

AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DO PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO DE
UMA PLATAFORMA DE PETRÓLEO OFFSHORE

Luiza Gonçalves Ibañez Ribeiro

Projeto de Graduação apresentado ao
Curso de Engenharia Ambiental da Escola
Politécnica, Universidade Federal do Rio
de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de
Engenheiro.

Orientadora: Cláudia do Rosário Vaz

Morgado

Co-orientadora: Elisa Maria Mano Esteves

Rio de Janeiro

2024

AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DO PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO DE
UMA PLATAFORMA DE PETRÓLEO OFFSHORE

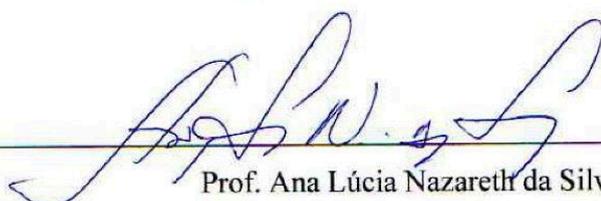
Luiza Gonçalves Ibañez Ribeiro

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA AMBIENTAL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO AMBIENTAL

Examinada por:


Prof. Cláudia do Rosário Vaz Morgado, D.Sc.


Prof. Elisa Maria Mano Esteves, D.Sc.


Prof. Ana Lúcia Nazareth da Silva, D.Sc.


Icaro Barboza Boa Morte, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

2024

R484a Ribeiro, Luiza Gonçalves Ibañez
Avaliação do Ciclo de Vida do processo de
descomissionamento de uma plataforma de petróleo
offshore / Luiza Gonçalves Ibañez Ribeiro. -- Rio de
Janeiro, 2024.
65 f.

Orientadora: Cláudia do Rosário Vaz Morgado .
Coorientadora: Elisa Maria Mano Esteves .
Trabalho de conclusão de curso (graduação) -
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola
Politécnica, Bacharel em Engenharia Ambiental,
2024.

1. Descomissionamento total. 2.
Descomissionamento parcial. 3. Plataforma fixa
offshore. 4. Avaliação de Ciclo de Vida. 5. Impactos
ambientais. I. Morgado , Cláudia do Rosário Vaz,
orient. II. Esteves , Elisa Maria Mano, coorient.
III. Título.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, por todo o apoio e incentivo durante a minha trajetória.

A todos os meus amigos pela companhia durante essa jornada.

Às minhas orientadoras pela paciência e suporte.

Ao apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH 17/ANP.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Ambiental.

Avaliação do Ciclo de Vida do processo de descomissionamento de uma plataforma de petróleo offshore

Luiza Gonçalves Ibañez Ribeiro

2024

Orientadora: Cláudia do Rosário Vaz Morgado

Co-orientadora: Elisa Maria Mano Esteves

Curso: Engenharia Ambiental

Com o tempo de vida de produção das plataformas de petróleo brasileiras atingindo a maturidade, espera-se que o país se depare, cada vez mais, com a necessidade de descomissionamento. O presente trabalho tem como objetivo identificar os impactos ambientais do descomissionamento de plataformas fixas *offshore* e sua magnitude, comparando os processos de remoção total e parcial. A metodologia do estudo foi baseada nas etapas de Avaliação de Ciclo de Vida preconizadas pela ISO14040. Na etapa de objetivo e escopo definiram-se: fronteira do estudo (corte das estruturas, transporte para a terra e reciclagem); unidade funcional (1 tonelada de plataforma); categorias de impacto (potencial de aquecimento global, acidificação e eutrofização marinha). O inventário incluiu dados de estudos da literatura. Os resultados da avaliação de impacto revelam o potencial de aquecimento global como a categoria mais relevante e a etapa de transporte das estruturas como responsável pelo maior percentual de impacto. A remoção parcial se revelou a melhor alternativa em relação aos impactos totais do descomissionamento. Devido à grande variabilidade dos dados do inventário, realizou-se uma análise de sensibilidade e uma avaliação do desvio padrão, para as quais foi possível observar redução dos impactos em 8 a 9% e 49 a 64%, respectivamente. Tendo em vista a idade avançada de grande parte das plataformas no Brasil e o grande impacto da atividade de descomissionamento, torna-se evidente a necessidade de acesso a dados primários que permitam uma avaliação de impacto mais precisa.

Palavras-chave: descomissionamento total; descomissionamento parcial; plataforma fixa offshore; Avaliação de Ciclo de Vida; impactos ambientais

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Environmental Engineer

Life Cycle Avaliação do Ciclo de Vida do processo de descomissionamento de uma plataforma de petróleo offshore

Luiza Gonçalves Ibañez Ribeiro

2024

Advisor: Cláudia do Rosário Vaz Morgado

Co-advisor: Elisa Maria Mano Esteves

Course: Environmental Engineering

Many offshore Brazilian platforms are reaching the end of their life, creating a rising need to face decommissioning. The current study aimed to identify the environmental impacts of fixed platforms and their magnitude, comparing the options of total and partial removal. This study methodology follows the steps of Life Cycle Assessment as described by ISO14040. In the goal and scope definition stage, it was defined: system boundaries (dismantling, transport and recycling); functional unit (1 tonne of platform); impact categories (global warming potential, acidification and eutrophication). The inventory analysis consisted of literature data. The results of the impact assessment reveal global warming potential as the most impactful impact category and the transport step as the one that most contributed to total impacts. Partial removal revealed itself as the best alternative regarding total decommissioning impacts. Due to the great data variability, a sensitivity and a standard deviation analysis were conducted, leading to an impact reduction of 8 to 9% and 49 to 64%, respectively. Acknowledging how most platforms in Brazil are reaching their end of life phase and the great impact of decommissioning, it becomes clear the necessity of more transparency and availability of primary data of the decommissioning process so an impact assessment closer to reality can be obtained.

Key-words: total decommissioning; partial decommissioning; fixed offshore platform; Life Cycle Assessment; environmental impacts.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	1
1.1. Objetivos.....	3
1.1.1. Objetivos gerais.....	3
1.1.2. Objetivos específicos.....	3
1.2. Estrutura do trabalho.....	3
2. Referencial teórico.....	5
2.1. Plataformas de petróleo e infraestrutura offshore.....	5
2.1.1. Plataformas fixas.....	6
2.1.2. Plataformas móveis.....	8
2.1.3. Topsides.....	10
2.1.4. Sistemas submarinos.....	10
2.1.5. Oleodutos, gasodutos e linhas de fluxo.....	10
2.2. O descomissionamento.....	10
2.2.1. Legislação.....	11
2.2.2. Técnicas e métodos.....	12
2.2.2.1. Remoção completa.....	14
2.2.2.2. Remoção parcial.....	16
2.2.2.3. Tombamento no local.....	17
2.2.2.4. Uso alternativo.....	17
2.2.3. Impactos ambientais.....	18
2.3. Avaliação de ciclo de vida.....	20
2.3.1. Definição de objetivo e escopo.....	21
2.3.2. Análise de inventário do ciclo de vida (ICV).....	22
2.3.3. Avaliação do impacto do ciclo de vida (AICV).....	22
2.3.4. Interpretação dos resultados.....	23
2.3.5. Estudos de Avaliação do Ciclo de Vida no descomissionamento de plataformas offshore.....	23
3. Metodologia.....	26

3.1. Definição de objetivo e escopo.....	26
3.2. Análise de Inventário de ciclo de vida (ICV).....	28
4. Resultados.....	29
4.1. Análise de Inventário de ciclo de vida.....	29
4.2. Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida.....	37
4.3. Análise de sensibilidade.....	41
4.4. Interpretação.....	43
5. Considerações Finais.....	48
6. Referências.....	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Tempo de operação e distribuição das plataformas brasileiras.....	6
Figura 2: Plataformas tipo torre complacente.....	7
Figura 3: Plataforma do tipo jaqueta.....	8
Figura 4: Plataforma FPSO.....	9
Figura 5: Plataforma semissubmersível P-55.....	9
Figura 6: Remoção completa de uma jaqueta.....	15
Figura 7: Remoção parcial de uma jaqueta.....	16
Figura 8: Tombamento de uma jaqueta.....	17
Figura 9: Estrutura da Avaliação do Ciclo de Vida de acordo com a ISO 14040.....	21
Figura 10: Fluxograma do processo de descomissionamento com remoção total.....	27
Figura 11: Fluxograma do processo de descomissionamento com remoção parcial.....	27
Figura 12: Contribuição das etapas de descomissionamento para o potencial de aquecimento global.....	38
Figura 13: Contribuição das etapas de descomissionamento para acidificação.....	39
Figura 14: Contribuição das etapas de descomissionamento para o potencial de eutrofização marinha.....	39

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Peso de plataformas.....	29
Tabela 2: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento total de Janjua e Khan (2022)..	31
Tabela 3: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento parcial de Janjua e Khan (2022).....	32
Tabela 4: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento total de Terpou (2017).....	33
Tabela 5: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento parcial de Terpou (2017).....	33
Tabela 6: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento total de Jia (2013).....	33
Tabela 7: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento parcial de Jia (2013).....	34
Tabela 8: Inventário consolidado para descomissionamento total.....	34
Tabela 9: Valores médios e desvio padrão para descomissionamento total.....	35
Tabela 10: Inventário consolidado para descomissionamento parcial.....	35
Tabela 11: Valores médios e desvio padrão para descomissionamento parcial.....	36
Tabela 12: Distribuição proporcional dos impactos.....	37
Tabela 13: Variação de impactos totais entre a média e a média considerando o DP.....	40
Tabela 14: Inventário obtido pela análise de sensibilidade com redução em 10% do valor médio na etapa de transporte para terra.....	41
Tabela 15: Análise de sensibilidade para redução de 10% do consumo de energia na etapa de transporte.....	42
Tabela 16: Variação de impactos entre descomissionamento total e parcial a partir do inventário obtido pela média dos dados.....	43
Tabela 17: Variação de impactos para o descomissionamento total a partir de acordo com os dados de entrada.....	44
Tabela 18: Variação de impactos para o descomissionamento parcial a partir de acordo com os dados de entrada.....	44
Tabela 19: Comparação dos impactos finais para o descomissionamento total deste estudo e demais estudos da literatura utilizados.....	45
Tabela 20: Comparação dos impactos finais para o descomissionamento parcial deste estudo e demais estudos da literatura utilizados.....	46

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACV	Avaliação de Ciclo de Vida
AICV	Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
HLV	Heavy Lift Vessels
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICV	Inventário de Ciclo de Vida
ISO	International Organization for Standardization
NORM	Materiais Radioativos de Ocorrência Natural
PDI	Plano de Descomissionamento de Instalações
ROV	Remotely Operated Vehicle
SS	Semissubmersível

1. Introdução

O petróleo e seus derivados representam a maior parte das matrizes energéticas brasileira e mundial, sendo produtos de uma indústria centenária. Com o primeiro poço a ser explorado no mundo em 1896, essa indústria foi se solidificando e se aprimorando, chegando a produzir 89,99 milhões de barris por dia em 2021, com os EUA responsável pela maior produção, representando 18% do total (Statistical Review of World Energy, 2021). Em sua principal produção exploratória, o Golfo do México, se encontram cerca de 2.000 plataformas americanas em operação (AHIAGA-DAGBUI et al., 2017) de um total de mais de 7.000 plataformas *offshore* espalhadas pelo mundo, em diferentes estágios do seu ciclo produtivo, suprindo 60% da necessidade energética mundial (JANJUA E KHAN, 2022).

No Brasil, os primeiros campos de petróleo foram descobertos na década de 70, em águas costeiras do Nordeste do país, entre 1968 e 1973, e em águas rasas na Bacia de Campos em 1974, com a produção eventualmente se instalando também em águas profundas e ultraprofundas com o aprimoramento das técnicas. A Petrobras desponta como a principal operadora no Brasil, realizando grandes investimentos no setor e se tornando, assim, responsável por 22% do total da produção em águas profundas e ultraprofundas. Dessa forma, foi possível o desenvolvimento da produção brasileira e a consolidação da participação nacional no cenário internacional.

Contando com mais de 122 plataformas de petróleo e gás *offshore* em atividade e tendo produzido 3 milhões de barris em 2021 (Statistical Review of World Energy, 2021), esse setor ocupa uma parcela significativa na economia do país, representando 13% do PIB nacional e garantindo 50% da oferta interna de geração de energia (ANP, 2020). A depender da produtividade do poço, das técnicas disponíveis e da viabilidade econômica, estima-se que a vida útil das estruturas necessárias varia entre 10 a 25 anos após o início da produção (FGV ENERGIA, 2021), ao final da qual será necessário iniciar o processo de descomissionamento, entendido como o processo de encerramento das atividades, com a remoção das estruturas e equipamentos e abandono do poço.

Com o amadurecimento dos campos de petróleo, muitas das estruturas *offshore* instaladas já se encontram no final da sua fase produtiva. Atualmente, no Brasil, 40 unidades de produção de petróleo *offshore* estão em operação há mais de 25 anos e 24 entre 15 e 25 anos (FGV ENERGIA, 2022). Dessa forma, com boa parte das plataformas brasileiras no seu final de vida útil, espera-se que muitas delas realizem seu processo de descomissionamento a médio prazo. No momento, 22 plataformas *offshore* possuem Planos de Descomissionamento

de Instalações (PDI), documento requerido pela resolução ANP nº 817/2020, já aprovados pela agência, além de 7 unidades já descomissionadas no país (FGV ENERGIA, 2021).

O descomissionamento é um processo longo e intensivo em custo, podendo durar até 10 anos (AHIAGA-DAGBUI et al., 2017; WILSON SONS, 2019). Frequentemente, os gestores de plataformas de óleo e gás não contam com todas as informações técnicas e financeiras a respeito do descomissionamento de instalações *offshore* para estimar os custos de um dado projeto. Pouco se sabe, então, sobre a integridade dos poços a serem abandonados, disponibilidade de embarcações e mão de obra, estabilidade da estrutura, capacidade dos portos, dentre outros pontos cruciais para se realizar esse processo de forma segura e eficiente as estruturas. Estima-se que os custos finais de um projeto de descomissionamento sejam 40% maiores em relação ao originalmente previsto (AHIAGA-DAGBUI et al., 2017). Isso se deve tanto pela descoberta de complexidades imprevistas no descomissionamento *offshore* quanto a falta de informações da indústria decorrente de uma documentação esparsa e pouco divulgada a respeito dos poucos projetos de descomissionamento que de fato foram concretizados (AHIAGA-DAGBUI et al., 2017).

Apesar da viabilidade técnica e financeira de continuar a exploração das reservas ser determinante na decisão de interromper a produção e descomissionar uma plataforma, os fatores ambientais têm crescido em importância. Este fato está relacionado à legislação internacional mais recente ter apresentado critérios mais rígidos em termos aos padrões ambientais requeridos para manter as operações (MADI, 2018).

Assim, a escolha do método e dos processos para o descomissionamento pode ser influenciada por critérios ambientais. Atualmente, existem quatro principais opções a serem consideradas ao se realizar a retirada das estruturas do ambiente marinho: remoção completa, remoção parcial, tombamento no local e utilização alternativa (MARTINS, 2015). Cada uma delas com um determinado grau de dificuldade técnica, investimento econômico e impactos ambientais associados, critérios que devem ser devidamente avaliados visando escolher o método que melhor atenda de forma otimizada as características da plataforma, onde ela está localizada, às condições do leito marinho e do ecossistema ao redor da estrutura.

Reconhece-se que o processo de descomissionamento é uma atividade que conta com intensivo uso de recursos, além de ser relevante fonte de emissões, efluentes e resíduos. A legislação brasileira busca refletir a crescente importância do descomissionamento, com destaque para a Resolução ANP 817/2020, que estabelece as ações para recuperação ambiental mínimas esperadas. Entretanto, ainda há margem para seu aprimoramento,

especialmente em relação à definição do papel do IBAMA no descomissionamento (TCU, 2021).

Dessa forma, revela-se a necessidade de um aprofundamento nesse tema por meio de métodos próprios como a avaliação de ciclo de vida (ACV), que permite auxiliar o processo de tomada de decisão ao comparar diferentes métodos de descomissionamento e seus impactos ambientais associados, revelando lacunas nesse processo e possibilidades de otimização.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivos Geral

Analisar por meio da metodologia de avaliação de ciclo de vida (ACV) os impactos ambientais decorrentes do processo de descomissionamento de uma plataforma de petróleo *offshore* fixa de aço, comparando duas estratégias distintas: remoção completa e remoção parcial.

1.1.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do presente trabalho incluem:

- Realizar o inventário de consumo de energia do descomissionamento de uma plataforma fixa.
- Analisar as discrepâncias existentes nos diferentes inventários obtidos a partir de dados de literatura.
- Calcular os impactos resultantes dos processos de descomissionamento da plataforma fixa.
- Comparar os impactos obtidos nos processos de descomissionamento total e parcial.

1.2. Estrutura do trabalho

O capítulo 1 introduz o estudo e traz seus objetivos.

O referencial teórico, apresentado no capítulo 2, consiste numa revisão dos principais tipos de plataformas e seus componentes, métodos de descomissionamentos e legislação aplicável ao setor. O subcapítulo de Avaliação de Ciclo de Vida traz a metodologia conforme descrita pela ISO 14040 e ISO 14044. Também são expostos os principais impactos ambientais envolvidos no processo conforme levantados pela literatura.

No capítulo 3, são descritas as etapas da metodologia de ACV aplicada ao trabalho, apresentando a definição de objetivo e escopo junto com e a metodologia necessária para a elaboração do inventário do ciclo de vida (ICV).

O capítulo 4 traz os resultados, com as demais etapas da ACV, o inventário consolidado dos processos de descomissionamento total e parcial, a avaliação de impacto do ciclo de vida (AICV) e a interpretação dos resultados.

No capítulo 5 são apresentadas as considerações finais, onde se avalia se os objetivos propostos foram alcançados, bem como demais considerações a respeito do tema são feitas.

2. Referencial teórico

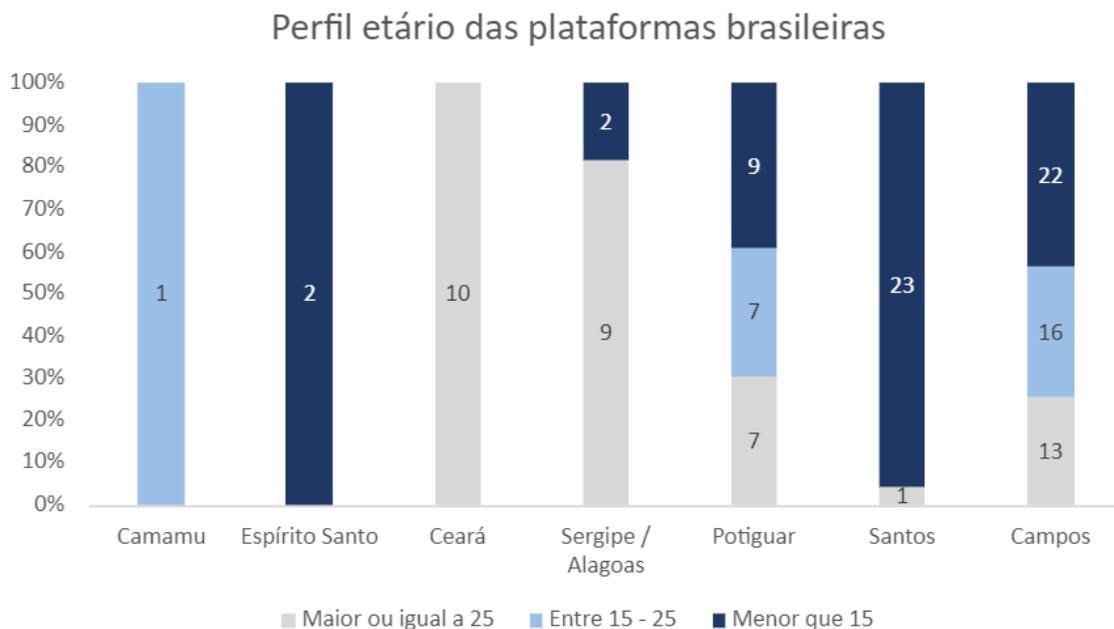
Neste capítulo serão detalhados os componentes e tipos de plataformas e estrutura *offshore* disponíveis e será abordada a situação do descomissionamento em relação à legislação aplicável e às opções disponíveis.

2.1. Plataformas de petróleo e infraestrutura *offshore*

Entender o perfil das plataformas brasileiras, as características dos principais tipos de plataformas *offshore* sujeitas ao descomissionamento e os sistemas submarinos presentes é crucial para compreender os desafios e requerimentos para que esse processo ocorra da melhor maneira possível (MADI, 2018).

Dentre as plataformas atualmente em operação no Brasil, 58% são Unidade flutuante de armazenamento e transferência (FPSO, do inglês, *Floating Production Storage and Offloading*), 22% são fixas, 16% são semisubmersíveis (SS) e 4% outros tipos (ANP, 2020). Há ainda, no Brasil, um grande destaque para exploração de petróleo em águas profundas (plataformas situadas em lâminas d'água entre 300 e 1.500 metros) e ultraprofundas (localizadas em lâminas d'água acima de 1.500 metros), nas quais se encontram respectivamente 33% e 41% do total das plataformas brasileiras *offshore* (ANP, 2020). Em maiores profundidades, utilizam-se plataformas flutuantes, visto que sua maior mobilidade proporciona uma maior facilidade em sua instalação em comparação às fixas, necessário ao se considerar que os sistemas submarinos requeridos em maiores profundidades são de maior complexidade, com seus dutos e tubulações se encontrando totalmente submersos (FGV ENERGIA, 2022).

Outra característica importante a se considerar ao se pensar no descomissionamento das plataformas é o perfil etário das plataformas, conforme exposto na Figura 1, com 33% das plataformas passando dos 25 anos de idade, a maioria localizada nas bacias de Campos e Santos (FGV ENERGIA, 2021).



	Camamu	Espírito Santo	Ceará	Sergipe / Alagoas	Potiguar	Santos	Campos
Maior ou igual a 25	0	0	10	9	7	1	13
Entre 15 – 25	1	0	0	0	7	0	16
Menor que 15	0	2	0	2	9	23	22

Figura 1: Tempo de operação e distribuição das plataformas brasileiras.

Fonte: FGV Energia, 2021

Com a maioria das plataformas *offshore* brasileiras em fim da sua vida útil, o processo de descomissionamento revela-se como um grande desafio, em função da complexidade técnica e dos desafios de segurança presentes no encerramento da produção de plataformas flutuantes (DD e FPSO) em profundidade (FGV ENERGIA, 2022). Não se descarta, porém, a relevância das plataformas fixas nesse cenário.

A seguir, estão descritos os diferentes tipos de plataformas mencionados previamente e os principais elementos componentes da sua instalação, segundo Ruivo (2001).

2.1.1. Plataformas fixas

As plataformas fixas são ideais para lâminas d'água de até 300m, possuindo oleodutos para escoar sua produção. Firmemente ancoradas no fundo do mar, podem ser de aço (jaquetas ou torre complacente) ou concreto (plataforma de gravidade), sendo de fácil instalação e contando com árvore de natal seca, ou seja, controle de poços na superfície (MARTINS, 2015).

As jaquetas (Figura 3) são as estruturas mais utilizadas no mundo, sendo maioria também no Brasil, com 71 estruturas do tipo (FERREIRA et al., 2019). Pesando, em média, menos de 4.000ton, são plataformas de menor porte que outros tipos, revestidas por tubos de aço e ancoradas por estacas no leito marinho.

As torres complacentes (Figura 2) são outro destaque dentre as plataformas fixas, constituídas por torres estreitas e flexíveis, as quais conferem maior estabilidade em profundidades superiores a 400m.



Figura 2: Plataformas tipo torre complacente.

Fonte: FGV Energia, 2022



Figura 3: Plataforma do tipo jaqueta.

Fonte: FGV Energia, 2022

2.1.2. Plataformas móveis

As plataformas móveis, ou flutuantes, consistem em embarcações, possuindo sistemas de controle dos poços localizados sobre o leito marinho (árvore de natal molhada), sendo essenciais para a exploração de petróleo em maiores profundidades, onde plataformas fixas requerem um porte maior para suportar a força das ondas, consumindo, assim, mais material (aço e concreto) (MADI, 2018).

Neste grupo, pode-se destacar as FPSO (Figura 4), as quais consistem em um navio-tanque ancorado em solo marinho, de forma a se movimentar pouco, com a capacidade de armazenar sua produção até que o escoamento da produção por meio de petroleiros seja possível, sendo a mais utilizada em águas ultraprofundas por sua mobilidade e capacidade de armazenamento, alcançando mais de 2.000 metros de profundidade.

Uma SS (Figura 5), por sua vez, é uma unidade flutuante que pode ser ancorada ou então estabilizada por meio de um sistema de posicionamento dinâmico (*thrusters*), com sua produção sendo escoada por meio de oleodutos, podendo ser utilizada a longas distâncias da costa em águas ultraprofundas (RUIVO, 2001). No Brasil, todas as estruturas do tipo contam com ancoramento (MADI, 2018).



Figura 4: Plataforma FPSO.
Fonte: FGV Energia, 2022



Figura 5: Plataforma semissubmersível P-55.
Fonte: FGV Energia, 2022

2.1.3. Topsides

Topside é o nome dado à parte da plataforma onde se encontram os equipamentos de perfuração, produção, processamento, utilização, acomodação e sustentação da subestrutura, podendo ser integrados, modulares ou híbridos (RUIVO, 2001).

Os *topsides* integrados implicam na instalação dos equipamentos de processamento no convés da estrutura no momento da sua fabricação. Os modulares são estruturas divididas em módulos (containers), sendo posteriormente içados e alocados. Os *topsides* híbridos consistem na integração dos módulos e equipamentos de processamento à subestrutura (MADI, 2018).

2.1.4. Sistemas submarinos

Os sistemas submarinos consistem nos manifolds, templates, risers, árvores de natal, cabos de ancoragem, umbilicais, dutos rígidos e demais equipamentos mantidos sobre o solo marinho, variando de acordo com a necessidade da unidade produtora (MARTINS, 2015).

São estruturas envolvidas no escoamento e no controle dos fluidos produzidos e/ou movimentados em um campo de produção, sendo eles o fluxo de óleo, gás e água (BOA MORTE, 2019).

2.1.5. Oleodutos, gasodutos e linhas de fluxo

Os oleodutos e gasodutos permitem a transferência do que é produzido nas plataformas (petróleo, seus derivados e gás natural) até unidades de processamento em terra, para posterior distribuição. Em sua maioria, os oleodutos *offshore* brasileiros não foram enterrados quando instalados, apesar de haver a possibilidade de terem sido parcialmente cobertos por sedimentos no leito marinho que se depositam naturalmente com o decorrer dos anos de atividade da plataforma, apresentando um desafio no descomissionamento (MARTINS, 2015). Podem ser rígidos, compostos por aço, ou flexíveis, nos quais camadas de aço e polímeros se alternam conferindo resistência e flexibilidade desejadas.

Aquedutos e linhas de serviço, por sua vez, levam insumos às instalações, água e produtos químicos necessários à produção. (MADI, 2018)

2.2. O descomissionamento

Este capítulo traz o principal referencial teórico em relação aos métodos e tipos de descomissionamento disponíveis no Brasil e no mundo, aborda os principais impactos

ambientais associados, discorre sobre as leis e normas aplicáveis ao processo e traz os principais pontos referentes à metodologia de Avaliação de Ciclo de Vida.

2.2.1. Legislação

No Brasil, conta-se com três principais órgãos governamentais envolvidos no processo de descomissionamento, ANP, IBAMA e a Marinha do Brasil, cada um com sua atribuição. Respectivamente, analisam o aspecto técnico da proposta de descomissionamento, o aspecto ambiental e, por fim, se a navegabilidade e outros usos do mar estarão assegurados após a desinstalação da unidade (TCU, 2021).

Dentre a legislação vigente relevante para o processo de descomissionamento, destacam-se o artigo 225 da Constituição, o qual institui a obrigatoriedade da recuperação do ambiente degradado pela atividade exploratória de recursos minerais, e a Lei nº 9.478/1997, que institui a ANP como responsável pelo estabelecimento de normas e regulações para o setor de petróleo e gás.

As resoluções da ANP apresentam viés técnico, não entrando em conflito com os outros órgãos. A principal norma seria, então a de nº 817, de 24 de abril de 2020, que define o descomissionamento como o “conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e à recuperação ambiental da área”.

A resolução ainda prevê a submissão de um Plano de Descomissionamento de Instalações (PDI) pelo menos cinco anos antes do encerramento das atividades de campos *offshore*, no qual deve constar os projetos e estudos ligados ao planejamento e execução do descomissionamento de instalações. Também institui a apresentação de um plano de recuperação ambiental a ser aprovado pelo órgão ambiental.

Há ainda legislações específicas, como a nº 41, de 13 de outubro de 2015, que institui o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos (SGSS), definindo os requisitos mínimos a serem atendidos no descomissionamento da plataforma em relação a dutos e sistemas submarinos. Para os poços, há a resolução ANP nº 46/2016, responsável por instituir o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), estabelecendo diretrizes que regulamentam a manutenção da integridade dos poços durante todo o seu ciclo de vida.

Em relação à legislação ambiental, o Brasil não possui lei específica sobre o descomissionamento de plataformas *offshore* (MADI, 2018), estando esse processo incluído

nas resoluções sobre licenciamento ambiental, a destacar a CONAMA nº 237/97 que descreve as etapas desse processo. Segundo Almeida (2017), no licenciamento do descomissionamento de estruturas *offshore* pelo IBAMA, embora sejam contempladas a análise de alternativas e avaliação comparativa, o órgão estabelece a remoção com destinação final ambientalmente adequada a opção mais desejada, só aceitando opções alternativas se devidamente justificadas ambiental, social e economicamente.

Um desses cenários alternativos seria, então, a estratégia de conversão da plataforma em recifes artificiais após seu descomissionamento. A Instrução Normativa (IN) IBAMA nº 22/2009 rege os principais requisitos sobre essa possibilidade. O operador, então, elabora o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e solicita o licenciamento dessa alternativa ao IBAMA. Faltam, entretanto, referências claras sobre o ponto de vista do órgão ambiental para avaliar os impactos desse cenário (ALMEIDA, 2017).

Ainda, o descomissionamento necessita da autorização da Marinha brasileira, a qual deve ser devidamente comunicada sobre todo o procedimento, requerendo um memorial descritivo do processo de desmonte de plataformas fixas, constando: o planejamento e o cronograma idealizado, a gestão dos resíduos e sobras, a destinação final pretendida, local do desmonte, se aplicável, e possíveis efeitos de redução/aumento da profundidade local (MADI, 2018). Se julgado necessário, a Marinha pode solicitar que possíveis estruturas remanescentes sejam devidamente cartografadas e sinalizadas.

Apesar dos avanços na área, especialmente com a legislação mais recente passando a ser aplicada, como a resolução ANP 817/2020 previamente destacada, ainda se observa uma falta de organização e clareza em um nível nacional em termos do arcabouço jurídico especificamente aplicável ao processo de descomissionamento. Dessa forma, falta uma orientação clara das práticas e técnicas que podem e devem ser aplicadas durante esta etapa de encerramento do ciclo de vida de uma plataforma *offshore* de petróleo e gás (TCU, 2021). Conforme o Brasil conclua mais processos de descomissionamentos *offshore*, é esperado que a regulação ambiental da área se consolide, orientando melhor os operadores quanto aos procedimentos esperados e necessários quanto ao que é aceitável e esperado pelos órgãos ambientais brasileiros.

2.2.2. Técnicas e métodos

O processo de descomissionamento é uma parte intrínseca à atividade de extração, sendo determinado tanto pelas condições físicas da infraestrutura quanto pela viabilidade técnica e econômica de se continuar a produção, com novas tecnologias permitindo a extensão

da vida útil de poços maduros, contanto que ainda se possa contar com reservas de petróleo e gás a serem exploradas (BOA MORTE, 2019). Embora essa etapa envolva uma série de critérios a serem considerados, o fator econômico, naturalmente, detém o maior peso, não sendo interessante continuar a exploração quando os custos operacionais superam o rendimento esperado (RUIVO, 2001).

Dessa forma, um projeto para descomissionar uma plataforma de petróleo deve prever desde o planejamento e gerenciamento do projeto passando pelo abandono dos poços seguido pela remoção da jaqueta, oleodutos, condutores e *topside* até a disposição de resíduos e a limpeza do local, considerando, ainda, a observação posterior, com o monitoramento da qualidade da água e das condições do leito marinho e, se houver necessidade, com a manutenção de quaisquer estruturas possivelmente remanescentes (FERREIRA et al., 2019).

Assim, a primeira fase consiste no abandono e tamponamento dos poços. Feita apenas mediante autorização da ANP, dada a sua complexidade, busca-se isolar completamente as zonas produtivas e impedir a contaminação por possíveis futuros vazamentos, cimentando todos os revestimentos de forma a garantir a preservação de recursos naturais e aquíferos. Essa etapa pode representar até 60% do custo total do orçamento do projeto, com muitos riscos presentes a depender da idade e do histórico do poço, com suas condições geralmente pouco documentadas (AHIAGA-DAGBUI et al., 2017).

Ainda na limpeza da estrutura de hidrocarbonetos e contaminantes, deve-se remover condutores e *risers*, realizando a lavagem dos sistemas de processamento e preparar os componentes da instalação para sua remoção, se submersos. Em seguida, pode-se prosseguir para a desmontagem e remoção de fato dos condutores, sendo cortados o mais próximo possível do leito marinho, sendo puxados e transferidos para uma embarcação de forma que possam ser reciclados *onshore* (ELLWANGER et al., 2016).

Os sistemas submarinos, em sua maioria, devem ser totalmente removidos do leito marinho, o que pode ser obtido por meio de cortes e embarcações de apoio. Em águas mais profundas, é comum o abandono no local de uma parcela dessas estruturas, desde que devidamente justificado do ponto de vista ambiental. Essa alternativa é economicamente mais interessante em lâminas d'água maiores, visto que, nesses casos, os equipamentos necessários são de operação remota (ROV, do inglês, *Remotely Operated Vehicle*), dada a questão da segurança.

Os dutos submarinos, após limpeza prévia, são removidos por métodos como S-Lay/J-Lay Reverso, bobina reversa, ou corte e elevação, a depender do tipo de duto. Para dutos flexíveis, são mais adequados os métodos de S-Lay/J-Lay Reverso ou bobina reversa

(FERREIRA et al., 2019). O corte dos dutos, por sua vez, não é recomendado para dutos flexíveis, pois inviabilizaria a sua reutilização (FERREIRA et al., 2019).

Quanto à remoção dos *topside*s, por sua vez, como consistem em módulos diversos interconectados, cada um poderá ter seus próprios riscos e desafios envolvidos no momento do descomissionamento. Individualmente, os *topside*s podem receber destinos diversos ao serem enviados à terra, podendo tanto serem dispostos como sucata quanto reaproveitados ou reciclados. Podem ainda ser tombados no local ou removidos parcialmente (RUIVO, 2001). Nessa última hipótese, a ANP requer a garantia da integridade das estruturas enquanto permanecerem *offshore*.

Segundo Ellwanger et al. (2016), os *topside*s podem ser removidos por três estratégias:

1. *Single lift* - içamento de todo o *topside* como uma peça única
2. Instalação reversa - corte e remoção de cada módulo individualmente com seu posterior transporte a embarcação que fará o seu transporte à terra.
3. *Piece small* - corte em peças ainda menores dos módulos, o que requer embarcações e guindastes menores a custo de um maior tempo de operação

A opção depende das embarcações disponíveis ao operador no momento do descomissionamento e a configuração do *topside*, considerando seu peso, principalmente (ELLWANGER, 2016).

Há métodos diferentes de descomissionamento mais adequados para cada tipo de plataforma, requerendo diferentes tipos de abordagens, embarcações de apoio e equipamentos e variando de acordo com seu tipo, localização, distância até a costa, peso e tamanho da estrutura, custos e tecnologias disponíveis, dentre outros (ELLWANGER, 2016).

Para as plataformas fixas, finalmente, existem quatro principais métodos para remoção da jaqueta, sendo eles: remoção completa, remoção parcial, tombamento no local e utilização alternativa (MARTINS, 2015), detalhadas a seguir.

2.2.2.1. Remoção completa

A remoção completa, antigamente a única opção considerada viável pela legislação brasileira (FGV ENERGIA, 2022), consiste na remoção de toda a estrutura utilizada no processo de extração do petróleo e gás, partindo do corte, içamento, carregamento e disposição das seções das subestruturas de aço. São utilizados explosivos, cortadores abrasivos (jatos d' água ou de areia) ou de diamante para o corte, barças de carga, guindastes e rebocadores para o transporte das partes, com destaque para heavy lift vessels (HLV), capazes de transportar milhares de toneladas de carga. A remoção da jaqueta pode se

dar, então, em módulos, com o corte da estrutura em pedaços manejáveis (Figura 6); como carga pesada; em instalação reversa; ou como peça única. Esta última opção, embora mais simples e rápida, pode ser mais custosa por necessitar de embarcações especializadas para maiores capacidades (FGV ENERGIA, 2022).

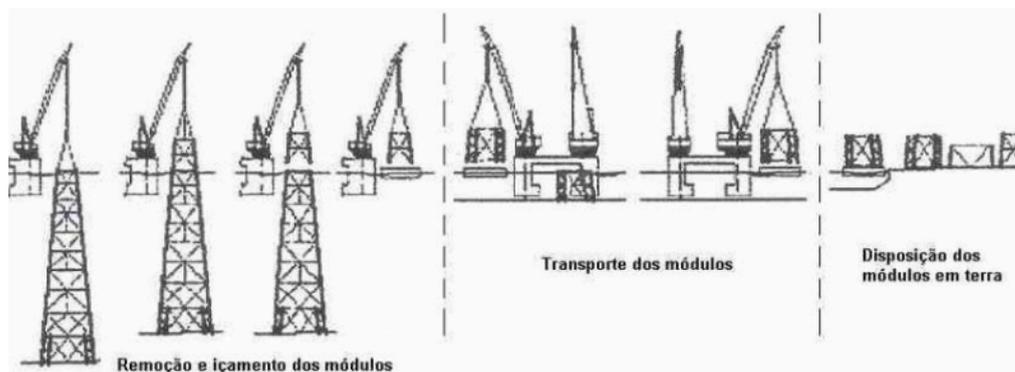


Figura 6: Remoção completa de uma jaqueta.

Fonte: Madi, 2018.

Pode ser reutilizada, se em condições apropriadas, disposta em águas profundas, em dumping ou como recifes artificiais, ou transportada à terra por meio do auxílio de embarcações para ser desmontada e encaminhada para a sua destinação final, sendo a reciclagem a opção mais desejável (RUIVO, 2001).

É possível também que essas estruturas sejam reutilizadas em outros projetos, embora seja uma alternativa que deva ser devidamente avaliada, dependendo de exigências específicas à estrutura e ao local de produção, como a lâmina d'água, características do leito marinho, limites de resistência à fadiga e corrosão (MADI, 2018).

A intenção deste método seria, então, retomar o local à sua condição prévia à instalação da plataforma, priorizando a recuperação da área degradada com um plano de recuperação aprovado pelo órgão ambiental responsável, o qual, no caso de estruturas *offshore*, é o IBAMA. A preferência pela remoção completa se dá por acreditar-se que a devolução do local ao seu estado natural é a mais proveitosa do ponto de vista ambiental, reforçando o reuso ou a reciclagem em terra como um benefício extra desta escolha (ALMEIDA, 2017). Entretanto, evidências apontam que, além de ser um método custoso e demorado comparado aos demais, tomando 35% de todas as operações de remoção (MADI, 2018), esse processo não seria o melhor do ponto de vista ambiental, gerando mais emissões dado o maior uso de navios de apoio e rebocadores e removendo uma estrutura já integrada ao

ecossistema local, responsável por proporcionar um habitat artificial à vida marinha próxima à plataforma (MARTINS, 2015; TERPOU, 2017).

2.2.2.2. Remoção parcial

A remoção parcial (Figura 7) consiste na remoção da parte superior da estrutura, a jaqueta, com a sua posterior disposição em águas profundas ou em terra com sua reciclagem ou refugo. O corte da jaqueta pode ser por métodos não-explosivos, o que simplifica a operação (RUIVO, 2001).

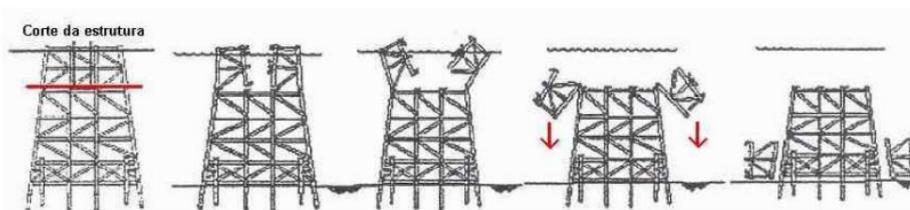


Figura 7: Remoção parcial de uma jaqueta.

Fonte: Madi, 2018.

Atualmente, de acordo com a resolução ANP no 817/2020, a remoção parcial ou a permanência definitiva in situ de instalações somente poderão ser admitidas em caráter de exceção, desde que devidamente justificada. Deve-se ainda garantir que as estruturas remanescentes não interfiram na navegação e atividades do local, como a pesca, mantendo uma coluna d'água livre. É uma alternativa disponível especialmente a estruturas de maior porte em águas afastadas da costa (FGV ENERGIA, 2021).

Em termos econômicos, como uma parcela considerável da produção brasileira se dá em águas profundas, o processo de descomissionamento completo se apresenta mais complexo e custoso devido ao uso de sistemas submarinos maiores (FGV ENERGIA, 2022). Além deste benefício econômico, do ponto de vista ambiental, a alternativa pela remoção parcial seria justificada visto que a parte da infraestrutura remanescente manteria o habitat formado pela vida marinha ao longo da vida útil da plataforma. É registrado como estruturas humanas em ambiente marinho podem simular um recife natural, fornecendo um substrato para o desenvolvimento de uma cadeia alimentar rica (RUIVO, 2001), o que seria perdido com a remoção total da infraestrutura *offshore*.

Em águas britânicas, plataformas pesando menos de 10.000 toneladas são obrigadas a serem totalmente desmontadas ao final de sua vida útil para reuso, para reciclagem ou outra disposição final em terra, devendo a escolha por uma alternativa à remoção completa ser

devidamente justificada como mais adequada às estruturas acima desse limite (AHIAGA-DAGBUI et al., 2017).

2.2.2.3. Tombamento no local

O tombamento no local implica a remoção do *topside*, os quais podem ser reutilizados ou mesmo afundados junto à subestrutura (Figura 8), desde que sejam mantidas condições adequadas para a pesca e navegação como na remoção parcial, com a jaqueta tombada devendo permanecer a 55 metros abaixo do nível da água (ELLWANGER et al., 2016).

Essa prática requer o uso de explosivos, sendo necessária precisão na hora de realizar o corte das partes críticas da estrutura de forma que o próprio peso da subestrutura leve ao seu tombamento, podendo ser utilizado o auxílio de um rebocador.

Semelhante à remoção parcial, sem a necessidade da retirada da infraestrutura do local, há uma grande economia no tombamento em relação aos custos com transporte por meio de embarcações (MARTINS, 2015).

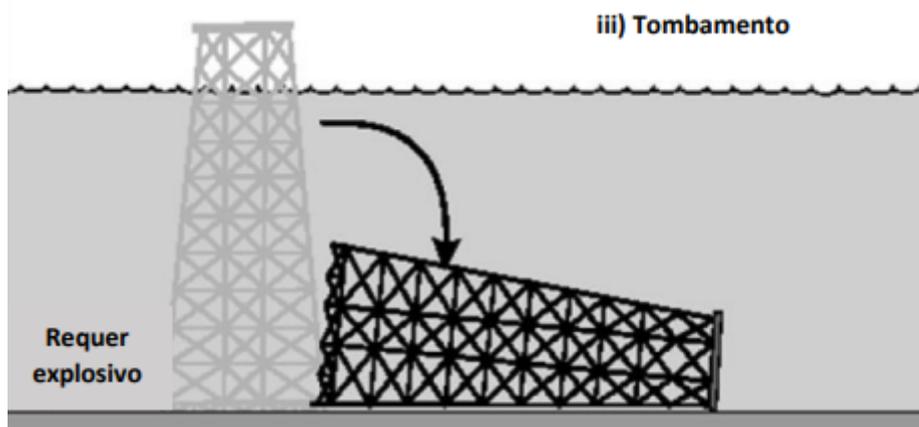


Figura 8: Tombamento de uma jaqueta.

Fonte: Almeida, 2017.

2.2.2.4. Uso alternativo

Dentre os usos alternativos, ao se manter a estrutura completa da plataforma no local, pode-se citar a utilização como ponto de pesca esportiva, cultivo marinho ou a sua transformação em centro de pesquisa, local para ecoturismo ou mesmo conversão para plataformas eólicas *offshore*.

Outra opção que tem se popularizado é a manutenção e conversão da subestrutura em recifes de corais. No Golfo do México, é uma prática que vem se tornando cada vez mais

comum por meio do programa *Rigs-to-Reefs* (RTR), ativo desde 1999, alternativa ainda pouco explorada em outras regiões produtoras de petróleo, especialmente por conta da legislação limitante que muitas vezes reforça a remoção completa como a preferível ou mesmo a única alternativa (TAN, 2021). No Brasil, ainda não há registros de implementação dessa alternativa.

Ainda se levantam algumas questões a respeito dos impactos ambientais relacionados à conversão em recife artificial. Embora a jaqueta não apresente contaminação por hidrocarbonetos, ao contrário de outros componentes de uma plataforma de petróleo *offshore*, não foram plenamente investigados os efeitos na biota local causados pela corrosão do aço, mais intensa com a estrutura submersa (ELLWANGER et al., 2016).

Em todos os cenários, é preciso se manter um monitoramento das situações do local após o processo de descomissionamento da plataforma, especialmente se houver o uso futuro da mesma, necessitando, assim, de uma possível necessidade de manutenção da estrutura, requerendo revestimento de proteção para minimizar os efeitos da corrosão sobre o aço, o que poderia apresentar um custo maior que o esperado a longo prazo.

2.2.3. Impactos ambientais

Os principais aspectos ambientais do processo de descomissionamento a serem considerados são: presença de coral-sol, emissão de CO₂ e outros poluentes atmosféricos, geração de efluentes, geração de resíduos, incluindo resíduos perigosos ou mesmo material radioativo na forma de Materiais Radioativos de Ocorrência Natural (NORM), dispersão de sedimentos, vazamento de óleo, perda de biodiversidade, dentre outros (FGV ENERGIA, 2021; MARTINS, 2015; SOMMER, 2019; TERPOU, 2017).

Esses diversos impactos são resultantes das diferentes operações realizadas durante as etapas do descomissionamento, com determinadas técnicas levando a efeitos negativos mais ou menos graves. O uso de explosivos no corte, por exemplo, além de aumentar a complexidade da operação, gera ondas de choque que podem ser prejudiciais a diversas espécies marinhas. Grande parte das emissões de poluentes atmosféricos, por sua vez, é proveniente da queima de combustível nos barcos de apoio que participam do descomissionamento da plataforma (SOMMER, 2019). Dessa forma, percebe-se que, a depender do método escolhido para a retirada das jaquetas de plataformas *offshore*, esses impactos poderiam ser minimizados ou mesmo evitados, com a remoção parcial requisitando menos das embarcações para o transporte para a terra e permitindo outras técnicas de corte não-explosivas.

Como qualquer processo industrial, o descomissionamento gera uma série de resíduos que precisam ser encaminhados à sua destinação final ambientalmente adequada. Assim, deve-se haver um grande cuidado em relação à limpeza das estruturas, de forma a eliminar possíveis contaminantes presentes nessas estruturas, ressaltando a contaminação por hidrocarbonetos, apresentando um risco ao meio ambiente e à saúde dos trabalhadores. Destaca-se, também, os NORM, materiais enriquecidos com elementos radioativos presentes no ambiente. Sua geração se dá naturalmente durante o período produtivo da plataforma, se acumulando em borras e incrustações. Assim, durante o descomissionamento, é necessário avaliar se o risco radiológico ultrapassa os limites toleráveis, devendo se identificar devidamente o material contaminado para enviá-lo para empresas especializadas na limpeza e descontaminação desses materiais. Embora essa etapa já seja feita no Brasil por empresas licenciadas pela CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear), ainda não se conta com um depósito final para esse material (FGV ENERGIA, 2022).

Há ainda a preocupação com os resíduos gerados durante a atividade de perfuração e de produção da plataforma. A presença de cascalhos e fluidos de perfuração depositados no solo marinho apresentam uma preocupação, pois é preciso retirá-los antes do descomissionamento, visto que podem formar montes que soterram parte da estrutura a ser removida. Além disso, dado o intervalo de décadas entre a instalação e o descomissionamento, é possível que sejam encontrados materiais hoje reconhecidos poluentes e de uso proibido, sendo identificada a presença de mercúrio, asbestos, tintas e outras substâncias perigosas em plataformas norueguesas recentemente descomissionadas, por exemplo (TEIXEIRA, 2013).

Outra consideração importante a ser feita é a incrustação de coral-sol nas estruturas, uma espécie exótica invasora cujo manejo atualmente é insatisfatório, pois sua rápida propagação apresenta um risco para o desenvolvimento das espécies nativas. Têm sido apontadas ações recentes visando a mitigar os impactos decorrentes dessa bioinvasão, sendo apontada a responsabilidade do IBAMA na implementação dessas ações, por meio Plano Coral-Sol, o qual foi instituído pela Portaria IBAMA nº 3.642, de 10 de dezembro de 2018 (TCU, 2021). Já são apontadas medidas próprias para a remoção do coral-sol, como o jateamento das estruturas contaminadas e a raspagem dos organismos, mas pouco se sabe sobre a eficácia dos métodos atualmente empregados no controle da infestação. Essa falta de conhecimento também agrava a questão operacional, e pode trazer custos inesperados ao processo de descomissionamento (FGV ENERGIA, 2021).

Dessa forma, torna-se essencial o levantamento dos impactos ambientais oriundos desse processo, seja por ACV, Análise de Impacto Ambiental (AIA) ou outro método, de forma a minimizar ou mesmo mitigar os impactos ambientais causados pela atividade de descomissionamento ao se identificar onde os principais problemas residem.

Outro ponto crucial nessa questão é a necessidade do monitoramento da região antes e após a retirada das estruturas, seja parcial ou completa. Dessa forma, com a pesquisa pré-desinstalação, o operador conhece detalhadamente a situação do fundo do mar no entorno da plataforma antes de iniciar o descomissionamento. Assim, ao se realizar a pesquisa pós-desinstalação, busca-se obter dados dos mesmos locais previamente avaliados, de forma a analisar e identificar os impactos causados por esse processo com alto grau de confiança. As conclusões obtidas neste levantamento auxiliam no processo de tomada de decisão, permitindo conhecer e, logo, minimizar os impactos ambientais originados do processo de descomissionamento (MADI, 2018).

Um exemplo desse tipo de monitoramento pós-descomissionamento se deu no Mar do Norte, no campo de Frøy, após a remoção completa da plataforma. Foram analisados mais de 400 animais marinhos além de amostras de sedimentos, identificado que os impactos resultantes abrangeram um pequeno raio geograficamente e não se estenderam na cadeia alimentar, mostrando como esse tipo de monitoramento pode ser realizado e quais resultados pode revelar a respeito dos impactos resultantes do processo de descomissionamento (FGV ENERGIA, 2022).

No Brasil, entretanto, embora a resolução ANP nº 817/2020 tenha instituído a necessidade de apresentar ao órgão ambiental um plano de recuperação ambiental, a legislação brasileira é pouco detalhada, ficando a critério do operador propor soluções para a recuperação ambiental. A frequência, métodos e duração do monitoramento tampouco é detalhada pelos principais órgãos do setor. Urge, então, a definição dos parâmetros mínimos necessários de forma a conferir a eficiência da recuperação ambiental nas pesquisas pós-descomissionamento (FGV ENERGIA, 2022).

2.3. Avaliação de ciclo de vida (ACV)

A ACV é definida e detalhada pela ABNT ISO 14040 como a análise dos aspectos e impactos ambientais de um produto ou processo ao longo de toda a sua cadeia produtiva, da matéria prima até a sua disposição final (do berço ao túmulo), levando em conta as entradas mássicas de insumos e energia e as saídas de subprodutos, emissões, efluentes e resíduos ao longo do ciclo de vida estudado.

Consiste em uma técnica com aplicações em diversas áreas, podendo ser utilizada para elaboração de políticas públicas ou, mais especificamente na esfera privada, na obtenção de selos e declarações ambientais, desenvolvimento e aprimoramento de produtos, levantamento do custo de vida e marketing empresarial, por exemplo (ABNT ISO 14040, 2006).

Espera-se, ao final da avaliação, obter parâmetros que permitam identificar pontos de otimização no processo produtivo, com economia de recursos e energia.

É limitada pelo uso dos dados em que se baseiam os modelos, os quais têm incertezas associadas, além de serem próprios a um dado recorte geográfico e temporal (POREMSKI, 1998).

A seguir, detalha-se a metodologia de ACV, a qual segue etapas bem definidas, devendo conter, necessariamente: definição de objetivo e escopo, análise de inventário de ciclo de vida (ICV), avaliação do impacto do ciclo de vida (AICV) e interpretação dos resultados, conforme ilustrado na Figura 9, de acordo com a ISO 14040.

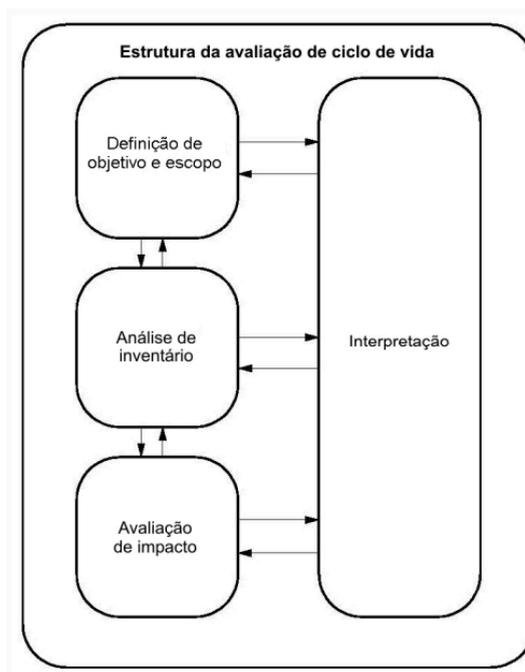


Figura 9: Estrutura da Avaliação do Ciclo de Vida de acordo com a ISO 14040.

(Fonte: ISO 14040, 2006)

2.3.1. Definição de objetivo e escopo

Inicialmente, define-se o que se almeja alcançar com o estudo, descrevendo claramente o objetivo e o escopo, assim como o sistema, suas funções, suas fronteiras, a

unidade funcional utilizada, o fluxo de referência, as categorias de impacto consideradas, pressupostos e limitações, conforme estipulado pela ISO 14040.

A unidade funcional, então, é a base da ACV, à qual se relacionam as entradas e saídas do inventário, permitindo que os resultados obtidos possam ser submetidos à comparação. É definida com base em sua funcionalidade. A partir da função expressa pela unidade funcional, também se determina o fluxo de referência, o qual mede as saídas necessárias para atender a unidade funcional.

As fronteiras do sistema, por sua vez, definem quais etapas, junto com suas respectivas entradas e saídas, serão consideradas dentro do sistema do produto ou processo analisado.

As categorias de impacto são escolhidas de forma a melhor representar os aspectos ambientais relacionados ao processo.

2.3.2. Análise de inventário do ciclo de vida (ICV)

O ICV parte da coleta de dados quantitativos de entradas e saídas do sistema analisado, incluindo entradas de energia, combustível, matérias-primas e outras entradas físicas, produtos, co-produtos e subprodutos, emissões, efluentes e resíduos, dentre outros aspectos ambientais. Esses dados podem ter que passar por cálculos, geralmente feitos por meio de softwares específicos de ACV.

Os dados podem ser primários, coletados em primeira mão, ou secundários, dados previamente publicados na literatura, em relatórios ou base de dados. Embora o ideal seja o uso de dados primários na elaboração de um inventário de ACV, frequentemente se encontram dificuldades em seu levantamento devido à não divulgação para preservar seu sigilo (TERPOU, 2017).

2.3.3. Avaliação do impacto do ciclo de vida (AICV)

A partir dos dados obtidos na etapa anterior (ICV), passa-se à avaliação dos impactos ambientais de fato, associando o inventário obtido com categorias de impacto e indicadores relevantes.

A norma ISO 14044 considera elementos obrigatórios e opcionais para a AICV. No primeiro grupo, tem-se a seleção de categorias de impacto, indicadores e modelos, classificação e caracterização dos resultados, enquanto os elementos opcionais englobam normalização, agrupamento e ponderação.

A classificação, etapa qualitativa, envolve correlacionar os resultados de ICV às categorias de impacto escolhidas, enquanto a caracterização é o cálculo dos resultados dos indicadores.

Quanto aos elementos opcionais, a normalização calcula a magnitude dos resultados dos indicadores de categoria a partir de uma referência, de forma a obter a magnitude relativa. O agrupamento agrega diferentes categorias de impacto em uma base nominal ou por hierarquia. A ponderação, por sua vez, é a conversão dos resultados para uma escala em comum, com base em fatores de ponderação.

2.3.4. Interpretação dos resultados

Por fim, a ACV é concluída com a etapa da interpretação dos resultados, na qual avalia-se se o objetivo e o escopo propostos foram alcançados. Apesar da AICV ser uma abordagem relativa sujeita a unidade funcional escolhida, identificando impactos ambientais potenciais, nesta etapa pode-se identificar pontos de melhoria a serem sugeridos e implementados no processo avaliado.

2.3.5. Estudos de Avaliação do Ciclo de Vida no descomissionamento de plataformas *offshore*

Para o processo de descomissionamento de plataformas *offshore*, há um conjunto restrito de estudos que utilizam ACV para a análise dos impactos ambientais desse processo. Um dos primeiros a apontar a relevância da metodologia para esse tema foi Poremski (1998), reconhecendo o seu valor em auxiliar o processo de decisão ao comparar diferentes opções de descomissionamento em termos de consumo de energia e emissões gasosas, utilizando a plataforma Heather no Mar do Norte como estudo de caso. O estudo reconhece a limitação de dados referentes às emissões provenientes do uso de embarcações e demais atividades *offshore*, apresentando um estudo de ACV mais preliminar do descomissionamento da plataforma Heather.

Kerr et al. (1999) é o primeiro estudo efetivo de ACV sobre o descomissionamento, também partindo da plataforma Heather no Mar do Norte, comparando o tombamento, a remoção parcial e a remoção completa, estimando o gasto de energia, a emissão de gases de efeito estufa e efeitos de acidificação. O trabalho verificou que a diferença entre o consumo de energia entre a melhor e a pior opção para o descomissionamento era equivalente a 0,006% do total de energia produzida anualmente pelo Reino Unido, apontando a ineficiência do argumento da eficiência energética para defender um método acima dos demais, sendo

necessário considerar também outros fatores ambientais envolvidos na escolha da alternativa para o descomissionamento.

Há ainda outros estudos mais recentes utilizando ACV que igualmente buscam comparar os diferentes métodos de descomissionamento em termos dos seus impactos ambientais (JIA, 2013; GORGES, 2014; TERPOU, 2017; JANJUA E KHAN, 2022), além de um estudo de caso de remoção completa de uma plataforma no Mar Adriático (COLALEO et al., 2022).

Jia (2013) realizou uma ACV comparativa a partir dos dados obtidos em Kerr et al. (1999), sendo verificada a coerência do consumo de energia mesmo para um período mais moderno. Concluiu-se que, embora a remoção parcial apresente um menor consumo de energia e menores emissões de SO₂ e NO_x, ambos impactos relacionados ao uso de embarcações, a diferença entre a quantidade de emissões de CO₂ entre a remoção completa e a parcial é insignificante.

O objetivo de Gorges (2014) também foi avaliar a energia consumida e as emissões dos gases CO₂, NO_x e SO₂ envolvidas no descomissionamento de uma plataforma *offshore*, considerando as opções de remoção completa e uso alternativo com conversão em recife artificial, apontando o uso de embarcações como o aspecto mais significativo dentro do processo.

O trabalho de Terpou (2017) buscou aplicar a metodologia de ACV partindo também dos princípios da economia circular, revelando como o reuso das estruturas permitiria uma redução dos impactos em ambos os cenários, de remoção completa e parcial. Assim, no descomissionamento parcial há um menor gasto de energia tanto por conta do menor uso de embarcações para retirada das estruturas quanto pela menor quantidade de material reciclado. Isso se deve ao fato de a reciclagem ser outra etapa do descomissionamento que gera impactos significativos, os quais podem ser evitados com uma maior porcentagem de reuso das estruturas.

Janjua e Khan (2022), além da comparação entre a remoção completa, investigam os impactos resultantes da retirada em partes maiores ou menores da plataforma, revelando que o uso de embarcações especializadas, necessárias na remoção *single lift* e *piece large*, causaria um maior impacto ambiental. Assim, levanta-se a necessidade de um estudo integrado na hora de se descomissionar uma plataforma, levando em conta seu tamanho e outros critérios, visto que embarcações maiores reduzem a necessidade de mão de obra e o risco associado.

Colaleo et al. (2022) integrou nas fronteiras do sistema a reciclagem do aço recuperado da plataforma, revelando um importante ganho em sustentabilidade ao se

considerar os impactos evitados quão maiores forem os impactos ambientais e econômicos do processo de produção de aço. Além da análise ambiental, também identificou onde residem os principais custos envolvidos no processo, sendo eles relacionados ao uso de embarcações e à contratação de mão de obra.

Há ainda o estudo de Leporini et al. (2019) que buscou investigar a viabilidade econômica e ambiental para diferentes cenários de conversão de uma plataforma de petróleo *offshore* em fontes de produção de energia renovável (solar e eólica). Foram avaliados dois locais geográficos, o Mar Adriático e o Mar do Norte, cada um com suas características de incidência solar e regime de ventos, o que leva a diferentes fontes mais adequadas para cada região.

No geral, o consenso entre os estudos comparativos é que as opções envolvendo descomissionamento parcial apresentam um menor gasto energético e geram menos emissões atmosféricas do que a remoção completa, por menor que seja essa diferença. Os estudos que incluem a reciclagem nas fronteiras do sistema (JIA, 2013; TERPOU, 2017; COLALEO et al., 2022) indicam grandes ganhos ambientais independente da técnica de remoção escolhida, parcial ou completa. Todos apontam como principal aspecto ambiental a atividade de embarcações durante a remoção das estruturas, devido ao uso de combustíveis fósseis e às emissões atmosféricas resultantes.

Reconhece-se que a falta de pesquisas sobre o descomissionamento utilizando a metodologia de ACV leva a uma incerteza quanto às emissões e demais impactos ambientais calculados (KERR et al., 1999; JANJUA E KHAN, 2022). É também apontada uma falta de transparência durante o processo de descomissionamento por parte das empresas, o que restringe ainda mais os estudos de ACV em relação ao levantamento das informações necessárias (TERPOU, 2017). Esse cenário se agrava tendo em vista o cenário nacional e a escassez de dados específicos ao Brasil, impondo certas limitações e considerações a serem feitas na elaboração do inventário para o descomissionamento.

3. Metodologia

O presente estudo está organizado conforme a estrutura básica da ACV preconizada pela ISO 14040: (1) Definição de Objetivo e Escopo (2) Análise de Inventário (3) Avaliação dos Impactos e (4) Interpretação dos resultados. Assim, o Capítulo 3 (Metodologia) trará a etapa de definição de objetivo e escopo e a metodologia necessária para a elaboração do inventário e o Capítulo 4 (Resultados) trará as etapas de análise de inventário, avaliação de impacto e interpretação dos resultados.

3.1. Definição de objetivo e escopo

O presente trabalho busca avaliar os impactos ambientais originados do processo de descomissionamento parcial e completo de uma plataforma fixa, identificando qual das etapas identificadas dentro do sistema é a mais impactante, de forma a reconhecer possibilidades de melhora e otimização.

A fronteira do estudo não contempla o ciclo de vida completo de uma plataforma *offshore* (do “berço ao túmulo”), mas apenas um processo dentro desse escopo maior, o descomissionamento, dentro do qual se enquadram desde as etapas preparatórias até o monitoramento pós descomissionamento. Em sua totalidade, conforme descritas por FERREIRA et al. (2019), as etapas dentro do processo de descomissionamento seriam:

1. Planejamento e gestão de projeto: estudos preparativos e elaboração do programa de descomissionamento;
2. Abandono do poço: onde ocorre a desativação do poço;
3. Preparação do *topside*: limpeza e preparo dos equipamentos e estruturas para sua retirada;
4. Remoção da jaqueta e subestrutura: corte e retirada da jaqueta;
5. Remoção de sistemas submarinos: corte e retirada dos dutos;
6. Reuso e reciclagem das estruturas: destinação final das estruturas após a sua remoção;
7. Monitoramento pós descomissionamento: monitoramento da qualidade da água e do leito marinho.

Considerando o escopo deste estudo e seguindo o sistema descrito pelos outros trabalhos que aplicam ACV para o processo de descomissionamento, as etapas relevantes em relação às entradas e saídas consideradas dentro das fronteiras da ACV incluem:

- O corte e a remoção do *topside*;
- O corte e a remoção da jaqueta e da subestrutura;

- O transporte das estruturas para terra e
- A destinação final, contemplando reuso e reciclagem do aço removido da plataforma.

Assim, no presente estudo, foram consideradas estas etapas conforme previamente descritas e apresentadas no fluxograma na Figura 10 abaixo.

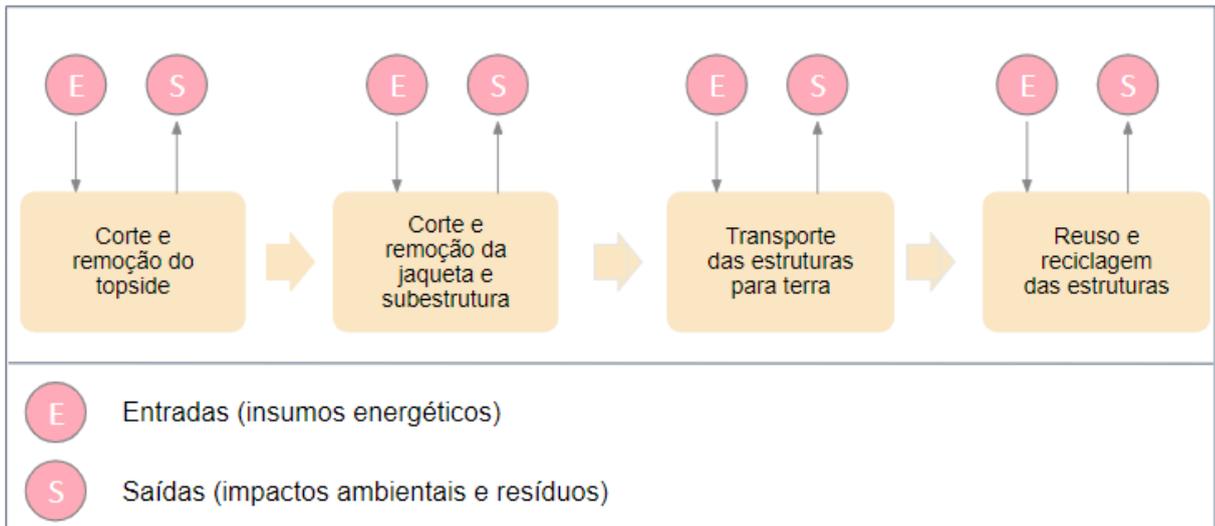


Figura 10: Fluxograma do processo de descomissionamento com remoção total
(Fonte: Elaboração própria)

A única distinção entre o descomissionamento total e o parcial é a permanência da subestrutura e parte da jaqueta na remoção parcial, com o restante do fluxograma permanecendo o mesmo entre os dois cenários, como apresentado pela Figura 11 abaixo.

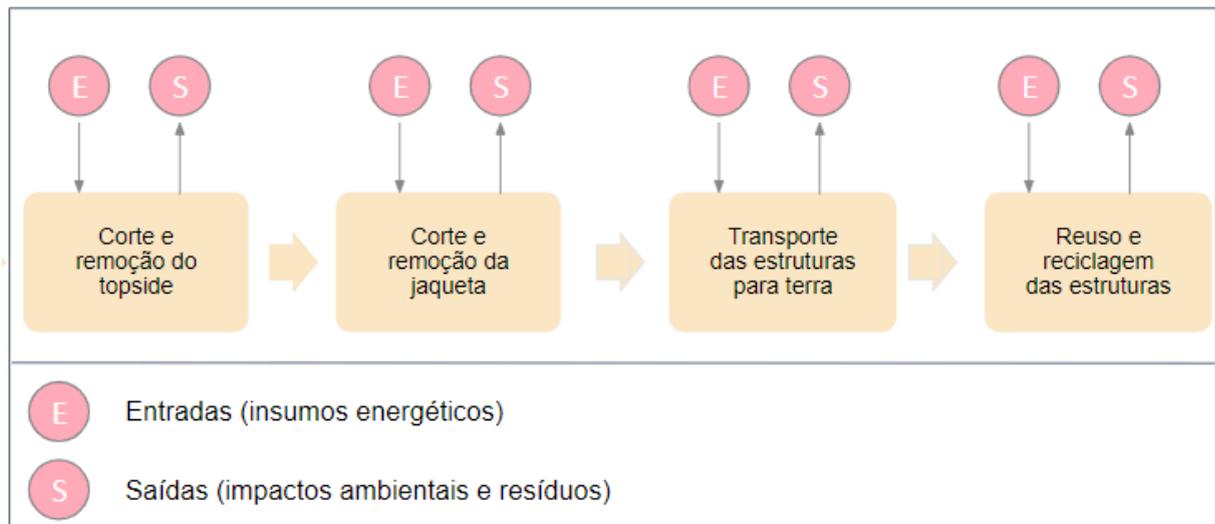


Figura 11: Fluxograma do processo de descomissionamento com remoção parcial
(Fonte: Elaboração própria)

A unidade funcional do estudo é definida por 1 tonelada de plataforma, de forma a permitir que os resultados sejam generalizados para qualquer dimensão e peso de plataforma, aqui considerada como uma plataforma fixa.

As categorias de impacto foram escolhidas em função de sua relevância em estudos da literatura na área:

- Potencial de aquecimento global: especialmente devido à queima de combustível, há uma grande emissão de poluentes atmosféricos durante o processo de descomissionamento, com destaque para CO₂, um dos principais gases relacionados a essa categoria de impacto (TERPOU, 2017);
- Eutrofização marinha: impacto relacionado ao excesso de nutrientes na água, em especial nitrogênio e fósforo. É considerado relevante no processo de descomissionamento dada à emissão de óxidos de nitrogênio provenientes da queima de combustíveis, o que leva a N atmosférico que pode se depositar e levar à contaminação da água (COLALEO, 2022);
- Acidificação: relacionada à emissão de SO₂ e NO_x. Essa categoria se relaciona à queima de combustíveis por embarcações e pelo maquinário utilizado no descomissionamento (TERPOU, 2017).

3.2. Análise de Inventário de ciclo de vida (ICV)

O inventário de ciclo de vida foi compilado a partir de dados da literatura, partindo dos três estudos de ACV mais recentes previamente mencionados no capítulo 2.3.5: JANJUA E KHAN, 2022; TERPOU, 2017; JIA, 2013. Foram desconsiderados os outros estudos previamente mencionados no capítulo 2.3.5 dada a falta de apresentação de um inventário ou pelos dados apresentados serem insuficientes para a elaboração de um inventário robusto.

Com o objetivo de aumentar a confiabilidade dos resultados obtidos, foi considerado o desvio padrão do conjunto efetivamente utilizado, dado pela raiz quadrada da variância, que é o somatório da diferença entre cada dado e a média dividido pela quantidade de elementos, conforme equação (1).

$$DP = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (1)$$

Além disso, foi realizada uma análise de sensibilidade para avaliar a mudança dos dados em relação ao resultado final.

O capítulo 4.1 trará os resultados do inventário realizado no presente estudo.

4. Resultados

Esse capítulo apresenta as demais etapas da metodologia de ACV: a apresentação do inventário consolidado, os resultados da avaliação do impacto do ciclo de vida e a interpretação dos resultados.

4.1. Análise de Inventário de ciclo de vida

Como o processo de descomissionamento não gera um produto final, não há a entrada de matéria-prima no sistema. Dessa forma, os únicos insumos relevantes são a energia utilizada durante o processo, representado pelo consumo de energia elétrica na etapa de reciclagem *onshore*, e o combustível utilizado durante as etapas de transporte e corte das estruturas pelas embarcações, equipamentos e maquinários (óleo diesel, propano e óleo combustível marinho), ambos avaliados em MJ.

Na etapa de transporte, cabe destacar que o consumo de combustível depende de alguns fatores, destacando a distância total percorrida pelas embarcações e a sua capacidade total, sendo que embarcações especializadas de maior capacidade, as quais podem chegar a mais de 50.000 toneladas (JANJUA E KHAN, 2022), apresentam um consumo maior. Estes fatores alteram consideravelmente a quantidade de combustível consumido durante o processo de descomissionamento. Algumas características desses estudos são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Peso de plataformas

Referência	Peso do <i>topside</i> (t)	Peso da jaqueta (t)	Peso total da plataforma (t)	Distância até a terra (km)	Capacidade da embarcação (t)
JIA (2013)	12.300	21.300	33.600	644	5.000
TERPOU (2017)	20.000	20.000	40.000	850	8.000
JANJUA E KHAN (2022)	11.500	24.400	35.900	500	5.000

Fonte: Elaboração própria

Em relação às saídas do processo de descomissionamento, assume-se que as únicas relevantes são as emissões atmosféricas resultantes da queima de combustíveis originada do

uso de embarcações e maquinário durante o corte e transporte das estruturas para terra, em concordância com as entradas serem somente energéticas (JIA, 2013).

Na etapa de reciclagem, o principal componente considerado é o aço, que corresponde a até 97% do peso total de uma plataforma, com o concreto sendo o segundo material mais significativo compondo 2% de uma plataforma (TERPOU, 2017). Embora outros materiais removidos da plataforma apresentem seus próprios desafios em relação a sua reciclagem e destinação final, seus impactos foram aqui desconsiderados frente aos processos mais intensivos em energia de reciclagem do aço (JANJUA, 2022).

Sendo a unidade funcional do estudo dada por 1 tonelada de plataforma, foram feitas conversões entre os dados apresentados em cada trabalho de forma a se ter o consumo de energia pelo peso da plataforma. A distribuição de massa da plataforma considerada em cada um dos três estudos é mostrada na Tabela 1.

Janjua e Khan (2022) contemplam quatro cenários de descomissionamento:

1. Remoção completa com içamento de pedaços de 1.500 toneladas métricas e uso de embarcações de 5.000 toneladas métricas de capacidade
2. Remoção completa com içamento de pedaços de 5.000 toneladas métricas e uso de embarcações de 5.000 toneladas métricas de capacidade
3. Remoção do *topside* com içamento de partes de 5.000 toneladas métricas e uso de embarcações de 20.000 toneladas métricas de capacidade
4. Remoção do *topside* e de um terço da jaqueta em pedaços de 5.000 toneladas métricas e uso de embarcações de 20.000 toneladas métricas de capacidade

Os autores apontam uma diferença entre as embarcações utilizadas para cada uma dessas opções de descomissionamento e os impactos ambientais resultantes do seu uso, sendo mais eficiente a remoção em pedaços maiores ou mesmo em peças únicas (*topside* e jaqueta), se a plataforma estiver em boas condições.

O inventário apresentou o consumo de combustível em litros por tonelada de plataforma removida (l/t). Como não foi especificado o tipo de combustível utilizado, foi considerada a utilização de óleo diesel para o maquinário de corte, com poder calorífico de 40,12 MJ/l de combustível consumido, e diesel marinho para as embarcações utilizadas no transporte das partes removidas, com poder calorífico de 45,4 MJ/l e densidade de 0,84 kg/l (ANP, 2023). O poder calorífico dos combustíveis assinalados será utilizado a fim de realizar a conversão a MJ por tonelada de plataforma.

Foram escolhidas a primeira e a quarta opções para a composição do inventário: remoção completa realizada por embarcações de 5.000 toneladas métricas de capacidade e a

remoção parcial do *topside* e da jaqueta por embarcações de 20.000 toneladas métricas de capacidade de carga. Estas foram escolhidas para a elaboração do inventário de forma a apresentar uma comparação adequada com os demais estudos, sendo feito um ajuste para a opção de descomissionamento parcial, já que a diferença de capacidade entre as embarcações leva a um aumento do consumo de combustível para a HLV de maior capacidade. Dessa forma, o consumo de combustível por esse tipo de embarcação para a opção 4 de descomissionamento parcial foi reduzido de forma a ser coerente sua comparação com a opção de remoção parcial dos outros dois estudos analisados.

O inventário total consolidado com as devidas conversões para Janjua e Khan (2022) se encontra na Tabela 2. Os autores não consideram a reciclagem do aço recuperado da plataforma em sua fronteira.

Tabela 2: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento total de Janjua e Khan (2022)

Etapa	Consumo de combustível (l/t)	Conversão (MJ/l)	Consumo de energia (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	4,40E+00 ^a	4,24E+01	1,87E+02
<i>Transporte para terra</i>	7,80E+01 ^b	3,81E+01	2,97E+03
<i>Reciclagem</i>	-	-	-

Onde: a - corresponde ao uso de óleo diesel; b - corresponde ao uso de diesel marinho

Fonte: Elaboração própria

Como Janjua e Khan (2022) apresentaram em seu inventário os valores de combustível em relação ao peso da plataforma removida, foi necessário converter os valores para a remoção parcial, de forma a padronizar as entradas do inventário na unidade MJ por total da plataforma, já que um volume menor da plataforma *offshore* é removido no descomissionamento parcial.

A quarta opção de descomissionamento apresentada pelo estudo, que foi aqui considerada, consiste na remoção de 19.500 toneladas da plataforma (remoção do *topside*, totalizando 11.500 toneladas, e de um terço da jaqueta, o que corresponde a 8.000 toneladas da jaqueta removida). Esse total equivale a 54% do peso total da plataforma (35.900 toneladas

- Tabela 1). Dessa forma, como o total de plataforma removida na quarta opção apresentada por Janjua e Khan (2022) é inferior ao peso total da plataforma, corrige-se o consumo de combustível em litros por plataforma por um fator de conversão de 0,54.

O inventário parcial para Janjua e Khan (2022) encontra-se na Tabela 3.

Tabela 3: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento parcial de Janjua e Khan (2022)

Etapa	Consumo de combustível (l/t)	Conversão (MJ/l)	Consumo de energia (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	9,93E-01 ^a	4,24E+01	4,21E+01
<i>Transporte para terra</i>	6,48E+01 ^b	3,81E+01	2,47E+03
<i>Reciclagem</i>	-	-	-

Onde: a - corresponde ao uso de óleo diesel; b - corresponde ao uso de diesel marinho

Fonte: Elaboração própria

Terpou (2017) apresentou o consumo de energia total em MJ para o corte e para os transportes, tendo sido considerados equivalentes para cada etapa descrita nas fronteiras do sistema. O peso da plataforma estabelecido no fluxo de referência foi de 40.000 toneladas, conforme Tabela 1. Para a obtenção do consumo de energia relativo a uma tonelada de plataforma, a energia total utilizada foi dividida por 40.000 toneladas, o peso da plataforma removida.

O inventário do descomissionamento total consolidado está apresentado na Tabela 4.

Tabela 4: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento total de Terpou (2017)

Etapa	Consumo de energia (MJ)	Conversão (l/t)	Consumo de energia (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	4,78E+05	2,50E-05	1,19E+01
<i>Transporte para terra</i>	6,29E+07	2,50E-05	1,57E+03
<i>Reciclagem</i>	4,14E+05	2,50E-05	1,04E+01

Fonte: Elaboração própria

Os dados para o inventário de remoção parcial encontram-se na Tabela 5.

Tabela 5: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento parcial de Terpou (2017)

Etapa	Consumo de energia (MJ)	Conversão (1/t)	Consumo de energia (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	3,28E+05	2,50E-05	8,21E+00
<i>Transporte para terra</i>	6,02E+07	2,50E-05	1,51E+03
<i>Reciclagem</i>	4,14E+05	2,50E-05	1,04E+01

Fonte: Elaboração própria

O trabalho de Jia (2013) comparou os impactos ambientais entre a remoção completa de uma plataforma e o seu uso alternativo à sua conversão a recife artificial. O autor apresenta no inventário o consumo de energia em cada uma de suas etapas, sendo apenas considerado o peso total da plataforma de 33.600 toneladas para os ajustes necessários.

Os inventários conforme apresentados no estudo original e as conversões utilizadas são apresentados a seguir na Tabela 6.

Tabela 6: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento total de Jia (2013)

Etapa	Consumo de energia (MJ)	Conversão (1/t)	Consumo de energia (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	2,94E+07	2,98E-05	8,75E+02
<i>Transporte para terra</i>	5,55E+08	2,98E-05	1,65E+04
<i>Reciclagem</i>	1,68E+08	2,98E-05	5,01E+03

Fonte: Elaboração própria

Para o inventário do descomissionamento parcial, foram igualmente apresentados o gasto energético de cada etapa, conforme consta na Tabela 7.

Tabela 7: Inventário de ciclo de vida para descomissionamento parcial de Jia (2013)

Etapa	Consumo de energia (MJ)	Conversão (1/t)	Consumo de energia (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	1,58E+07	2,98E-05	4,70E+02
<i>Transporte para terra</i>	3,25E+08	2,98E-05	9,68E+03
<i>Reciclagem</i>	9,70E+07	2,98E-05	2,89E+03

Fonte: Elaboração própria

A partir da compilação dos inventários dos três estudos de forma a se obter a média, alcança-se o inventário total, apresentado na Tabela 8 para o descomissionamento total.

Tabela 8: Inventário consolidado para descomissionamento total

Etapa	JIA (2013)	TERPOU (2017)	JANJUA E KHAN (2022)	Média (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	8,75E+02	1,19E+01	1,87E+02	3,58E+02
<i>Transporte para terra</i>	1,65E+04	1,57E+03	2,97E+03	7,02E+03
<i>Reciclagem</i>	5,01E+03	1,04E+01	-	2,51E+03

Fonte: Elaboração própria

Dado o número limitado de dados disponíveis, recomenda-se avaliar a sua dispersão por meio do desvio padrão (DP).

Esse parâmetro revela, então, a grande variação entre os dados utilizados para a elaboração do inventário, conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 9: Valores médios e desvio padrão para descomissionamento total

Etapa	Média (MJ/t)	Desvio Padrão (DP)	Média com DP (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	3,58E+02	± 3,73E+02	9,93E+01
<i>Transporte para terra</i>	7,02E+03	± 6,73E+03	2,27E+03
<i>Reciclagem</i>	2,51E+03	-	2,51E+03

Fonte: Elaboração própria

Para o descomissionamento total, então, nas etapas de corte das estruturas e transporte para terra, os dados de Jia (2013) são os únicos que não se encontram no intervalo da média ± desvio padrão. Dessa forma, calcula-se uma nova média apenas com os valores obtidos de Terpou (2017) e Janjua e Khan (2022), de forma a se ter dados de entrada para o inventário com menos incerteza associada.

De maneira similar, obtém-se a média e o inventário para o descomissionamento parcial, apresentando na Tabela 10.

Tabela 10: Inventário consolidado para descomissionamento parcial

Etapa	JIA (2013)	TERPOU (2017)	JANJUA E KHAN (2022)	Média (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	4,70E+02	8,21E+00	4,21E+01	1,73E+02
<i>Transporte para terra</i>	9,68E+03	1,51E+03	2,47E+03	4,55E+03
<i>Reciclagem</i>	2,89E+03	1,04E+01	-	1,45E+03

Fonte: Elaboração própria

Novamente, como feito para o inventário de descomissionamento total, o descomissionamento parcial também revelou os dados de Jia (2013) como os que mais se afastam da média, sendo descartados no cálculo da nova média (Tabela 11).

Tabela 11: Valores médios e desvio padrão para descomissionamento parcial

Etapa	Média (MJ/t)	Desvio padrão (DP)	Média com D.P. (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	1,73E+02	±2,10E+02	2,52E+01
<i>Transporte para terra</i>	4,55E+03	±3,65E+03	1,99E+03
<i>Reciclagem</i>	1,45E+03	-	1,45E+03

Fonte: Elaboração própria

De maneira geral, é possível verificar que o conjunto de dados é disperso, trazendo uma incerteza indesejada para a avaliação de ciclo de vida. Uma forma de se lidar com essa incerteza seria por meio da análise de sensibilidade, avaliando a confiabilidade dos resultados e os efeitos que uma redução de 10% desses dados de entrada causariam nos impactos resultantes. A análise de sensibilidade será apresentada no capítulo 4.3.

Os impactos ambientais serão calculados utilizando-se o *software* SimaPro versão 8, que conta com a base de dados Ecoinvent 3. O método escolhido para o cálculo dos impactos foi o ReCiPe Midpoint (H) V1.11.

Foram selecionados os processos pré-existentes adequados dentro do banco de dados do programa de energia, sendo priorizados aqueles referentes ao Brasil ou globais, caso haja indisponibilidade de processos próprios ao Brasil.

Para a etapa de corte das estruturas e uso de guindastes, foi considerado que a energia utilizada é proveniente dos geradores de diesel próprios da plataforma, enquanto a fase de transporte utiliza o combustível diretamente, sendo representados respectivamente pelos processos: “*Energy, from diesel burned in machinery/RER Energy*” e “*Heat, district or industrial, other than natural gas {RoW}| heat production, heavy fuel oil, at industrial furnace IMW | Alloc Def, U*”.

Para etapa de reciclagem, a única que ocorre *onshore*, a fonte de energia selecionada da base Ecoinvent foi um mix energético para o Brasil (*Electricity mix, AC, consumption mix, at consumer, < 1kV/BR Energy*), contemplando a variedade de fontes da matriz energética nacional.

4.2. Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida

A seguir, são apresentados os impactos resultantes do processo de descomissionamento de acordo com as categorias estabelecidas na definição de objetivo e escopo: potencial de aquecimento global, acidificação e eutrofização marinha. Os dados utilizados para o inventário para esta avaliação de impacto foram aqueles obtidos a partir da média dos três estudos levantados.

A distribuição proporcional dos impactos em relação às componentes do processo de descomissionamento são apresentadas na Tabela 12, com a etapa de transporte para terra sendo a mais significativa para as categorias de aquecimento global e acidificação, contribuindo mais de 80% para o total levantado.

Para a categoria de impacto de eutrofização marinha, foram observados impactos menos significativos em relação às demais categorias.

A etapa de corte das estruturas foi responsável proporcionalmente pelo menor nível de emissões dentro das três categorias de impacto levantadas. Este fato está relacionado ao menor consumo de energia para essa etapa, e está condizente com os estudos de ACV da literatura, nos quais o desmonte das estruturas levou a menores impactos em todas as categorias. Não haveria então, uma diferença total significativa entre as opções de remoção parcial e completa, apesar de haver menos material a ser desmontado e removido no método parcial.

Tabela 12: Distribuição proporcional dos impactos no descomissionamento de plataformas de petróleo offshore

Categoria de impacto	Método	Corte das estruturas	Transporte para terra	Reciclagem	Total	Unidade
Potencial de aquecimento global	Total	3,53%	84,71%	11,76%	811,6671	kg CO2
	Parcial	2,70%	86,61%	10,69%	515,1215	eq
Acidificação	Total	2,97%	82,86%	14,16%	5,1332	kg SO2
	Parcial	2,27%	84,83%	12,90%	3,2536	eq
Eutrofização Marinha	Total	10,28%	83,13%	6,59%	0,0950	kg N eq
	Parcial	7,95%	85,99%	6,06%	0,0596	

Fonte: Elaboração própria

Para a categoria de impacto “Potencial de aquecimento global”, apresentado na Figura 12, o maior destaque tanto para a remoção total e parcial se deu na etapa do transporte das estruturas para terra. Dessa forma, com a remoção parcial apresentando impactos 35,1% menores em relação ao descomissionamento total para a categoria, aponta-se para a remoção parcial como a mais favorável nesse quesito.

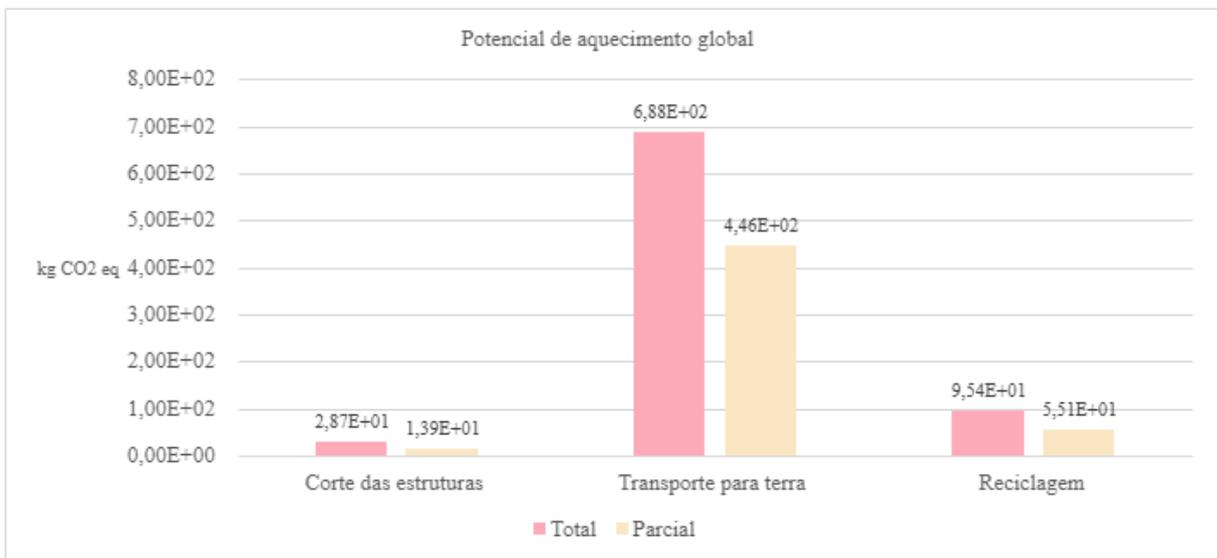


Figura 12: Contribuição das etapas de descomissionamento para o potencial de aquecimento global

(Fonte: Elaboração própria)

A categoria de acidificação (Figura 13), aqui representada em kg de SO2 equivalente, apresentou uma tendência similar ao potencial de aquecimento global, também resultante do maior uso de combustíveis fósseis por conta das embarcações utilizadas para ambas as opções de descomissionamento. Para a etapa de transporte para a terra, o impacto de acidificação para o descomissionamento total foi 54% maior, com essa diferença chegando a 58% considerando todas as três etapas.

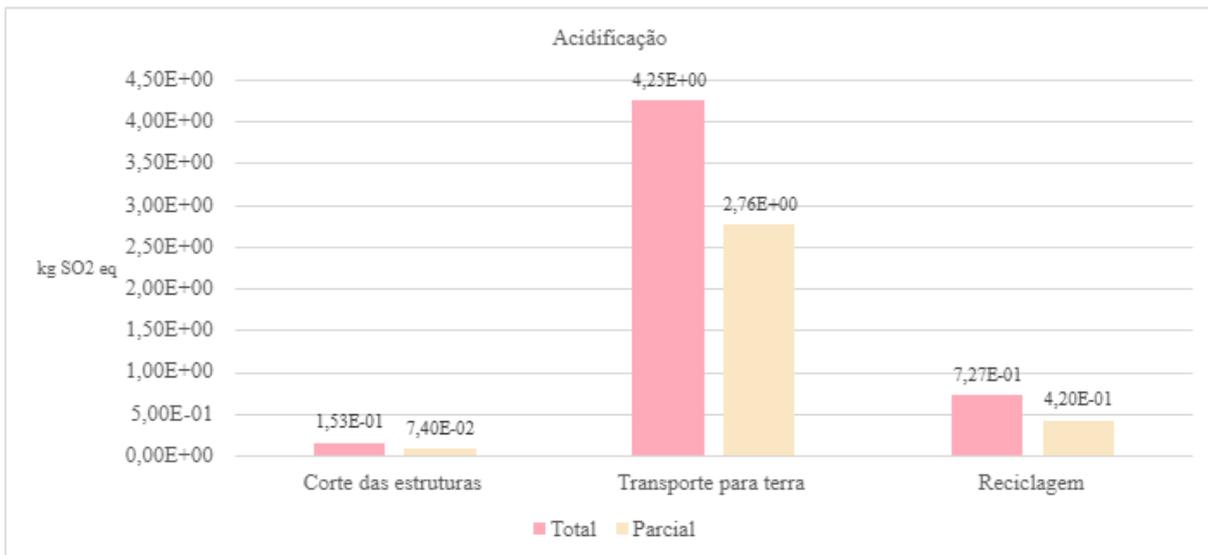


Figura 13: Contribuição das etapas de descomissionamento para acidificação
(Fonte: Elaboração própria)

A categoria de eutrofização marinha, observada na Figura 14, foi a menos significativa em relação às outras categorias avaliadas, mas ainda com uma contribuição considerável tendo em vista o uso de embarcações.

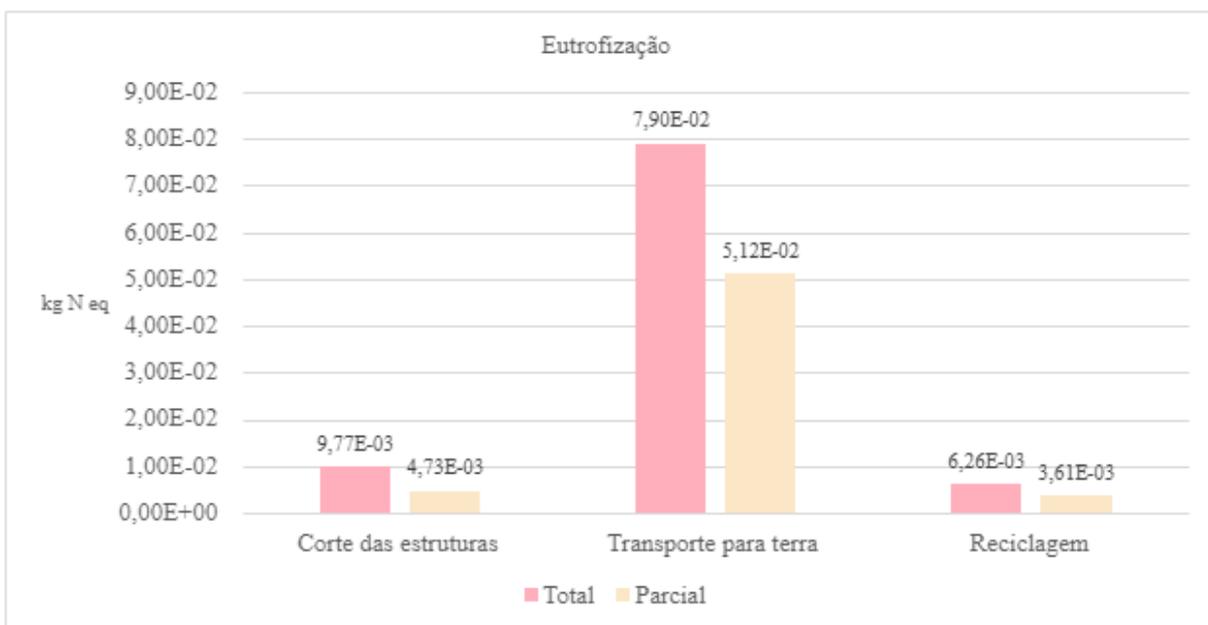


Figura 14: Contribuição das etapas de descomissionamento para o potencial de eutrofização marinha
(Fonte: Elaboração própria)

Conforme estabelecido previamente, devido à alta variação entre os dados, é possível realizar uma comparação entre os impactos obtidos a partir da média dos três estudos selecionados e os impactos obtidos a partir da média dos dados que estão dentro da margem de erro estabelecida pelo desvio padrão (Tabela 13).

Tabela 13: Variação de impactos totais entre a média e a média considerando o DP

Impacto	Descomissionamento Total			Descomissionamento Parcial		
	Média	Média DP	Variação	Média	Média DP	Variação
Potencial de aquecimento global (kg CO ₂ eq)	8,12E+02	3,26E+02	59,82%	5,15E+02	2,52E+02	51,10%
Acidificação (kg SO ₂ eq)	5,13E+00	2,15E+00	58,17%	3,25E+00	1,64E+00	49,74%
Eutrofização marinha (kg N eq)	9,50E-02	3,46E-02	63,63%	5,96E-02	2,67E-02	55,24%

Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 13, a tendência geral do descomissionamento total apresentar os piores resultados para as três categorias de impacto se manteve. Entretanto, a variação previamente observada na média levou também a uma considerável redução dos impactos resultantes do processo de descomissionamento total e parcial. Para as três categorias de impacto, houve redução em mais da metade dos impactos previamente calculados, chegando a 64% de redução para os impactos ligados à categoria de impacto eutrofização marinha no descomissionamento total.

4.3. Análise de sensibilidade

A etapa do transporte das estruturas para a terra foi verificada como a mais significativa em relação aos impactos relacionados ao descomissionamento com um alto consumo de energia resultando em uma considerável geração de impactos ambientais nas categorias avaliadas. Como os dados utilizados no inventário para a realização da análise do inventário são provenientes de três estudos distintos, reconhece-se que há uma grande possibilidade de variação para esse dado, revelada pelo elevado desvio padrão.

Dessa forma, é conveniente conduzir uma análise de sensibilidade considerando os efeitos que uma variação na entrada de energia consumida pelo transporte para a terra das peças removidas da plataforma causariam no resultado e nos impactos finais. Dessa forma, já que essa etapa é a mais impactante durante o descomissionamento, considera-se que alterações nos valores de entrada de energia para uso de embarcações podem levar a variações significativas nos resultados finais observados. Assim, parte-se de uma redução de 10% nos valores para transporte para terra no cálculo da média final, buscando observar como os resultados irão reagir a essa alteração.

A Tabela 14 apresenta o inventário com a variação obtida pela análise de sensibilidade.

Tabela 14: Inventário obtido pela análise de sensibilidade com redução em 10% do valor médio na etapa de transporte para terra

Etapa	Total		Parcial	
	Média (MJ/t)	Média - 10% (MJ/t)	Média (MJ/t)	Média - 10% (MJ/t)
<i>Corte das estruturas</i>	3,58E+02	3,58E+02	1,73E+02	1,73E+02
<i>Transporte para terra</i>	7,02E+03	6,32E+03	4,55E+03	4,10E+03
<i>Destinação final e reciclagem</i>	2,51E+03	2,51E+03	1,45E+03	1,45E+03

Fonte: Elaboração própria

Realizando uma nova avaliação de impacto de ciclo de vida, observamos os novos impactos para as três categorias consideradas na Tabela 15.

Tabela 15: Análise de sensibilidade para redução de 10% do consumo de energia na etapa de transporte

Impacto	Total			Parcial		
	Média	Média - 10%	Variação	Média	Média - 10%	Variação
Potencial de aquecimento global (kg CO ₂ eq)	8,12E+02	7,43E+02	8,47%	5,15E+02	4,71E+02	8,66%
Acidificação (kg SO ₂ eq)	5,13E+00	4,71E+00	8,29%	3,25E+00	2,98E+00	8,48%
Eutrofização Marinha (kg N eq)	9,50E-02	8,71E-02	8,31%	5,96E-02	5,45E-02	8,60%

Fonte: Elaboração própria

Observando a variação dos impactos obtidos na análise de sensibilidade realizada, é possível verificar uma redução de 8% a 9% para todos os impactos. Este fato está condizente com os resultados previamente encontrados em estudos da literatura, onde a etapa de transporte contribui para cerca de 80% dos impactos das três categorias.

4.4. Interpretação

Os resultados demonstram que a etapa de transporte para a terra representou a principal fonte de impactos para ambos os processos de descomissionamento avaliados nas três categorias de impacto avaliadas: potencial de aquecimento global, acidificação e eutrofização marinha.

Cabe observar que os impactos totais observados no descomissionamento de plataformas fixas *offshore* dependem do tipo de energia utilizada, sendo esta a queima de combustíveis fósseis para a etapa de transporte para a terra e energia elétrica para a etapa de reciclagem. No caso brasileiro, esperam-se menores impactos devido à matriz elétrica ser altamente dependente de hidrelétricas, as quais são fonte de energia renovável. Ainda assim, cabe considerar a possibilidade de reuso das estruturas recuperadas do mar, independentemente do método de descomissionamento escolhido, de forma a minimizar os

impactos relacionados à reciclagem. Deve-se, entretanto, garantir a integridade física das estruturas recuperadas.

Em relação à comparação entre as duas opções de descomissionamento (Tabela 16), há uma diferença considerável entre os impactos resultantes da remoção total e da parcial, com uma redução de cerca de 40% para as três categorias de impacto selecionadas, apontando o descomissionamento parcial como a opção mais interessante do ponto de vista ambiental, especialmente ao se considerar a etapa de transporte para a terra e a categoria de impacto de aquecimento global. Além disso, também haveria um menor gasto econômico nesse quesito com a escolha do descomissionamento parcial devido aos altos custos relacionados com as embarcações usadas nesse processo (JANJUA E KHAN, 2022).

Tabela 16: Variação de impactos entre descomissionamento total e parcial a partir do inventário obtido pela média dos dados

Impacto	Total	Parcial	Variação
Potencial de aquecimento global	8,12E+02	5,15E+02	36,54%
Acidificação	5,13E+00	3,25E+00	36,62%
Eutrofização Marinha	9,50E-02	5,96E-02	37,27%

Fonte: Elaboração própria

Cabe ainda analisar a diferença de resultados entre os dois métodos de descomissionamento a partir da alteração dos dados de entrada do inventário pela análise de sensibilidade dos dados para o uso de embarcações e a partir do inventário obtido pela média dos dados considerando o desvio padrão, ou seja, desconsiderando os valores obtidos em Jia (2013).

Para o descomissionamento total (Tabela 17), observam-se os menores impactos para a média considerando o desvio padrão, com uma redução chegando a 60% para a categoria de impacto de potencial de aquecimento global, com a análise de sensibilidade não trazendo variações significativas para nenhuma das três categorias de impacto.

Tabela 17: Variação de impactos para o descomissionamento total de acordo com os dados de entrada

Impacto	Média	Média - 10%	Média DP
Potencial de aquecimento global	8,12E+02	3,26E+02	7,43E+02
Acidificação	5,13E+00	2,15E+00	4,71E+00
Eutrofização Marinha	9,50E-02	3,46E-02	8,71E-02

Fonte: Elaboração própria

O padrão se repete para o descomissionamento parcial (Tabela 18), com os impactos obtidos a partir da redução em 10% do consumo de energia pelo transporte para a terra novamente refletindo em uma redução de 8% dos impactos observados nas três categorias de impacto, enquanto se chega a 50 a 55% de redução para a média considerando o desvio padrão.

Tabela 18: Variação de impactos para o descomissionamento parcial de acordo com os dados de entrada

Impacto	Média	Média - 10%	Média DP
Potencial de aquecimento global	5,15E+02	2,52E+02	4,71E+02
Acidificação	3,25E+00	1,64E+00	2,98E+00
Eutrofização	5,96E-02	2,67E-02	5,45E-02

Fonte: Elaboração própria

Sendo assim, ao se considerar o desvio padrão para os dados de entrada do inventário, observa-se uma variação significativa dos resultados obtidos. Essa incerteza presente nos dados se deve, em parte, aos três trabalhos partirem de plataformas distintas. Embora Janjua e Khan (2022), Terpou (2017) e Jia (2013) realizarem estudos de caso com plataformas no Mar do Norte, similares em peso e distância até a costa, partirem de métodos semelhantes para o corte de estruturas, listarem embarcações usadas semelhantes em tipologia e capacidade, para o transporte para a terra, a energia consumida em cada etapa analisada apresentou variância significativa entre os três trabalhos.

Há ainda limitações ao se comparar os resultados obtidos neste trabalho com os demais estudos de ACV previamente levantados. Janjua e Khan (2022) não consideraram a reciclagem dentro da fronteira do seu estudo, por exemplo, etapa vista em outros estudos como tendo potencial de gerar impactos significativos.

Outra variável a se considerar ao se comparar os resultados das ACVs realizadas é o método de avaliação de impacto utilizado por cada estudo, que pode levar a diferenças no cálculo dos impactos. Neste estudo, foi escolhido o método ReCiPe Midpoint (H), enquanto Terpou (2017) utilizou o método CML 2002 e Janjua e Khan (2022) optaram pelos métodos Recipe, CML 1 baseline, Impact e Traci.

Outro ponto de divergência entre as quatro ACVs realizadas é a escolha dos processos. Enquanto neste estudo foram priorizados processos brasileiros e globais, os demais optaram por aqueles que melhor representassem suas especificidades. Terpou (2017) é o único que explicita os processos selecionados na base de dados EcoInvent, com o mix de eletricidade para Grã-Bretanha, local de estudo, selecionado.

Analisando os resultados desse estudo e comparando com os três trabalhos levantados na literatura, observa-se, tanto para o descomissionamento total, apresentado na Tabela 19, uma certa variação entre os quatro resultados para as três categorias de impacto selecionadas, conforme demonstrado pelo coeficiente de variação (CV), dado pela razão entre o desvio padrão e a média de um conjunto de dados.

Tabela 19: Comparação dos impactos finais para o descomissionamento total deste estudo e demais estudos da literatura utilizados.

Categoria de impacto	Unidade	JIA (2013)	TERPOU (2017)	JANJUA E KHAN (2022)	Resultados deste estudo	CV
Aquecimento global	kg CO ₂ eq	2,72E+03	1,73E+03	2,09E+02	8,12E+02	69,53%
Acidificação	kg SO ₂ eq	1,88E+01	1,45E+01	1,81E+00	5,13E+00	68,22%
Eutrofização Marinha	kg N eq	1,86E+01	1,38E+00	3,77E-01	9,50E-02	152,61%

Onde: CV coeficiente de variação

Para o parcial, na Tabela 20, observa-se a mesma tendência, com uma variação ligeiramente menor.

Tabela 20: Comparação dos impactos finais para o descomissionamento parcial deste estudo e demais estudos da literatura utilizados.

Categoria de impacto	Unidade	JIA (2013)	TERPOU (2017)	JANJUA E KHAN (2022)	Resultados deste estudo	CV
Aquecimento global	kg CO ₂ eq	2,72E+03	1,35E+03	1,68E+03	5,15E+02	50,49%
Acidificação	kg SO ₂ eq	1,35E+01	1,10E+01	1,49E+01	3,25E+00	42,19%
Eutrofização marinha	kg N eq	1,22E+01	1,08E+00	3,12E+00	5,96E-02	116,76%

Onde: CV coeficiente de variação

Essa grande diferença ilustra a falta de homogeneidade entre os dados disponíveis entre os estudos de ACV para o descomissionamento, reforçando a limitação encontrada nesse e outros estudos (JIA, 2013; TERPOU, 2017; JANJUA E KHAN, 2022) em relação à escassez de dados. Terpou (2017) destaca a ausência de processos estritamente relativos ao descomissionamento no banco de dados do Ecoinvent, sendo necessário partir de relatórios empresariais juntamente a dados da literatura, os quais podem não ser mais relevantes devido a diversas alterações realizadas no setor ao longo dos anos que podem levar a alterações. Jia (2013), por exemplo, que utilizou dados de Kerr et al. (1999) em seu inventário, observou uma variação de até 10% em relação aos fatores de conversão utilizados no estudo mais antigo para dados mais recentes. O autor considerou essa diferença insignificante, porém ainda é uma variação que explica a falta de homogeneidade entre os três trabalhos aqui utilizados.

Apesar dessa limitação, observa-se uma tendência comum entre todos os estudos, com o uso de embarcações na etapa de transporte para a terra despontando como a principal fonte de impacto para as três categorias analisadas, especialmente para o descomissionamento total, devido ao maior volume de material a ser removido. Há diversos fatores envolvidos no consumo de combustível e nas emissões relacionadas. Embora a distância até a terra e o peso

da plataforma sejam alguns fatores inflexíveis, o operador pode obter um menor impacto do processo a depender de algumas de suas escolhas. Um bom planejamento do processo de descomissionamento permite a otimização do uso das embarcações de forma a minimizar o período em que elas serão necessárias.

Além disso, Janjua e Khan (2022) demonstraram que o uso de embarcações maiores e, portanto, mais especializadas, leva a maiores impactos ambientais. Apontam, assim, para a remoção de *topside* por partes menores (*piece small*) em oposição à instalação reversa e a remoção por partes maiores (*piece large*).

Embora a descarbonização do setor marítimo ainda seja uma opção distante, muito ainda pode ser feito em relação à melhoria da eficiência energética das embarcações utilizadas pelo setor a médio prazo de forma a reduzir as emissões relacionadas ao consumo de combustíveis fósseis (TERPOU, 2017).

Vê-se, portanto, como a escolha pela metodologia de descomissionamento mais adequada está relacionada a uma série de critérios econômicos, técnicos e ambientais. Faltam, entretanto, informações específicas ao setor para que o operador tome a decisão pelo melhor método de maneira bem fundamentada. Reforça-se, assim, a necessidade de maior transparência e de dados mais específicos para o processo de descomissionamento de forma a proporcionar maior acurácia para futuros estudos de ACV na área.

5. Considerações Finais

Neste trabalho foram identificadas as opções disponíveis atualmente para realizar o descomissionamento de plataformas de petróleo *offshore*. No Brasil, os órgãos ambientais recomendam o descomissionamento completo como a principal opção, sendo necessário que os operadores justifiquem tecnicamente caso não ocorra a remoção integral da plataforma. Entretanto, estudos da literatura apontam a remoção parcial como uma das alternativas mais favoráveis, tanto economicamente quanto em relação aos impactos ambientais associados. Dessa forma, buscando avaliar as opções de descomissionamento no cenário brasileiro, foram comparadas as opções de remoção parcial e completa usando-se a ferramenta de Avaliação de Ciclo de Vida. O estudo permitiu, então, identificar os principais impactos ambientais decorrentes do descomissionamento e levantar a opção mais favorável.

De maneira geral, o processo de descomissionamento de plataformas de petróleo inclui as etapas de planejamento do projeto, abandono do poço, preparação e limpeza do *topside*, remoção da jaqueta e subestrutura, remoção de sistemas submarinos, na destinação final da estrutura, contando com reuso e reciclagem e monitoramento pós descomissionamento. Para este estudo, de acordo com os demais trabalhos de ACV levantados, a fronteira considerada consistiu em três etapas: corte das estruturas, transporte para a terra e reciclagem.

Dentre os resultados obtidos, verificou-se que a etapa do transporte até a terra, por meio de embarcações marítimas, é a que mais contribui negativamente para os impactos totais, em especial em relação ao potencial de aquecimento global, contribuindo para 82% a 86% da categoria, em ambos os casos de descomissionamento. As etapas de reciclagem contribui para uma parcela menor dos impactos totais do processo, chegando a representar apenas 14% do total de impacto associado à acidificação. A etapa de corte e desmonte das estruturas também representou uma porção pouco significativa do total identificado, totalizando menos de 11% em ambos os cenários para todas as categorias de impacto avaliadas.

Para as três categorias de impacto avaliadas, potencial de aquecimento global, acidificação e eutrofização marinha, foi possível observar que a comparação entre o descomissionamento total e parcial apresentou este último como a opção mais favorável. Este fato pode ser justificado principalmente por haver menos material para desmontar e remover do ambiente *offshore*.

Essa tendência corrobora os demais estudos de ACV para o descomissionamento de plataformas da literatura, revelando a remoção parcial como a opção mais favorável e o transporte até a terra como a etapa mais sensível. Em relação à etapa de reciclagem, é possível reduzir os impactos relacionados com o processo de reciclagem do aço por meio do reuso das estruturas recuperadas de plataformas *offshore*, sendo uma forma de otimização do descomissionamento no quesito ambiental.

Cabe destacar a falta de informações específicas para o descomissionamento, especialmente em relação ao cenário brasileiro. Este fato pode ser explicado devido ao baixo número de plataformas descomissionadas no país, sendo, portanto, uma área ainda em desenvolvimento. Além disso, poucos dados relativos ao processo de descomissionamento são efetivamente catalogados e divulgados pelos operadores e empresas responsáveis pelo descomissionamento.

Dessa forma, uma limitação deste estudo está relacionada a obtenção de parte dos dados para a elaboração do inventário e cálculo de impactos, não refletindo a realidade brasileira ao partir de trabalhos da literatura. Além disso, observou-se uma significativa variação dos dados levantados apesar das similaridades entre as plataformas dos três estudos utilizados e as suas principais características (distância até a costa, peso total da plataforma, capacidade de carga das embarcações utilizadas). Nesse contexto de variabilidade dos dados para o inventário, foram avaliadas duas mudanças nos dados para o processo de descomissionamento: descarte dos dados fora do intervalo do desvio padrão e análise de sensibilidade.

Outra limitação reside na escolha do tipo de plataformas avaliadas. Este e demais estudos de ACV já realizados tiveram como foco as plataformas fixas, havendo margem para um foco futuro para estudos de ACV em plataformas flutuantes.

Torna-se evidente, assim, que uma das principais questões a serem consideradas para futuros trabalhos é a obtenção de dados adequados e preferencialmente primários para o cenário brasileiro de forma a ser possível realizar uma Avaliação de Ciclo de Vida mais específica à realidade do país. Além disso, cabe destacar que existem poucos estudos de ACV, mesmo em regiões onde o processo de descomissionamento já se encontra mais estabelecido, limitando a comparação entre trabalhos. Ainda, há a se considerar que os dados levantados por esses trabalhos não permitem a replicação de seus resultados, com poucos estudos trazendo seus inventários completos para o gasto de energia em cada etapa do processo.

É esperado que a quantidade de estudos de ACV melhore com um aumento de plataformas descomissionadas a médio e longo prazo, tendo em vista o grande número de

plataformas em fase final de vida útil. Dessa forma, o processo de descomissionamento no Brasil se desenvolverá e se solidificará, com um levantamento adequado dos impactos ambientais esperados durante esse processo, haverá maior clareza e visibilidade das opções disponíveis para os operadores na hora de decidir pela proposta de descomissionamento que melhor atenda as características da sua plataforma *offshore*.

6. Referências

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Lista de Plataformas em Operação, 2020. Disponível em:

<<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/lista-de-plataformas-em-operacao>>. Acesso em: 12 de novembro de 2023.

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Especial ANP 20 Anos, 2020. Disponível em:

<<https://www.gov.br/anp/pt-br/acao-a-informacao/institucional/especial-anp-20-anos>>. Acesso em: 25 de novembro de 2023.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Resolução ANP nº 817, de 24 de abril de 2020. Disponível em:

<<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-n-817-de-24-de-abril-de-2020-254001378>>. Acesso em: 4 de dezembro de 2023

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Resolução ANP nº 41, de 13 de outubro de 2015. Disponível em:

<<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-n-817-de-24-de-abril-de-2020-254001378>>. Acesso em: 9 de dezembro de 2023

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023 Disponível:

<<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2023>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2024

AHIAGA-DAGBUI, D. D.; LOVE, P. E. D.; WHYTE, A. BOATENG, P. Costing and technological challenges of offshore oil and gas decommissioning in the UK North Sea. ASCE Journal of Engineering and Construction Management. 2017.

ALMEIDA, E.; COLOMER, M.; VITTO, A. Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia, Rio de Janeiro, 2017.

BOA MORTE, I. B. Descomissionamento de sistemas submarinos : aplicação da matriz de riscos e do método da análise hierárquica na avaliação de segurança operacional. Dissertação de mestrado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.

BP Statistical Review of World Energy, 2021

CANTLE, P.; BERNSTEIN, B. Air emissions associated with decommissioning California's offshore oil and gas platforms. Integrated Environmental Assessment and Management, Volume 11, p. 564-571, 2015.

COLALEO, G.; NARDO, F.; AZZELLINO, A.; VICINANZA, D. Decommissioning of Offshore Platforms in Adriatic Sea: The Total Removal Option from a Life Cycle Assessment Perspective. Energies, 15, 9325, 2022.

ELLWANGER, K.; NASCIMENTO, E. A.; MOHAMMADI, S. F.; GALGOU, N. S. Regulations and Cost Estimation for the Decommissioning of a Sample Fixed Offshore Platform in Brazil. International Journal of Civil & Environmental Engineering IJCEE-IJENS Vol: 16 No: 05

FERREIRA, P. O.; VIDAL, P. C. J.; GONZÁLEZ, M. O. A.; NETO, J. A.; SOUSA, F. K. B. S. Logística reversa no descomissionamento de plataformas de petróleo offshore. XXXIX Encontro nacional de engenharia de produção, 2019, Santos.

FGV ENERGIA, Descomissionamento Offshore no Brasil: oportunidades, desafios e soluções. Janeiro de 2021. Disponível em:
<https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_de_descomissionamento_rev4_3_ok.pdf> Acesso em: 22 de dezembro de 2023

FGV ENERGIA, Aspectos técnicos por trás das atividades de descomissionamento. Janeiro de 2022. Disponível em:

<https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_de_descomissionamento_-_ast_2022_4.pdf> Acesso em: 22 de novembro de 2023

GORGES, C. Comparative Assessment of Environmental Impacts Associated with the Decommissioning of Fixed Offshore Platforms. Universiti Teknologi Petronas, 2014.

ABNT - NBR ISO 14040 - Gestão Ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Princípios e estrutura. Brasil, 2009.

JANJUA, S. Y., KHAN, M. R. Environmental implications of offshore oil and gas decommissioning options: an eco-efficiency assessment approach. Environ Dev Sustain, 2022.

KERR, S. A.; SIDE, J. C.; GAMBLIN, R. The quantification of energy consumption and gaseous emissions associated with decommissioning offshore oil and gas installations. Civil. Eng. and Env. Syst., Vol. 15, pp. 251 -273, 1999

KOLIAN, S. R., Godecb M.; SAMMARCOA P.I W. Alternate uses of retired oil and gas platforms in the Gulf of Mexico. Ocean and Coastal Management, v. 167 p. 52–59, 2019.

LEPORINI, M.; MARCHETTI, B.; CORVARO F.; POLONARA F. Reconversion of offshore oil and gas platforms into renewable energy sites production: Assessment of different scenarios. Renewable Energy, v. 135, p. 1121-1132, 2019.

MADI, J. F. F. Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo e gás - critérios ambientais para avaliação de alternativas

MARTINS, C. F. O descomissionamento de estruturas de produção offshore no Brasil. Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

POREMSKI, H. J. Life Cycle Assessment - Development Planning through Decommissioning. Berlim, 1998.

PROENÇA, A. L. P.; SANTOS, F. V.; MANZELA, A. A. Descomissionamento de plataformas de petróleo offshore. Revista de Engenharias da Faculdade Salesiana n. 17 (2023) pp. 7-21, 2021.

RUIVO, F. M.; Descomissionamento de sistemas de produção offshore. Dissertação de mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo - Universidade de Campinas, 2001.

SOMMER, B.; FOWLER, A.; MACREADIE, P.; PALANDRO, D.; AZIZ, A.; BOOTH, D. Decommissioning of offshore oil and gas structures – Environmental opportunities and challenges. Science of the Total Environment, Volume 658, p. 973-981, 2019.

TAN Y. et al. Cost and environmental impact estimation methodology and potential impact factors in offshore oil and gas platform decommissioning: A review. Environmental Impact Assessment Review, Volume 87, 2021.

TERPOU, A. Applying circular economy principles in the oil & gas industry - An LCA study of the decommissioning process of offshore platforms. Chalmers University of Technology. Gothenburg, 2017

Tribunal de Contas da União (TCU). Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural offshore; Relator Ministro Walton Alencar Rodrigues. – Brasília: TCU, Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (Seinfra Petróleo), 2021

Wilson, Sons. Como é feito o descomissionamento de plataformas de petróleo. 29 de outubro de 2019. Disponível em:

<<https://www.wilsonsons.com.br/pt-br/blog/descomissionamento-de-plataformas/>>. Acesso em: 14 de janeiro de 2024