>. Acesso em: 8 jun. 2021.

MACEDO, M. M. B. **Descomissionamento de Instalações Offshore Visão do Regulador.** Apresentação em PPT. In: Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia, 2017, Rio de Janeiro. Disponível em:

<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/08/01_Marcelo-Mafra_IBP_Descomissionamento_22_09_2017.pdf>. Acesso em: 8 jun. 2021.

MARCELLA UNGARETTI. **ESG de A a Z: Tudo o que você precisa saber sobre o tema - XP Investimentos.** EXPERT. Disponível em: <<https://conteudos.xpi.com.br/esg/esg-de-a-a-z-tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-o-tema/>>. Acesso em: 9 jun. 2021.

MARTINS, C.F. (2015). **O Descomissionamento de Estruturas de Produção Offshore no Brasil.** Monografia apresentada ao programa de Pós Graduação em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Espírito Santo. Disponível em: <http://www.engenhariaambiental.ufes.br/sites/ambiental.ufes.br/files/fiel_d/anexo/o_descomissionamento_de_estruturas_de_producao_offshore_no_brasil_-_cecilia_freitas_martins.pdf> Acesso em: 9 jun. 2021.

NISHIMOTO, Kazuo. **Classificação das Plataformas Offshore.** Apresentação de slides. Disponível em: <<https://slideplayer.com.br/slide/1240490/>>. Acesso em: 15 nov. 2022.

NORWEGIAN PETROLEUM. **Cessation and Decommissioning**, 2016. Disponível em:<<https://www.norskpetroleum.no/en/developments-and-operations/cessation-and-decommissioning/>> Acesso em: 17 de outubro de 2022

OIL & GAS UK. **Norwegian Continental Shelf Decommissioning Insight 2016**, 2016. Disponível em: <<https://oilandgasuk.cld.bz/OGUK-Decom-Insight-Report-2021/8/>> Acesso em: 21 de novembro de 2022.

PETROBRAS. O mundo é inquieto? A gente é. **Infográfico: Tipos de Plataformas.** Petrobras. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>. Acesso em: 25 jul. 2021.

RIGZONE. **How Do Spars Work?**, 2019. Disponível em: <https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=307&c_id=12>. Acesso em: 24 jul. 2021.

RUIVO, Fabio de Moraes. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore.** 2001. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/263662>>. Acesso em: 8 jun. 2021.

SILVEIRA, Marina. **Brasil, Noruega E Reino Unido: Análise Comparativa Das Regulações e Melhores Práticas Para o Descomissionamento e Abandono Permanente de Poços.** Tese de Graduação apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2018.

SOUZA M. e CAPRACE J. (2017). **Panorama de Descomissionamento de Estruturas Offshore: Análise da Demanda + Estudos de Caso.** 1st Workshop on offshore platform decommissioning and ship recycling. Sociedade Brasileira de Engenharia Naval – SOBENA, 24 de maio de 2017.

TEIXEIRA, B.M., MACHADO, C.J.S., 2012. **Marco regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo**. Revista de informação legislativa, v. 49, n.196 (out./dez.).

VALADÃO, A. M. F., 2011. **Análise de Fadiga de Estruturas Offshore Tipo *Topside* – Estudo de Caso**. Projeto de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Disponível em:< <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001411.pdf> > Acesso em: 15 de outubro de 2022.



Descomissionamento de Plataformas de Petróleo: Experiências Nacionais e Internacionais

Kaique Ramos Corrêa

Orientador: Prof. Patrícia Helena Lara dos Santos Matai

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Conclusão de Curso II

Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Template versão 2021v01.

Resumo

O objetivo deste estudo é identificar e analisar estudos relevantes e impactantes, relacionados ao assunto descomissionamento de plataformas de petróleo *offshore*. O trabalho abordará o tema sob a óptica de três países: Brasil, Noruega e Reino Unido. Nessas abordagens, apresentaremos comparações de como são abordados e tratados o tema, pontuando como o cenário brasileiro pode evoluir quando comparado com países que estão mais avançados na abordagem sobre o tema. Para esse estudo, utilizou-se a metodologia de revisão bibliográfica, com foco em materiais, como: estudos acadêmicos, pesquisas de instituições governamentais e não governamentais, além de órgãos federais e normativos, internacionais e nacionais.

Os documentos de embasamento para a monografia sofreram o critério de escolha temporal, portanto, foram levados em conta as publicações mais recentes. Na maioria dos documentos analisados, apontaram que a fase de descomissionamento tem grande potencial para acarretar impactos negativos, tanto ambientais, como sociais e até mesmo políticos

Por meio da análise comparativa realizada durante o levantamento sobre como é abordado o tema do descomissionamento dos campos *offshore*, em países em que o tema está mais avançado, chegou-se à conclusão de que o Reino Unido é o país que está mais avançado, uma vez que já passou por diversas experiências anteriormente

Comparando a regulação do Reino Unido e da Noruega, que se apresentam com uma grande quantidade de campos maduros e já nos anos finais da produção, o Brasil precisa destinar uma atenção adequada esse assunto, pois possui campos em estágio avançado de declínio no nordeste e sudeste do país

Abstract

The objective of this study is to identify and analyze relevant and impactful studies related to the subject of decommissioning offshore oil platforms. The work will address the issue from the perspective of three countries: Brazil, Norway and the United Kingdom. In these approaches, we will present comparisons of how the theme is absorbed and treated, pointing out how the Brazilian scenario can evolve when compared to countries that are more advanced in approaching the theme. For this study, the bibliographic review methodology was used, focusing on materials such as: academic studies, research from governmental and non-governmental institutions, in addition to federal and regulatory, international and national bodies.

The background documents for the monograph followed the temporal choice monitoring, therefore, the most recent publications were considered. In most of the documents analyzed, they pointed out that the decommissioning phase has great potential to cause negative impacts, both environmental, social and even political.

1. Introdução

As plataformas de petróleo são projetadas e construídas exclusivamente para determinadas regiões, baseadas em: profundidade da lâmina d'água, valores de pressão, velocidade do vento, altura das ondas,

correntes marítimas, entre outros fatores climáticos e ambientais. Todas essas estruturas são projetadas e construídas para operarem perfeitamente por, pelo menos, 20 a 30 anos (RUIVO, 2001).

No final desse período ocorre o descomissionamento, nome dado ao processo que ocorre no final da vida útil das instalações de produção e exploração da cadeia petrolífera. Ou seja, se trata da desmontagem dos equipamentos anteriormente empregados na produção, objetivando dar um destino correto para essa aparelhagem.

2. Metodologia

O método utilizado nessa pesquisa foi o levantamento e leitura bibliográfica de artigos científicos, periódicos, notícias, regulamentações nacionais e internacionais, revistas, trabalhos acadêmicos e monografias.

As palavras chaves, que foram utilizadas para pesquisar os artigos que foram baseado este trabalho, foram: descomissionamento offshore, regulamentação brasileira descomissionamento, indústria petrolífera brasileira, desafios do descomissionamento, revitalização de plataformas, entre outros.

A partir dessas palavras chaves, foram selecionados os artigos, monografias com base na data de publicação e na relevância acadêmica da instituição que publicou o paper, artigo ou pesquisa.

Dessa forma, chegou-se a artigos e publicações das instituições públicas e privadas como: Agência Nacional de Petróleo, Faculdade Getúlio Vargas, Universidade Federal do Rio de Janeiro e Universidade Federal do Espírito Santo

Os arquivos para a revisão bibliográfica realizada, foram obtidas virtualmente, por meio de arquivos em PDF, disponibilizados pelas próprias instituições e que são de fácil acesso.

Os dados coletados dos arquivos lidos, foram organizados da seguinte forma: primeiramente introduziu-se o tema de uma forma mais abrangente, e em seguida foi especificando o tema.

Após a exposição do assunto abordado, foram feitas as subdivisões, onde são apresentados os temas pontuais de como cada país selecionado encara o tema. Os países selecionados foram: Brasil, Noruega e Reino Unido. O método de escolha desses países foi com base na acessibilidade de dados disponíveis e pesquisas anteriormente já realizadas. Dessa forma a comparação do tema entre países seria mais simples e completa.

As nações, Brasil, Noruega e Reino Unido, foram divididas no trabalho em tópicos onde, agora de uma forma mais específica, abordou-se temas mais pontuais de como é tratado o descomissionamento em cada país.

Todo conteúdo julgado como relevante foi levado em consideração para a elaboração do trabalho, com a finalidade de que se possa ter uma comparação entre o descomissionamento no Brasil e em outros países de forma mais precisa e baseada em dados concretos e que seja o mais atual possível.

3. Resultados

Serão apresentados os processos de descomissionamento de campos offshore de acordo com as regulamentações e legislações de cada país, sendo eles: o Brasil, Noruega e Reino Unido.

O objetivo desta análise comparativa é a de evidenciar a existência de pontos fortes e fracos da regulamentação brasileira existentes ao comparar os processos e as melhores práticas às de regiões de referência mundiais: Noruega e Reino Unido.

3.1. Brasil

O processo a seguir retrata resumidamente o que deve ocorrer num descomissionamento de acordo com a regulação no Brasil.

No fluxograma abaixo, temos as etapas que uma empresa de exploração e produção deve passar

num processo de descomissionamento de campo de acordo com a regulação no Brasil. Abaixo, detalhou-se cada uma das ações.

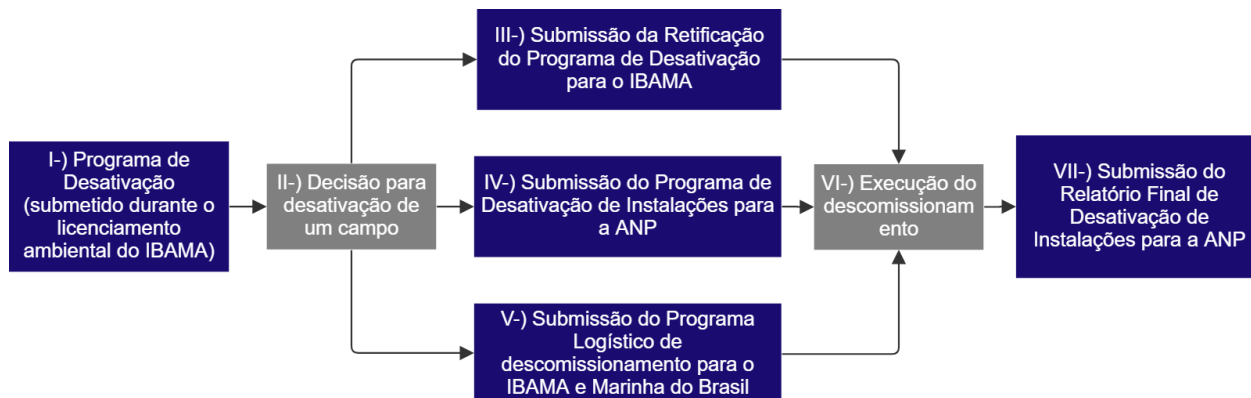


Figura 1 - Processo de Descomissionamento de campo no Brasil. (Fonte: Elaboração própria – Dados: SILVEIRA, Marina)

Analisando o fluxograma elaborado, é fácil notar que são submetidos três documentos distintos ao IBAMA. Além de serem em estágios diferentes da vida útil do campo. O primeiro documento é submetido durante a fase de licenciamento do campo, em um momento muito anterior ao fim da vida útil, quando ocorre o descomissionamento. Ou seja, alguns anos antes de chegar ao início da vida útil do campo, o que pode causar inviabilidades, uma vez que o período em que o documento foi elaborado e a execução do que o documento propõe, podem estar defasados tecnologicamente, e conseqüentemente serem mais custoso, ou até mesmo inviáveis (SILVEIRA, 2018).

3.2. Noruega

No fluxograma abaixo, temos as etapas que uma empresa de exploração e produção deve passar num processo de descomissionamento de campo de acordo com a regulação da Noruega.

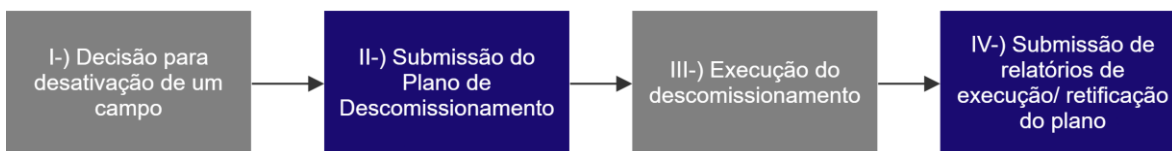


Figura 2 - Processo de Descomissionamento de campo na Noruega. (Fonte: Elaboração própria – Dados: SILVEIRA, Marina)

3.3. Reino Unido

No fluxograma abaixo, temos as etapas que uma empresa de exploração e produção deve passar num processo de descomissionamento de campo de acordo com a regulação no Reino Unido.

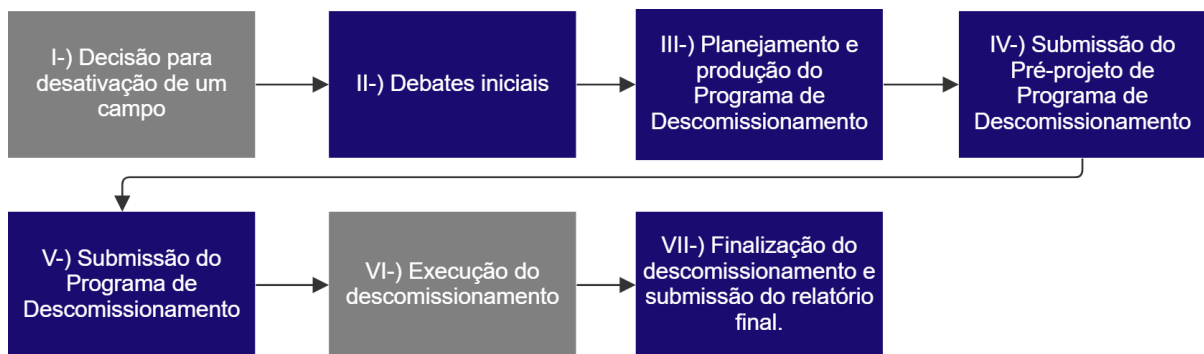


Figura 3 - Processo de Descomissionamento de campo no Reino Unido. (Fonte: Elaboração própria – Dados: SILVEIRA, Marina)

No Reino Unido, o plano de descomissionamento deve ser submetido inicialmente na forma de um pré-projeto, que posteriormente é disponível para consulta pública. Os comentários das autoridades, organizações não governamentais e de todos os interessados devem ser analisados pela empresa. Posteriormente, ela enviará a versão final do projeto, que após aprovada deverá ser seguida detalhadamente durante toda a operação de descomissionamento.

4. Conclusão

Por meio da análise comparativa realizada durante o levantamento sobre como é abordado o tema do descomissionamento dos campos offshore, em países em que o tema está mais avançado. Chegou-se à conclusão de que o Reino Unido é o país que está mais avançado neste tema, uma vez que o país já passou por diversas experiências de descomissionamento. Esse fato, pode ter sido fundamental para que o assunto tenha sido mais desenvolvido durante os anos. Isso pode ser evidenciado, ao compararmos o número de diretrizes que tal país possui para tentar abordar o assunto de forma mais clara e transparente.

A regulação brasileira ainda não está desenvolvida suficientemente para assegurar que o processo de descomissionamento de uma plataforma offshore, ocorra de forma segura, no âmbito operacional e ambiental uma vez que não são bem detalhadas.

Atualmente o processo de descomissionamento brasileiro possui muitos documentos criados pelas empresas de exploração e produção, porém não há proximidade com o órgão regulador durante o descomissionamento, contrário ao que ocorre nos países em que foi levantado o estudo. Durante a pesquisa pode-se notar que o Reino Unido é o país que tem a maior quantidade de diretrizes relacionadas ao descomissionamento de campos offshore, além de ter um processo de avaliação dos programas de descomissionamento, estruturado e realizado de forma mais transparentes.

Diretrizes mais completas, detalhadas e técnicas levam a práticas mais seguras, como é o caso dos conduzidos na Noruega. Uma maior fiscalização das operações e a presença de diretrizes mais detalhadas no Brasil beneficiarão a segurança operacional e ambiental do descomissionamento. Neste caso, a Noruega e o Reino Unido são um exemplo a serem seguidos.

As exigências regulatórias brasileiras em termos de documentação para o descomissionamento é mais extensa que a norueguesa. O Brasil exige três documentos e a Noruega apenas um. Entretanto, a Noruega possui mais diretrizes.

Em 2020, com a publicação da resolução ANP nº 817/2020 a regulação brasileira iniciou sua evolução em trem de mecanismos regulatórios. Uma resolução com diretrizes claras, porém com pouco detalhamento de como os processos devem ser realizados. Entretanto ainda falta certa coordenação entre os órgãos reguladores/fiscalizadores envolvidos, uma vez que a empresa que pretende iniciar o descomissionamento, deve apresentar três relatórios para dar entrada no processo de análise de descomissionamento.

Soma-se a isso, a necessidade de atualização das normas à realidade brasileira, tanto em relação a complexidade da remoção dos sistemas de produção marítimos de plataformas ultra profundas, quanto em relação as estruturas e regulamentos existentes para destinação dos equipamentos retirados da plataforma e que devem ser destinados a reciclagem; normas para geração e destinação de resíduos especiais, radioativos; quanto na área ambiental ao abordar o monitoramento após o descomissionamento.

Comparando a regulação do Reino Unido e da Noruega, que se apresentam com uma grande quantidade de campos maduros e já nos anos finais da produção, o Brasil precisa destinar uma atenção a esse assunto, pois possui campos em estágio avançado de declínio no nordeste e sudeste do país.

5. Referências Bibliográfica

- BARKLEY, D.; BLACKBURN, H. M.; SHERWIN, S. J. Direct optimal growth analysis for timesteppers. **International ALMEIDA, Edmar, COLOMER, Marcelo. Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade Upstream no Brasil.** Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia. Cooperação de Pesquisa IBP – UFRJ. 2017. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regula%C3%A7%C3%A3o-do-Descomissionamento-site2.pdf>> Acesso em: 23 set. 2022.
- AMORIM, Tailand Oliveira. **PLATAFORMAS OFFSHORE: Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento.** UEZO- Centro Universitário Estadual da Zona Oeste. Rio de Janeiro. Dezembro de 2010. p. 70. Disponível em: <<http://www.uezo.rj.gov.br/tccs/capi/TailandAmorim.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2021.
- ANP. **Governo Federal – Brasil. Ministério de Minas e Energia.** Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e biocombustível. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/institucional>>. Acesso em: 13 de outubro de 2022
- ANP. **Painel Dinâmico – Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção.** Dados de E&P. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjFIMWI0MDgtNWNiNC00OTZILWI3NGQ0OGM3MjQwODhjMTMwIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTUyYtNGI0MiIiN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>>. Acesso em: 8 jun. 2021.
- ANP. Dados de E&P. **Plataformas em Operação.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>>. Acesso em: 8 jun. 2021.
- ANP. Dados de E&P. **Regulamentação técnica de PD&I.** Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-pd-i/regulamentacao-tecnica-de-pd-i>>. Acesso em: 8 jun. 2021.
- CBIE. **Como se aposentam as plataformas?** Setembro de 2019. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/como-se-aposentam-as-plataformas/>>. Acesso em: 8 jun. 2021.
- CHAKRABARTI, S.K., **Handbook Of Offshore Engineering: Offshore Structure Analysis**, Inc. Volume 1. Plainfield, Illinois, USA, 2005. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/book/9780080443812/handbook-of-offshore-engineering>>. Acesso em: 9 ago. 2022.
- CLAISSE, T.; PONDELLA, D.; LOVE, M.; ZAHN, L.; WILLIAMS, C.; BULL, A. (2015). *Impacts From Partial Removal of Decommissioned Oil and Gas Platforms on Fish Biomass and Production on the Remaining Platform Structure and Surrounding Shell Mounds.*
- Click Petróleo e Gás. **Descomissionamento no Brasil deverá movimentar R\$ 28 bilhões até 2025 e gerar emprego e renda ao longo de toda essa cadeia.** 26 de janeiro de 2021 Disponível em: <<https://clickpetroleogas.com.br/descomissionamento-no-brasil-devera-movimentar-r-28-bilhoes-ate-2025-e-gerar-emprego-e-renda-ao-longo-de-toda-essa-cadeia/>>. Acesso em: 9 jun. 2021.
- DORNELAS, Luziane Rodrigues. **Descomissionamento de instalações de produção de petróleo offshore.** Universidade Federal Fluminense. Monografia apresentada para obter diploma em Engenharia de Petróleo. 2018. Disponível em: <<https://app.uff.br/riuff/handle/1/8064>>. Acesso em: 8 jun. 2021.
- FGV Energia. **Descomissionamento Offshore no Brasil Oportunidades, desafios & Soluções.** Ano 8. janeiro de 2021.

Disponível em:

<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/30197/caderno_de_descomissionamento_rev4_3_ok.pdf?sequence=1>. Acesso em: 8 jun. 2021.

GROVE, M.A., **Sistema de Posicionamento Híbrido para FPSOs**. Tese de Mestrado em Engenharia Oceânica. Rio de Janeiro: Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2005.

HANNAN, Martin. Profile: 50 years of North Sea oil and gas. He National, 2017. Disponível em: <http://www.thenational.scot/news/15135156.Profile_50_years_of_North_Sea_oil_and_gas/> Acesso em: 17 de outubro de 2022

IBAMA. **Governo Federal – Brasil**. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br>> Acesso em: 13 de outubro de 2022

NUNES, L., BOTELHO, F., COSTA, F., et al. Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do *Upstream* no Brasil. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia, 2017. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD_Atratividade-do-Upstream-Brasileiro-para-A1%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf> Acesso em: 13 de outubro de 2022.

IBP. **Especialistas debatem os desafios do descomissionamento de projetos**. 10 de outubro de 2017. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/noticias/especialistas-debatem-os-desafios-do-descomissionamento-de-projetos-de-petroleo-no-ibp/>>. Acesso em: 9 jun. 2021.

IHS MARKIT. 2016. *Decommissioning of Aging Offshore Oil and Gas Facilities Increasing Significantly, 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>. Acesso em: 8 jun. 2021.

MACEDO, M. M. B. **Descomissionamento de Instalações Offshore Visão do Regulador**. Apresentação em PPT. In: Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia, 2017, Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/08/01_Marcelo-Mafra_IBP_Descomissionamento_22_09_2017.pdf>. Acesso em: 8 jun. 2021.

MARCELLA UNGARETTI. **ESG de A a Z: Tudo o que você precisa saber sobre o tema - XP Investimentos**. EXPERT. Disponível em: <<https://conteudos.xpi.com.br/esg/esg-de-a-a-z-tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-o-tema/>>. Acesso em: 9 jun. 2021.

MARTINS, C.F. (2015). **O Descomissionamento de Estruturas de Produção Offshore no Brasil**. Monografia apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Espírito Santo. Disponível em: <http://www.engenhariaambiental.ufes.br/sites/ambiental.ufes.br/files/fiel_d/anexo/o_descomissionamento_de_estruturas_de_producao_offshore_no_brasil_-_cecilia_freitas_martins.pdf> Acesso em: 9 jun. 2021.

NISHIMOTO, Kazuo. **Classificação das Plataformas Offshore**. Apresentação de slides. Disponível em: <<https://slideplayer.com.br/slide/1240490/>>. Acesso em: 15 nov. 2022.

NORWEGIAN PETROLEUM. *Cessation and Decommissioning*, 2016. Disponível em: <<https://www.norskpetroleum.no/en/developments-and-operations/cessation-and-decommissioning/>> Acesso em: 17 de outubro de 2022

OIL & GAS UK. **Norwegian Continental Shelf Decommissioning Insight 2016**, 2016. Disponível em: <<https://oilandgasuk.cld.bz/OGUK-Decom-Insight-Report-2021/8/>> Acesso em: 21 de novembro de 2022.

PETROBRAS. O mundo é inquieto? A gente é. **Infográfico: Tipos de Plataformas**. Petrobras. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>. Acesso em: 25 jul. 2021.

RIGZONE. *How Do Spars Work?*, 2019. Disponível em: <https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=307&c_id=12>. Acesso em: 24 jul. 2021.

RUIVO, Fabio de Moraes. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore**. 2001. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/263662>>. Acesso em: 8 jun. 2021.

SILVEIRA, Marina. **Brasil, Noruega E Reino Unido: Análise Comparativa Das Regulações e Melhores Práticas Para o Descomissionamento e Abandono Permanente de Poços**. Tese de Graduação apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2018.

SOUZA M. e CAPRACE J. (2017). **Panorama de Descomissionamento de Estruturas Offshore: Análise da Demanda + Estudos de Caso**. *1st Workshop on offshore platform decomissioning and ship recycling*. Sociedade Brasileira de Engenharia Naval – SOBENA, 24 de maio de 2017.

TEIXEIRA, B.M., MACHADO, C.J.S., 2012. **Marco regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo**. Revista de informação legislativa, v. 49, n.196 (out./dez.).

VALADÃO, A. M. F., 2011. **Análise de Fadiga de Estruturas Offshore Tipo *Topside* – Estudo de Caso**. Projeto de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Disponível em:< <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001411.pdf> > Acesso em: 15 de outubro de 2022.