

**BRENDA SILVA CORREIA DE OLIVEIRA**

**AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DO DESCOMISSIONAMENTO DO  
AÇO DE PLATAFORMAS FIXAS OFFSHORE**

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

**SÃO PAULO**

**2025**

**BRENDA SILVA CORREIA DE OLIVEIRA**

**AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DO DESCOMISSIONAMENTO DO  
AÇO DE PLATAFORMAS FIXAS OFFSHORE**

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

**Área de concentração: Energia**

**Orientador: Regina Meyer Branski**

**SÃO PAULO**

**2025**

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

## FICHA CATALOGRÁFICA

Oliveira, Brenda

Avaliação do ciclo de vida do descomissionamento do aço de plataformas fixas offshore / B. Oliveira -- São Paulo, 2025. 75 p.

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

1.Descomissionamento Offshore 2.Avaliação do Ciclo de Vida I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II.t.

## **AGRADECIMENTOS**

Com o coração cheio de gratidão, dedico este TCC a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a concretização deste sonho. Primeiramente, agradeço a Deus e a Nossa Senhora Aparecida por guiarem meus passos, iluminarem meu caminho e abrirem todas as portas necessárias para a conclusão desta jornada.

Aos meus amados pais, Neuza e Jeferson, este trabalho é o resultado do sacrifício e amor incondicional de vocês. Agradeço por terem abdicado de tanto para me proporcionar uma educação de qualidade e por serem meus maiores incentivadores na busca constante por meus objetivos. Mãe, obrigada por ser meu porto seguro, meu colo e refúgio nos momentos de maior fragilidade. Sua força e presença constante foram essenciais. Pai, obrigada por cada esforço, por todo o apoio e por ser meu eterno exemplo de dedicação e vida.

Ao meu companheiro de vida e melhor amigo, Gustavo, sua presença foi um suporte que ultrapassou o namoro, você esteve sempre ao meu lado, me apoiando incondicionalmente e garantindo meu bem-estar durante todo este período, serei eternamente grata por tudo que fez e faz por mim.

Agradeço também à minha irmã de alma, Letícia, por caminharmos sempre juntas e ser sempre o suporte uma da outra.

Ao meu irmão Bruno, tios e à minha vó, o apoio e carinho de vocês são inestimáveis.

Aos meus sogros, Lúcia e Paulo, e à minha cunhada, Larissa, por todo o carinho e apoio que me dispensaram, fazendo-me sentir parte da família.

A todos os amigos que fiz ao longo do curso e àqueles que me acompanham desde antes: sem a energia, as discussões, os momentos de descontração, a entrega deste trabalho não seria possível.

Também agradeço imensamente à minha orientadora, Regina, por sua dedicação, paciência e por ter investido seu tempo e conhecimento para guiar este projeto, sua orientação foi fundamental. À professora Nara, agradeço pela valiosa ajuda e suporte nos momentos que mais precisamos.

Finalizo, dedicando este Trabalho de Conclusão de Curso a todos que acreditaram e me apoiaram durante a graduação. O que hoje é uma realidade, um dia foi apenas um grande sonho. É um imenso privilégio encerrar este ciclo rodeada de pessoas que me amam e me incentivam a ser a minha melhor versão.

"O Senhor é a minha força e o meu escudo; nele o meu coração confia, e dele recebo ajuda. Meu coração exulta, e com o meu cântico lhe darei graças."

- Salmos 28:7

## RESUMO

O trabalho desenvolve uma Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) aplicada ao descomissionamento de plataformas fixas *offshore* do tipo jaqueta, com foco no aço existente nessas estruturas. Como estudo de caso, analisa-se a plataforma fixa PAG-03, da Petrobras. O crescente envelhecimento das instalações *offshore* no Brasil, onde cerca de 40% das plataformas possuem mais de 25 anos, reforça a necessidade de compreender os impactos ambientais associados ao seu descomissionamento.

A metodologia adotada segue as normas ISO 14040 e 14044, incorporando as etapas de definição de objetivo e escopo, elaboração do inventário, avaliação de impactos e interpretação dos resultados. A unidade funcional definida foi 1 tonelada de aço, e a fronteira do sistema adotou a abordagem “do portão ao túmulo” (*gate-to-grave*), considerando remoção, transporte, desmonte em terra e reciclagem do material.

O inventário foi construído com base em dados operacionais da PAG-03, complementados por literatura técnica para estimar consumos de combustível e energia em operações como apoio *offshore* (PSVs), corte subaquático (ROVs), içamento (HLVs), transporte por rebocadores e processamento *onshore*. O modelo foi implementado no *software* GaBi, utilizando o método ReCiPe 2016 para quantificar impactos ambientais como *Climate Change*, *Fossil Depletion*, *Terrestrial Acidification*, *Fine Particulate Matter Formation* e *Photochemical Ozone Formation*.

Os resultados mostram que as etapas *offshore* são responsáveis pela maior parte das emissões, especialmente devido à queima de diesel marítimo nas embarcações. No cenário de remoção total, o potencial de aquecimento global alcança aproximadamente  $3,55 \times 10^3$  kg CO<sub>2</sub> eq por tonelada de aço. Já o cenário de descomissionamento parcial reduz os impactos em aproximadamente 50%, dado o menor tempo de operação de embarcações. A reciclagem do aço apresenta impacto relativamente baixo devido à matriz elétrica brasileira, além de gerar créditos ambientais pela substituição do aço primário produzido via rota BOF.

Portanto, conclui-se que a ACV é ferramenta essencial para apoiar decisões no descomissionamento *offshore*, permitindo identificar etapas mais impactantes, comparar cenários operacionais e orientar estratégias sustentáveis. A análise

evidencia que reduzir a intensidade das operações *offshore* e priorizar a reciclagem do aço são medidas fundamentais para minimizar impactos ambientais no fim da vida útil das plataformas.

**Palavras-chave:** Descomissionamento *Offshore*; Avaliação do Ciclo de Vida; Impacto Ambiental.

## ABSTRACT

The study develops a Life Cycle Assessment (LCA) applied to the decommissioning of fixed offshore platforms of the jacket type, with a focus on the steel used in these structures. As a case study, the fixed platform PAG-03, operated by Petrobras, is analyzed. The increasing aging of offshore facilities in Brazil, where approximately 40% of platforms are over 25 years old, reinforces the need to understand the environmental impacts associated with their decommissioning.

The methodology follows ISO 14040 and ISO 14044 standards and includes the phases of defining the goal and scope, compiling the inventory, assessing environmental impacts, and interpreting results. The functional unit adopted was 1 metric ton of steel, and the system boundary followed a gate-to-grave approach, covering removal, transport, onshore dismantling, and recycling of the material.

The inventory was built using operational data from the PAG-03 platform, complemented by technical literature to estimate fuel and energy consumption in operations such as offshore support (PSVs), subsea cutting (ROVs), lifting (HLVs), towing, and onshore processing. The model was implemented in the GaBi software, using the ReCiPe 2016 method to quantify environmental impacts such as Climate Change, Fossil Depletion, Terrestrial Acidification, Fine Particulate Matter Formation, and Photochemical Ozone Formation.

Results show that offshore operations are responsible for most emissions, particularly due to the combustion of marine diesel in vessels. In the total removal scenario, the global warming potential reaches approximately  $3.55 \times 10^3$  kg CO<sub>2</sub> eq per ton of steel. The partial decommissioning scenario reduces impacts by about 50%, given the shorter operation time of vessels. Steel recycling presents relatively low impact due to the Brazilian electricity mix and also generates environmental credits by avoiding the production of primary steel via the BOF route.

Therefore, the study concludes that LCA is an essential tool to support decision-making in offshore decommissioning, enabling the identification of the most impactful stages, comparison of operational scenarios, and guidance toward more sustainable strategies. The analysis shows that reducing the intensity of offshore operations and



prioritizing steel recycling are key measures to minimize environmental impacts at the end of a platform's life cycle.

**Keywords:** Offshore decommissioning, Life Cycle Assessment (LCA), Environmental impact.

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 - Sistemas Submarinos.....  | 18 |
| Figura 2 - Plataforma fixa do tipo jaqueta.....  | 19 |
| Figura 3 - Plataforma GBS.....   | 20 |
| Figura 4 - Plataformas autoeleváveis .....   | 20 |
| Figura 5 - FPSO Cidade de Paraty .....   | 21 |
| Figura 6 - P-55 operando na Bacia de Campos.....   | 21 |
| Figura 7 - TLP (Tension Leg Platform).....   | 22 |
| Figura 8 - Spar-buoy Mad Dog em operação no Golfo do México.....                                 | 23 |
| Figura 9 - Fases da Avaliação do Ciclo de Vida.....  | 33 |
| Figura 10 - Fronteira do sistema: do portão ao túmulo.....                                       | 36 |
| Figura 11 - Foto da PAG-03 em sua locação.....   | 42 |
| Figura 12 - Arranjo geral da jaqueta da PAG-03.....  | 44 |
| Figura 13 - Visão geral técnica do ROV.....  | 47 |
| Figura 14 - Visão geral técnica do Chop Saw.....   | 48 |
| Figura 15 - Fluxograma do modelo de ACV do descomissionamento total da<br>jaqueta.....           | 54 |
| Figura 16 - Distribuição das emissões de GEE por processo - Climate Change (ReCiPe<br>2016)..... | 56 |
| Figura 17 - Resultados da categoria Ionizing Radiation.....                                      | 57 |
| Figura 18 - Resultados da categoria Fine Particulate Matter Formation<br>.....                   | 58 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 19 - Resultados da categoria Fossil Depletion.....   | 59 |
| Figura 20 - Resultados da categoria Photochemical Ozone Formation, Ecosystem<br>.....                   | 60 |
| Figura 21 - Fluxograma do modelo de Descomissionamento Parcial da Jaqueta<br>.....                      | 62 |
| Figura 22 - Resultados da categoria Climate Change para o descomissionamento<br>parcial da jaqueta..... | 63 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 - Características da PAG-03.....   | 42 |
| Tabela 2 - Pesos estimados do descomissionamento da PAG-03.....   | 43 |
| Tabela 3 - Dimensões da jaqueta da PAG-03.....  | 44 |
| Tabela 4 - Parâmetros e consumos utilizados para o inventário do descomissionamento total da jaqueta.....   | 52 |
| Tabela 5 - Parâmetros e consumos utilizados para o inventário do descomissionamento parcial da jaqueta..... | 53 |
| Tabela 6 - Principais fluxos de entrada e saída do sistema modelado no GaBi (cenário total).....            | 55 |

## SUMÁRIO

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO .....</b>  | <b>13</b> |
| 1.1      | Objetivo .....   | 14        |
| 1.2      | Justificativa .....  | 15        |
| <b>2</b> | <b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>   | <b>16</b> |
| 2.1      | <b>Descomissionamento de sistemas de produção <i>offshore</i> .....</b>        | <b>16</b> |
| 2.1.1    | Conceitos e motivações .....   | 16        |
| 2.1.2    | Etapas do descomissionamento .....   | 16        |
| 2.1.3    | Regulamentações nacionais e internacionais .....                               | 18        |
| 2.2      | <b>Plataformas e os sistemas de produção de petróleo <i>offshore</i> .....</b> | <b>21</b> |
| 2.2.1    | Visão geral dos sistemas submarinos .....                                      | 21        |
| 2.2.2    | Tipos de plataformas <i>offshore</i> .....                                     | 22        |
| 2.3      | <b>O aço como material estrutural em plataformas <i>offshore</i> .....</b>     | <b>28</b> |
| 2.3.1    | Tipos de aço utilizados .....  | 28        |
| 2.3.2    | Características estruturais da jaqueta .....                                   | 30        |
| 2.3.3    | Geometria e conceito estrutural .....  | 30        |
| 2.3.4    | Carregamentos e esforços atuantes .....  | 31        |
| 2.3.5    | Fabricação, transporte e instalação .....                                      | 32        |
| 2.4      | <b>Descomissionamento de jaquetas .....</b>                                    | <b>32</b> |
| 2.4.1    | Formas de descomissionamento de jaquetas .....                                 | 33        |
| 2.5      | <b>Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) .....</b>                                  | <b>36</b> |
| 2.5.1    | Conceitos e etapas da metodologia .....  | 36        |
| <b>3</b> | <b>MÉTODO .....</b>  | <b>39</b> |
| 3.1      | <b>Definição do objetivo e escopo .....</b>                                    | <b>39</b> |
| 3.1.1    | Objetivo .....   | 39        |

|       |  |           |
|-------|--|-----------|
| 3.1.2 | Unidade Funcional.....   | 39        |
| 3.1.3 | Fronteira do Sistema .....                                       | 39        |
| 3.2   | <b>Compilação para o inventário .....</b>                        | <b>40</b> |
| 4     | <b>RESULTADOS .....</b>  | <b>42</b> |
| 4.1   | <b>Processo de descomissionamento plataforma PAG - 03 .....</b>  | <b>45</b> |
| 4.2   | <b>Inventário do ciclo de vida (ICV) .....</b>                   | <b>46</b> |
| 4.2.1 | Organização dos Dados do Inventário.....                         | 54        |
| 4.3   | <b>Avaliação Do Ciclo De Vida Da Jaqueta PAG-03.....</b>         | <b>55</b> |
| 4.3.1 | Resultados gerais do modelo - Entradas e saídas do sistema ..... | 57        |
| 4.3.2 | Gráficos Gerados e Análises .....                                | 58        |
| 5     | <b>CONCLUSÃO.....</b>  | <b>67</b> |
|       | <b>REFERÊNCIAS.....</b>  | <b>69</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

A indústria de petróleo e gás é essencial para a economia mundial, não apenas como principal fonte de energia, mas também por seu impacto nas relações econômicas e políticas entre as nações. Além da energia, o setor é responsável pela produção de diversos produtos químicos e materiais sintéticos que integram diferentes cadeias produtivas (SALIMOVNA, 2024).

Segundo Silva e Mainier (2008, apud SANTOS; SILVA; NEVES, 2022), com o passar dos anos, as estruturas *offshore* passaram por uma evolução, deixando de ser simples estruturas de madeira instaladas próximas às áreas costeiras para se tornarem instalações mais robustas acomodadas oceano adentro.

Dentre os principais componentes dessas estruturas, destaca-se o uso intensivo do aço, empregado em plataformas fixas conhecidas por sua robustez e longa vida útil, que pode chegar a 25 anos ou mais. No entanto, à medida que essas plataformas atingem o fim de sua operação produtiva, surge o desafio de conduzir o descomissionamento de forma ambientalmente responsável e tecnicamente segura.

O descomissionamento é o processo de desativação das instalações para exploração e produção de petróleo quando comprovada, técnica e economicamente, sua inviabilidade (MACEDO, 2018). Assim, é o estágio final do ciclo de vida (*end-of-life*) dos sistemas de produção de petróleo.

Cerca de 700 unidades offshore encerrarão suas atividades nos próximos cinco anos em todo o mundo, a maior parte delas localizada no Mar do Norte, Golfo do México e na Ásia. No Brasil, das 158 plataformas offshore atualmente em produção, 40% têm mais de 25 anos e estão próximas de atingir sua maturidade exploratória, sendo que a maioria delas está localizada na Bacia de Campos, em águas rasas e intermediárias (ANP, 2019).

O processo de descomissionamento é complexo e tem custos elevados. O planejamento deve ser cuidadoso e contar com equipe multidisciplinar, pois envolve questões econômicas, de segurança do trabalho e, sobretudo, pode trazer impactos ambientais significativos (ANP, 2019).

De acordo com o Instituto Brasileiro de Informação em Ciência e Tecnologia (IBICT, s.d.), a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma técnica desenvolvida para mensuração dos possíveis impactos ambientais causados como resultado da fabricação e utilização de determinado produto ou serviço. A abordagem sistêmica da ACV é conhecida como do “berço ao túmulo”, na qual são levantados dados em todas as fases do ciclo de vida do produto. O ciclo de vida refere-se a todas as etapas de produção e uso do produto, desde a extração das matérias-primas, passando pela produção e distribuição até o consumo e a disposição final, contemplando também reciclagem e reuso, quando aplicável.

Dessa forma, a aplicação da ACV permite quantificar emissões atmosféricas, consumo energético e outros indicadores relevantes, desde a remoção das estruturas até o seu reaproveitamento ou descarte final. O aço, por sua vez, destaca-se por seu alto potencial de reciclagem, o que torna fundamental a análise das emissões evitadas e da economia de recursos proporcionadas pela reciclagem desse material.

Assim, o objetivo deste trabalho é realizar uma ACV, utilizando o *software* GaBi, com foco em avaliar o impacto ambiental do processo de descomissionamento, mais especificamente com ênfase no aço utilizado em plataformas fixas do tipo jaqueta. Foi adotada como unidade funcional 1 tonelada de aço (1.000 kg), material predominante na estrutura metálica da plataforma. Quanto às fronteiras do sistema, optou-se por uma abordagem “do portão ao túmulo” (*gate-to-grave*), considerando todas as etapas desde o fim da vida útil da plataforma até o seu destino final, seja ele reciclagem, descarte em aterro ou reaproveitamento. O escopo do estudo inclui as atividades de desmontagem, transporte, destinação dos materiais, consumo energético e emissões atmosféricas associadas.

## 1.1 Objetivo

Avaliar os impactos ambientais associados ao descomissionamento de plataformas fixas *offshore* por meio da aplicação da ACV, com foco específico no ciclo do aço utilizado nessas estruturas.



## 1.2 Justificativa

Com o avanço da maturidade dos campos *offshore* no Brasil, muitas plataformas fixas estão se aproximando do fim de sua vida útil e demandam descomissionamento. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), aproximadamente 40% das plataformas offshore em operação no país têm mais de 25 anos (ANP, 2019), o que reforça a urgência do tema.

Esse processo envolve desafios ambientais, logísticos e regulatórios, especialmente no que diz respeito ao destino dos materiais utilizados nessas estruturas, como o aço. Dada sua ampla utilização e potencial de reciclagem, o aço é um elemento central na análise de impactos ambientais do descomissionamento.

A ACV permite quantificar esses impactos e orientar decisões mais sustentáveis. De acordo com Broadbent (2016), a reciclagem de aço pode reduzir em até 73% as emissões de CO<sub>2</sub> em comparação à produção primária, além de evitar o uso de minério de ferro e energia em grande escala.

Assim, este trabalho se justifica pela necessidade de aplicar a ACV ao ciclo de vida do aço em plataformas fixas *offshore*, contribuindo para o desenvolvimento de ações que reduzam emissões e otimizem o uso de recursos no setor de óleo e gás.

## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 Descomissionamento de sistemas de produção *offshore***

#### **2.1.1 Conceitos e motivações**

O descomissionamento de instalações e ativos é a última fase (*end-of-life*) do ciclo de vida de um projeto e constitui etapa essencial em diversos setores industriais. Nas instalações nucleares, por exemplo, envolve a desativação de usinas nucleares, reatores e outras instalações. Inclui a remoção de materiais radioativos, a desmontagem de estruturas e sistemas nucleares, bem como a reabilitação do local para fins futuros (IAEA, 2024).

Na indústria de petróleo e gás, o descomissionamento refere-se à desativação de todo o sistema de produção *offshore*, envolvendo plataformas, poços de petróleo, instalações de processamento e outras infraestruturas relacionadas. Inclui a desativação de poços, a remoção de equipamentos, a limpeza de instalações e a reabilitação de áreas afetadas, garantindo a segurança e a proteção ambiental durante todo o processo (IAEA, 2024).

#### **2.1.2 Etapas do descomissionamento**

O descomissionamento de sistemas de produção *offshore* é um processo complexo que envolve diversas etapas destinadas a encerrar, de forma segura e controlada, as operações de petróleo ou gás no mar. Esse processo exige uma avaliação criteriosa sobre o que deve permanecer e o que deve ser removido, considerando fatores econômicos, ambientais, regulatórios e de segurança (VIDAL, 2022).

Ruivo (2001, apud OKOOA, 1995) propõe que o descomissionamento pode ser dividido em quatro estágios principais:

(i) desenvolvimento, avaliação e seleção de opções, com elaboração de um processo detalhado que incorpore aspectos de engenharia e segurança;

- (ii) encerramento da produção e tamponamento e abandono dos poços;
- (iii) remoção total ou parcial da estrutura offshore;
- (iv) disposição ou reciclagem dos equipamentos removidos.

Esses quatro estágios fornecem uma visão macro do processo.

Vidal *et al.* (2022) apresentam um modelo mais detalhado, composto por 11 etapas: planejamento e engenharia; elaboração de licenças e plano de descomissionamento; conectar e abandonar (P&A); remoção dos condutores; preparação da plataforma; remoção completa da superestrutura; remoção das subestruturas; descarte da jaqueta e das subestruturas; descomissionamento de gasodutos; limpeza e remediação do local; e monitoramento e inspeção pós-descomissionamento. A diferença entre os modelos decorre da especificidade técnica de cada tipo de estrutura oceânica.

Segundo os autores, o processo tem início com o planejamento e a engenharia, realizados cerca de dois a três anos antes da execução das atividades. Nessa fase, são revisados os contratos vigentes e conduzidas inspeções estruturais. A equipe de engenharia avalia métodos possíveis de corte e remoção das estruturas, enquanto o gerenciamento do projeto define os profissionais necessários para cada etapa. Ainda conforme Vidal *et al.* (2022), a definição da data de encerramento das operações é fundamental para o planejamento financeiro, podendo ser impactada por mudanças regulatórias e eventos exógenos. Por essa razão, eles recomendam estimativas de contingência entre 7% e 10% do custo total do projeto.

Após o planejamento, inicia-se a elaboração das licenças e do plano de descomissionamento, etapa que envolve a obtenção das autorizações ambientais e regulatórias para abandono de poços, remoção de oleodutos e desmontagem da plataforma, conforme indicado no estudo.

Na sequência ocorre a fase de conectar e abandonar, que inclui o tamponamento dos poços e a instalação de barreiras destinadas à contenção de possíveis vazamentos. Os procedimentos de remoção de cabeças de poço e condutores variam conforme as condições do local, de acordo com Vidal *et al.* (2022).

Prossegue-se então para a preparação da plataforma, que compreende a limpeza do convés, equipamentos, tubulações e módulos, além da organização dos materiais destinados ao descarte ou à reutilização. A remoção da superestrutura pode ser realizada por corte em seções menores, remoção em grandes blocos ou por desmontagem reversa. Em seguida, efetua-se a remoção das subestruturas, etapa que exige técnicas de corte adequadas devido aos desafios impostos pelo peso e pela complexidade de jaquetas e demais componentes, como descrevem os autores.

O descarte das subestruturas pode envolver reciclagem, reutilização ou envio para ferro-velho, conforme condições estruturais e requisitos regulatórios. Outro passo relevante é o descomissionamento de gasodutos, que inclui limpeza, corte e remoção das tubulações, além da avaliação dos impactos ambientais e logísticos associados, segundo Vidal *et al.* (2022).

Por fim, realizam-se a limpeza e a remediação da área, seguidas do monitoramento e inspeção pós-descomissionamento, com o objetivo de avaliar possíveis efeitos remanescentes e garantir a segurança do ambiente marinho, conforme relatado pelos autores.

Todas as decisões envolvidas no descomissionamento devem obedecer às regulamentações nacionais e internacionais, como a Convenção OSPAR, que estabelece diretrizes para desativação de instalações offshore no Nordeste Atlântico e define condições sob as quais estruturas podem ser deixadas no local (OSPAR, 2023).

### **2.1.3 Regulamentações nacionais e internacionais**

O descomissionamento de estruturas *offshore* é um processo complexo que envolve riscos técnicos, ambientais e econômicos significativos. Por esse motivo, diversos países estabeleceram regulamentações específicas para orientar esse procedimento, buscando assegurar a segurança das operações, a proteção ambiental e o uso racional dos recursos naturais. No caso das estruturas fixas de aço, embora nem sempre tratadas de forma isolada nas normas, acabam sendo diretamente impactadas por sua interligação com outras instalações submarinas e com as unidades de produção *offshore*.

- **Regulamentação internacional**

A regulação internacional do descomissionamento tem sua origem na Convenção de Genebra sobre o Direito do Mar (1958), que previa a remoção obrigatória de estruturas desativadas. Com o avanço das atividades *offshore*, a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (UNCLOS III, 1982) flexibilizou essa exigência, admitindo a possibilidade de manutenção parcial das estruturas, desde que não apresentassem riscos à navegação ou ao meio ambiente (UNITED NATIONS, 1982).

Posteriormente, em 1989, a Organização Marítima Internacional (IMO) publicou diretrizes específicas para o descomissionamento na plataforma continental e na zona econômica exclusiva (ZEE), consolidando a expectativa de remoção total como norma, mas permitindo exceções técnicas justificadas (IMO, 1989). Outros tratados e acordos internacionais complementam esse marco legal, como:

- Convenção de Londres (1972) - regula o despejo de resíduos no mar;
- Protocolo de Londres (1996) - amplia as exigências ambientais;
- Convenção de Hong Kong (2009) - trata da reciclagem segura de navios (IMO, 2009);
- Decisão OSPAR 98/3 (1998) - obriga a remoção total de estruturas *offshore*, salvo exceções tecnicamente justificadas (OSPAR, 1998).

Esses instrumentos orientam práticas regulatórias em diversos países, especialmente no Reino Unido, que os incorporou em sua legislação doméstica de forma exemplar.

- **Regulamentação no Brasil**

O Brasil iniciou sua trajetória regulatória em descomissionamento de forma mais recente, com destaque para o caso do campo de Caçã, na Bacia do Espírito Santo. A partir desse marco, o país vem aprimorando seu arcabouço regulatório, envolvendo três principais órgãos: a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a Marinha do Brasil.

A regulamentação brasileira passou por diversas fases, sendo inicialmente composta por resoluções dispersas da ANP, como:

- Resolução ANP nº 27/2006 - desativação de instalações;
- Resolução ANP nº 28/2006 - reversão e devolução de áreas;
- Resolução ANP nº 25/2014 - devolução de áreas na fase exploratória;
- Resolução ANP nº 41/2015 - segurança de sistemas submarinos;
- Resolução ANP nº 46/2016 - integridade de poços.

Essas resoluções foram consolidadas e substituídas pela Resolução ANP nº 817/2020, considerada um marco regulatório ao estabelecer, de forma abrangente, os procedimentos e exigências para o descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural (ANP, 2020). Entre os principais avanços dessa norma, destacam-se:

- A obrigatoriedade do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI);
- A exigência do Estudo de Justificativa para Descomissionamento (EJD), que pode incluir a avaliação comparativa (*comparative assessment*);
- A articulação entre ANP, IBAMA e Marinha como instâncias reguladoras conjuntas.

Complementando esse arcabouço, a Resolução ANP nº 854/2021 passou a exigir que os operadores apresentem garantias financeiras como forma de assegurar a responsabilidade futura pelo descomissionamento.

Além da ANP, outras normas complementares compõem o marco regulatório brasileiro, como:

- Resolução CONAMA nº 23/1994 - critérios para avaliação ambiental;
- Resolução CONAMA nº 237/1997 - procedimentos de licenciamento ambiental (CONAMA, 1997);
- Portaria MMA nº 422/2011 - diretrizes ambientais para petróleo e gás (MMA, 2011);

- NORMAM-07/DPC, NORMAM-08/DPC e NORMAM-11/DPC - normas da Marinha que regulam aspectos de segurança da navegação e interferência no espaço marítimo (MARINHA DO BRASIL, 2020).

Para facilitar a compreensão e o cumprimento das normas, foi lançada, em 2021, a Matriz de Regras de Descomissionamento, documento compilado pelos órgãos federais para padronizar as exigências legais (IBP, 2021).

## **2.2 Plataformas e os sistemas de produção de petróleo *offshore***

### **2.2.1 Visão geral dos sistemas submarinos**

O termo “*subsea*”, ou submarino, refere-se aos equipamentos e estruturas instaladas no leito marinho para possibilitar a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás em áreas *offshore*. Os sistemas submarinos tornaram-se fundamentais com o avanço da indústria para águas cada vez mais profundas, superando os limites das plataformas fixas tradicionais (SOTOODEH, 2021).

Os sistemas submarinos de produção (*Subsea Production Systems* - SPS) são compostos por um conjunto de componentes instalados no fundo do mar que permitem desde a perfuração e completação do poço até o processamento primário e o transporte do fluido para a superfície. Entre os principais elementos estão os poços completos com cabeças de poço, as árvores de natal molhadas, manifolds, dutos de produção (*flowlines*), *risers*, sistemas de controle, bombas, separadores e os umbilicais que fornecem energia elétrica, hidráulica e injeção química.

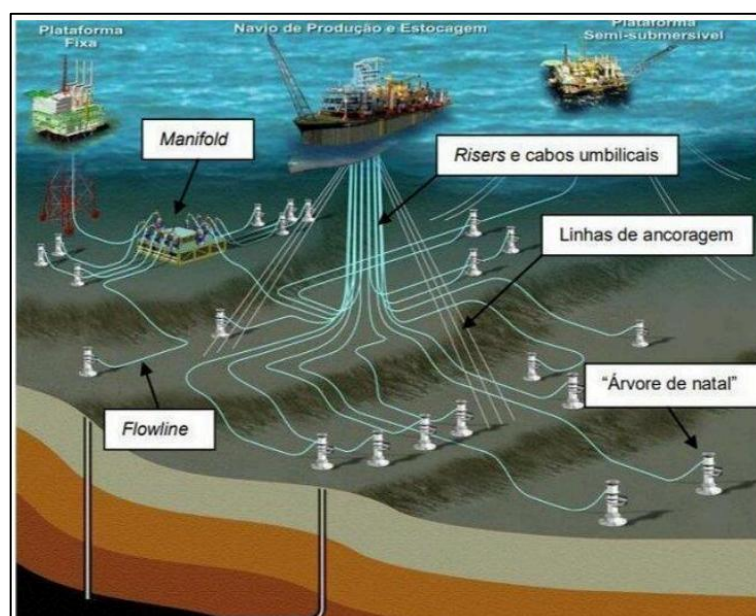
As árvores de natal molhadas, por exemplo, são montagens de válvulas, sensores e conexões que controlam o fluxo dos fluidos produzidos e permitem intervenções no poço. Já os *manifolds* desempenham o papel de coletar e distribuir o fluido de diferentes poços, reduzindo a complexidade do sistema. Os *risers* são tubulações verticais que transportam os fluidos dos dutos no leito marinho até a unidade de superfície, podendo ser flexíveis ou rígidos. Os umbilicais, por sua vez, conectam os sistemas de controle da superfície aos equipamentos submarinos, garantindo o

fornecimento de comandos, energia e substâncias químicas para operação (SOTOODEH, 2021).

A integração entre os sistemas do fundo do mar e a superfície é crítica para a operação *offshore*. É por meio dessa conexão que os dados dos sensores são enviados, os comandos de válvulas são executados e os fluidos produzidos chegam às unidades de processamento, como plataformas ou *Floating Production, Storage and Offloading* (FPSOs). Essa interface requer soluções tecnológicas robustas para garantir confiabilidade, eficiência e segurança mesmo sob alta pressão e temperatura (SOTOODEH, 2021).

Na Figura 1, pode-se observar um esquema com a distribuição desses sistemas.

Figura 1 - Sistemas Submarinos



Fonte: Pestana, Ramos e Funaro (2010).

### 2.2.2 Tipos de plataformas *offshore*

As plataformas *offshore* são classificadas com base na forma como são sustentadas no mar e na profundidade de operação. De modo geral, podem ser divididas em três categorias principais: estruturas fixas, unidades flutuantes e unidades especiais (CHAKRABARTI, 2005).

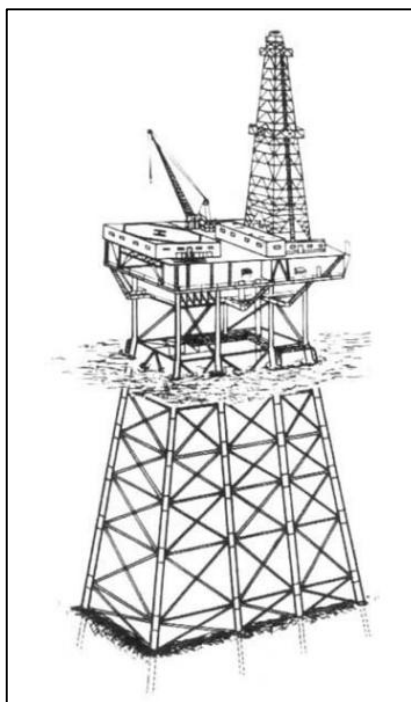


- **Estruturas fixas**

As plataformas fixas são estruturas ancoradas diretamente no fundo do mar, geralmente por meio de estacas, e são projetadas para operar em lâminas d'água de até 500 metros. O tipo mais comum é a estrutura do tipo jaqueta (Figura 2), formada por um quadro metálico treliçado, normalmente em aço, que serve de base para a parte superior da plataforma, onde estão localizados os equipamentos de produção e habitação (CHAKRABARTI, 2005).

Plataformas jaqueta são amplamente utilizadas em regiões como o Golfo do México e a Bacia de Campos, no Brasil, devido à sua estabilidade e robustez. Essas estruturas são viáveis em águas rasas e médias, mas tornam-se economicamente inviáveis em águas ultraprofundas (CHAKRABARTI, 2005).

Figura 2 - Plataforma fixa do tipo jaqueta



Fonte: Chakrabarti (2005)

Mais um dos tipos de estruturas fixas utilizado é a plataforma Gravity Base Structures (GBS), que segundo o autor Garber (2020) tipos de estruturas fixas apoiadas no fundo do mar e que se caracterizam por serem construídas em concreto armado, fruto de uma tecnologia avançada. São muito usadas nos países da Europa, principalmente na Noruega e possuem geralmente tanques de armazenamento de óleo na sua base.

São necessárias outras condições, pois deve haver locações em águas calmas e profundas para sua construção (por exemplo, nos Fjords noruegueses).

Um exemplo dessa estrutura está representado na Figura 3, abaixo.

Figura 3 - Plataforma GBS



Fonte: petrogasnews.wordpress.com.

Temos também as plataformas autoeleváveis (Figura 4): são plataformas móveis que, no momento da operação de perfuração, têm as pernas fixadas no fundo do mar, permitindo a adaptação do posicionamento em áreas com restrição no fundo do mar. Comparadas aos outros tipos de plataformas, as autoeleváveis têm baixo custo de implantação. As plataformas autoeleváveis são móveis, normalmente sem autopropulsão, e destinadas a operar em águas não muito profundas (aproximadamente 100 metros de profundidade) (COSTA, 2008, apud CORRÊA, 2003).

Figura 4 - Plataformas autoeleváveis



Fonte: [peqengenhariajr.com.br](http://peqengenhariajr.com.br).

- **Unidades flutuantes**

Para profundidades superiores, onde estruturas fixas não são tecnicamente viáveis, utilizam-se plataformas flutuantes, que se mantêm posicionadas por meio de sistemas de ancoragem. O principal tipo é uma instalação FPSO (Figura 5), que consiste em uma grande embarcação do tipo navio-tanque (petroleiro) ancorada no solo marinho. É projetada para processar e armazenar a produção dos poços submarinos próximos a ela e descarregá-la, periodicamente, em um petroleiro menor, que transporta, então, o óleo para uma unidade de processamento em terra (SILVA, 2009).

Figura 5 - FPSO Cidade de Paraty



Fonte: [peqengenhariajr.com.br](http://peqengenhariajr.com.br).

Plataformas semissubmersíveis: estruturas parcialmente submersas com lastro, que proporcionam alta estabilidade mesmo em mares agitados. Podem ser utilizadas tanto para perfuração quanto produção (CHAKRABARTI, 2005).

Pode-se observar esse tipo de plataforma na Figura 6 abaixo:

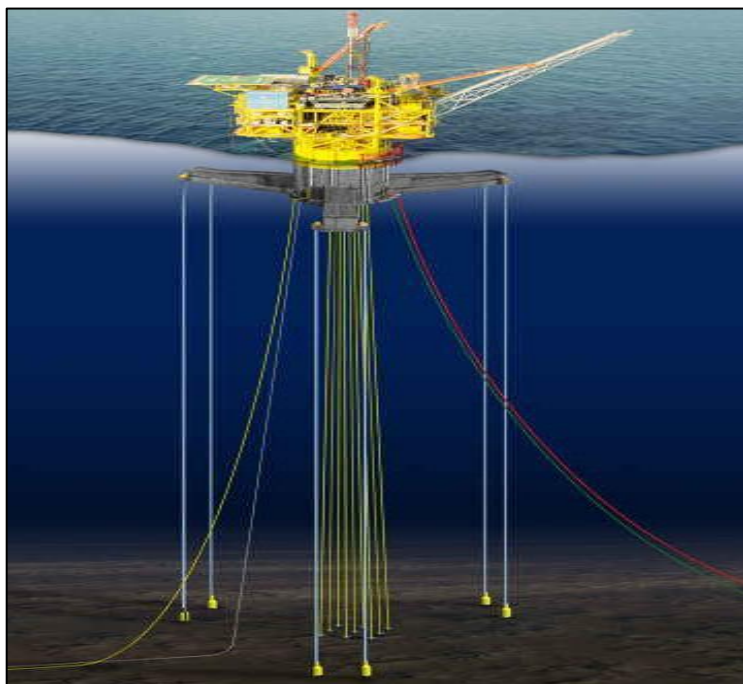
Figura 6 - P 55 operando na Bacia de Campos



Fonte: [pegengenhariajr.com.br](http://pegengenhariajr.com.br)

TLP (*Tension Leg Platform*): plataformas flutuantes ancoradas por cabos tensionados verticais, que limitam seu movimento vertical e são ideais para águas profundas com altos requisitos de estabilidade (CHAKRABARTI, 2005). Como demonstrado na Figura 7 a seguir:

Figura 7 - TLP (*Tension Leg Platform*)



Fonte: Egenevich (2013)

- **Unidades Especiais**

Além das estruturas convencionais, existem também unidades especiais, projetadas para condições operacionais específicas:

SPARs: plataformas (Figura 8) com um grande cilindro vertical submerso que garante estabilidade. São adequadas para águas ultraprofundas e oferecem bom desempenho em termos de movimento reduzido (CHAKRABARTI, 2005).

Figura 8 - Spar-buoy Mad Dog em operação no Golfo do Mexico



Fonte: theaustralian.com

## 2.3 O aço como material estrutural em plataformas *offshore*

### 2.3.1 Tipos de aço utilizados

Os aços utilizados na fabricação de navios e plataformas são chamados de aços de construção naval e plataformas 44marítimas. Os aços são formados pela mistura de ferro e carbono. A quantidade de carbono varia de 0,1% a 1,8%, dependendo do tipo de aço requerido no projeto (PORTAL METÁLICA, s.d.).

A seleção de aços para a construção de plataformas *offshore* do tipo jaqueta segue critérios normativos definidos por entidades internacionais, sendo a API RP 2A-WSD uma das referências fundamentais no projeto e na fabricação dessas estruturas. Segundo a norma, os materiais estruturais devem apresentar alta resistência mecânica, boa soldabilidade, tenacidade adequada a baixas temperaturas e resistência à corrosão por longa exposição ao ambiente marinho.

- **Aços estruturais recomendados pela API**

De acordo com a API RP 2A-WSD, os principais materiais metálicos empregados em estruturas fixas offshore incluem:

- I. API 2H Grade 42 e Grade 50: aços estruturais de média a alta resistência mecânica, otimizados para soldabilidade e boa tenacidade, amplamente empregados em membros principais de plataformas fixas, como pernas e diagonais.
- II. API 2W Grade 50: aço de alta resistência produzido por laminação controlada e resfriamento acelerado (*TMCP*), com excelente desempenho em juntas soldadas e em ambientes agressivos. A norma destaca sua aplicação em áreas críticas, submetidas a carregamentos cíclicos.
- III. ASTM A572 (grau 50 ou superior): utilizado principalmente em estruturas secundárias ou elementos auxiliares, onde são requeridas boas propriedades mecânicas e disponibilidade comercial.

A norma também permite o uso de aços equivalentes, desde que suas propriedades de limite de escoamento, resistência à tração, alongamento, energia de impacto (*Charpy V-notch*) e composição química estejam dentro dos parâmetros mínimos especificados.

- **Critérios de seleção**

A escolha do tipo de aço deve considerar os seguintes fatores técnicos (API, 2000, seção 2.2):

- a) Resistência à fratura e fadiga: essencial para regiões críticas, como nós estruturais e transições de seção, sujeitos a carregamentos cíclicos.
- b) Soldabilidade: requisito fundamental para garantir a continuidade estrutural entre módulos e seções, reduzindo o risco de falhas por trincas induzidas por solda.
- c) Ductilidade: importante para absorver deformações sem ruptura, especialmente sob eventos extremos (ondas severas ou cargas acidentais).

- d) Resistência à corrosão marinha: apesar de o aço carbono ser o principal material empregado, devem ser previstos sistemas de proteção como pintura industrial, revestimentos epóxi e proteção catódica.

### 2.3.2 Características estruturais da jaqueta

Conforme apresentado no tópico 2.2, as plataformas fixas do tipo jaqueta representam uma das mais tradicionais e difundidas soluções estruturais utilizadas na exploração e produção de petróleo *offshore* em lâminas d'água rasas a intermediárias, geralmente até 500 metros. Trata-se de uma estrutura do tipo treliçada tubular, construída majoritariamente em aço de alta resistência e projetada para suportar condições ambientais severas por longos períodos operacionais, frequentemente superiores a 30 anos. Sua função é atuar como uma base fixa e estável, transmitindo as cargas da parte superior da plataforma (*topside*) até o fundo marinho, ao mesmo tempo em que garante integridade estrutural frente a ações cíclicas de vento, ondas, correntezas e cargas operacionais.

### 2.3.3 Geometria e conceito estrutural

Conforme descrito por Costa Júnior (2004), a jaqueta possui configuração piramidal ou prismática, composta por:

Pernas principais (*main legs*): tubulações verticais de grande diâmetro, distribuídas em quatro, seis ou oito pontos de base, que atuam como elementos resistentes principais;

- Travessas horizontais (horizontal *braces*): conectam as pernas entre si em diferentes níveis, conferindo rigidez transversal e estabilidade estrutural;
- Diagonais (diagonal *braces*): organizadas de forma cruzada entre as pernas e travessas, resistem a forças axiais e ajudam a redistribuir esforços longitudinais e laterais;
- Estacas (*piles*): estruturas cilíndricas de aço cravadas no solo marinho, acopladas interna ou externamente às pernas da jaqueta, que garantem fixação e absorvem as cargas verticais e horizontais transmitidas pela estrutura;



- Tubulações e conduítes internos: conduzem sistemas auxiliares (como instrumentação, drenagem, gás e fluido hidráulico) entre o fundo e o *topside*.

A geometria da jaqueta é definida com base em modelagem estrutural detalhada, considerando as condições locais de vento, altura de onda significativa, perfil de corrente marítima, batimetria e resistência do solo. A proporção entre a altura da jaqueta e a largura da base é otimizada para reduzir o momento de flexão nas pernas e permitir uma distribuição eficiente dos esforços pelas diagonais.

#### **2.3.4 Carregamentos e esforços atuantes**

As jaquetas estão submetidas a uma variedade de carregamentos combinados, que afetam sua resposta estrutural ao longo do tempo, segundo Costa Júnior (2004):

- Cargas ambientais: vento, ondas e corrente marítima, que induzem forças dinâmicas e esforços de arrasto; essas forças são não lineares e dependem da geometria da estrutura submersa.
- Cargas operacionais: peso dos módulos *topside* (como unidade de processo, perfuração e acomodação), tanques, sistemas de *flare*, tubulações e equipamentos fixos.
- Cargas cíclicas e fadiga: originadas da repetição de eventos ambientais, principalmente variações de ondas e correntezas. Tais ciclos provocam a nucleação e a propagação de trincas em pontos críticos, como soldas, nós e transições de diâmetro.
- Cargas acidentais: colisão com embarcações, cargas térmicas extremas ou falhas operacionais.
- Os pontos mais vulneráveis à fadiga são as juntas soldadas, especialmente as do tipo K e Y, onde convergem múltiplos elementos estruturais. Essas regiões requerem atenção especial no projeto e nos programas de inspeção ao longo da vida útil da plataforma.

### 2.3.5 Fabricação, transporte e instalação

De acordo com Costa Júnior (2004), a fabricação das jaquetas é realizada em módulos, geralmente em estaleiros próximos ao mar, com posterior transporte por barcas de lançamento. Após o transporte, a estrutura é lançada (*launching*) horizontalmente ao mar e erguida com apoio de flutuabilidade controlada ou por guindastes offshore. Uma vez posicionada, inicia-se a cravação das estacas, procedimento crítico que garante o ancoramento definitivo da jaqueta ao solo marinho.

Essa instalação depende de levantamentos geotécnicos detalhados e do uso de equipamentos pesados, como martelos hidráulicos ou vibratórios, capazes de cravar estacas com dezenas de metros de comprimento.

## 2.4 Descomissionamento de jaquetas

O descomissionamento de plataformas fixas *offshore*, em especial as do tipo jaqueta, é uma etapa do ciclo de vida de qualquer sistema de produção. Trata-se do processo técnico e normativo de retirada, descarte, reutilização ou transformação de estruturas que atingiram o final de sua vida útil, seja por exaustão do campo produtor, obsolescência técnica, falhas estruturais acumuladas ou exigências legais de desocupação da área.

Segundo Ruivo (2001), a decisão de descomissionar uma jaqueta envolve múltiplos fatores inter-relacionados, com destaque para:

- **Vida útil estrutural e degradação acumulada**

Plataformas do tipo jaqueta são projetadas, conforme normas como a API RP 2A-WSD, para uma vida útil operacional entre 25 e 40 anos. Com o tempo, esses sistemas passam por processos contínuos de fadiga estrutural, corrosão marinha, esforços cíclicos intensos e impactos ambientais, especialmente nas conexões soldadas e estacas cravadas. Quando a integridade estrutural ou a viabilidade econômica de manutenção deixa de ser justificável, o descomissionamento torna-se necessário.

- **Critérios regulatórios**

A obrigatoriedade do descomissionamento é definida por legislações nacionais e convenções internacionais, como a UNCLOS (1982) e as diretrizes da OPRC. No Brasil, a ANP exige a apresentação de um Plano de Descomissionamento de Instalações (PDI), que deve considerar segurança operacional, riscos ambientais e destinação final das estruturas.

- **Desafios logísticos e operacionais**

O descomissionamento de jaquetas exige operações *offshore* complexas, envolvendo corte de estruturas submersas, flutuação ou içamento de módulos *topside*, manuseio de estacas, além do transporte e descarte em conformidade com normas ambientais. O processo é sensível a variáveis como profundidade da água, estado de conservação da estrutura, condições climáticas e acessibilidade logística.

#### **2.4.1 Formas de descomissionamento de jaquetas**

O descomissionamento de uma plataforma do tipo jaqueta não segue um único modelo fixo: ele pode assumir diferentes configurações conforme a condição da estrutura, o passivo ambiental associado (como cascalhos de perfuração), as exigências regulatórias e os custos envolvidos. Ruivo (2001) categoriza essas possibilidades em cinco estratégias principais:

- **Remoção completa**

A remoção completa consiste na retirada total da estrutura jaqueta, incluindo módulos *topside*, estrutura treliçada e fundações (estacas). Essa abordagem é tecnicamente mais exigente e economicamente mais onerosa, mas também é a mais segura do ponto de vista ambiental e jurídico, pois elimina riscos à navegação e evita potenciais passivos futuros.

Subopções incluem:

- Sem presença de cascalhos de perfuração e disposição em plataforma continental: ideal em ambientes rasos e tecnicamente acessíveis. A estrutura é retirada e transportada até uma instalação de desmonte em terra.
- Sem presença de cascalhos, desmontada e disposta em águas profundas: caso não seja economicamente viável o transporte até terra, a estrutura pode ser cortada e afundada de forma controlada em regiões autorizadas e monitoradas.
- Com presença de cascalhos, desmontada e disposta em terra ou em águas profundas: o cascalho de perfuração, resíduo de operações anteriores, deve ser devidamente removido ou disposto em local seguro, conforme exigências ambientais.

Essa opção requer corte submarino da jaqueta, içamento com guindastes ou flutuação controlada com bolsas de ar (*air bags*), transporte por barça e posterior desmontagem.

- **Remoção parcial**

A remoção parcial envolve a retirada apenas da parte superior da estrutura, deixando parte da jaqueta (geralmente abaixo do leito marinho) cravada no fundo. É recomendada em casos em que:

- A parte submersa da jaqueta está estável e sem risco de flutuação ou deslocamento;
- A remoção total implicaria riscos maiores ou custos desproporcionais;
- Há autorização legal para deixar parte da fundação no local.

As seções removidas podem ser:

- Dispostas em plataforma continental: desmontadas em terra, como sucata;
- Dispostas em águas profundas: afundadas em locais permitidos;
- Desmontadas e dispostas em terra, com tratamento dos resíduos.

Esse método reduz custos de operação, mas requer avaliação detalhada de integridade da estrutura remanescente e de impacto ambiental.

- **Tombamento no local**

O tombamento controlado consiste em inclinar deliberadamente a estrutura e deixá-la deitada no fundo do mar, em posição estável e monitorada. Esse processo exige:

- Corte de conexões estruturais;
- Avaliação geotécnica do fundo marinho;
- Estudo hidrodinâmico para garantir que não haverá deslocamento futuro.

É permitido somente em áreas onde não haja interferência com rotas de navegação, pesca ou ecossistemas sensíveis, e exige autorização de órgãos reguladores. Pode ser vantajoso do ponto de vista de custo e impacto ambiental, desde que bem controlado.

- **Reutilização**

Quando tecnicamente viável, a estrutura pode ser reaproveitada em outras funções industriais ou científicas. Entre os usos possíveis:

- Base de cascalhos de perfuração: em operações subsequentes, a estrutura pode servir como ponto de apoio para novos poços ou reentrada;
- Suporte estrutural para sistemas auxiliares: como dutos submarinos, módulos de coleta, sensores e cabos de instrumentação.

Essa abordagem é atrativa do ponto de vista ambiental e econômico, mas depende do bom estado da jaqueta, da logística local e da demanda por uso secundário.

- **Deixar no local / utilizações alternativas**

Consiste em não remover a jaqueta, mas convertê-la para uso alternativo em benefício social, científico ou tecnológico, desde que não represente risco à navegação. Exemplos incluem:

- Base para lançamento de foguetes ou plataformas aeroespaciais experimentais;
- Fundação para instalação de turbinas eólicas offshore;

- Centro de pesquisa científica marinha (ecologia, oceanografia, clima);
- Criação de recifes artificiais, desde que ecologicamente validados.

## **2.5 Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)**

### **2.5.1 Conceitos e etapas da metodologia**

A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma metodologia sistemática e normativa utilizada para quantificar os impactos ambientais potenciais de um produto, processo ou serviço ao longo de todo o seu ciclo de vida, da extração de matérias-primas até a disposição final, passando pelas etapas de produção, transporte, uso e descarte. Essa abordagem é regida pelas normas da série ISO 14040, que estabelecem os princípios, a estrutura e os requisitos metodológicos para a condução de estudos de ACV.

De acordo com Coltro (2007), a ACV é organizada em quatro fases metodológicas, conforme estabelecido nas normas ISO 14040, ISO 14041, ISO 14042 e ISO 14043, respectivamente:

- ISO 14040: princípios e estrutura da ACV.
- ISO 14041: definição de objetivo, escopo e análise de inventário.
- ISO 14042: avaliação de impactos do ciclo de vida.
- ISO 14043: interpretação dos resultados da ACV.

A Figura 9 abaixo apresenta, de forma esquemática, essa estrutura, evidenciando a inter-relação entre as etapas e o caráter iterativo da ACV.

Figura 9 - Fases da Avaliação do Ciclo de Vida



Fonte: Adaptado de ABNT (2016)

Essas etapas são detalhadas a seguir:

a) Definição de objetivo e escopo

Esta etapa inicial é fundamental para orientar as decisões metodológicas ao longo do estudo. Define-se o objetivo (por exemplo, comparar dois sistemas produtivos) e o escopo, que inclui a unidade funcional (função de referência para os dados), os limites do sistema (quais processos serão considerados), o nível de detalhamento e os critérios de corte. A clareza nesta fase garante a consistência e a relevância dos resultados.

b) Análise de Inventário do Ciclo de Vida (ICV)

O inventário é a etapa mais trabalhosa e consiste na coleta e quantificação dos fluxos de entrada (matérias-primas, energia) e de saída (emissões, resíduos, coprodutos) em cada processo dentro dos limites do sistema definidos anteriormente. Os dados podem ser obtidos de bases primárias (medições reais), secundárias (literatura, bancos de dados) ou estimativas modeladas.

c) Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida (AICV)

Nesta fase, os dados do inventário são organizados em categorias de impacto, como

aquecimento global, eutrofização, acidificação, uso de recursos naturais, entre outras. Para cada categoria, aplica-se uma caracterização que traduz os fluxos físicos em potenciais impactos ambientais, fornecendo indicadores comparáveis. A AICV pode incluir também etapas de normalização e ponderação, conforme o objetivo do estudo.

#### d) Interpretação

A fase final visa à análise crítica dos resultados obtidos, levando em conta os objetivos traçados, as incertezas e as limitações do estudo. Recomenda-se que a interpretação seja transparente, destacando os processos com maior contribuição para os impactos e identificando oportunidades de melhoria no sistema avaliado.

Coltro (2007) reforça que a principal força da ACV reside em sua capacidade de abranger toda a cadeia de valor, evitando o chamado “deslocamento de impactos” (quando melhorias locais causam efeitos negativos em outras etapas). Essa visão holística favorece decisões mais sustentáveis, especialmente em contextos industriais e de formulação de políticas públicas.



### 3 MÉTODO

O trabalho seguirá a metodologia utilizada para a construção de uma análise do ciclo de vida, descrita nos tópicos 2.5 e 2.5.1.

#### 3.1 Definição do objetivo e escopo

##### 3.1.1 Objetivo

O objetivo será avaliar os impactos ambientais associados ao processo de descomissionamento de uma plataforma fixa *offshore* do tipo jaqueta. O estudo busca identificar os fluxos de energia, as emissões atmosféricas e o seu destino final após remoção total e parcial a fim de fornecer informações para a tomada de decisão em relação a alternativas de descomissionamento ambientalmente mais responsáveis.

A aplicação pretendida é fornecer conhecimento científico para fins acadêmicos, contribuindo para o avanço das pesquisas sobre ACV em sistemas *offshore*. O público-alvo do trabalho é composto por pesquisadores e a comunidade acadêmica interessada em sustentabilidade e análise de ciclo de vida.

##### 3.1.2 Unidade Funcional

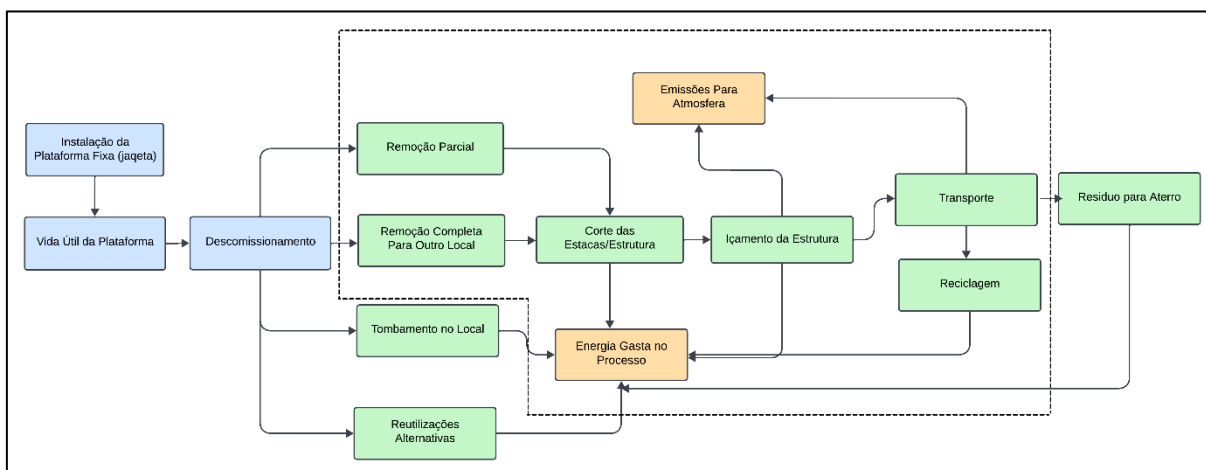
A unidade funcional designada para a análise do descomissionamento de uma plataforma fixa será 1 tonelada de aço (1000 kg). O estudo tomará como referência plataformas descomissionadas no segmento *offshore*, particularmente a Plataforma Fixa AGULHA-03 (PAG-03), que fornecerá dados a serem utilizados no inventário.

##### 3.1.3 Fronteira do Sistema

O ACV para o descomissionamento de uma plataforma fixa do tipo jaqueta considera várias etapas, desde a instalação até o fim da vida útil da estrutura e seu subsequente descomissionamento. Este processo é analisado sob a abordagem "do portão ao

túmulo" (*gate-to-grave*), que inclui todas as fases relacionadas da retirada até o tratamento final da estrutura. Na Figura 10 temos um fluxograma de como o processo de descomissionamento ocorre, levando em consideração suas emissões e energia envolvida.

Figura 10 - Fronteira do sistema: do portão ao túmulo



Fonte: Elaboração própria

O descomissionamento de uma plataforma fixa do tipo jaqueta, como já mencionado nos tópicos anteriores, pode ser dividido em algumas etapas, entre elas: remoção completa, remoção parcial, tombamento no local e uso alternativo, como base para turbinas eólicas. Após a definição do método de retirada, seguem-se os próximos passos, como o corte das estacas e estruturas, o içamento para o navio rebocador e o transporte até o destino final, onde a estrutura pode ser reciclada.

Para o inventário, foi definida a fronteira entre os descomissionamentos total, parcial e a opção de tombamento no local até o fim do ciclo de vida da plataforma.

### 3.2 Compilação para o inventário

Para o inventário, foram utilizados dados como dimensões, peso e características do descomissionamento realizado na plataforma PAG-03, obtidos a partir do PDI de descomissionamento da Petrobras. Para as informações referentes aos equipamentos, navios e processos de reciclagem, foram elaboradas hipóteses com

base em artigos e descrições técnicas de equipamentos, a fim de estimar os dados de entrada e saída do inventário.

## 4 RESULTADOS

Para a construção do inventário é preciso estabelecer uma base de referência quanto às dimensões, materiais e características de uma plataforma fixa. No caso deste estudo, serão utilizados dados extraídos do relatório do Programa de Descomissionamento Parcial da Plataforma Fixa AGULHA-03 (PAG-03), da Petrobrás.

Abaixo teremos informações da Plataforma PAG - 03 e na Figura 11 sua imagem:

Figura 11 - Foto da PAG-03 em sua locação.



Fonte: Petrobrás, 2023.

As principais características da plataforma, demonstradas na Tabela 1, incluem dados gerais como nome, data de construção, distância da costa (ponto relevante para os cálculos de emissões no transporte) e demais informações.

Tabela 1 - Características da PAG-03

|   |  |   |
|---|--|---|
| A | Nome da unidade de produção:                           | Plataforma de Agulha 03   |
| B | Código da unidade de produção:                         | PAG-03  |
| C | Classificação da unidade de produção:                  | Fixa – Jaqueta  |
| D | Proprietário:  | Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras  |
| E | Operador da instalação:                                | Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras  |
| F | Data de término do contrato de afretamento             | Não aplicado  |
| G | Ano de Construção e ano de conversão:                  | 1985  |
| H | Massa na condição de descomissionamento (Peso Leve):   | 1070 t  |
| I | Calado Máximo:   | Não aplicado  |
| J | Áreas sob contrato atendidas pela unidade de produção: | Agulha  |
| K | Profundidade Batimétrica Média (LDA)                   | 14 m  |
| L | Distância da costa:                                    | 19,19 km  |
| M | Coordenadas:<br>(UTM – DATUM: SIRGAS 2000 – MC: 39°W)  | Latitude -04:54:58,56<br>Longitude -36:15:22,14   |
| N | Sistema de escoamento da produção:                     | A produção de petróleo e gás natural era exportada através de dois oleodutos rígidos de 4 polegadas com 1050 metros da PAG-03 até PAG-01. |

Fonte: Petrobrás, 2023

A Tabela 2 descreve os pesos estimados a serem descomissionados do convés e da jaqueta.

Tabela 2 - Pesos estimados do descomissionamento de PAG-3

| Item                             | Peso (ton)  |
|----------------------------------|-------------|
| <b>Jaqueta<sup>4</sup></b>       | <b>581</b>  |
| Estrutura e estacas <sup>5</sup> | 487         |
| Graute <sup>6</sup>              | 23          |
| Incrustações                     | 71          |
| <b>Condutor</b>                  | <b>60</b>   |
| Condutores                       | 39          |
| Graute condutor <sup>7</sup>     | 21          |
| <b>Convés</b>                    | <b>429</b>  |
| <b>Total</b>                     | <b>1070</b> |

Fonte: Petrobras, 2023

Segundo o relatório PDI da Petrobrás os valores de peso apresentados não incluem margens de segurança ou de contingência. O peso total da jaqueta considera o condutor, as estacas, o graute, os ânodos, o atracadouro, os risers e os suportes, sendo obtido a partir do peso de projeto acrescido da estimativa de incrustações marinhas, conforme estabelecido pela norma NORSOK N-003. No caso das estacas,

o cálculo pressupõe a remoção após corte realizado a três metros abaixo do leito marinho. O graute é definido como o cimento aplicado no espaço anular entre a perna da jaqueta e a estaca de fixação no solo marinho, e seu peso é considerado com base na remoção até três metros abaixo do leito marinho em quatro pernas. Já o graute do condutor corresponde ao cimento inserido no espaço anular entre o condutor principal e o revestimento intermediário de cada poço, sendo contabilizado de acordo com a remoção até três metros abaixo do fundo marinho em dois poços.

A PAG-03 não possui sistema de manutenção de posição (sistema de ancoragem) por se tratar de uma plataforma metálica fixa. Dessa forma, esse item irá descrever o sistema de sustentação da plataforma, que por sua vez é composto por jaqueta apoiada no solo marinho (Petrobrás, 2023).

As dimensões principais da jaqueta da plataforma são apresentadas na Tabela 3.

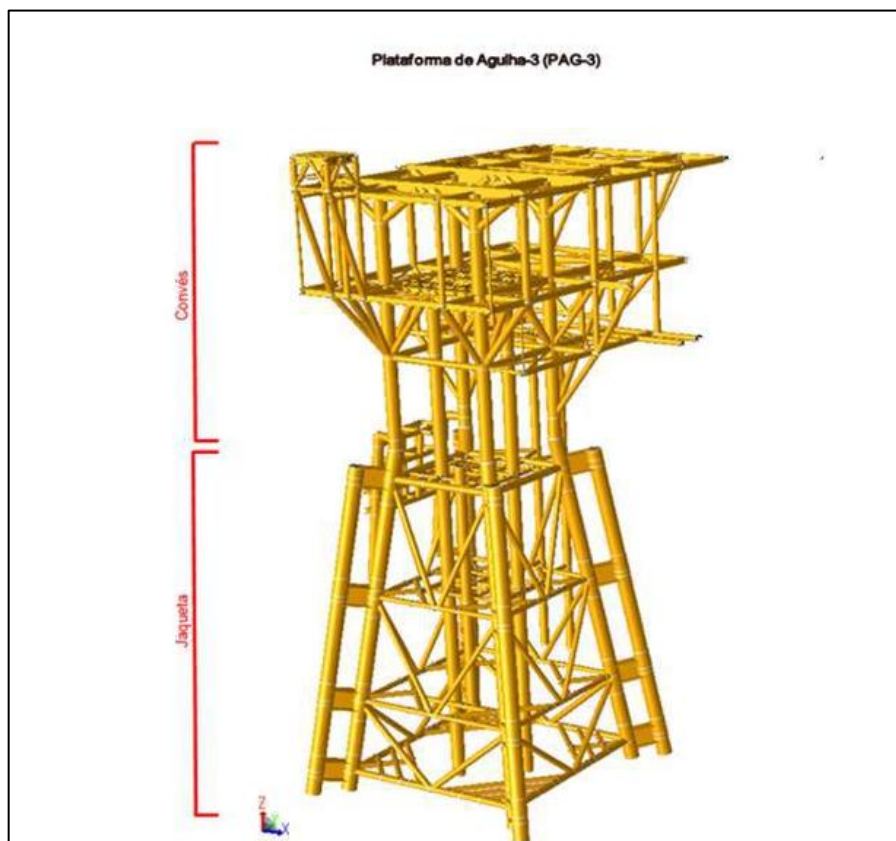
Tabela 3 - Dimensões da jaqueta da PAG-03

| Dimensões principais (m) |               |
|--------------------------|---------------|
| Altura                   | 20,28         |
| Dimensões em planta      |               |
| Topo                     | 6,55 x 6,55   |
| Base                     | 11,10 x 11,10 |

Fonte: Petrobras, 2023

E para finalizar, na Figura 12 observa-se o arranjo geral da jaqueta em questão, pode-se observar a divisão entre convés e a jaqueta.

Figura 12 - Arranjo geral da jaqueta da PAG-03



Fonte: Petrobrás, 2023

Segundo o relatório da Petrobrás, a fundação da plataforma é composta por 4 estacas principais de Ø 30" x 1 ½", cimentadas às pernas, e por 4 estacas auxiliares, também de dimensões Ø 30" x 1 ½", cimentadas às luvas. Além das estacas da fundação, existem 2 estacas de Ø 30" x 1" utilizadas para docagem da jaqueta que também deverão ser retiradas. A penetração das estacas estimada em projeto é de 59 m.

#### 4.1 Processo de descomissionamento plataforma PAG - 03

O processo de descomissionamento da plataforma fixa PAG-03 ocorreu de forma planejada e sequencial, abrangendo desde a preparação inicial até a destinação final dos materiais. Inicialmente, foram realizadas inspeções submarinas e de convés, seguidas da retirada de equipamentos e materiais remanescentes, além da instalação de olhais e reforços estruturais necessários para garantir a segurança das operações.

Em seguida, realizou-se o corte das estacas e condutores, que foi feito a aproximadamente três metros abaixo do leito marinho. Essa atividade pode empregar técnicas como hidrojateamento ou ferramentas de corte internas e externas, frequentemente apoiadas por veículos operados remotamente (ROVs), a fim de reduzir a exposição de mergulhadores.

Após essa etapa, iniciou-se a operação de içamento, que pode ocorrer em um único movimento, contemplando a retirada conjunta da jaqueta, do convés e dos *risers*, ou de maneira segmentada, com a remoção do convés seguida da estrutura da jaqueta e dos condutores. A elevação é realizada por embarcações guindaste de grande porte, que posicionam as estruturas em balsas adequadas para transporte a seco. Uma vez fixadas e estabilizadas, as estruturas são conduzidas até o porto de apoio previamente designado, onde se dá a fase de desmantelamento em terra.

No ambiente terrestre, procede-se à limpeza das incrustações biológicas e ao corte das estruturas metálicas, priorizando a reciclagem do aço e a destinação ambientalmente correta dos resíduos de acordo com a Política Nacional de Resíduos Sólidos. Segundo o relatório da Petrobrás, todo o procedimento seguiu a lógica contratual do modelo EPRD (Engenharia, Preparação, Remoção e Disposição), em que a empresa responsável detalha e executa as etapas conforme padrões técnicos e ambientais vigentes.

## **4.2 Inventário do ciclo de vida (ICV)**

Para a etapa de preparação *offshore*, considerou-se o uso de embarcações de apoio do tipo *Platform Supply Vessel* (PSV), utilizadas com maior frequência nas atividades de suporte às operações *offshore* no Brasil. De acordo com o estudo de mercado da Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ, 2021), a frota brasileira dedicada ao apoio às plataformas é composta majoritariamente por PSVs, *Anchor Handling Tug Supply* (AHTS) e embarcações de apoio a ROV/DSV, todas enquadradas na categoria de *Offshore Support Vessels* (OSVs).

Nesse contexto, os PSVs destacam-se pela versatilidade, capacidade de transporte de insumos e apoio direto a operações especiais, como instalação, manutenção e



retirada de sistemas. Vianna (2019) apoia essa visão ao indicar que os PSVs são, de fato, as embarcações mais utilizadas no apoio a plataformas fixas e flutuantes.

Adland *et al.* (2019) também reforçam, no âmbito internacional, que os OSVs, categoria que inclui os PSVs, são essenciais tanto para atividades de produção quanto para cenários de descomissionamento.

Quanto ao consumo energético, foram adotados valores reportados em estudos que analisaram o desempenho operacional de PSVs em águas brasileiras. O estudo conduzido na Universidade Federal do Rio de Janeiro identificou que um PSV de porte médio apresentou consumo médio de 8.580 litros de óleo diesel por dia de operação (CARVALHO, 2018).

Esse valor encontra-se alinhado a dados internacionais, que situam o consumo diário de PSVs na faixa de 8.000 a 10.000 litros (ADLAND, 2019).

Considerando a ausência de informações específicas sobre a embarcação empregada no descomissionamento da plataforma PAG-03, este trabalho adota o valor reportado pela UFRJ como referência base para o inventário, assumindo uma jornada operacional de 12 horas por dia, em conformidade com práticas descritas pela ANTAQ (2021).

Para a estimativa das emissões atmosféricas, foram aplicados os fatores de emissão recomendados pela International Maritime Organization (IMO, 2016) e pelo EMEP/EEA (2023). No caso do óleo diesel marítimo (*Marine Gas Oil* - MGO), considera-se um fator médio de 3,15 kg CO<sub>2</sub> por litro, calculado a partir da densidade do combustível e do conteúdo de carbono estabelecido pelo IMO.

Dessa forma, o inventário incorpora tanto o perfil de consumo das embarcações de apoio quanto os fatores de emissão, possibilitando a quantificação das cargas ambientais associadas à etapa de preparação offshore.

Na sequência, para a etapa de corte submerso, considerou-se o uso de um ROV de classe científica/trabalho do tipo ROPOS, com potência instalada de aproximadamente 40 hp (30 kW) e capacidade operacional até 5.000 m de profundidade (ROPOS INDUSTRIES, 2020), conforme demonstrado na Figura 13. O

ROV é equipado com manipuladores e suporte para ferramentas hidráulicas, sendo capaz de executar operações de corte subaquático.

Entre os dispositivos acopláveis, destaca-se a serra hidráulica *Chop Saw* (Figura 14), utilizada para o seccionamento de dutos rígidos e tubulações, com pressão de operação de até 3.000 psi e vazão de 50 - 75 L/min, equivalente a uma potência hidráulica próxima de 20 - 25 kW (OCEANEERING INTERNATIONAL, 2020).

Figura 13 - Visão geral técnica do ROV

| VISÃO GERAL TÉCNICA           |   |
|-------------------------------|---|
| ROPOS                         | O Veículo Operado Remotamente para Ciências Oceânicas (ROPOS) é um Veículo Operado Remotamente (ROV) de 40 hp para Classe Científica/Trabalho, capaz de operar em profundidades de até 5.000 m. |
| TAMANHO E PESO                | 3,05 m (comprimento), 1,64 m (largura) e 2,17 m (altura), 3393 kg   |
| VELOCIDADE                    | 2,5 nós (máximo para a frente), 1,0 nó (transecto típico), 1,0 nó (lateral) e 1,5 nó (vertical)   |
| ESTADO DO MAR                 | Estado do mar 6 (usando o sistema de compensação de elevação LARS)  |
| VIDEO                         | Duas câmeras HD, seis câmeras piloto e de ferramentas, câmera digital de 36,3 megapixels e mais de 3700 watts de iluminação   |
| MANIPULADORES                 | 2 x Manipuladores TITAN 4 da Schilling Robotics que têm a destreza e a precisão necessárias para executar movimentos finos necessários para tarefas complexas.                                  |
| TELEMETRIA                    | A telemetria da Greensea Systems fornece controle confiável do veículo e funcionalidades de piloto automático de última geração para aumentar ainda mais a eficiência do veículo.               |
| ELEVADOR ATRAVÉS DA ESTRUTURA | 1815 kg com um fator de segurança de 5:1, testado para 3629 kg. Usa quatro pontos de fixação para carga útil suspensa ou interface de skid  |

Fonte: Ropos Industries Inc.

Figura 14 - Visão geral técnica do Chop Saw

| Specifications                                 |                                |                                |  |
|--|--------------------------------|--------------------------------|--|
|  | 22 in diameter                 | 32 in diameter                 | 60 in diameter   |
| Cut range (in all profiles)                    | 1.1 - 7.7 in<br>2.8 - 19.5 cm  | 6 - 12.75 in<br>15.2 - 32.4 cm | 10 - 25 in<br>25.4 - 63.5 cm   |
| Weight in air / water<br>(including hot stabs) | 175 / 140 lb<br>79.4 / 63.5 kg | 378 / 313 lb<br>171.5 / 142 kg | 730 / 620 lb<br>331 / 281 kg (without buoyancy)                            |
| Buoyancy                                       | Not required                   | Not required                   | 100 lb / 45.3 kg per wafer   |
| <b>Hydraulic Motor</b>                         |                                |                                |  |
| Pressure (min/max)                             | 2,500 / 3,000 psi              | 2,500 / 3,000 psi              | 2,800 / 3,000 psi  |
| Flow   | 50-75 l/min                    | 50-75 l/min                    | 50-75 l/min  |
| Connection type                                | JIC 8                          | JIC 6                          | JIC 6  |
| Clamp cylinder                                 | 2,500-3,000 psi                | 2,500-3,000 psi                | 2,500-3,000 psi  |
| Max clamp cylinder input pressure              | 3,000 psi (max input)          | 3,000 psi (max input)          | 3,000 psi (max input)  |
| Connection                                     | 4 JIC                          | 4 JIC                          | 4 JIC  |
| Feed cylinder                                  | 1,000 psi                      | 1,000 psi                      | 450 psi (cutting down),<br>850 psi (horizontal),<br>1,300 psi (cutting up) |
| Connection type                                | 4 JIC                          | 4 JIC                          | 4 JIC  |

Fonte: Oceaneering International Inc.

A potência conjunta do ROV e da ferramenta de corte foi, portanto, aproximada para 50 - 55 kW. Considerando-se um fator de utilização de 0,6, valor adotado em função de períodos de navegação, posicionamento e preparação (GREENSEA SYSTEMS, 2019), o consumo energético pode ser estimado pela equação:

$$E(\text{kWh}) = P(\text{kW}) \times h \times f_u \quad (1)$$

onde ( $P$ ) é a potência combinada do ROV e do *Chop Saw*, ( $h$ ) o tempo de uso ativo, e ( $f_u$ ) o fator de utilização. Essa abordagem é utilizada em inventários energéticos de equipamentos industriais quando não se dispõem de dados contínuos de consumo. Estudos como Kwak *et al.* (2012) e Hu *et al.* (2015) aplicaram o mesmo raciocínio para maquinaria pesada e equipamentos elétricos, respectivamente, e Wang *et al.* (2025) aplicaram essa metodologia à produção de agregados, estimando consumo energético a partir da potência nominal ajustada pelo uso efetivo.

Para a avaliação, será utilizada como hipótese uma média de 4 horas de operação para corte e seccionamento por seção da jaqueta, o que resulta em aproximadamente 120 kWh por operação. Esse consumo é suprido pela geração elétrica a bordo da embarcação de apoio, implicando maior demanda de óleo diesel nos geradores do navio.

Para converter o consumo elétrico dos equipamentos alimentados por geradores a bordo em consumo equivalente de óleo diesel, adotou-se uma taxa média de 0,27 L diesel/kWh, correspondente à eficiência típica (35 - 40%) de geradores marítimos a diesel (DNV, 2020; MAN ENERGY SOLUTIONS, 2019).

Após o corte das estruturas submersas, inicia-se o içamento e carregamento (*load-out*) dos módulos da jaqueta. Essa etapa é geralmente realizada por navios-guindaste de grande porte (*Heavy Lift Vessels* - HLVs) ou por barcas equipadas com guindastes de alta capacidade, projetados para operações *offshore*. Segundo a ANTAQ (2021), o mercado brasileiro de apoio *offshore* inclui embarcações especializadas para içamento de módulos e estruturas, embora em diversos projetos nacionais se recorra também a unidades estrangeiras de maior porte, dada a limitada disponibilidade de guindastes de grande capacidade na frota nacional.

O consumo de combustível associado ao içamento está diretamente relacionado à potência instalada dos motores do navio-guindaste e à duração da operação. Estudos de operações *heavy lift* reportam que o consumo de diesel de navios desse porte pode variar entre 15 e 25 toneladas por dia, o que corresponde a aproximadamente 18.000 a 30.000 litros/dia, dependendo da configuração do guindaste e das condições ambientais (ADLAN, 2019; DNV, 2020). Na ausência de dados específicos para a plataforma PAG-03, adota-se um valor médio de 20 toneladas/dia ( $\approx 23.800$  L/dia) como referência, ajustado pelo tempo efetivo de içamento.

A estimativa de consumo energético segue a mesma metodologia aplicada às embarcações de apoio, sendo expressa pelas relações:

$$\text{Diesel (L)} = \text{Consumo específico (L/h)} \times \text{Horas de içamento (h)} \quad (2)$$

$$\text{CO}_2 \text{ (kg)} = \text{Diesel (L)} \times \text{EFCO}_2 \quad (3)$$

em que  $\text{EFCO}_2$  é o fator de emissão do combustível, adotado como  $3,15 \text{ kg CO}_2/\text{L}$  conforme diretrizes do IMO (2016).

O tempo de içamento é estimado em função da massa dos módulos (t) e do número de operações necessárias para sua retirada. Dessa forma, o inventário contempla tanto o consumo de combustível durante a operação do navio-guindaste quanto às emissões atmosféricas associadas.

Após o içamento e o carregamento, as estruturas removidas da plataforma são transportadas até o porto, por meio de barcas ou balsas rebocadas, apoiadas por rebocadores oceânicos de médio a grande porte. De acordo com a ANTAQ (2021), tais embarcações compõem parcela significativa da frota de apoio marítimo no Brasil, desempenhando papel essencial tanto no deslocamento de estruturas offshore quanto no transporte de cargas pesadas até portos especializados.

O inventário desta etapa é definido pela relação entre a massa transportada (t) de aço por viagem e a distância percorrida (km) até o estaleiro, resultando na métrica padronizada t·km. Essa métrica é amplamente empregada em avaliações de ciclo de

vida de transporte marítimo, permitindo a normalização dos fluxos de entrada e saída (EMEP/EEA, 2023).

O consumo de combustível é obtido a partir do consumo específico do rebocador (L/h) e das horas de operação por trecho, estimadas com base na distância da rota e na velocidade média de navegação. Estudos de eficiência operacional de rebocadores oceânicos indicam consumos típicos da ordem de 150 a 200 L/h em cruzeiro, podendo superar 300 L/h em operações de esforço máximo, como manobras de içamento ou rebocagem de grandes cargas (DNV, 2020). Para este trabalho, assume-se um valor médio de 180 L/h para o transporte em rota aberta, ajustado em função da duração do percurso.

A quantificação de emissões atmosféricas é realizada de forma análoga às etapas anteriores, aplicando-se os fatores de emissão do IMO (2016), que, para o óleo diesel marítimo (MGO), resultam em aproximadamente 3,15 kg CO<sub>2</sub>/L de combustível consumido, além dos fatores adicionais para NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> recomendados pelo guia metodológico EMEP/EEA (2023). Assim, o inventário contempla a energia consumida no transporte marítimo e as emissões associadas, permitindo comparações entre cenários de descomissionamento que envolvem diferentes distâncias até os portos de reciclagem.

Após o transporte, as estruturas da plataforma são destinadas ao porto, onde ocorre a etapa de desmontagem onshore. Esse processo envolve descarga, corte complementar, separação de materiais e preparação para reciclagem ou destinação final. Segundo IOGP (2017) e ANTAQ (2021), a fase em terra é crítica para determinar a proporção de materiais reciclados e resíduos descartados, influenciando diretamente o balanço ambiental do descomissionamento.

O inventário dessa etapa considera o consumo de eletricidade associado ao processamento das estruturas metálicas e não metálicas. Estudos internacionais indicam consumos médios entre 30 e 50 kWh/t de aço processado em estaleiros de reciclagem, dependendo da tecnologia empregada (World Steel Association, 2019). Na ausência de dados específicos, adota-se 35 kWh/t de aço.

Podem também ser utilizados equipamentos a diesel, como empilhadeiras, guindastes e veículos auxiliares. O consumo típico situa-se entre 5 e 10 L/h, ajustado pelo tempo

de operação proporcional à massa descarregada. O cálculo segue a mesma metodologia das etapas *offshore*, aplicando os fatores de emissão do IMO (2016).

Outro aspecto fundamental é o balanço de massa entre materiais destinados à reciclagem e resíduos não metálicos. Para plataformas fixas, a literatura reporta que 95 a 97% da massa total corresponde a aço, com a fração restante composta por concreto, madeira, revestimentos e ânodos de alumínio ou zinco (OGP, 2012; Huismans, 2017). Neste trabalho, considera-se que 5% da massa total seja constituída por resíduos não metálicos, equivalente a 50 kg por tonelada de aço processada.

Os destinos dos resíduos são contabilizados em termos de reciclagem ou aterro. No Brasil, a reciclagem metálica é realizada em siderúrgicas com fornos elétricos a arco (EAF), enquanto os resíduos não metálicos são destinados a aterros industriais licenciados. A distância até os destinos finais é incorporada ao inventário em t·km, permitindo a contabilização das emissões de transporte.

A etapa final do inventário é a reciclagem do aço da estrutura da jaqueta, essencial para fechar o ciclo de materiais e reduzir os impactos ambientais associados à produção primária. De acordo com a World Steel Association (2019), a sucata proveniente do descomissionamento é processada em fornos elétricos a arco (EAF), rota tecnológica predominante no Brasil. Alternativamente, parte pode ser destinada a altos-fornos (BOF) como insumo complementar ao minério de ferro, embora essa rota seja menos comum.

O consumo energético da reciclagem em EAF varia conforme a eficiência do forno e a qualidade da sucata. A literatura reporta valores entre 350 e 650 kWh/t, com uso adicional de oxigênio e gás natural (BROADBENT, 2016; WORLD STEEL ASSOCIATION, 2019). Neste trabalho, adota-se 500 kWh/t, valor intermediário compatível com médias internacionais.

O rendimento metalúrgico representa a fração efetivamente recuperada após perdas por oxidação e remoção de impurezas. Huismans *et al.* (2017) apontam rendimentos de 95 a 97% em reciclagem de sucata pesada, valor incorporado ao inventário. Assim, o produto final considerado é de 1.000 kg de aço reciclado por unidade funcional, ajustado quando necessário para refletir perdas.

As emissões associadas à reciclagem dependem fortemente do fator de emissão da eletricidade. Para o sistema elétrico brasileiro, o fator médio de 2022 foi 0,10 kg CO<sub>2</sub>/kWh, refletindo a predominância de fontes renováveis (EPE, 2023). Aplicando esse fator, o processamento de 1 t de aço em EAF resulta em aproximadamente 50 kg CO<sub>2</sub>, valor significativamente inferior às 1,8 t CO<sub>2</sub>/t da produção primária via BOF (WORLD STEEL ASSOCIATION, 2019).

O inventário contempla também os créditos ambientais associados à reciclagem, aplicados pelo método de substituição (*avoided burden*), que considera que cada tonelada de sucata reciclada evita a produção equivalente de aço primário (BOF). A produção via BOF consome 20 - 25 GJ/t e emite 1,8–2,0 t CO<sub>2</sub>/t, enquanto a rota EAF demanda 500 kWh/t e emite <0,1 t CO<sub>2</sub>/t no contexto brasileiro (EPE, 2023).

A relação de substituição entre aço reciclado e primário é 1:1, ajustada pelo rendimento metalúrgico (Huismans *et al.*, 2017). Assim, para cada 1.000 kg de aço reciclado, considera-se evitada a produção de 1.000 kg de aço BOF, resultando em créditos médios de 1.800 kg CO<sub>2</sub>.

Esses créditos são registrados como fluxos de saída negativos, representando a carga ambiental evitada. O procedimento é amplamente recomendado em estudos de ACV de sistemas metálicos, especialmente na literatura internacional de descomissionamento offshore (OGP, 2012; BROADBENT, 2016).

Como cenário alternativo, considera-se o tombamento no local da jaqueta. Nessa opção, a plataforma não é integralmente removida, mas reposicionada no fundo marinho de forma controlada, podendo ser aproveitada como substrato artificial para recifes ou suporte à vida marinha.

As operações associadas restringem-se a atividades mínimas de corte ou ajustes de segurança, como seccionamento de condutos e linhas de ancoragem. O consumo energético é reduzido, estimado em 10 - 20 kWh por seção ajustada (HUISMANS, 2017).

Esse cenário elimina o transporte marítimo e a reciclagem, reduzindo significativamente as emissões de combustíveis. Por outro lado, recomenda-se contabilizar o monitoramento pós-operação, necessário para assegurar a integridade

ambiental e estrutural da jaqueta tombada. Estudos de programas de recifes artificiais estimam 50 a 100 horas/ano de monitoramento, envolvendo embarcações e ROVs (OGP, 2012; MACREADIE, 2011).

Assim, o cenário de tombamento no local apresenta vantagens imediatas em energia e emissões, mas requer atenção aos impactos residuais do monitoramento contínuo.

#### **4.2.1 Organização dos Dados do Inventário**

Com base nas informações das Tabelas 1 e 2, que reúnem as principais características da plataforma fixa PAG-03, foram elaboradas planilhas de cálculo que consolidam os parâmetros necessários para a modelagem da ACV no *software* GaBi.

A estrutura do inventário segue a sequência operacional da remoção da jaqueta, contemplando:

- Preparação offshore (PSV);
- Corte submerso (ROV + serra);
- Içamento (HLV);
- Transporte (rebocador + balsa);
- Desmonte onshore;
- Reciclagem do aço (EAF);
- Crédito evitado pela substituição do aço primário (BOF).

O consumo de diesel foi calculado multiplicando-se o consumo específico (L/h) pelo tempo efetivo de operação. O total foi convertido em emissões de CO<sub>2</sub> (kg) usando o fator 3,15 kg CO<sub>2</sub>/L (IMO, 2016).

O consumo elétrico foi determinado a partir da potência média dos equipamentos e do tempo de operação estimado, com emissões calculadas pelo fator 0,1 kg CO<sub>2</sub>/kWh (EPE, 2023).

Nos equipamentos a diesel equivalentes à operação elétrica, utilizou-se a taxa 0,27 L/kWh, correspondente à eficiência típica de geradores marítimos.

As tabelas foram estruturadas em dois cenários:



- Cenário Total, com remoção integral da jaqueta;
- Cenário Parcial, com remoção apenas da parte superior, mantendo a base submersa. Neste, os consumos e emissões foram ajustados para 50% dos valores totais.

Os valores finais foram organizados em tabelas (Tabelas 4 e 5), servindo de base para a modelagem no GaBi, onde cada etapa do inventário é associada aos processos equivalentes.

A partir dessa integração, será possível modelar os fluxos de energia e materiais e realizar a avaliação completa dos impactos ambientais dos dois cenários de descomissionamento da PAG-03.

Tabela 4 - Parâmetros e consumos utilizados para o cálculo do inventário do descomissionamento total da jaqueta

| Etapa                                   | Diesel (kg) | Elettricidade (kWh) | Emissões (kg CO <sub>2</sub> ) |
|---|-------------|---------------------|--------------------------------|
| Preparação offshore (PSV)               | 14335,46    | 0,00                | 54054,00                       |
| Corte submerso (ROV+Serra) – diesel eq. | 85,22       | 378,00              | 321,49                         |
| Içamento (HLV)                          | 9936,50     | 0,00                | 37485,00                       |
| Transporte (rebocador)                  | 155,91      | 0,00                | 3,15                           |
| Desmonte onshore – eletricidade         | 0,00        | 35952,00            | 0,00                           |
| Reciclagem (EAF) – eletricidade         | 0,00        | 513600,00           | 51360,00                       |
| Crédito evitado BOF (negativo)          | 0,00        | 0,00                | -1848960,00                    |

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5 - Parâmetros e consumos utilizados para o cálculo do inventário do descomissionamento parcial da jaqueta

| Etapa                                   | Diesel (kg) | Elettricidade (kWh) | Emissões (kg CO <sub>2</sub> ) |
|---|-------------|---------------------|--------------------------------|
| Preparação offshore (PSV)               | 7167,73     | 0,00                | 27027,00                       |
| Corte submerso (ROV+Serra) – diesel eq. | 42,61       | 189,00              | 160,74                         |
| Içamento (HLV)                          | 4968,25     | 0,00                | 18742,50                       |
| Transporte (rebocador)                  | 77,95       | 0,00                | 1,58                           |
| Desmonte onshore – eletricidade         | 0,00        | 17976,00            | 0,00                           |
| Reciclagem (EAF) – eletricidade         | 0,00        | 256800,00           | 25680,00                       |
| Crédito evitado BOF (negativo)          | 0,00        | 0,00                | -924480,00                     |

Fonte: Elaboração própria

### 4.3 Avaliação Do Ciclo De Vida Da Jaqueta PAG-03.

O *software* GaBi foi selecionado para a modelagem da ACV por se tratar de uma ferramenta muito utilizada em estudos ambientais e reconhecida por sua base de

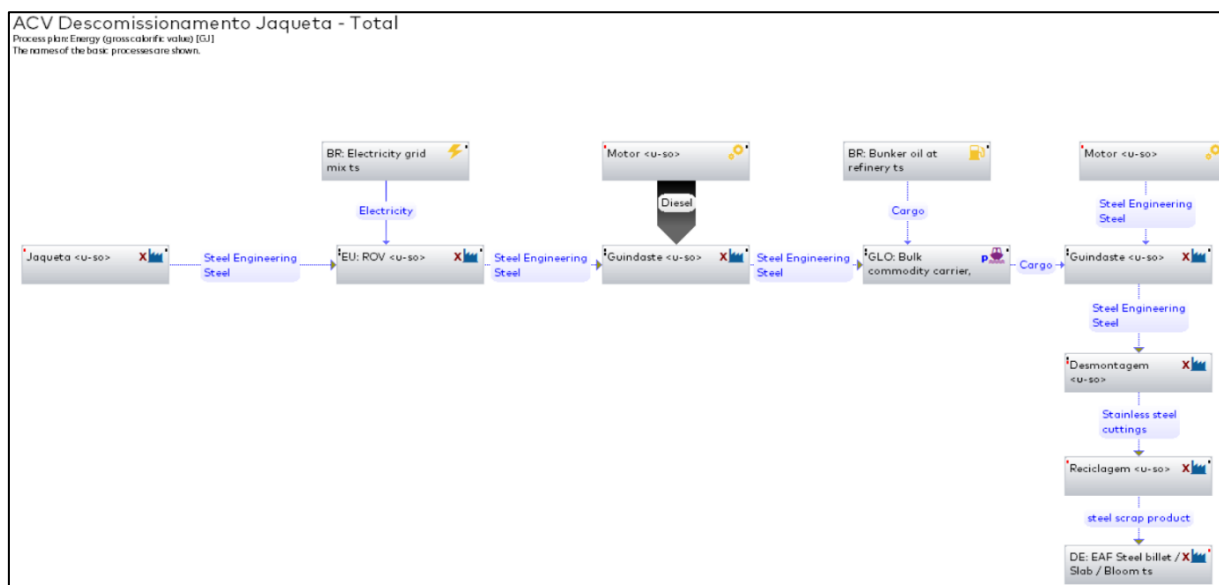
dados robusta e interface de fácil utilização. Além de permitir a construção de fluxogramas detalhados com múltiplas entradas e saídas, o GaBi oferece acesso a bancos de dados consolidados sobre processos industriais, transporte, geração de energia e materiais, o que torna o programa adequado para estudos aplicados ao setor *offshore*. A escolha também se justifica pela disponibilidade acadêmica e pela compatibilidade com os métodos de avaliação recomendados internacionalmente, como o *ReCiPe* 2016, adotado neste trabalho.

A modelagem foi desenvolvida a partir dos dados do inventário técnico elaborado previamente (Tabelas 1 a 5), que forneceu as informações sobre dimensões, massa, profundidade, consumo energético e características operacionais da plataforma PAG-03. Esses dados foram convertidos em fluxos de entrada e saída no GaBi, representando as etapas reais do descomissionamento.

O fluxograma apresentado na Figura 15 ilustra o sistema modelado para o descomissionamento total da jaqueta, abrangendo todas as fases do processo: corte submerso com o uso de ROV e serra hidráulica, içamento da estrutura por meio de navio-guindaste (HLV), transporte até o porto em balsa rebocada, desmonte *onshore* e reciclagem do aço em forno elétrico a arco (EAF).

Alguns processos, como o forno EAF e o navio-guindaste, foram selecionados diretamente do banco de dados do GaBi, por apresentarem inventários padronizados que representam com precisão os consumos e emissões dessas operações. Já as demais etapas, como corte submerso e apoio *offshore*, foram construídas manualmente a partir das informações do inventário elaborado neste trabalho.

Figura 15 - Fluxograma do modelo de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) do descomissionamento total da jaqueta no software GaBi



Fonte : Software Gabi

#### 4.3.1 Resultados gerais do modelo - Entradas e saídas do sistema

A Tabela 6 apresenta os principais fluxos de entrada e saída obtidos a partir da modelagem do descomissionamento total da jaqueta no *software* GaBi, com base nos resultados do módulo *Inputs/Outputs*. Esses dados refletem o balanço global de energia, recursos e emissões associados a todas as etapas do processo modelado, desde as operações offshore até o reaproveitamento do aço em forno elétrico a arco (EAF).

Os resultados indicam que o sistema apresenta um consumo total de energia de aproximadamente  $1,6 \times 10^6$  MJ, acompanhado de  $8,0 \times 10^5$  kg de recursos empregados ao longo do ciclo. As emissões atmosféricas e aquáticas representam as principais saídas do sistema, com destaque para as emissões para o ar ( $2,51 \times 10^4$  kg) e emissões para água doce ( $7,70 \times 10^5$  kg), valores que refletem o impacto direto das operações de transporte, corte submerso e geração de energia.

Os fluxos para água do mar ( $4,44 \times 10^3$  kg) e solo agrícola/industrial apresentam valores reduzidos, indicando menor representatividade em relação aos meios atmosférico e aquático. O sistema também contabiliza 333 kg de materiais depositados e emissões residuais de pequena magnitude para o solo agrícola

( $1,29 \times 10^{-4}$  kg) e industrial ( $4,2 \times 10^{-3}$  kg), compatíveis com as etapas finais de desmonte e disposição de resíduos sólidos.

Tabela 6 - Principais fluxos de entrada e saída do sistema modelado no GaBi (cenário total)

| Inputs/Outputs                 |   |
|--------------------------------|---|
|                                | ACV Descomissionamento Jaqueta - Total <LC> |
| <b>Flows</b>                   | <b>1,6E006</b>                              |
| <b>Resources</b>               | <b>8E005</b>                                |
| Deposited goods                | 333   |
| Emissions to air               | 2,51E004                                    |
| Emissions to fresh water       | 7,7E005                                     |
| Emissions to sea water         | 4,44E003                                    |
| Emissions to agricultural soil | 0,000129                                    |
| Emissions to industrial soil   | 0,0042                                      |

Fonte : Software GaBi

#### 4.3.2 Gráficos Gerados e Análises

A categoria *Climate Change* do método ReCiPe 2016, demonstrado na Figura 16, quantifica o potencial de aquecimento global em kg de CO<sub>2</sub> equivalente. No descomissionamento total da plataforma fixa do tipo jaqueta analisada, as emissões de gases de efeito estufa (GEE) são originadas principalmente da queima de combustível marítimo nas embarcações envolvidas e em menor escala, do consumo de eletricidade associado ao ROV, às ferramentas de corte submersas e às atividades em terra.

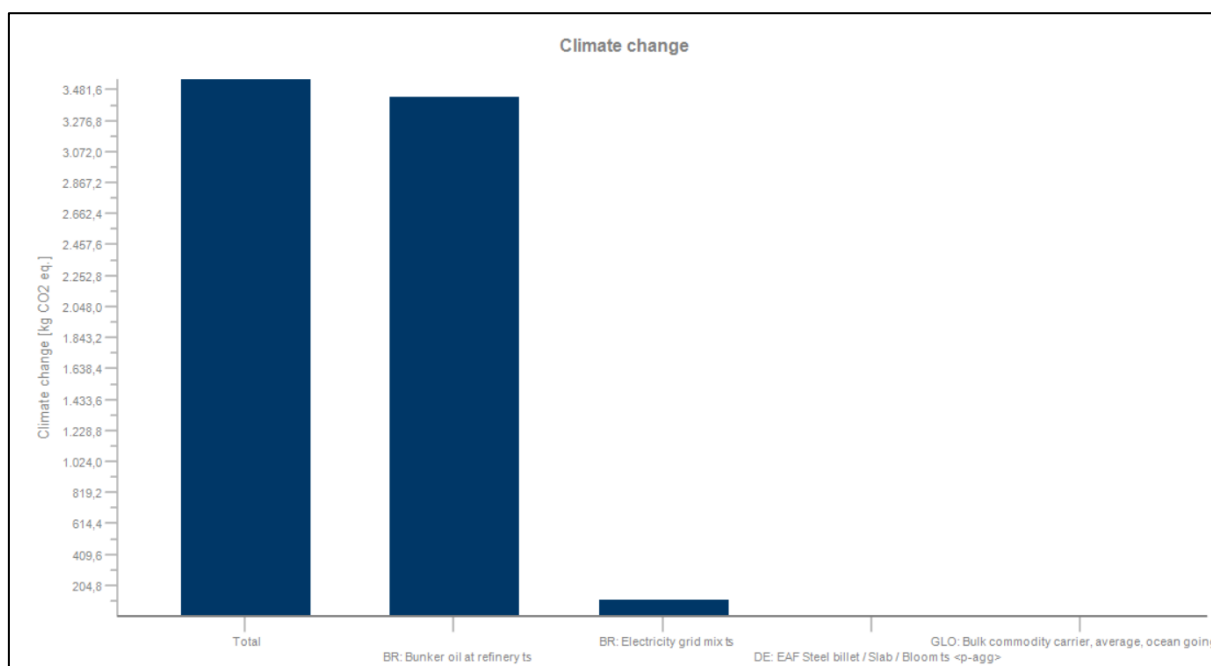
A modelagem utilizou BR: *Bunker oil at refineries* como *proxy* para o diesel marítimo (MGO) e BR: *Electricity grid mix* para representar o sistema elétrico brasileiro, caracterizado por baixa intensidade de carbono. O consumo elétrico das operações submersas foi tratado como proveniente da rede, o que não altera a interpretação geral, uma vez que o diesel continua sendo a principal fonte de emissões.

Os resultados indicam um potencial total de aquecimento global de cerca de  $3,55 \times 10^3$  kg CO<sub>2</sub> eq, sendo aproximadamente  $3,40 \times 10^3$  kg CO<sub>2</sub> eq (96%) provenientes do combustível marítimo e  $1,11 \times 10^2$  kg CO<sub>2</sub> eq (3%) da eletricidade. Essa predominância reflete o longo tempo de operação e o alto consumo das embarcações. Já o consumo

elétrico apresenta impacto reduzido, tanto pelo baixo valor absoluto quanto pelo fator de emissão do grid brasileiro, em torno de 0,1 kg CO<sub>2</sub>/kWh.

O resultado evidencia que o potencial de aquecimento global é fortemente dominado pelas operações a diesel, principalmente nas etapas offshore.

Figura 16 - Distribuição das emissões de GEE por processo - categoria Climate Change (ReCiPe 2016)



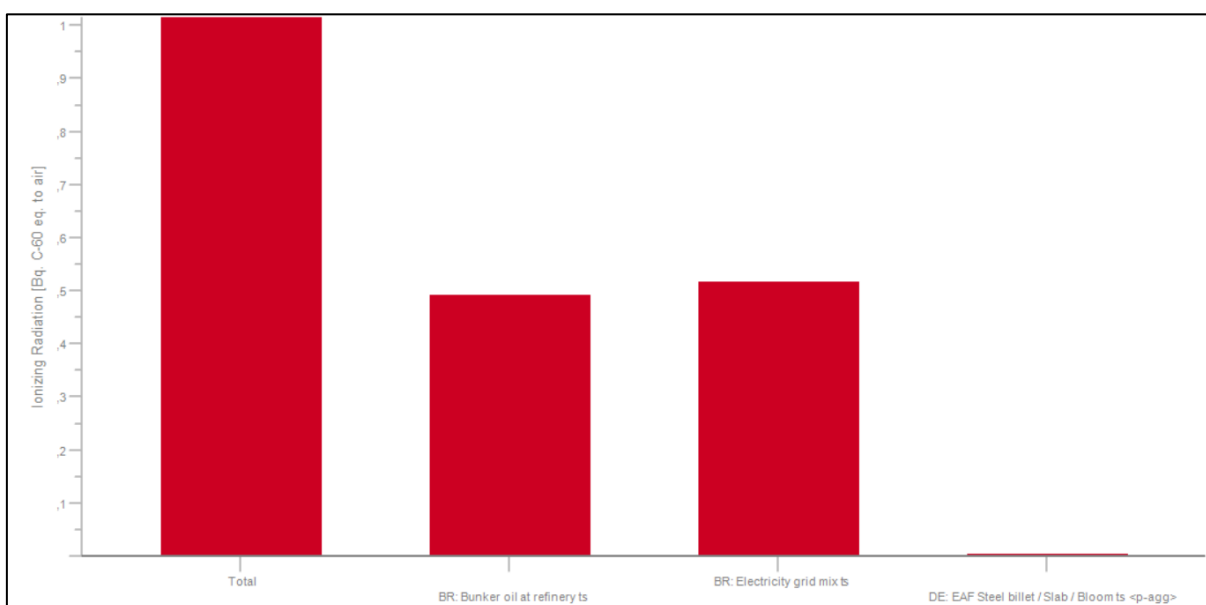
Fonte: Software GaBi

A categoria *Ionizing Radiation* do método ReCiPe 2016 avalia o impacto potencial da radiação ionizante liberada em processos de geração de energia e atividades industriais, expressa em Bq C-60 eq. No descomissionamento total da jaqueta, esse impacto está principalmente associado ao consumo de eletricidade nas etapas *onshore*, corte, desmonte e reciclagem do aço, e, em menor proporção, à produção e refino dos combustíveis marítimos utilizados nas operações offshore.

O gráfico da Figura 17 mostra um impacto total de aproximadamente 1,0 Bq C-60 eq, com distribuição equilibrada entre o BR: *Electricity grid mix* e o BR: *Bunker oil at refineries*, ambos representando cerca de metade da contribuição total. O processo de reciclagem do aço (*EAF Steel billet / Slab / Bloom*) tem influência desprezível, já que o forno elétrico a arco não envolve materiais radioativos.

Esses resultados refletem emissões indiretas consideradas pelo método ReCiPe, provenientes da geração térmica e nuclear de eletricidade, da extração e refino de combustíveis fósseis e da produção de insumos metálicos. Assim, mesmo sem processos nucleares diretos, o sistema apresenta impacto radiológico devido às cadeias energéticas utilizadas.

Figura 17 - Resultados da categoria *Ionizing Radiation (Bq C-60 eq to air)* para o descomissionamento total da jaqueta



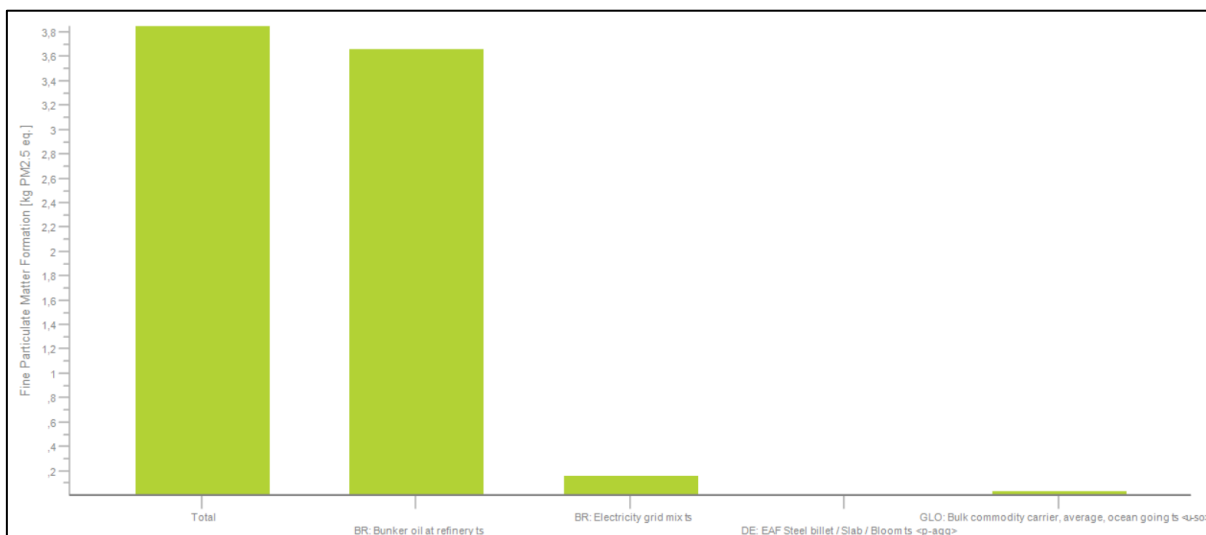
Fonte: Software GaBi

A categoria *Fine Particulate Matter Formation* do método ReCiPe 2016 avalia o potencial de geração de material particulado fino (PM2.5), expresso em kg PM2.5 equivalente, resultante de processos de combustão e emissões de precursores como SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>. No descomissionamento total da jaqueta, o impacto é dominado pela queima de combustíveis marítimos nas embarcações *offshore*, especialmente durante as etapas de içamento e preparação, enquanto o consumo de eletricidade nas atividades *onshore* e submersas tem contribuição muito menor.

O gráfico da Figura 18 mostra um impacto total de aproximadamente 3,8 kg PM2.5 eq, com o processo BR: *Bunker oil at refineries* respondendo pela maior parte das emissões. O BR: *Electricity grid mix* aparece em segundo plano, representando menos de 10% do total, e os processos *EAF Steel billet / Slab / Bloom* e *Bulk commodity*

*carrierr* possui participação quase nula. Esse resultado é coerente com o inventário, que aponta o diesel marítimo como principal fonte de emissões atmosféricas.

Figura 18 - Resultados da categoria *Fine Particulate Matter Formation (kg PM2.5 eq)* para o descomissionamento total da jaqueta

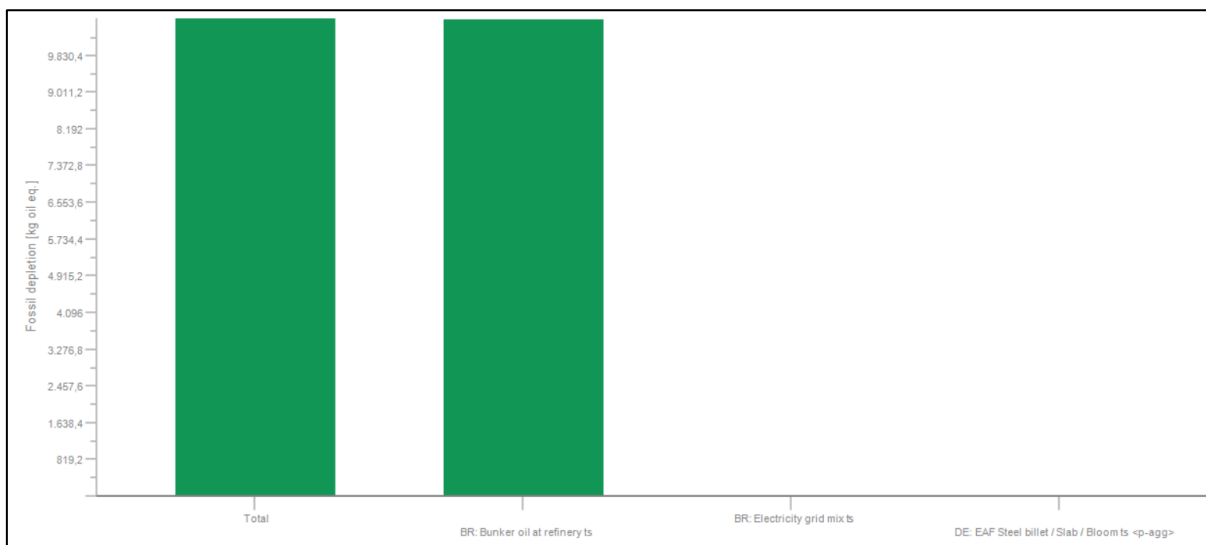


Fonte: *Software GaBi*

A categoria *Fossil Depletion* do método ReCiPe 2016 quantifica o esgotamento de recursos fósseis não renováveis, expresso em kg de petróleo equivalente, refletindo a pressão sobre as reservas de petróleo, gás natural e carvão ao longo do ciclo de vida do sistema. No descomissionamento total da jaqueta, esse impacto é dominado pelo uso intensivo de combustíveis marítimos nas operações *offshore*, preparação, içamento e transporte, que demandam grandes volumes de óleo combustível (MGO ou *bunker oil*). Em menor escala, há contribuição associada ao consumo de eletricidade nas etapas em terra, devido à presença de termelétricas na matriz elétrica brasileira.

O gráfico de *Fossil Depletion* (Figura 19) indica um impacto total de aproximadamente  $9,8 \times 10^3$  kg oil eq, com predominância clara do processo “BR: *Bunker oil at refineries*”, responsável pela maior parte do consumo de recursos fósseis. A eletricidade (“BR: *Electricity grid mix*”) tem participação reduzida, coerente com o baixo uso de fontes não renováveis nas etapas onshore, enquanto a reciclagem do aço (“DE: *EAF Steel billet / Slab / Bloom*”) apresenta contribuição praticamente nula.

Figura 19 - Resultados da categoria *Fossil Depletion (kg oil eq)* para o descomissionamento total da jaqueta



Fonte: Software GaBi

A categoria *Photochemical Ozone Formation, Ecosystem* do método ReCiPe 2016, quantifica o potencial de formação de ozônio troposférico, expresso em kg NOx equivalente. No descomissionamento total da jaqueta, esse impacto está diretamente relacionado às emissões de NOx e compostos orgânicos voláteis geradas pela combustão de combustíveis marítimos nas operações *offshore*, principalmente durante as etapas de içamento e transporte. O consumo de eletricidade nas fases *onshore* e submersas também contribui, mas em menor grau, devido à baixa participação de termelétricas na matriz elétrica nacional.

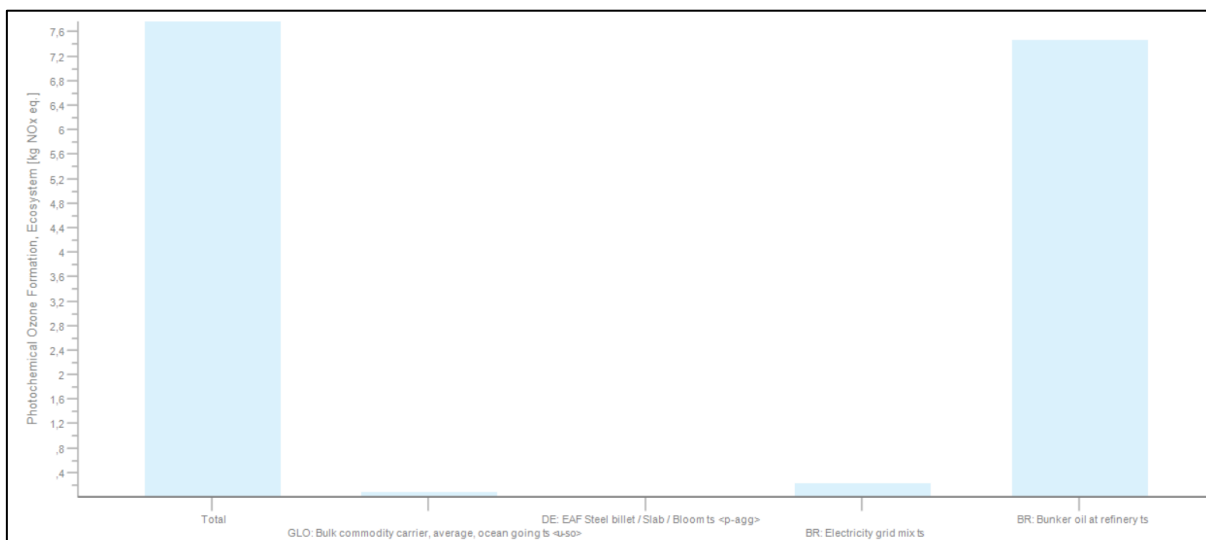
O gráfico da Figura 20 indica um impacto total de aproximadamente 7,6 kg NOx eq, fortemente dominado pelo processo “BR: *Bunker oil at refineries*”, responsável pela maior parte da formação potencial de ozônio. O “BR: *Electricity grid mix*” representa menos de 10% do total, enquanto os processos “EAF *Steel billet / Slab / Bloom*” e “*Bulk commodity carrier*” são praticamente irrelevantes. Esse resultado é coerente com a alta taxa de emissão de NOx e hidrocarbonetos não queimados em motores marítimos de grande porte, que operam com alta carga e combustão incompleta.

O ozônio troposférico é um poluente secundário de grande relevância ambiental, associado à degradação da vegetação, à redução da produtividade de ecossistemas e a efeitos respiratórios em humanos. Assim, a categoria evidencia que o



descomissionamento da jaqueta, embora pontual, gera emissões com potencial de impacto atmosférico regional.

Figura 20 - Resultados da categoria *Photochemical Ozone Formation, Ecosystem (kg NOx eq)* para o descomissionamento total da jaqueta



Fonte: Software GaBi

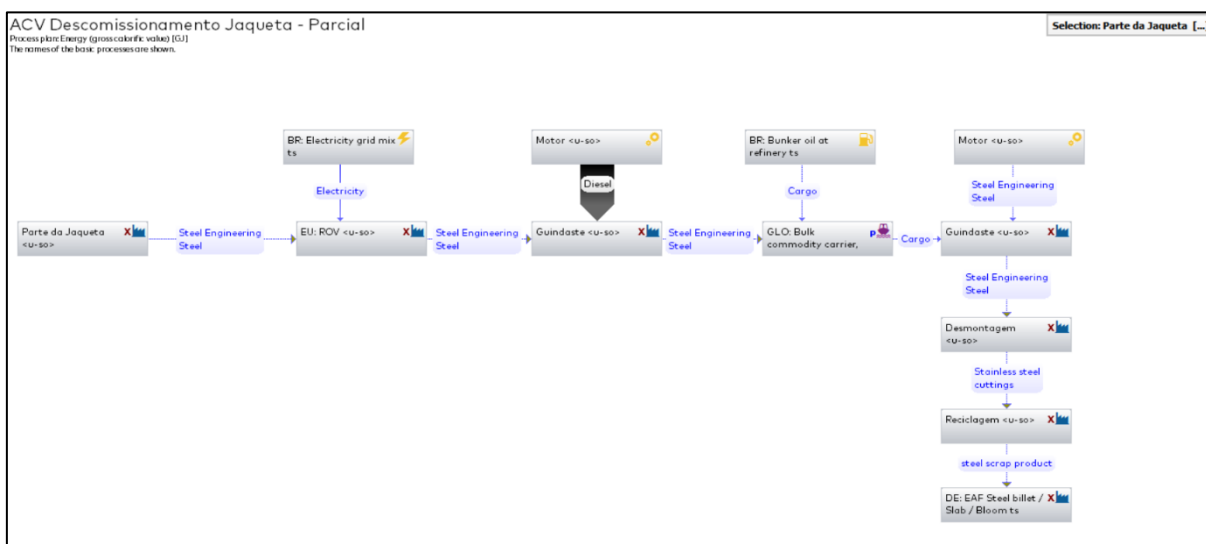
A categoria *Terrestrial Acidification* do método ReCiPe 2016 (*Midpoint*, H) quantifica o potencial de acidificação terrestre em kg SO<sub>2</sub> equivalente, refletindo os efeitos da deposição de gases ácidos, como SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e NH<sub>3</sub>, sobre solos e vegetação. No descomissionamento total da jaqueta, esse impacto está diretamente ligado às emissões atmosféricas provenientes da queima de combustíveis marítimos durante as operações *offshore*, especialmente nas etapas de preparação, içamento e transporte. O consumo de eletricidade nas atividades submersas e em terra tem contribuição secundária, devido à matriz elétrica brasileira predominantemente renovável.

O gráfico indica um impacto total de aproximadamente 12,8 kg SO<sub>2</sub> eq, sendo cerca de 95% associado ao processo “BR: *Bunker oil at refineries*”, o que reflete a elevada presença de enxofre e nitrogênio no combustível marítimo utilizado. O “BR: *Electricity grid mix*” representa menos de 5% do total, e os processos de reciclagem de aço e transporte global apresentam valores residuais, confirmando que as emissões da combustão marítima dominam essa categoria.

Esses resultados mostram que a acidificação terrestre gerada pelo descomissionamento *offshore* decorre principalmente da liberação de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, que se depositam em solos e ecossistemas costeiros, alterando o pH e comprometendo a saúde da vegetação.

Com base nos resultados obtidos no modelo de descomissionamento total da plataforma tipo jaqueta, foi desenvolvido o modelo de descomissionamento parcial, cujo fluxograma (Figura 21) também foi elaborado e simulado no *software* GaBi, seguindo a mesma estrutura de processos e fluxos de entrada e saída do sistema completo. A hipótese adotada para esse segundo cenário considerou que o descomissionamento parcial corresponde a 50% das operações e impactos associados ao descomissionamento total, refletindo a remoção apenas de parte da estrutura submersa e a manutenção de elementos fixos no leito marinho, conforme práticas usuais em cenários alternativos de reuso ou tombamento controlado (*toppling in situ*).

Figura 21 - Fluxograma do modelo de *Descomissionamento Parcial da Jaqueta* elaborado no Software GaBi



Fonte: *Software* GaBi

Assim, os dados de entrada do modelo parcial foram obtidos diretamente a partir do inventário do descomissionamento total, reduzindo-se pela metade todos os fluxos de consumo de combustível, eletricidade, emissões e materiais processados, mantendo, no entanto, as mesmas proporções relativas entre as etapas e processos. Essa

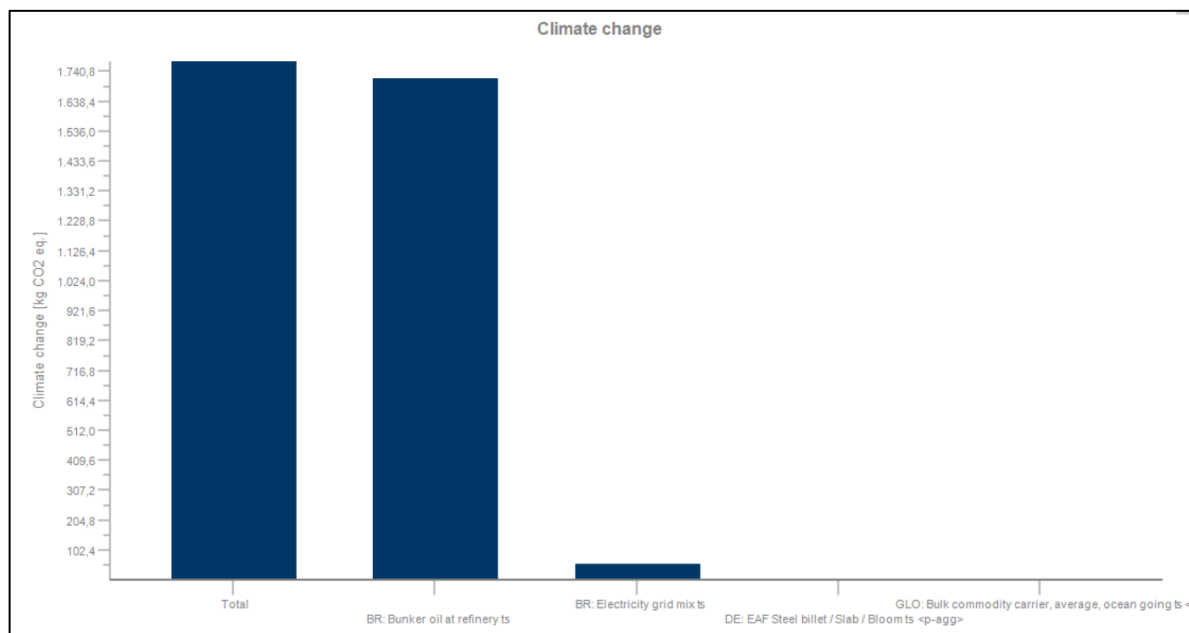
abordagem permite uma comparação direta entre os dois cenários, preservando a coerência metodológica e as relações entre os subprocessos simulados.

No inventário, as principais reduções ocorrem nas etapas *offshore*, especialmente na preparação (PSV e ROV), içamento (HLV) e transporte (rebocadores), que concentram o maior consumo de combustíveis fósseis e representam a maior parte das emissões atmosféricas de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>. No cenário parcial, a diminuição de 50% nessas atividades implica redução proporcional das emissões de gases de efeito estufa, dos poluentes ácidos e fotoquímicos e do consumo de recursos fósseis, enquanto o impacto associado à reciclagem de aço (EAF) permanece praticamente inalterado, uma vez que parte da estrutura continua sendo processada *onshore*.

A comparação entre os dois cenários evidencia que, no descomissionamento parcial, há uma diminuição direta e linear dos principais indicadores ambientais, com reduções aproximadas de 50% nas categorias mais críticas, *Climate Change*, *Fossil Depletion*, *Terrestrial Acidification* e *Photochemical Ozone Formation*. Essa tendência confirma a forte correlação entre a intensidade operacional offshore e o desempenho ambiental global do sistema, reforçando que o impacto ambiental é proporcional à duração e ao porte das operações realizadas em mar aberto.

No *Climate Change Parcial* (Figura 22) (kg CO<sub>2</sub> eq), por exemplo, o valor total de cerca de  $3,55 \times 10^3$  kg CO<sub>2</sub> eq no cenário completo foi reduzido para aproximadamente  $1,78 \times 10^3$  kg CO<sub>2</sub> eq no cenário parcial, refletindo a menor queima de *bunker oil* nas embarcações. De forma semelhante, na categoria *Fossil Depletion* (kg oil eq), o consumo equivalente de combustíveis fósseis caiu de  $8,0 \times 10^5$  kg oil eq para  $4,0 \times 10^5$  kg oil eq, enquanto o *Terrestrial Acidification* (kg SO<sub>2</sub> eq) reduziu-se de 12,8 kg SO<sub>2</sub> eq para cerca de 6,4 kg SO<sub>2</sub> eq.

Figura 22 - Resultados da categoria *Climate Change (kg CO<sub>2</sub> eq)* para o descomissionamento parcial da jaqueta



Fonte: *Software GaBi*

Embora o descomissionamento parcial apresente ganhos ambientais significativos, é importante ressaltar que a redução proporcional dos impactos não elimina as emissões críticas nem o consumo de energia fóssil, uma vez que as embarcações e equipamentos continuam operando, ainda que por períodos mais curtos. Além disso, parte dos impactos pode permanecer ao longo do tempo em função da estrutura residual submersa, que, mesmo inerte, representa uma interferência potencial no ambiente marinho.

## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) aplicada ao processo de descomissionamento do aço proveniente de plataformas fixas *offshore* do tipo jaqueta, utilizando como estudo de caso a plataforma PAG-03, da Petrobras. A metodologia empregada, baseada nas normas da série ISO 14040 e modelada no *software* GaBi, permitiu quantificar os impactos ambientais associados às principais etapas do descomissionamento, desde as operações *offshore* até o reaproveitamento do aço em forno elétrico a arco (EAF).

A construção do inventário do ciclo de vida (ICV) demonstrou a relevância das atividades *offshore* no balanço ambiental do sistema. As etapas de preparação, corte submerso, içamento e transporte mostraram-se as principais responsáveis pelas emissões atmosféricas, devido ao uso intensivo de combustíveis fósseis em embarcações como PSVs, HLVs e rebocadores. Já as fases *onshore*, especialmente o desmonte e a reciclagem do aço, apresentaram menor contribuição relativa, refletindo a menor intensidade energética e o baixo fator de emissão da matriz elétrica brasileira.

Os resultados obtidos nas categorias de impacto do método ReCiPe 2016, *Climate Change*, *Fossil Depletion*, *Terrestrial Acidification*, *Ionizing Radiation*, *Fine Particulate Matter Formation* e *Photochemical Ozone Formation*, confirmam que o consumo de diesel marítimo é o principal determinante dos impactos ambientais. O potencial total de aquecimento global atingiu aproximadamente  $3,55 \times 10^3$  kg CO<sub>2</sub> eq no cenário de remoção total, valor reduzido em cerca de 50 % no cenário de descomissionamento parcial, o que evidencia a forte correlação entre a intensidade operacional *offshore* e as emissões de gases de efeito estufa.

A análise comparativa entre os cenários total e parcial revelou que a redução das operações *offshore* resulta em diminuição linear das categorias mais críticas de impacto, sem, contudo, eliminar a dependência de combustíveis fósseis. O cenário de tombamento controlado (“toppling in situ”), embora energeticamente mais eficiente, implica monitoramento contínuo e manutenção de uma estrutura residual no ambiente marinho, o que demanda avaliação ambiental a longo prazo.

Dessa forma, o estudo demonstrou que a aplicação da ACV ao descomissionamento de plataformas *offshore* é uma ferramenta essencial para a tomada de decisão sustentável no setor de óleo e gás. A análise integrada dos fluxos de energia, emissões e materiais possibilita identificar etapas críticas, orientar práticas de eficiência e apoiar políticas de reutilização e reciclagem de materiais metálicos.

## REFERÊNCIAS

ADLAND, R.; FALAHATI, K.; KETTERER, M.; STRATMAN, B. When energy efficiency is secondary: The case of Offshore Support Vessels. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, v. 69, p. 346–358, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Descomissionamento de instalações marítimas: perspectivas para o Brasil. 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/anp>. Acesso em: 2 fev. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução nº 817, de 24 de abril de 2020. Regulamenta o descomissionamento de instalações. *Diário Oficial da União*, 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução nº 854, de 10 de novembro de 2021. Estabelece regras sobre garantias financeiras aplicáveis ao descomissionamento. *Diário Oficial da União*, 2021.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API Recommended Practice 2A-WSD: Planning, designing and constructing fixed offshore platforms—working stress design. 22. ed. Washington, D.C.: API, 2014.

ANTAQ – AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES AQUAVIÁRIOS. Estudo de mercado: embarcações de engenharia empregadas nas atividades offshore. Brasília, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR ISO 14040: Gestão ambiental — Avaliação do ciclo de vida — Princípios e estrutura. Rio de Janeiro: ABNT, 2001.

BROADBENT, C. Steel's recyclability: demonstrating the benefits of recycling steel to achieve a circular economy. *International Journal of Life Cycle Assessment*, v. 21, p. 1658–1665, 2016.

CARVALHO, Nara Almeida Eppenstein. Um estudo comparativo entre um PSV diesel-elétrico e um PSV convencional. Rio de Janeiro: UFRJ, 2018.

CHAKRABARTI, S. K. *Handbook of Offshore Engineering*. v. 1. Amsterdam: Elsevier, 2005.

COLTRO, L. Avaliação do ciclo de vida de produtos da cadeia produtiva da cana-de-açúcar. Campinas: Embrapa Meio Ambiente, 2007.

CONAMA. Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997. Dispõe sobre licenciamento ambiental. *Diário Oficial da União*, 1997.

COSTA JÚNIOR, J. A. S. Exploração de petróleo: perfurações marítimas e os impactos ambientais provenientes. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso — UNIS/MG.

DNV – DET NORSKE VERITAS. Energy efficiency and fuel consumption of heavy lift vessels. Relatório técnico, 2020.

EMEP/EEA. Air pollutant emission inventory guidebook 2023 — Navigation (shipping). Copenhagen: European Environment Agency, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Fatores médios de emissão de CO<sub>2</sub> do sistema elétrico brasileiro. Brasília, 2023.

GREENSEA SYSTEMS. Telemetry and Control for ROV Operations. 2019.

HU, Y.; LI, M.; YAN, J.; LI, G. Utilization efficiency of electrical equipment within life cycle assessment. *Energy*, v. 93, p. 2206–2214, 2015.

HUISMANS, R.; VAN DER MEER, J.; GARCIA, E. Environmental assessment of offshore platform decommissioning. *Journal of Environmental Management*, v. 197, p. 522–533, 2017.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBP). Matriz de regras de descomissionamento. Rio de Janeiro: IBP, 2021.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA). Decommissioning. Disponível em: <https://www.iaea.org/topics/decommissioning>. Acesso em: 2 fev. 2024.



INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (IMO). Guidelines and standards for the removal of offshore installations and structures on the continental shelf and in the exclusive economic zone. Londres: IMO, 1989.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (IMO). Guidelines on the method of calculation of the attained Energy Efficiency Design Index for new ships. Londres: IMO, 2016.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (IMO). Hong Kong International Convention for the Safe and Environmentally Sound Recycling of Ships. Londres: IMO, 2009.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (IOGP). Decommissioning of offshore concrete and steel platforms. Report 531, 2017.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (OGP). Environmental management in decommissioning. Report 410, 2012.

KWAK, M.; KIM, H.; PARK, J.; LEE, S. Life Cycle Assessment of Complex Heavy Duty Equipment. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 2012.

MACREADIE, P. I.; FOWLER, A.; COHEN, B.; WELLS, R.; RITCHIE, E. Rigs-to-reefs: Will the deep sea benefit from artificial habitat? *Frontiers in Ecology and the Environment*, v. 9, n. 8, p. 455–461, 2011.

MARINHA DO BRASIL. NORMAM-07/DPC, NORMAM-08/DPC, NORMAM-11/DPC. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br>. Acesso em: 10 jun. 2025.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). Portaria nº 422, de 26 de outubro de 2011. Dispõe sobre critérios e procedimentos ambientais para atividades de petróleo e gás. *Diário Oficial da União*, 2011.

OCEANEERING INTERNATIONAL. Chop Saw Specifications. 2020.

OSPAR COMMISSION. OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations. Londres: OSPAR, 1998.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS. Programa de Descomissionamento Parcial de Instalação Marítima da Plataforma Fixa de AGULHA-03. Versão 0, Rio de Janeiro, 2023. 399.

POREMSKI, J. J. Life Cycle Assessment – development planning through decommissioning. Offshore Technology Conference. OnePetro, 1998.

ROPOS INDUSTRIES. ROPOS Technical Overview. 2020.

RUIVO, F. M. O descomissionamento de estruturas de produção offshore no Brasil. 2001.

SALIMOVNA, S. S. The importance of the world oil and gas industry in the economy of countries. *American Journal of Economics and Business Management*, v. 7, n. 12, p. 1414–1418, 2024.

SANTOS, S. E. M.; SILVA, W. P.; NEVES, J. A. Descomissionamento e reciclagem de unidades de produção offshore de petróleo e gás natural no Brasil: desafios e oportunidades. *Revista Conjuntura*, v. 22, 2022.

SILVA, R. S. L.; MAINIER, F. B. Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo. In: IX Congresso Nacional de Excelência em Gestão, Rio de Janeiro, 2008.

SOTOODEH, K. Subsea Engineering Handbook. 2. ed. Gulf Professional Publishing, 2021.

UNITED NATIONS. United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS III). Nova York: ONU, 1982.

VIANNA, I. G. P. Análise da alocação de embarcações de apoio offshore. 2019. Dissertação (Mestrado) — UFRJ.

VIDAL, Priscila da Cunha Jácome; AGUIRRE GONZÁLEZ, Mario Orestes; CASSIMIRO DE MELO, David; DE OLIVEIRA FERREIRA, Paula; VASCONCELOS SAMPAIO, Priscila Gonçalves; LIMA, Lílian Oliveira. Conceptual framework for the decommissioning process of offshore oil and gas platforms. *Marine Structures*, v. 85, p. 103262, 2022.

WORLD STEEL ASSOCIATION. Energy use in steel recycling. Brussels: World Steel Association, 2019.



## Avaliação do ciclo de vida do descomissionamento do aço de plataformas fixas offshore

Brenda Silva Correia de Oliveira

Orientador: Regina Meyer Branski

Coorientadora: Nara Angélica Policarpo

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Conclusão de Curso II  
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

### Resumo

O trabalho desenvolve uma Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) aplicada ao descomissionamento de plataformas fixas *offshore* do tipo jaqueta, com foco no aço existente nessas estruturas. Como estudo de caso, analisa-se a plataforma fixa PAG-03, da Petrobras. O crescente envelhecimento das instalações *offshore* no Brasil, onde cerca de 40% das plataformas possuem mais de 25 anos (ANP, 2019), reforça a necessidade de compreender os impactos ambientais associados ao seu descomissionamento.

A metodologia segue as normas ISO 14040 e 14044, abrangendo definição de objetivo e escopo, inventário, avaliação de impactos e interpretação. A unidade funcional adotada foi 1 tonelada de aço, e a fronteira do sistema seguiu a abordagem *gate-to-grave*, contemplando remoção, transporte, desmonte em terra e reciclagem. O inventário foi construído com base em dados operacionais da PAG-03, complementados por literatura técnica para estimativas de consumo de combustível e energia.

Os resultados indicam que as etapas *offshore* são responsáveis pela maior parcela das emissões, devido à queima de diesel marítimo em PSVs, HLVs e rebocadores. No cenário de remoção total, o potencial de aquecimento global alcança cerca de  $3,55 \times 10^3$  kg CO<sub>2</sub> eq por tonelada de aço, enquanto o cenário parcial reduz os impactos em aproximadamente 50%. A reciclagem via forno elétrico a arco apresenta impacto relativamente baixo e gera créditos ambientais pela substituição do aço primário da rota BOF.

### Abstract

The study develops a Life Cycle Assessment (LCA) applied to the decommissioning of fixed offshore platforms of the jacket type, focusing on the steel used in these structures. As a case study, the fixed platform PAG-03, operated by Petrobras, is analyzed. The increasing aging of offshore facilities in Brazil, where approximately 40% of platforms are over 25 years old, reinforces the need to understand the environmental impacts associated with their decommissioning.

The methodology follows ISO 14040 and ISO 14044 standards and includes defining the goal and scope, compiling the inventory, assessing environmental impacts, and interpreting results. The functional unit is 1 metric ton of steel, and the system boundary follows a gate-to-grave approach, covering removal, transport, onshore dismantling, and recycling. The inventory was built using operational data from PAG-03, complemented by literature for estimating fuel and energy consumption. The model was implemented in GaBi using the ReCiPe 2016 method.

Results show that offshore operations are responsible for most emissions due to marine diesel combustion. In the total removal scenario, the global warming potential reaches approximately  $3.55 \times 10^3$

kg CO<sub>2</sub> eq per ton of steel. The partial scenario reduces impacts by about 50%, given the shorter vessel operating time. Steel recycling presents relatively low impact due to the Brazilian electricity mix and generates environmental credits by avoiding the production of primary steel via the BOF route.

## 1. Introdução

O descomissionamento de sistemas *offshore* envolve a desativação completa de plataformas, poços, instalações submarinas e estruturas associadas (IAEA, 2024). Trata-se de um processo complexo que requer avaliação criteriosa quanto ao que deve ser removido ou mantido, considerando fatores técnicos, regulatórios, econômicos e ambientais (VIDAL, 2022).

Segundo ANP (2019), cerca de 40% das plataformas offshore brasileiras têm mais de 25 anos. Nesse contexto, cresce a relevância de estudos que avaliem os impactos ambientais associados ao fim da vida útil de plataformas fixas, especialmente aquelas construídas majoritariamente em aço.

A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), regida pelas normas ISO 14040 e 14044, permite quantificar impactos ambientais de sistemas complexos ao longo de todas as suas etapas. De acordo com Coltro (2007), a ACV organiza-se em quatro fases: definição de objetivo e escopo, inventário, avaliação de impactos e interpretação. Essa abordagem holística evita deslocamento de impactos e auxilia na tomada de decisão (COLTRO, 2007).

## 2. Objetivos

Avaliar os impactos ambientais associados ao descomissionamento de plataformas fixas *offshore* por meio da aplicação da ACV, com foco específico no ciclo do aço utilizado nessas estruturas.

## 3. Revisão Bibliográfica

A literatura descreve modelos gerais e detalhados do descomissionamento *offshore*. Ruivo (2001, apud OKOOA, 1995) divide o processo em quatro estágios principais, enquanto Vidal *et al.* (2022) apresentam modelo composto por 11 etapas, incluindo planejamento, abandono de poços, remoção de condutores, desmontagem e monitoramento.

A ACV aplicada a sistemas metálicos faz uso recorrente de créditos ambientais decorrentes da substituição do aço primário pelo reciclado. A relação 1:1 ajustada pelo rendimento metalúrgico é recomendada por Huismans *et al.* (2017), enquanto Broadbent (2016) reforça reduções expressivas nas emissões quando a reciclagem é priorizada.

As regulamentações internacionais (UNCLOS, IMO, OSPAR) e nacionais (ANP, IBAMA, Marinha) também estruturam a prática do descomissionamento no Brasil (OSPAR, 1998; IMO, 1989; ANP, 2020).

## 4. Materiais e Métodos

A unidade funcional adotada foi 1 tonelada de aço. Os dados operacionais são provenientes do Programa de Descomissionamento Parcial da PAG-03. O sistema foi modelado no GaBi usando abordagem *gate-to-grave*, incluindo preparação *offshore* (PSVs), corte submerso (ROV e serra), içamento (HLV), transporte, desmonte em terra e reciclagem via EAF. A Figura 1 apresenta os limites do sistema.

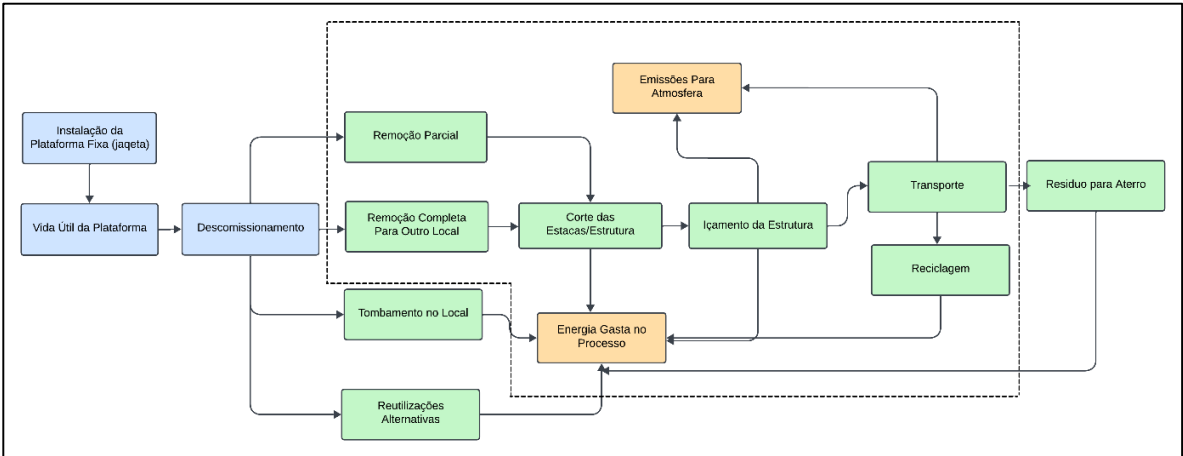


Figura 1 - Fronteira do sistema: do portão ao túmulo. Fonte: Elaboração Própria

O inventário considerou consumo de diesel convertido em emissões pelo fator 3,15 kg CO<sub>2</sub>/L (IMO, 2016) e emissões elétricas pelo valor 0,1 kg CO<sub>2</sub>/kWh (EPE, 2023).

A modelagem no GaBi incluiu processos padronizados (EAF, HLV) e processos construídos manualmente com base no inventário técnico. A Figura 2 apresenta o fluxograma do cenário total.

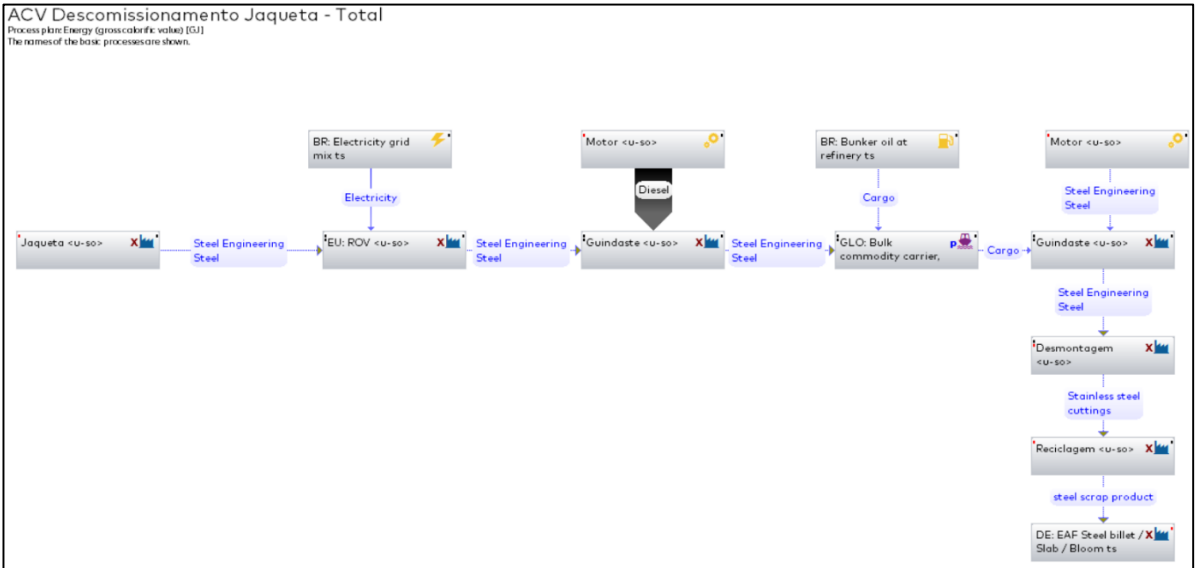


Figura 2 - Fluxograma da ACV do descomissionamento total da jaqueta no software GaBi. Fonte: Software Gabi

## 5. Resultados

A modelagem no *software* GaBi utilizou os dados do inventário elaborado a partir do Programa de Descomissionamento da PAG-03, contemplando as etapas de apoio *offshore* (PSV), corte submerso (ROV + serra), içamento (HLV), transporte em balsa rebocada, desmonte onshore e reciclagem em forno elétrico a arco (EAF). A Tabela 1 resume os principais fluxos de entrada e saída do sistema no cenário de remoção total, incluindo consumos de combustível, energia e emissões associadas.

| Inputs/Outputs                 |   |
|--------------------------------|---|
|                                | ACV Descomissionamento Jaqueta - Total <LC> |
| Flows                          | 1,6E006                                     |
| Resources                      | 8E005                                       |
| Deposited goods                | 333   |
| Emissions to air               | 2,51E004                                    |
| Emissions to fresh water       | 7,7E005                                     |
| Emissions to sea water         | 4,44E003                                    |
| Emissions to agricultural soil | 0,000129                                    |
| Emissions to industrial soil   | 0,0042                                      |

Tabela 1 - Principais fluxos de entrada e saída do sistema modelado no GaBi (cenário total). Fonte: Software GaBi

O consumo de diesel das embarcações foi convertido em emissões usando o fator de 3,15 kg CO<sub>2</sub>/L (IMO, 2016), enquanto as emissões elétricas foram calculadas com o fator de 0,1 kg CO<sub>2</sub>/kWh (EPE, 2023). Como resultado, as etapas *offshore* concentraram a maior parcela das emissões do sistema, devido ao alto tempo de operação e à potência das embarcações.

Na categoria *Climate Change*, ilustrada na Figura 3, os processos com maior contribuição foram o PSV, seguido pelo HLV e pelo rebocador com balsa, confirmando a predominância dos combustíveis fósseis no impacto total. No cenário de remoção integral, o potencial de aquecimento global atingiu aproximadamente 3,55 × 10<sup>3</sup> kg CO<sub>2</sub> eq por tonelada de aço, valor compatível com sistemas de descomissionamento dependentes de operações marítimas intensivas.

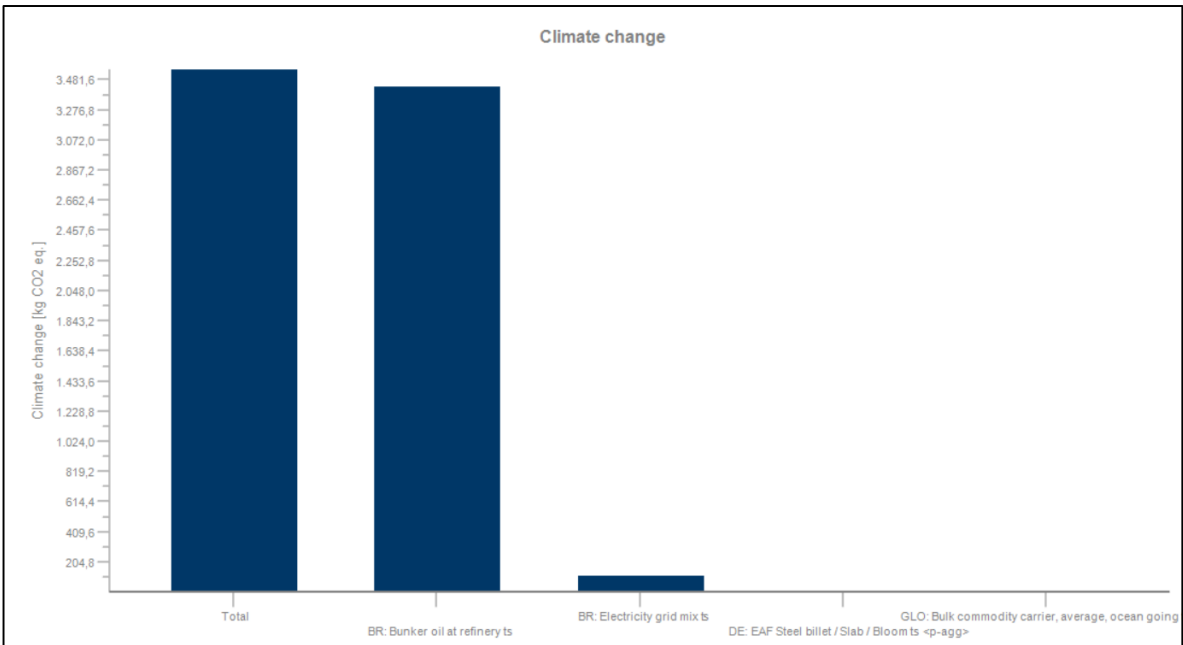


Figura 3 - Distribuição das emissões de GEE por processo - categoria Climate Change (ReCiPe 2016). Fonte: Software Gabi

A etapa de reciclagem, realizada por EAF, apresentou contribuição relativamente menor e gerou créditos ambientais decorrentes da substituição do aço primário. Segundo Huisman *et al.* (2017), a relação de substituição 1:1 ajustada pelo rendimento metálico representa uma redução média de 1.800 kg CO<sub>2</sub> por tonelada reciclada, conforme também discutido por Broadbent (2016). Esses créditos foram contabilizados no modelo como fluxos negativos.

O cenário parcial reduziu os consumos e emissões em aproximadamente 50%, dada a diminuição proporcional no tempo de operação das embarcações. Assim, o impacto de *Climate Change* caiu para

cerca de  $1,78 \times 10^3$  kg CO<sub>2</sub> eq/t, evidenciando que a intensidade das operações offshore é o principal determinante dos impactos ambientais do descomissionamento.

De forma geral, os resultados confirmam que:

- I. as operações marítimas dominam o impacto total;
- II. a reciclagem do aço é benéfica, mas não suficiente para compensar integralmente as emissões das embarcações;
- III. cenários de menor intervenção offshore apresentam vantagens ambientais significativas.

## 6. Referências

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). *NBR ISO 14040: gestão ambiental - avaliação do ciclo de vida - princípios e estrutura*. Rio de Janeiro, 2001.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Descomissionamento de instalações marítimas: perspectivas para o Brasil*. 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/anp>. Acesso em: 2 fev. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Resolução nº 817, de 24 de abril de 2020: regulamenta o descomissionamento de instalações*. Diário Oficial da União, 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Resolução nº 854, de 10 de novembro de 2021: estabelece regras sobre garantias financeiras aplicáveis ao descomissionamento*. Diário Oficial da União, 2021.
- BROADBENT, C. Steel's recyclability: demonstrating the benefits of recycling steel to achieve a circular economy. *International Journal of Life Cycle Assessment*, v. 21, p. 1658–1665, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1081-1>.
- COLTRO, L. *Avaliação do ciclo de vida de produtos da cadeia produtiva da cana-de-açúcar*. Campinas: Embrapa Meio Ambiente, 2007.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Fatores médios de emissão de CO<sub>2</sub> do sistema elétrico brasileiro*. Brasília: EPE, 2023.
- HUISMANS, R. et al. Environmental assessment of offshore platform decommissioning. *Journal of Environmental Management*, v. 197, p. 522–533, 2017.
- INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA). *Decommissioning*. Disponível em: <https://www.iaea.org/topics/decommissioning>. Acesso em: 2 fev. 2024.
- INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (IMO). *Guidelines and standards for the removal of offshore installations and structures on the continental shelf and in the exclusive economic zone*. Londres: IMO, 1989.
- INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION (IMO). *Guidelines on the method of calculation of the attained Energy Efficiency Design Index for new ships*. Londres: IMO, 2016.
- OSPAR COMMISSION. *OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations*. Londres: OSPAR, 1998.
- OSPAR COMMISSION. *Offshore Installations*. Disponível em: <https://www.ospar.org>. Acesso em: 2023.
- RUIVO, F. M. *O descomissionamento de estruturas de produção offshore no Brasil*. 2001. (citado como Ruivo, 2001 apud OKOOA, 1995).
- VIDAL, Priscila da Cunha Jácome; AGUIRRE GONZÁLEZ, Mario Orestes; CASSIMIRO DE MELO, David; DE OLIVEIRA FERREIRA, Paula; VASCONCELOS SAMPAIO, Priscila Gonçalves; LIMA, Lílían Oliveira. *Conceptual framework for the decommissioning process of offshore oil and gas platforms*. *Marine Structures*, v. 85, p. 103262, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2022.103262>.