

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE QUÍMICA

Mariana Vieira de Caiado Castro



METODOLOGIA DE ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE DE
SISTEMAS DE RECUPERAÇÃO DE GÁS EM PLATAFORMA DO
TIPO FPSO

RIO DE JANEIRO

2025

Mariana Vieira de Caiado Castro

METODOLOGIA DE ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE DE SISTEMAS DE
RECUPERAÇÃO DE GÁS EM PLATAFORMA DO TIPO FPSO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Orientador(es): Raquel Massad Cavalcante
João Victor Marques de Queiroz

Rio de Janeiro

2025

CIP - Catalogação na Publicação

C352m Caiado, Mariana
METODOLOGIA DE ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE DE
SISTEMAS DE RECUPERAÇÃO DE GÁS EM PLATAFORMA DO
TIPO FPSO / Mariana Caiado. -- Rio de Janeiro, 2025.
71 f.

Orientadora: Raquel Massad Cavalcante.
Coorientador: João Victor Marques de Queiroz .
Trabalho de conclusão de curso (graduação) -
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de
Química, Bacharel em Engenharia Química, 2025.

1. recuperação de gases. 2. flare. 3. vent . 4.
metodologia multicritério. 5. sustentabilidade. I.
Massad Cavalcante, Raquel , orient. II. Marques de
Queiroz , João Victor , coorient. III. Título.

Mariana Vieira de Caiado Castro

METODOLOGIA DE ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE DE SISTEMAS DE
RECUPERAÇÃO DE GÁS EM UMA PLATAFORMA DO TIPO FPSO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Química da Universidade Federal do
Rio de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do grau de Engenheiro
Químico.

Aprovado em 11 de julho de 2025.

Raquel Massad Cavalcante, D.Sc, Escola de Química – UFRJ

João Victor Marques de Queiroz, M.Sc, Escola de Química – UFRJ

Andréa Pereira Parente D.Sc, Escola de Química – UFRJ

Leonardo Pascoal Motta Santoro, M. Sc, COPPE - UFRJ

Rio de Janeiro
2025

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à minha família, que me ensinou valores e me proporcionou as todas as oportunidades que hoje desfruto.

Ao meu namorado, por todo o incentivo, suporte, inspiração e amor durante essa jornada e todas as outras.

Agradeço aos meus orientadores, Raquel Massad Cavalcante e João Victor Marques de Queiroz, pelas discussões enriquecedoras, pelo olhar crítico e pelas revisões cuidadosas nesse trabalho. Estendo minha gratidão a todos os docentes da Escola de Química, que, com compromisso e excelência, contribuíram de maneira singular para minha formação acadêmica. Agradeço também aos meus colegas de trabalho na MODEC, que, diariamente contribuem para o meu crescimento profissional.

Por fim, agradeço à UFRJ por todos os anos em que pude usufruir de seu ensino de qualidade, infraestrutura e acesso a profissionais renomados. A universidade pública é um pilar fundamental para o desenvolvimento social do país e sou muito grata por ter feito parte desse espaço que tanto impulsiona o progresso coletivo.

RESUMO

CASTRO, Mariana Vieira de Caiado. **Metodologia de Análise de Sustentabilidade de Sistemas de Recuperação de Gás em Plataforma do Tipo FPSO**. Rio de Janeiro, 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2025.

Apesar dos avanços da transição energética, a indústria de óleo e gás ainda desempenha papel central na matriz energética global. Diante da intensificação das exigências regulatórias e da pressão global para a redução das emissões de gases de efeito estufa, a indústria offshore tem buscado alternativas para mitigar suas principais fontes de emissões, entre as quais se destacam a queima e a ventilação de gases. Este estudo tem como objetivo comparar a viabilidade técnica, econômica e ambiental de duas alternativas de mitigação em uma unidade de produção do tipo FPSO: a recuperação de gases do *flare* de alta pressão e a recuperação de gases do *vent* dos tanques de carga. Para isso, o estudo desenvolve e aplica uma metodologia multicritério que integra indicadores qualitativos, baseados nos Critérios de Design Verde, e quantitativos, permitindo uma avaliação abrangente dos aspectos ambientais e econômicos de cada alternativa. A aplicação da metodologia em um caso prático revela que a recuperação dos gases do *vent* dos tanques de carga apresenta o maior grau de sustentabilidade, atingindo o valor de 1,00, enquanto a recuperação do *flare* de alta pressão obteve um grau de 0,19. Apesar de a alternativa do *vent* demandar um investimento inicial mais elevado, ela se destaca como a opção mais sustentável sob a ótica dos indicadores analisados. O estudo conclui que a metodologia proposta é eficaz para orientar a seleção da tecnologia mais sustentável entre as opções disponíveis, embora ressalte a importância de considerar fatores como a modelagem dos projetos, as premissas adotadas para a composição do gás natural e as variações nos custos dos materiais. Dessa forma, o trabalho contribui para o avanço das práticas de avaliação de sustentabilidade em projetos de redução de emissões na indústria de óleo e gás.

Palavras-chave: recuperação de gases; *flare*; *vent*; metodologia multicritério; sustentabilidade.

ABSTRACT

CASTRO, Mariana Vieira de Caiado. **Metodologia de Análise de Sustentabilidade de Sistemas de Recuperação de Gás em Plataforma do Tipo FPSO**. Rio de Janeiro, 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2025.

Despite the progress of the energy transition, the oil and gas industry continues to play a central role in the global energy matrix. In response to increasingly stringent regulatory requirements and growing international pressure to reduce greenhouse gas emissions, the offshore sector has sought alternatives to mitigate its main emission sources, notably gas flaring and venting. This study compares the technical, economic, and environmental feasibility of two mitigation alternatives in a Floating Production Storage and Offloading (FPSO) unit: the recovery of gases from the high-pressure flare and the recovery of gases from the cargo tank vent. To achieve this, the study develops and applies a multicriteria methodology that integrates qualitative indicators based on Green Design Criteria and quantitative indicators, enabling a comprehensive assessment of each alternative's environmental and economic aspects. Applying this methodology to a practical case demonstrates that the recovery of gases from the cargo tank vent achieves the highest sustainability score, reaching a value of 1.00. In contrast, the recovery from the high-pressure flare attains a score of 0.19. Although the vent recovery alternative requires a higher initial investment, it is the most sustainable option according to the analyzed indicators. The study concludes that the proposed methodology effectively guides the selection of the most sustainable technology among the available options while emphasizing the importance of considering factors such as project modeling, assumptions regarding natural gas composition, and variations in material costs. Thus, this work contributes to advancing assessment practices in emission reduction projects within the oil and gas industry.

Keywords: gas recovery; flare; vent; sustainability analysis.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Processamento típico campos de petróleo	21
Figura 4.1 –Diagrama de processo simplificado do FPSO de referência	42
Figura 4.2 –Distribuição Anual das Emissões do flare de Alta Pressão por Faixa de Vazão (km ³ /dia).	47
Figura 4.3 – Esquema de projeto de recuperação de gases do flare	54
Figura 4.4 – Esquema de projeto de recuperação de gases do vent.....	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Critérios de Design Verde.	29
Tabela 4.1 – Valores obtidos para estimativa de emissão no vent	47
Tabela 4.2 – Valores para cálculo de emissão no Vent	50
Tabela 4.3 – Pontuação dos GDCs para cada projeto.	52
Tabela 4.4 – Compilado das métricas obtidas para os projetos.....	58
Tabela 4.5 – Pontuação das métricas quantitativas	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano de Petróleo)
BDV	Válvula de <i>blowdown</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Investimento de Capital)
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i> (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono)
CF	<i>Criticality Factor</i> (Fator de Criticidade)
COT	<i>Cargo Oil Tank</i> (Tanque de Carga)
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i> (Agência de Proteção Ambiental)
ESDV	<i>Emergency Shutdown Valve</i> (Válvula de shutdown de emergência)
ESG	Ambiental, Social e Governança (<i>Environmental, Social and Governance</i>)
FEED	Front End Engineering Design
FPSO	<i>Floating Storage Production and Offloading</i> (Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Descarga)
FSO	<i>Floating Storage and Offloading</i> (Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência)
GDC	<i>Green Design Criteria</i> (Critérios de design verde)
GDCI	<i>Green Degree Criticality Index</i> (Índice de Grau Verde)
GEE	Gases de Efeito Estufa
GGFR	<i>Global Gas Flaring Reduction Partnership</i> (Parceria Global para Redução da Queima de Gás)
GWP	<i>Global Warming Potential</i> (Potencial de Aquecimento Global)
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
IOGP	<i>International Association of Oil and Gas Producers</i> (Associação Internacional de Produtores de Óleo e Gás)
MGDCI	<i>Matrix of Green Degree Criticality Factors</i> (Matriz de Fatores de Criticidade do Grau Verde)
NM	<i>Normalized metrics</i> (Métricas Normalizadas)
OGMP	<i>Oil and Gas Methane Partnership</i> (Parceria para o Petróleo e Gás Metano)
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesa Operacional)
PIB	Produto Interno Bruto
PNUMA	Programa das Nações Unidas pelo Meio Ambiente

PSV	<i>Pressure Safety Valve</i> (Válvula de Segurança de Pressão)
PV	<i>Pressure Valve</i> (Válvula de controle de pressão)
PWV	<i>Policy Weight Vector</i> (Vetor de Peso de Política)
SD	<i>Sustainability Degree</i> (Grau de Sustentabilidade)
SI	<i>Severity index</i> (Índice de Severidade)
SM	<i>Severity Matrix</i> (Matriz de Severidade)
UNEP	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
USEPA	<i>United States Environmental Protection Agency</i> (Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos)
VBE	Equação de Vasquez-Beggs
VRU	<i>Vapor Recovery Unit</i> (Unidade de Recuperação de Vapor)

LISTA DE SÍMBOLOS

Boe	Barril de petróleo produzido
WC	Conversão de peso de kg para t
MVC	Conversão de volume molar
Ef	Eficiência de combustão no <i>flare</i>
gd	Elementos da matriz GD
gdc_i	Elementos da matriz GDCI
Nm	Elementos da matriz NM
Nm'	Elementos da matriz NM'
$mgdci$	Elementos da matriz MGDCI
wp	Elementos do PWV
s_{ii}	Elemento i do vetor SI
Ecc	Emissão de combustão no <i>flare</i>
Eci	Emissão direta de metano devido à combustão incompleta
cf_{ref}	Fator de criticidade de um processo selecionado como referência
f_u	Fator de escala para o produto u em questão
ENR	Fator de emissão não recuperada
EmF	Fator de emissão para combustão no <i>flare</i>
CO ₂ E	Massa de CO ₂ emitida
CO ₂ R	Massa de CO ₂ recuperada
NM'	Matriz com pontuação atribuída $n=[1, 3 \text{ ou } 9]$ para cada métrica quantitativa normalizada
M	Matriz com os resultados das métricas ambientais e econômicas
$\langle M_j \rangle$	Média da métrica ($i=1, \dots, nm$) para a tecnologia definida ($j=1, \dots, np$)
M_{ij}	Métrica ($i=1, \dots, nm$) para a tecnologia definida ($j=1, \dots, np$)
NM_{ij}	Métrica quantitativa normalizada ($i=1, \dots, nm$) para a tecnologia definida ($j=1, \dots, np$)
MMCH ₄	Peso molecular do CH ₄
HHV	Poder calorífico superior do vapor
CH ₄ %	Porcentagem molar de CH ₄ no gás de vapor queimado no <i>flare</i>
GWPC _{CH₄}	Potencial de aquecimento global do CH ₄

nc	Quantidade de métricas qualitativas (GDCs)
nm	Quantidade de métricas quantitativas
np	Quantidade de tecnologias/processos
Σ	Somatório dos elementos
F	Quantidade de vapor queimado no <i>flare</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1 PROCESSAMENTO DO PETRÓLEO	19
2.2 UNIDADE FLUTUANTE DE ARMAZENAMENTO E TRANSFERÊNCIA	19
2.2.1 O sistema de <i>Flare</i>	21
2.2.1.1 Recuperação de gases do <i>flare</i>	23
2.2.2 <i>Vent</i> dos tanques de carga.....	24
2.2.2.1 Recuperação do gás de <i>vent</i>	24
2.3 ANÁLISE QUALITATIVA DA TECNOLOGIA	25
2.4 ANÁLISE QUANTITATIVA DA TECNOLOGIA	26
2.4.1 Métricas de Sustentabilidade Ambiental.....	26
2.4.2 Métricas de Sustentabilidade – Econômico.....	27
3 METODOLOGIA.....	28
3.1 DEFINIÇÃO E PONTUAÇÃO DAS TECNOLOGIAS BASEADO DOS GDCS	29
3.2 DEFINIÇÃO E PONTUAÇÃO DAS TECNOLOGIAS BASEADO NAS MÉTRICAS QUANTITATIVAS	30
3.2.1 Definição das métricas ambientais.....	30
3.2.1.1 Fator de emissão por barril de petróleo	31
3.2.1.2 Fator de emissão não recuperada:.....	31
3.2.2 Definição das métricas econômicas	32
3.2.2.1 Custo por tonelada de CO ₂ e	32
3.2.3 Pontuação das métricas ambientais e econômicas.....	33
3.3 CÁLCULO DA MATRIZ DE SEVERIDADE.....	34
3.4 CÁLCULO DO FATOR DE CRITICIDADE	37
3.5 CÁLCULO DO GRAU DE SUSTENTABILIDADE	39
4 ESTUDO DE CASO	40
4.1 FPSO DE REFERÊNCIA.....	40
4.2 CAPACIDADE DE RECUPERAÇÃO DOS COMPRESSORES DA UNIDADE.....	41
4.2.1 Unidade de recuperação de vapor.....	42
4.2.2 Compressão principal A.....	43
4.2.3 Compressão Principal B.....	43

4.2.4 Reinjeção de gás.....	43
4.3 API <i>COMPENDIUM</i>	44
4.4 ESTIMATIVA DE EMISSÃO DE GÁS NO <i>FLARE</i>	45
4.4.1 Emissão de combustão e emissão direta de metano no <i>flare</i>	45
4.5 ESTIMATIVA DE EMISSÃO DE GÁS NO <i>VENT</i>	48
4.5.1 Equação de Vasquez-Beggs – Abordagem por Equação de Correlação	48
4.6 DEFINIÇÃO E PONTUAÇÃO DAS TECNOLOGIAS COM BASE NOS GDCS	51
4.6.1 Resumo das pontuações dos GDCs	52
4.7 DEFINIÇÃO E PONTUAÇÃO DAS TECNOLOGIAS COM BASE NAS MÉTRICAS QUANTITATIVAS.....	52
4.7.1 Cálculo das métricas ambientais.....	52
4.7.2 Cálculo das métricas financeiras.....	53
4.7.2.1 Projeto de recuperação de gases do <i>flare</i>	53
4.7.2.2 Projeto de recuperação de gases de <i>vent</i>	55
4.7.3 Pontuação das métricas ambientais e econômicas.....	58
4.8 CÁLCULO DA MATRIZ DE SEVERIDADE.....	59
4.9 CÁLCULO DO FATOR DE CRITICIDADE	60
4.10 CÁLCULO DO GRAU DE SUSTENTABILIDADE	61
5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	62
6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS	63
REFERÊNCIAS:	65

1 INTRODUÇÃO

O petróleo é uma matéria-prima estratégica, não apenas pela sua relevância na produção de combustíveis e energia, mas também por ser o principal insumo da indústria petroquímica mundial, posição que deverá ser mantida por um longo período (ALVES, 2021). No Brasil, a indústria de petróleo e gás desempenha um papel significativo na economia, representando 10% do Produto Interno Bruto (PIB) nacional e fornecendo quase 50% da oferta interna de energia (IBP, 2024).

Entretanto, a aceleração das mudanças climáticas e os compromissos assumidos no Acordo de Paris, que visa limitar o aumento da temperatura global a no máximo 2°C por meio da redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) (UNFCCC, 2015), têm impulsionado mudanças no comportamento dos investidores do setor. Cada vez mais, o capital é direcionado para portfólios sustentáveis que incorporam as diretrizes ESG (Environmental, Social and Governance), com foco em meio ambiente, responsabilidade social e governança (CHEEMA-FOX et al., 2019; GOLDMAN SACHS, 2020; GSIA, 2018; YUE et al., 2020 *apud* THOMÉ, 2021).

De acordo com o relatório do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, as emissões globais de GEE atingiram um recorde de 57,1 gigatoneladas de CO₂ e em 2023, com o dióxido de carbono (CO₂) proveniente da queima de combustíveis fósseis representando cerca de 68% desse total (UNEP, 2024). Essas emissões são majoritariamente associadas à queima de carvão, petróleo e gás no setor energético, além de processos industriais, como a produção de metais e cimento.

Além disso, gases como metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) e gases fluorados contribuem significativamente para o aquecimento global, representando juntos cerca de 25% das emissões globais de GEE (UNEP, 2024). O metano, em particular, é a segunda maior fonte de emissões de GEE de origem antropogênica, sendo atribuídas principalmente à pecuária de ruminantes, ao cultivo de arroz, ao *venting* de gases em operações de petróleo e gás, às minas de carvão e à gestão de resíduos – todas essas fontes registraram aumento em 2023 (UNEP, 2024).

No setor de óleo e gás, cerca de dois terços das emissões operacionais estão relacionadas ao segmento *upstream*, que concentra as atividades de exploração e produção (McKinsey, 2020). As emissões de GEEs podem ocorrer por meio de múltiplas fontes em diferentes processos/equipamentos do segmento e variam conforme diferentes fatores, tais como: presença ou ausência de infraestrutura para comercialização de gás, características do reservatório, idade

do campo, as técnicas de produção adotadas, a localização e questões relativas à logística, além de questões regulatórias e as práticas de controle de emissões aplicadas (IOGP, 2022).

Nesse contexto, a transição para uma economia de baixa emissão de carbono, com ênfase na redução do dióxido de carbono, tem sido amplamente debatida em empresas extrativistas, como é o caso da indústria de óleo e gás (ADDISON e ROE, 2018; LU et al., 2019; PIMENTEL et al., 2016 *apud* THOMÉ, 2021). Paralelamente, a redução das emissões de metano também tem ganhado destaque, especialmente porque o setor de petróleo e gás é um dos principais responsáveis por essas emissões em diversas partes do mundo, tornando-se um foco central nos esforços de mitigação de curto prazo (FESTA-BIANCHET, 2023).

As principais fontes de emissões de dióxido de carbono no setor de *upstream* são provenientes da combustão em equipamentos que utilizam gás combustível e do processo de *flaring*. Em relação às emissões de metano, destacam-se o *venting* e as emissões fugitivas não intencionais, que representam uma parcela significativa das emissões de gases de efeito estufa nesse segmento (IBP, 2022).

Diante desse cenário, torna-se evidente a necessidade de implementar estratégias eficazes para mitigar as emissões de GEE, especialmente aquelas associadas a fontes industriais e energéticas. A redução dessas emissões não apenas contribui para o combate às mudanças climáticas, mas também promove maior eficiência no uso de recursos e a transição para uma economia de baixo carbono. Para isso, alternativas como melhorias na eficiência operacional, eletrificação de sistemas e uso de energias renováveis têm sido apontadas como caminhos viáveis para reduzir a intensidade das emissões de gases de efeito estufa.

A *International Association of Oil and Gas Producers* (IOGP) atua como catalisadora das principais iniciativas de descarbonização do setor, promovendo a padronização, a colaboração e a rápida adoção de soluções em escala global. Entre as quatro áreas prioritárias definidas pela IOGP para acelerar a transição energética estão: CCUS (captura, uso e armazenamento de carbono), eletrificação, eficiência energética e a redução de emissões provenientes de *flare* e *vent*.

Entre os quatro projetos estratégicos priorizados pela IOGP, está o projeto de recuperação e o aproveitamento dos gases de *flare* e *vent* (TORRES, 2022). A entidade tem promovido o desenvolvimento e a disseminação de práticas recomendadas, diretrizes técnicas e bancos de dados de soluções para apoiar a implementação dessas tecnologias em ativos novos e existentes, reforçando o compromisso do setor com a redução das emissões e a sustentabilidade operacional.

A implementação desses projetos para recuperação de gases tem ganhado visibilidade pelo seu potencial de mitigar emissões, reduzir desperdícios energéticos, gerar valor econômico a partir de recursos anteriormente descartados e alinhar as operações industriais às metas globais de sustentabilidade e descarbonização.

No entanto, a viabilidade de executá-los simultaneamente em plataformas já em operação é limitada pela capacidade da planta de gás e pelos custos envolvidos. Diante desse cenário, o objetivo deste trabalho é aplicar a Metodologia Multicritério proposta por Araújo et al. (2015), que integra indicadores qualitativos e quantitativos de sustentabilidade, para avaliar o grau de sustentabilidade de cada alternativa: a instalação de um sistema de recuperação de gases do *flare* e a instalação de um sistema de recuperação de gases do *vent*, ambos em uma Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência (FPSO) em operação. A aplicação dessa metodologia permitirá uma análise comparativa detalhada entre as alternativas, considerando aspectos econômicos e ambientais, e possibilitará a identificação da opção mais eficiente e alinhada aos objetivos de redução de emissões de gases de efeito estufa e de promoção de práticas operacionais mais sustentáveis. Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Aplicar indicadores qualitativos, relacionados aos Critérios de Design Verde, e quantitativos, abrangendo as métricas de sustentabilidade e financeira.
- Realizar a análise econômica dos projetos com base nos principais custos envolvidos, utilizando como referência os valores históricos corrigidos da unidade avaliada.
- Aplicar a Metodologia Multicritério proposta por Araújo et al. (2015) para a determinação do grau de sustentabilidade de cada projeto de recuperação de gases em um FPSO: recuperação de gases do *flare* e recuperação dos gases de *vent*.

Com relação aos itens presentes neste trabalho, tem-se a seguinte estrutura:

No capítulo 2, são apresentados os fundamentos essenciais referentes aos elementos que farão parte dos modelos e metodologias, discutindo os princípios e as métricas que serão utilizados. O capítulo discorre sobre os conceitos, características e detalhes pertinentes às unidades flutuantes de produção e armazenamento de petróleo, com ênfase nos sistemas de *flare* e de *vent*.

O capítulo 3 descreve o desenvolvimento das metodologias e ferramentas empregadas neste estudo para cada elemento abordado na pesquisa: a descrição dos sistemas propostos e a elaboração do estudo de viabilidade técnico-econômica.

O capítulo 4 apresenta o Estudo de Caso desenvolvido, juntamente com as considerações adotadas. Essas considerações envolvem a capacidade disponível na planta para recirculação dos gases e volume de gás emitido em cada fontes analisada. Além disso, este capítulo apresenta os resultados obtidos por meio da aplicação das ferramentas e premissas desenvolvidas nos capítulos anteriores.

No capítulo 5, são apresentados os resultados decorrentes da aplicação das metodologias no Estudo de Caso, expondo a modelagem desenvolvida para os projetos propostos e o módulo de avaliação econômica e a análise de sustentabilidade.

Por fim, o capítulo 6 aborda as conclusões gerais alcançadas por meio deste estudo, além de fornecer sugestões para pesquisas futuras.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo destina-se à revisão bibliográfica dos aspectos a serem analisados neste estudo, discorrendo sobre o processamento do petróleo em plataformas do tipo FPSO, dando ênfase aos sistemas de *flare* e *vent*. Em seguida, são apresentados os conceitos de sustentabilidade que nortearam a elaboração da metodologia para seleção do projeto mais ambientalmente adequado, tanto de forma qualitativa quanto quantitativa.

2.1 PROCESSAMENTO DO PETRÓLEO

O petróleo é encontrado em bolsões profundos, tanto em terra firme quanto abaixo do fundo do mar. Origina-se da decomposição lenta de substâncias orgânicas, como restos de animais e vegetais, que, sob a ação de calor e pressão das camadas de sedimentos ao longo do tempo, transformam-se em gases, compostos solúveis em água e materiais sólidos remanescentes. Esses materiais sólidos continuam sofrendo a ação de bactérias até atingirem um estado semi-sólido. Posteriormente, este material semi-sólido se converte em líquido através de um processo de craqueamento, que ocorre a temperaturas inferiores a 200 °C, catalisado por minerais presentes na rocha matriz (Campos, 1990; Neiva, 1986 *apud* Valle, 2007).

Os fluidos produzidos no poço - petróleo bruto, gás natural e salmoura - precisam ser minimamente processados antes da venda, transporte, reinjeção ou descarte. Portanto, a produção de petróleo e gás envolve uma série de operações unitárias de superfície entre a cabeça do poço e o ponto de transferência de custódia ou transporte das instalações de produção (MANNING; THOMPSON, 1995)

Coletivamente, essas operações são chamadas de manuseio de campo ou processamento em campo petrolífero. Assim, o processamento em campo petrolífero é definido como o processamento de petróleo e/ou gás para armazenamento seguro e econômico e/ou transporte por duto, navio-tanque ou caminhão. O processamento em campo petrolífero também inclui o tratamento de água, seja para descarte das águas produzidas e/ou reinjeção, ou águas adicionais de injeção usadas para inundação da formação ou manutenção de pressão do reservatório (MANNING; THOMPSON, 1995).

2.2 UNIDADE FLUTUANTE DE ARMAZENAMENTO E TRANSFERÊNCIA

Convencionou-se chamar a região de lâminas d'água de até 200 metros de águas rasas; águas intermediárias para profundidades entre 200 e 400 metros (CHITA; FALCÃO; RODRIGUES, 1989, *apud* CÂNDIDO, 1989). e de águas profundas a região onde o solo

marinho está entre 400 e 500 metros abaixo da superfície da água. As laminais d'água com profundidades acima de 1500 metros são consideradas águas ultraprofundas (ZHANG, 2019).

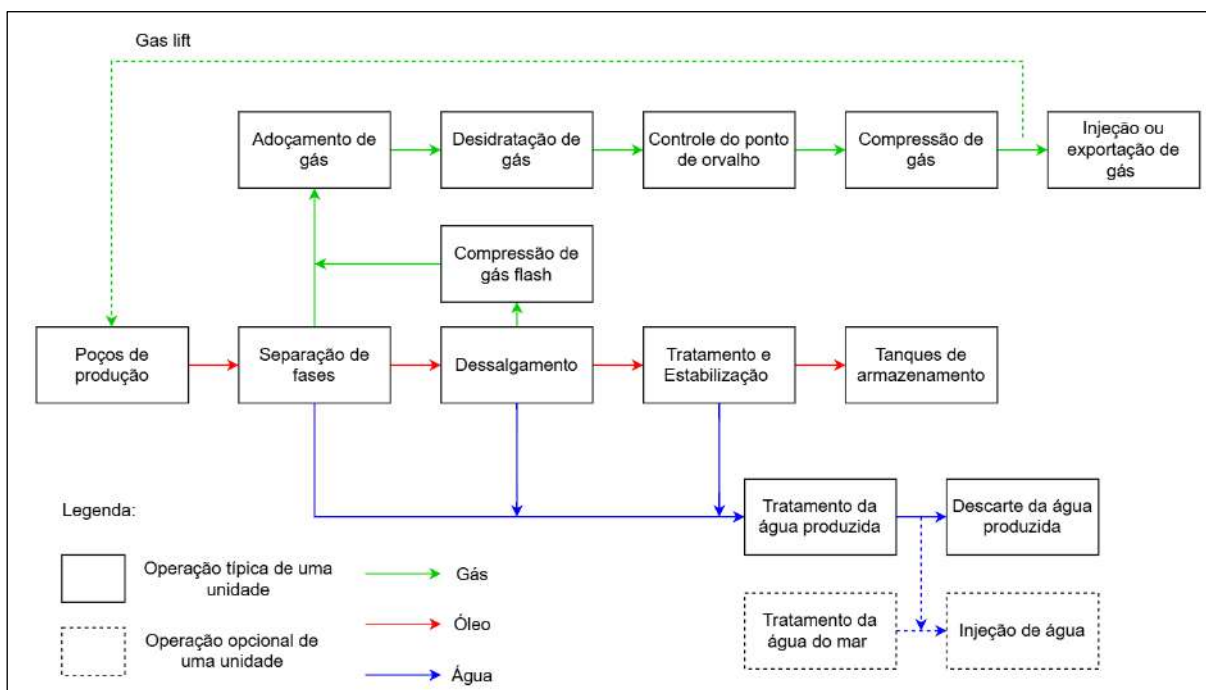
Para os campos que possuem lâmina d'água profunda e ultraprofunda, faz-se necessária a utilização de plataformas flutuantes. Dentre estas, as mais completas são os FPSOs (Unidades Flutuantes de Produção, Armazenamento e Descarga) (BARCELLOS, 2013).

Os FPSOs são responsáveis por elevar à superfície o petróleo encontrado em altas profundidades no oceano, para posterior processamento, estocagem e transferência. Por serem completamente independentes, os FPSOs dispensam estruturas externas como linhas de tubulações ou tanques de armazenamento. Periodicamente, o óleo produzido é transportado para navios aliviadores, operação chamada de *offloading*, realizada de acordo com a produção e a capacidade de armazenamento (DEVOLD, 2010).

O fluido multifásico do reservatório pode ser elevado até as facilidades de produção por um gradiente entre a pressão natural e a pressão em superfície, ou, com algum método de elevação artificial (CUCHIVAGUE, 2013). Todas as operações de produção de óleo são integradas em uma planta de processamento complexa e bem estruturada para atender às diferentes demandas do processo de produção.

O petróleo bruto proveniente dos poços submarinos entra no trem de separação, composto por duas etapas: alta e baixa pressão. O gás separado é direcionado para diversos processos de tratamento, como compressão e desidratação, podendo ser consumido, injetado, exportado ou utilizado como gás de elevação. O óleo separado é submetido a um conjunto de tratamentos para garantir as especificações exigidas. A água de drenagem dos equipamentos de separação é tratada antes de ser descarregada no mar. Adicionalmente, a água do mar pode ser tratada para ser injetada nos poços (CARRANZA, 2017). A Figura 2.1 representa um esquema típico de uma unidade de processamento de petróleo.

Figura 2.1 - Processamento típico campos de petróleo



Fonte: Adaptado de Mueller e Roobaert (2008) apud Carranza (2017).

Adicionalmente, a unidade conta com a planta de utilidades, composta por diversos sistemas essenciais para o funcionamento da operação. Entre esses sistemas, destacam-se os de geração de energia, elevação de água do mar, resfriamento e aquecimento de água, injeção de água e o de gás combustível, entre outros. A quantidade e a complexidade desses sistemas variam conforme as características do fluido extraído do poço e os requisitos específicos do produto final (CARRANZA, 2017).

2.2.1 O sistema de *Flare*

Diversas iniciativas voltadas à formulação de uma indústria do petróleo mais sustentável têm incentivado a redução do *flaring* de rotina e um maior monitoramento da atividade para incentivar a remediação (GGFR, 2021). Uma dessas iniciativas, por exemplo, é o “*Zero Flaring* em 2030”, criada pelo Banco Mundial, que tem como objetivo zerar o *flaring* de rotina ou operacional, incentivando que o gás seja reinjetado, utilizado ou encaminhado para o mercado consumidor. Essa iniciativa estabelece o compromisso de não iniciar novos projetos com *flaring* operacionais e zerar os existentes até 2030, sendo acordado por 32 países, 36 empresas de petróleo e 15 instituições de pesquisa. (HARGREAVES, 2019).

O *flare* é essencialmente um dispositivo de segurança, que tem a função de gerenciar situações anormais em sistemas de infraestrutura (plantas de processamento de gás natural e

petróleo e oleodutos), instalações de fabricação (plantas químicas, plataformas *offshore*) e unidades de geração de energia. Situações anormais incluem falhas de equipamentos, desvios de especificações de produtos e excesso de materiais durante procedimentos de partida ou parada. Em particular, envio de gases ao *flare* evita a sobrepressurização de equipamentos ao mesmo tempo que usam a combustão para converter vapores inflamáveis, tóxicos ou corrosivos em compostos menos perigosos (SORRELS et al., 2017).

Ao longo do processo, estão presentes válvulas de segurança que atuam em caso de sobrepressão e, nesses casos, os gases excedentes são enviados ao *flare*.

Como primeira camada de proteção, existem as válvulas de controle de pressão (PV), que são atuadas pneumaticamente recebendo o sinal de um transmissor de pressão. Assim, caso a pressão indicada no transmissor ultrapasse o valor do *setpoint* definido, a válvula abrirá aliviando a pressão para o *flare* (CARLOTO, 2018).

Além disso, alguns trechos do processo possuem válvulas do tipo *on/off*, e a sua abertura é comandada através de um sinal de *shutdown* do processo, e são atuadas pneumaticamente (CARLOTO, 2018).

A última camada de proteção em caso de alta pressão são as PSV's (*Pressure Safety Valves*), válvulas de atuação mecânica nas quais o ajuste da pressão de abertura é realizado através da compressão de uma mola, que pressiona a sede da válvula mantendo-a fechada. Assim, caso a pressão do processo exceda a pressão de ajuste, a mola permitirá a abertura da válvula com consequente envio dos gases ao *flare* (CARLOTO, 2018).

Além dos eventos de despressurização, que se enquadram na categoria de queima de emergência, há também a queima de rotina e de não rotina. A queima de rotina ocorre quando não há facilidade para escoar completamente o gás associado, ou não há possibilidade de reinjeção no reservatório ou como utilizar como geração de energia. Os eventos de queima de não rotina são geralmente intermitentes ou de curta duração, podendo ser por falha temporária de equipamento, falha temporária na unidade que receberia o gás, comissionamento da unidade, reinício da operação, manutenção preventiva e inspeções, alterações ou problemas na planta de processo, atividades concomitantes que podem afetar a destinação de gás e durante atividades como testes ou intervenções em poços (World Bank, 2004).

Além dessas queimas, faz-se necessário o envio de gás de purga, que tem a função de manter uma pressão mínima no *header* de queima para evitar a entrada de oxigênio no sistema (BAUKAL JR, 2014) e manter o piloto do *flare* aceso. Também há emissões associadas à não estanqueidade das válvulas, mesmo quando submetidas a manutenções corretivas e preventivas de forma regular (CARLOTO, 2018).

Antes de ser queimado no *flare*, o gás passa pelo vaso de *knock out*, cuja função é reter possíveis líquidos que tenham escoado junto ao gás aliviado. Após esse estágio, o gás segue diretamente ao piloto do *flare* (CARLOTO, 2018).

O sistema de *flare* com múltiplos pontos é composto, em sua essência, por queimadores, pilotos e ignitores, além de detectores de chama que garantem a operação segura. Em algumas configurações, pode incluir cercas de proteção para limitar o acesso e reduzir a radiação e a visibilidade da chama. Outros componentes podem ser adicionados, como vasos de *knockout* ou *blowdown* para separação de líquidos, selos líquidos, sistemas de supressão de fumaça e monitoramento de parâmetros como vazão, composição e calor de combustão. (BAUKAL JR, 2014)

2.2.1.1 Recuperação de gases do *flare*

A proposta de recuperação dos gases do *flare* de alta pressão consiste na instalação de um sistema de coleta dos gases do *header* de *flare* de alta pressão, redirecionando esse gás para a sucção do primeiro estágio da Unidade de Recuperação de Vapor (VRU) da instalação. Esse sistema integrará os gases coletados do *header* de *flare* de alta pressão com aqueles provenientes do tratador eletrostático e do tratamento de água. A mistura de gases é então conduzida para a unidade de compressão principal. Após a compressão, os gases passam pela unidade de tratamento, onde ocorre a remoção de gases ácidos e a desidratação. Finalmente, os gases tratados são destinados a diferentes fins, de acordo com a viabilidade técnica e econômica da unidade, que incluem reinjeção, utilização em gás lift, exportação ou uso como combustível para as turbinas a gás da unidade.

A adoção desse sistema reduz a queima contínua do *flare*, o que, conseqüentemente, reduz a emissão de fumaça associada, radiação térmica, ruído e a liberação de poluentes associados à queima (EVBUOMWAN, 2018)

O sistema de recuperação proposto possui as seguintes características:

- Utilização da capacidade reserva dos compressores da planta de gás para a recuperação de *flare* de Alta Pressão.
- Inclusão de camadas de proteção (BDV e disco de ruptura) para cenários de sobrepressão no *knock out drum* do *flare* de Alta Pressão.
- Não recuperação de gás queimado no *flare* de baixa pressão e de gás queimado por indisponibilidade da planta de gás, ou seja, são recuperadas apenas queimas rotina.

2.2.2 Vent dos tanques de carga

Tanques de armazenamento são amplamente utilizados no segmento de *upstream* para o acondicionamento temporário de óleo e condensados. Esses tanques garantem o armazenamento adequado dos fluidos enquanto aguardam a venda e o transporte para fora da unidade, permitindo um fluxo contínuo entre os poços produtores e o meio de escoamento final, seja por dutos, navios ou caminhões. Em operações *offshore*, o óleo e os condensados produzidos por poços interligados a unidades FPSO são armazenados em tanques da própria unidade ou transferidos para unidades FSO até serem encaminhados ao seu destino final (IBP, 2022).

Em reservatórios de petróleo, onde os líquidos estão em contato com uma fase gasosa, altas pressões podem fazer com que parte do gás se dissolva no líquido, atingindo o equilíbrio termodinâmico entre as fases. Quando esse líquido é transferido para condições de menor pressão, como condições atmosféricas, o gás dissolvido é liberado rapidamente em um processo chamado *flashing*. Tanques de armazenamento, onde ocorrem o *flash* primário de CH₄, podem ser fontes significativas de ventilação de CH₄, especialmente quando não há controle adequado da ventilação do tanque, como por exemplo, o direcionamento desses vapores para uma sistema de recuperação de vapor ou para o *flare* (API, 2021).

Líquidos como petróleo bruto ou condensado que contêm quantidades significativas de metano dissolvido, resultando em perdas por *flashing*, são denominados líquidos "não estabilizados". Esses fluidos representam um ponto crítico no gerenciamento de emissões, pois a ventilação não controlada de tanques contendo esses líquidos pode contribuir substancialmente para as emissões de gases de efeito estufa (API, 2021).

Os vapores gerados no tanque pelo fenômeno de *flashing* se acumulam no espaço entre a superfície do líquido e o teto do tanque (USEPA, 2006). Em tanques de teto fixo, que não suportam pressões acima da atmosférica, esses vapores são frequentemente descartados por *venting* ou direcionados para queima em *flare* (IBP, 2022).

2.2.2.1 Recuperação do gás de vent

O relatório do IBP de 2022 destaca a instalação de uma unidade de recuperação de vapor como uma medida importante para a redução de emissões provenientes de tanques de armazenamento. Essas unidades permitem a coleta e o redirecionamento dos hidrocarbonetos evaporados, que podem ser reintegrados ao processo industrial, utilizados como combustível ou armazenados e comercializados. Dados demonstram que a medida contempla alto potencial

de abatimento, atingindo cerca de 95% de redução das emissões de metano dos tanques, quando em condições ideais de operação (USEPA, 2006).

A proposta de recuperação dos gases provenientes do *vent* apresentada neste trabalho consiste na implementação de um sistema que redireciona os gases do *vent* para a sucção do primeiro estágio da VRU da instalação, de forma similar ao que foi proposto para o projeto de recuperação dos gases de *flare*. Nesse processo, os gases do *vent* são combinados com aqueles provenientes do tratador eletrostático e do sistema de tratamento de água, formando uma única corrente que é conduzida para a unidade de compressão principal. Após a compressão, os gases passam por uma etapa de tratamento, onde ocorre a remoção de gases ácidos e a desidratação. Finalmente, os gases tratados são destinados a diferentes aplicações, como reinjeção, utilização em sistemas de gás *lift*, exportação ou como combustível para as turbinas a gás da unidade.

2.3 ANÁLISE QUALITATIVA DA TECNOLOGIA

A engenharia verde é uma ciência que visa alcançar a sustentabilidade por intermédio da ciência e tecnologia. Analistas e colaboradores propuseram os 12 Princípios de Engenharia Verde, os quais servem como base para engenheiros e cientistas no desenvolvimento de produtos, processos e sistemas que sejam benignos à integridade ambiental e humana. Esses doze princípios abrangem aspectos ambientais, econômicos e sociais, indo além das especificações comuns de segurança e qualidade, e podem oferecer uma linguagem comum para os engenheiros projetistas e um método versátil de abordagem (ANASTAS; ZIMMERMAN, 2003). Alcançar a sustentabilidade de projetos de produtos, processos e sistemas passa pela integração sistemática desses princípios, o que levaria a um benefício simultâneo do meio ambiente, sociedade e economia.

Buscando integrar diferentes abordagens de sustentabilidade, Araújo et al. (2015) reuniram os 12 Princípios de Engenharia Verde propostos por Anastas et al. (2003), os 12 Princípios de Química Verde elaborados por Anastas et al. (1998), junto aos resultados da Conferência de San Destin, que definem princípios de engenharia verde apresentados por Abraham e Nguyen (2003), além dos três princípios simplificadores verdes propostos por Jimenez-Gonzalez e Constable (2011), e criaram o conjunto de Critérios de Projetos Verdes (GDC - *Green Design Criteria*) (COSENDEY, 2024).

O uso dos GDCs é uma ferramenta heurística que auxilia na tomada de decisão em direção ao projeto com processo mais sustentável. Cada princípio funciona como uma métrica qualitativa à qual é atribuída uma pontuação, de modo que quanto menor essa pontuação,

melhor esse processo atende a essa métrica de sustentabilidade, ou seja, mais sustentável é a alternativa.

2.4 ANÁLISE QUANTITATIVA DA TECNOLOGIA

O uso de métricas quantitativas é essencial para embasar a análise proposta no presente trabalho, permitindo avaliar de forma objetiva os impactos ambientais e o desempenho econômico do projeto. Essas métricas ajudam na priorização e otimização de processos, garantindo soluções viáveis tanto economicamente quanto ambientalmente.

Segundo Tabone et al. (2010), não há um método universalmente reconhecido para mensurar a sustentabilidade. Diante disso, princípios como os da engenharia verde e da química verde funcionam principalmente como orientações para o desenvolvimento de processos. No entanto, ao planejar um processo produtivo, é essencial estabelecer prioridades, sendo que a quantificação dos aspectos relevantes deve anteceder essa definição, o que exige a utilização de métricas apropriadas. Para apoiar a tomada de decisão, os indicadores de sustentabilidade precisam ser de fácil aplicação, baseados em informações disponíveis e suficientemente robustos para lidar com as incertezas inerentes a esses dados. Uma abordagem recomendada para definir objetivos consiste em agrupá-los em categorias, como impactos ambientais e desempenho econômico (ARAÚJO et al., 2015).

2.4.1 Métricas de Sustentabilidade Ambiental

A análise da sustentabilidade ambiental de um projeto requer uma abordagem integrada que considere os diversos impactos gerados ao longo de todas as etapas, desde o planejamento até a operação. Cada fase pode contribuir significativamente para alterações no meio ambiente, tornando essencial a identificação e quantificação desses impactos.

Nesse contexto, as métricas de sustentabilidade ambiental desempenham um papel central, pois permitem mensurar efeitos como consumo de recursos naturais, emissões de poluentes e geração de resíduos. Essas ferramentas não apenas viabilizam a avaliação objetiva dos impactos ambientais de um projeto, como também orientam a formulação de estratégias de mitigação e compensação, promovendo a redução de danos e a preservação dos recursos naturais.

2.4.2 Métricas de Sustentabilidade – Econômico

A avaliação da viabilidade econômica de um projeto é essencial para garantir que as iniciativas não apenas atendam às necessidades atuais, mas também sejam viáveis a longo prazo. Essa análise envolve uma compreensão detalhada dos custos e benefícios associados ao empreendimento, considerando não apenas os aspectos financeiros imediatos, mas também as implicações econômicas futuras. A sustentabilidade econômica vai além da simples lucratividade, buscando integrar fatores sociais e ambientais nas decisões financeiras, promovendo um desenvolvimento equilibrado.

3 METOLOGIA

A metodologia multicritério adotada neste trabalho foi desenvolvida com o objetivo de propor um procedimento sistemático para a avaliação da sustentabilidade de projetos voltados à recuperação de gases que, durante a operação normal, são emitidos para a atmosfera por meio do *flare* e do *vent* em um FPSO em operação. Essa abordagem permitiu uma análise integrada de diferentes aspectos, incluindo impactos ambientais, viabilidade econômica e eficiência operacional, com o intuito de identificar qual das fontes de gases recuperados apresenta maior potencial para minimizar os impactos ambientais associados à operação da unidade. Adicionalmente, a metodologia visa fornecer subsídios técnicos para a tomada de decisão, considerando critérios técnicos e de sustentabilidade, com foco na implementação de soluções mais eficazes e alinhadas aos objetivos de redução de emissões de gases de efeito estufa.

A abordagem multicritério para análise de sustentabilidade desenvolvida por Araújo et al. (2015) utiliza uma estrutura que combina regras heurísticas e métricas quantitativas por meio de uma Matriz de Severidade (*Severity Matrix* – SM), proporcionando uma avaliação mais completa e sistematizada. Os indicadores qualitativos adotados foram selecionados com base nos critérios heurísticos sugeridos por Barbosa et al. (2020). Ressalta-se que o critério referente ao aspecto social foi excluído, pois não se enquadra no escopo deste estudo.

Os dados utilizados na análise referem-se a uma unidade de processamento do tipo FPSO instalada na bacia do Pré-sal, operando há 10 anos em um local com lâmina d'água, isto é, espessura da camada de água medida da superfície livre até o fundo do mar (GAUBER, 2022), de aproximadamente 2.240 metros.

A adoção de uma abordagem Multicritério tem como objetivo correlacionar os critérios heurísticos qualitativos com métricas quantitativas. O resultado desse processo é o Índice de Grau Verde (*Green Degree Criteria Index* – GDCI), utilizado para potencializar cada um dos indicadores e gerar o Fator de Criticidade (*Criticality Factor* – CF), que, por sua vez, é convertido em um Grau de Sustentabilidade (*Sustainability Degree* – SD). Isso possibilita a avaliação da metodologia proposta.

O método descrito por Araújo et al. (2015) é fundamentado em cinco passos, os quais serão detalhados nas seções subsequentes:

- 1) Definição e pontuação da tecnologia proposta baseado nos Critérios de *Design* Verde;
- 2) Definição e pontuação da tecnologia baseado nas métricas quantitativas;
- 3) Cálculo da Matriz de Severidade;

- 4) Cálculo do Fator de Criticidade;
- 5) Cálculo do Grau de Sustentabilidade.

3.1 DEFINIÇÃO E PONTUAÇÃO DAS TECNOLOGIAS BASEADO DOS GDCS

Os processos são avaliados de acordo com métricas qualitativas de critérios de *design* verde (GDC's) e métricas quantitativas de sustentabilidade (SM's) para a avaliação do desempenho ambiental-econômico. Os GDC's são escolhidos a partir de critérios heurísticos na Tabela 3.1, que abrangem os princípios da química verde (Anastas e Warner, 1998) e da engenharia verde (Abraham e Nguyen, 2003), de acordo com sua adequação aos processos em questão (Anastas e Zimmerman, 2003).

Tabela 3.1 – Critérios de Design Verde.

GDC	Critérios de Design Verde
GDC#1	A prevenção do desperdício, em vez do tratamento, é a estratégia mais eficaz de proteção ambiental
GDC#2	Separação/purificação projetada para minimizar o consumo de energia e uso de materiais
GDC#3	<i>Design</i> para um “pós-vida” comercial
GDC#4	Maximização da eficiência mássica
GDC#5	Maximização da eficiência energética
GDC#6	Maximização da eficiência de espaço
GDC#7	Integração de fluxos disponíveis de energia e materiais
GDC#8	Utilização de insumos, saídas de materiais e energia que sejam inerentemente os menos perigosos possível
GDC#9	Utilização de materiais auxiliares que sejam inerentemente os menos perigosos possível
GDC#10	Desenvolvimento de soluções de engenharia envolvendo comunidades e partes interessadas

Fonte: Barbosa et. al., 2020.

Após a definição dos GDCs, foi preciso atribuir uma pontuação a cada um deles, considerando o grau de aderência das tecnologias analisadas a esses critérios. Esse processo de pontuação segue o princípio da criticidade: processos com menor aderência ao GDC recebem valores mais altos, enquanto aqueles com maior aderência recebem valores mais baixos.

Os processos são pontuados em termos de GDC's, criando uma matriz GDCS de dimensão da seguinte forma:

$GDCS_{i,j}$ é 1, 3 ou 9 se o processo i ($i = 1 \dots np$) tiver, respectivamente, boa, média ou baixa conformidade com o GDC j ($j = 1 \dots nc$).

3.2 DEFINIÇÃO E PONTUAÇÃO DAS TECNOLOGIAS BASEADO NAS MÉTRICAS QUANTITATIVAS

Foram definidas métricas quantitativas baseadas em indicadores econômicos e em indicadores ambientais. Diferentemente das métricas qualitativas, essa metodologia de pontuação gera valores numéricos diretos, eliminando a necessidade de atribuir notas subjetivas. A partir dos valores obtidos, atribuiu-se uma nota específica ao indicador, conforme explicado a seguir.

O foco do estudo é avaliar o projeto na esfera ambiental e econômica e, portanto, não foi avaliado quanto ao âmbito social.

3.2.1 Definição das métricas ambientais

As métricas ambientais são essenciais para avaliar como as tecnologias afetam o meio ambiente, permitindo identificar oportunidades de melhoria de eficiência e redução de impactos negativos. Para garantir resultados consistentes, é importante que essas métricas sejam fundamentadas nas informações acessíveis ao engenheiro no estágio de aplicação da metodologia.

Para o presente estudo, foram selecionadas métricas que avaliam o impacto das tecnologias propostas sobre o meio ambiente, no que tange a emissão de GEE na produção de petróleo em FPSOs.

As emissões em ambas as fontes analisadas seguem uma metodologia de cálculo de estimativa baseada na *API Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Natural Gas and Oil Industry*.

As emissões de GEE provenientes do *flare* de alta pressão foram estimadas com base em dados reais operacionais da unidade, e na aplicação dos coletados em equações que calculam a emissão de gás combustionado e não combustionado.

Já os cálculos das emissões de metano por ventilação foram realizados utilizando dados reais da unidade e utilizando uma equação de correlação. Essa metodologia é amplamente reconhecida e fornece diretrizes padronizadas para a estimativa de emissões de GEE na indústria (API, 2021).

3.2.1.1 Fator de emissão por barril de petróleo

O indicador de emissões por unidade de barril equivalente produzido tem se consolidado como o principal parâmetro para avaliação do desempenho climático das companhias do setor de óleo e gás (TAVARES; ESTEVES, 2023).

Neste trabalho, o indicador adotado será utilizado para quantificar as emissões de GEE associadas às fontes analisadas, permitindo a realização de uma avaliação comparativa entre os projetos propostos. Para tanto, será considerada a massa de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) emitida pela unidade em cada cenário, ou seja, a quantidade de CO_{2e} liberada com a implementação do projeto de recuperação de *flare* e, separadamente, com a recuperação de *vent*. Dessa forma, valores menores do indicador representam maior vantagem ambiental na alternativa de recuperação dos gases, evidenciando a opção mais sustentável sob a ótica das emissões de GEE.

O indicador será calculado por meio da Equação 1.

$$\text{Fator de emissão por Boe} = \frac{CO2_e E}{Boe} \quad (1)$$

Onde,

CO_{2e} E: Massa de CO_{2e} emitida (kg).

Boe – Barris de petróleo produzido.

3.2.1.2 Fator de emissão não recuperada:

O segundo indicador proposto é definido como a razão entre a quantidade de gás emitido e a quantidade total de gás passível de recuperação (ou seja, a soma do gás recuperado e do gás emitido) na unidade operacional. Dessa forma, valores próximos de zero indicam alta eficiência na recuperação de gases, enquanto valores próximos de um indicam baixa eficiência e maior impacto ambiental.

Este indicador permite comparar de forma objetiva o desempenho ambiental de diferentes projetos, e será calculado a partir da Equação 2.

$$ENR = \frac{CO2_e E}{CO2_e E + CO2_e R} \quad (2)$$

Onde,

ENR: Fator de emissão não recuperada.

$CO_{2e}E$: Massa de CO_2e emitida (kg).

$CO_{2e}R$: Massa de CO_2e recuperada (kg).

3.2.2 Definição das métricas econômicas

Para avaliar a viabilidade e rentabilidade da implementação das tecnologias propostas, foram definidas métricas econômicas que auxiliem na tomada de decisões. No contexto das emissões de GEE, as métricas econômicas selecionadas para este trabalho foram o custo do projeto por tonelada de gás recuperado em cada projeto.

3.2.2.1 Custo por tonelada de CO_2e

O indicador econômico proposto consiste no cálculo do investimento inicial necessário para instalar o projeto em cada sistema (CAPEX). Para composição desse valor, foram considerados os custos com engenharia, materiais, instalação, logística e taxas de materiais de importação, além de todos os estudos de segurança necessários. Foram usados os preços corrigidos da unidade de referência em questão. Ambos os projetos consistem na instalação de tubulações para redirecionamento dos gases ao sistema de tratamento da unidade, juntamente com sistemas de controle para monitoramento e operação e, portanto, a análise da vida útil dos equipamentos não se apresenta como um fator relevante para a diferenciação entre eles. Isso ocorre porque a durabilidade dos materiais e dos equipamentos utilizados é semelhante em para os dois projetos, assim como os custos de manutenção ao longo do tempo, que tendem a ser equivalentes.

Dessa forma, a avaliação do CAPEX será direcionada exclusivamente ao investimento inicial necessário para a implementação de cada sistema, levando em consideração as diferenças no volume de gás recuperado e na complexidade do arranjo de tubulações do sistema. Essa métrica permite avaliar o custo total do projeto em função da quantidade de gás recuperado ao longo do período remanescente de operação da unidade. Ela é expressa em termos de custo por tonelada de gás recuperado a partir das seguintes variáveis e pode ser calculada com a Equação 3:

$$\text{Custo por tonelada} = \frac{Ct}{Kg - CO_{2e}R} \quad (3)$$

Onde.

Ct: Custo total do projeto em USD.

Kg-CO₂eR: Massa CO₂ equivalente recuperadas com o projeto (kg).

3.2.3 Pontuação das métricas ambientais e econômicas

Segundo Araújo et al. (2015), as métricas ambientais e econômicas devem ser organizadas em uma matriz M, onde as linhas representam os processos analisados (np) e as colunas correspondem às diferentes métricas quantitativas (nm). Essas métricas são normalizadas dividindo cada elemento de uma coluna pelo valor médio daquela métrica, resultando na matriz NM, conforme Equação 4.

$$NM_{ij} = \frac{M_{ij}}{\langle M_{ij} \rangle} \quad (4)$$

Na qual,

- NM_{ij} : Métrica quantitativa normalizada ($i=1, \dots, nm$) para a tecnologia definida ($j=1, \dots, np$);
- M_{ij} : Métrica ($i=1, \dots, nm$) para a tecnologia definida ($j=1, \dots, np$);
- $\langle M_j \rangle$: Média da métrica ($i=1, \dots, nm$) para a tecnologia definida ($j=1, \dots, np$).

Assim, é possível montar a matriz NM por meio da Equação 5:

$$NM = \begin{bmatrix} Nm_{1,1} & Nm_{1,2} & \cdots & Nm_{1,nm} \\ Nm_{2,1} & Nm_{2,2} & \cdots & Nm_{2,nm} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ Nm_{np,1} & Nm_{np,2} & \cdots & Nm_{np,nm} \end{bmatrix}_{np \times nm} \quad (5)$$

Onde,

- NM : Matriz com métricas quantitativas normalizadas;
- Nm : Elementos da matriz NM;
- np : Quantidade de tecnologias/processos;
- nm : Quantidade de métricas quantitativas.

Depois da construção da matriz NM, torna-se possível pontuar as métricas de acordo com seu desempenho e, por fim, atualizar a matriz NM pela matriz NM', conforme Equação 6, que será composta pelos valores das pontuações obtidas para cada métrica avaliada em cada processo, por meio do seguinte critério:

- 1 = Bom desempenho, se $Nm_{ij} < 1$;
- 3 = Médio desempenho, se $1 \leq Nm_{ij} < 3$;
- 9 = Baixo desempenho, se $Nm_{ij} \geq 3$.

$$NM' = \begin{bmatrix} Nm'_{1,1} & Nm'_{1,2} & \cdots & Nm'_{1,nm} \\ Nm'_{2,1} & Nm'_{2,2} & \cdots & Nm'_{2,nm} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ Nm'_{np,1} & Nm'_{np,2} & \cdots & Nm'_{np,nm} \end{bmatrix}_{np \times nm} \quad (6)$$

No qual:

- NM' : Matriz com pontuação atribuída $n=[1, 3 \text{ ou } 9]$ para cada métrica quantitativa;
- Nm' : Elementos da matriz NM' ;
- np : Quantidade de tecnologias/processos;
- nm : Quantidade de métricas quantitativas.

3.3 CÁLCULO DA MATRIZ DE SEVERIDADE

Para a obtenção da matriz de severidade, o primeiro passo consiste no cálculo do Índice de Criticidade do Grau Verde (*Green Degree Criticality Index* – GDCI). Esse índice quantifica o grau de criticidade ambiental de cada processo, considerando os pesos atribuídos pela política adotada (*Policy Weight Vector* – PWV), conforme estabelecido por Araújo et al. (2015).

A definição do PWV foi realizada com base na relevância de GDC para os projetos analisados. Dessa forma, os GDCs considerados menos aplicáveis a ambos os projetos receberam os menores pesos. O PWV, portanto, reflete a importância relativa de cada indicador no contexto específico da avaliação, sendo calculado conforme Equação 7.

$$PWV = \frac{W}{nc} \quad (7)$$

No qual:

- PWV : Vetor de Peso de Política;
- W : Peso para cada indicador;
- nc : Quantidade de métricas qualitativas (GDCs).

O PWV será, portanto, um vetor coluna com o número de linhas igual a quantidade de indicadores. Assim, a matriz $GDCI$ é apresentada de forma simplificada na Equação 8 e de forma mais detalhada na Equação 9.

$$GDCI = GD \cdot PWV \quad (8)$$

$$GDCI = \begin{bmatrix} gd_{1,1} & gd_{1,2} & \cdots & gd_{1,nm} \\ gd_{2,1} & gd_{2,2} & \cdots & gd_{2,nm} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ gd_{np,1} & gd_{np,2} & \cdots & gd_{np,nm} \end{bmatrix}_{np \times nm} \cdot \begin{bmatrix} wp_1 \\ wp_2 \\ \cdots \\ wp_{nc} \end{bmatrix}_{nc \times 1} \quad (9)$$

No qual:

- $GDCI$: Índice de Criticidade do Grau Verde;
- GD : Matriz com as pontuações recebidas para cada GDC em cada tecnologia;
- PWV : Vetor de Peso de Política;
- gd : Elementos da matriz GD ;
- wp : Elementos do PWV ;
- np : Quantidade de tecnologias/processos;
- nm : Quantidade de métricas quantitativas;
- nc : Quantidade de métricas qualitativas (GDCs).

Visando superar a limitação do $GDCI$, que se baseia exclusivamente em métricas qualitativas e, por isso, oferece uma avaliação restrita da intensidade dos impactos potenciais, foi desenvolvida a Matriz de Severidade (*Severity Matrix* – SM). A elaboração da SM envolveu a integração de métricas quantitativas às qualitativas, permitindo uma análise mais completa. Para viabilizar esse procedimento, foi criada a Matriz de Fatores de Criticidade do Grau Verde (*Matrix of Green Degree Criticality Factors* – $MGDCI$), que resulta da combinação entre o

GDCI e o número de métricas quantitativas, conforme ilustrado de forma simplificada na Equação 10 e detalhada na Equação 11.

$$MGDCI = GDCI_{np \times 1} \cdot [1 \quad 1 \quad \dots \quad 1]_{1 \times nm} \quad (10)$$

$$MGDCI = \begin{bmatrix} gdc_{1,1} & gdc_{1,2} & \dots & gdc_{1,nm} \\ gdc_{2,1} & gdc_{2,2} & \dots & gdc_{2,nm} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ gdc_{np,1} & gdc_{np,2} & \dots & gdc_{np,nm} \end{bmatrix}_{np \times nm} \quad (11)$$

No qual:

- *MGDCI*: Matriz de fatores de criticidade do grau verde;
- *GDCI*: Índice de Criticidade do Grau Verde;
- *gdc*: Elementos da matriz GDCI;
- *np*: Quantidade de tecnologias/processos;
- *nm*: Quantidade de métricas quantitativas.

Conforme Rocha (2014), o produto de Hadamard entre duas matrizes de mesmas dimensões, A e B, é definido pela multiplicação elemento a elemento, resultando em uma nova matriz cujas entradas são obtidas pelo produto dos elementos correspondentes das matrizes originais, conforme apresentado na Equação 12. No presente trabalho, essa operação foi utilizada para combinar as matrizes MGDCI e NM', possibilitando a construção da matriz de severidade a partir do produto de Hadamard entre elas.

$$A \circ B = \begin{bmatrix} a_{1,1}b_{1,1} & \dots & a_{1,n}b_{1,n} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{m,1}b_{m,1} & \dots & a_{m,n}b_{m,n} \end{bmatrix} \quad (12)$$

Este método se diferencia da multiplicação tradicional de matrizes, onde cada entrada da matriz resultante é a soma dos produtos das entradas de linhas e colunas das matrizes originais, pois cada elemento é tratado de forma independente dos outros elementos, levando a uma operação mais simples e direta. Assim, aplicando a Equação 12 para as matrizes MGDCI e NM', obtém-se a Equação 13, que é detalhada na Equação 14.

$$SM_{np \times NM} = MGDCI_{np \times nm} \circ NM'_{np \times nm} \quad (13)$$

$$SM = \begin{bmatrix} mgdci_1 Nm'_{1,1} & mgdci_1 Nm'_{1,2} & \dots & mgdci_1 Nm'_{1,nm} \\ mgdci_2 Nm'_{2,1} & mgdci_2 Nm'_{2,2} & \dots & mgdci_2 Nm'_{2,nm} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ mgdci_{np} Nm'_{np,1} & mgdci_{np} Nm'_{np,2} & \dots & mgdci_{np} Nm'_{np,nm} \end{bmatrix}_{np \times nm} \quad (14)$$

No qual:

- SM : Matriz de severidade;
- $MGDCI$: Matriz de fatores de criticidade do grau verde;
- NM' : Matriz com pontuação atribuída $n=[1, 3 \text{ ou } 9]$ para cada métrica quantitativa normalizada;
- $mgdci$: Elementos da matriz $MGDCI$;
- Nm' : Elementos da matriz NM' ;
- np : Quantidade de tecnologias/processos;
- nm : Quantidade de métricas quantitativas.

3.4 CÁLCULO DO FATOR DE CRITICIDADE

Com o objetivo de aprimorar o processo de tomada de decisão, Araújo et al. (2015) propuseram a utilização de índices de desempenho unificados, denominados Fator de Criticidade (*Criticality Factor* – CF) e Grau de Sustentabilidade (*Sustainability Degree* – SD). O cálculo do CF é realizado a partir da combinação do Índice de Criticidade do Grau Verde (GDCI) com a matriz NM' , conforme apresentado na Equação 15. Posteriormente, o CF é convertido em Grau de Sustentabilidade por meio do Índice de Severidade. Vale ressaltar que valores elevados de CF e reduzidos de SD indicam menor sustentabilidade da tecnologia avaliada, enquanto valores baixos de CF e altos de SD refletem processos menos críticos e, consequentemente, maior sustentabilidade.

$$CF = GDCI_{np \times 1} \cdot \left(NM'_{np \times nm} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \dots \\ 1 \end{bmatrix}_{nm \times 1} \right) = \begin{bmatrix} gdc i_1 \cdot \sum_{j=1}^{nm} Nm'_{1,j} \\ gdc i_2 \cdot \sum_{j=1}^{nm} Nm'_{2,j} \\ \dots \\ gdc i_{np} \cdot \sum_{j=1}^{nm} Nm'_{np,j} \end{bmatrix}_{np \times 1} \quad (15)$$

No qual:

- *CF*: Fator de Criticidade;
- *GDCI*: Índice de Criticidade do Grau Verde;
- *NM'*: Matriz com pontuação atribuída $n=[1, 3 \text{ ou } 9]$ para cada métrica quantitativa normalizada;
- *gdc i*: Elementos do vetor GDCI;
- *Nm'*: Elementos da matriz NM';
- *np*: Quantidade de tecnologias/processos;
- *nm*: Quantidade de métricas quantitativas.

Outra forma de se obter o CF seria realizar o somatório linha a linha da matriz SM. Calcula-se o Índice de Severidade (Severity index – SI) por meio da Equação 16.

$$SI = \frac{100}{cf_{ref}} \cdot CF \quad (16)$$

No qual:

- *SI*: Índice de Severidade;
- *cf_{ref}*: Fator de criticidade de um processo selecionado (entre as quatro tecnologias) como referência;
- *CF*: Fator de Criticidade.

3.5 CÁLCULO DO GRAU DE SUSTENTABILIDADE

Por fim, com os valores de SI determinados, é possível calcular o Grau de Sustentabilidade, que constitui o resultado final da avaliação. Essa métrica incorpora tanto os aspectos ambientais quanto os critérios econômicos, proporcionando uma análise abrangente e equilibrada do desempenho das alternativas de processo. Dessa forma, o Grau de Sustentabilidade serve como um instrumento valioso para apoiar decisões fundamentadas e criteriosas.

O SD pode ser calculado a partir da Equação 17.

$$SD = 100 \cdot \left[\begin{array}{c} 1 \\ \frac{1}{si_1} \\ 1 \\ \frac{1}{si_2} \\ \dots \\ 1 \\ \frac{1}{si_{np}} \end{array} \right]_{np \times 1} \quad (17)$$

No qual:

- SD : Grau de Sustentabilidade;
- np : Quantidade de tecnologias/processos;
- si_i : Elemento i do vetor SI.

Os resultados do SD podem ser analisados de duas maneiras diferentes. Caso o cfref adotado corresponda ao processo com o menor fator de criticidade, o SI desse processo será 100 e o SD terá valor igual a 1. Nessa situação, os demais processos, que apresentam CF superiores, terão SI acima de 100 e SD inferiores a 1. Portanto, quanto mais próximo de 1 for o SD de um processo, maior será sua sustentabilidade. Por outro lado, se o cfref escolhido for o do processo com o maior CF, este terá SI igual a 100 e SD igual a 1, enquanto os outros processos apresentarão SI menores que 100 e SD superiores a 1. Nesse caso, quanto mais elevado e distante de 1 for o SD, mais sustentável será o processo. Em suma, independentemente do critério utilizado, valores mais altos de SD indicam processos com maior sustentabilidade.

4 ESTUDO DE CASO

As iniciativas avaliadas no presente trabalho consistem na captura e no direcionamento de gases do *flare* ou do *vent* dos tanques de carga ao processamento de gás da unidade. Após a coleta, o gás será reintegrado ao fluxo original do processo produtivo e enviado para a unidade de compressão e tratamento de gás. O destino final do gás tratado será definido com base nas necessidades operacionais, podendo ser utilizado como gás combustível, gás de injeção ou exportado.

O Estudo de Caso apresentado neste capítulo tem como objetivo demonstrar a aplicação prática das ferramentas e metodologias desenvolvidas para a avaliação dos projetos propostos. A análise realizada concentrou-se na aderência dos projetos aos GDCs e às métricas estabelecidas, utilizando como premissas dados como volume de produção, capacidade da planta e percentual de recuperação de gases. A comparação entre as tecnologias foi feita com base em métricas quantitativas e qualitativas.

Este Estudo de Caso também destaca a relevância de uma abordagem integrada e criteriosa na seleção das tecnologias para a redução de emissões de GEE. A análise considera não apenas os aspectos técnicos e ambientais, mas também os aspectos econômicos, reforçando a importância de soluções que equilibrem eficiência operacional, sustentabilidade e viabilidade financeira.

4.1 FPSO DE REFERÊNCIA

Para realização do trabalho foram utilizados dados fornecidos por uma empresa com ampla experiência no setor de operação de FPSOs, atuando há mais de 20 anos no mercado. A planta utilizada no trabalho possui capacidade de produção e de tratamento de 24.000 Sm³/dia (a 15.6°C e pressão de 101.3 kPa) de petróleo bruto e 24.000 m³/dia de água produzida, além de realizar o tratamento e a compressão de 8.000.000 Sm³/dia de gás associado contaminado com CO₂ e H₂S. A capacidade máxima de gás *lift* da planta é de 2.000.000 Sm³/dia, a pressão máxima do gás que é exportado é de 25.000 kPa(a) e a capacidade de exportação é de 72.000.000 Sm³/dia.

A planta de gás é composta por dois estágios de recuperação de vapor, sistemas de compressão principal A e B, remoção de H₂S, desidratação e compressor de reinjeção. A capacidade dos compressores e equipamentos já existentes na unidade determina o volume de

gás de *flare* ou *vent* que poderá ser recuperado, uma vez que a planta de gás já existente será responsável por tratar esses gases.

Diversos cenários operacionais foram considerados durante a etapa de engenharia e construção para dimensionamento, especificação e aquisição dos equipamentos da planta de processo. Esses cenários abrangem desde condições de máxima produção de óleo, gás ou água, até situações com diferentes concentrações de CO₂ e variações de temperatura, arraste de líquidos e carga térmica do sistema. Também são avaliados cenários que simulam a chegada de fluidos em diferentes temperaturas, a presença de injeção de água salina e a atuação sob cargas térmicas elevadas. Cada cenário é projetado para testar limites específicos dos sistemas de separação, tratamento e exportação, assegurando que a planta seja capaz de operar de forma segura e eficiente sob diferentes condições durante todo seu ciclo de vida.

Neste estudo, todos os cálculos foram com base nos dados de processo correspondentes a um cenário caracterizado por uma produção expressiva de gás, da ordem de 8 milhões de metros cúbicos padrão por dia (8 MMscfd), com uma concentração moderada de dióxido de carbono (3%). Tal cenário proporciona uma base técnica robusta, equilibrando complexidade e aplicabilidade prática, ao representar uma condição operacional intermediária e relevante para o dimensionamento de sistemas de compressão e tratamento de gás. Essa configuração reflete uma situação típica de campos do pré-sal, nos quais o gás produzido requer etapas de tratamento, mas não apresenta teores extremos de CO₂, que demandariam soluções altamente especializadas.

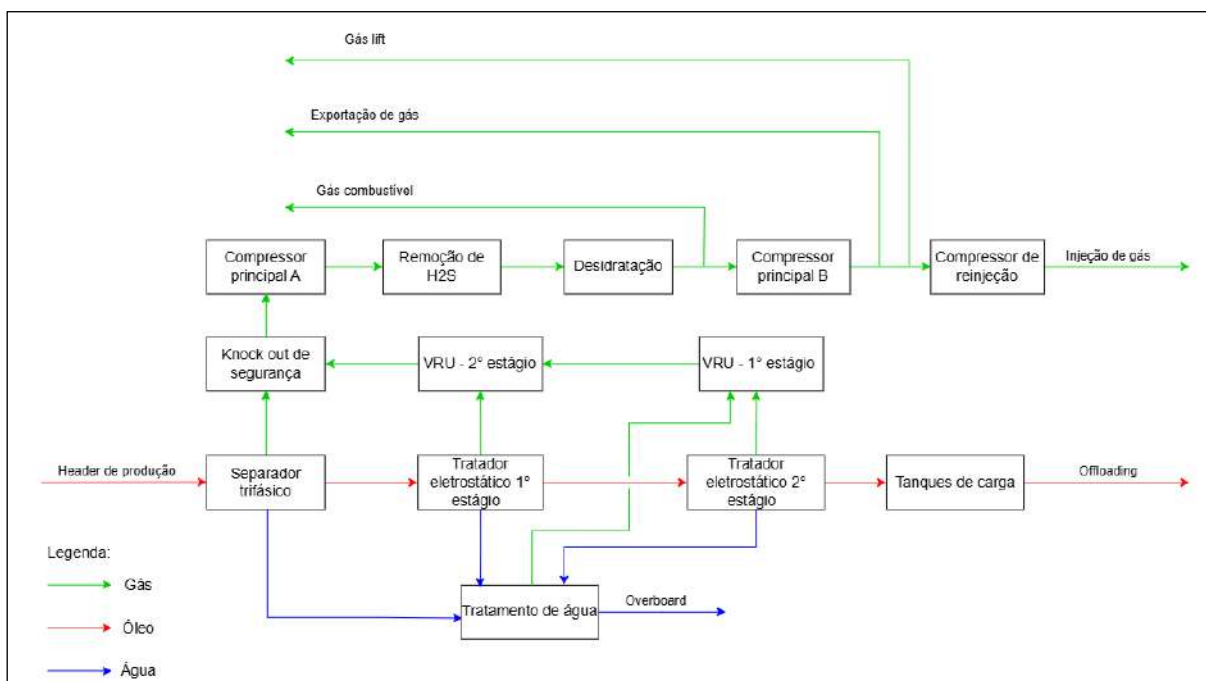
A capacidade de recuperação de gases na unidade está condicionada às limitações dos equipamentos atualmente instalados. Assim, nas seções seguintes será descrita a análise detalhada das capacidades dos compressores da planta de gás, com o objetivo de determinar o volume de gás que pode ser recuperado sem a necessidade de alteração dos equipamentos atuais da planta e sem comprometer a eficiência operacional dos compressores e demais equipamentos existentes.

4.2 CAPACIDADE DE RECUPERAÇÃO DOS COMPRESSORES DA UNIDADE

A capacidade de recuperação dos gases na unidade está condicionada às limitações dos equipamentos atualmente instalados. Assim, nas seções a seguir, será apresentada uma análise detalhada das capacidades dos compressores da planta de gás, com o objetivo de determinar o volume de gás que pode ser recuperado.

A Figura 4.1 apresenta um diagrama de processo simplificado da unidade de referência.

Figura 4.1 – Diagrama de processo simplificado do FPSO de referência



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.1 Unidade de recuperação de vapor

O sistema de compressão de gás é composto por dois estágios de recuperação de vapor, operando de forma integrada. No primeiro estágio, o gás proveniente do tratador eletrostático de segundo estágio e do sistema de tratamento de água é comprimido até uma pressão de 105 kPag. Após essa etapa, o gás na saída dos compressores do primeiro estágio é combinado com o gás oriundo do tratador eletrostático de primeiro estágio e, em seguida, é direcionado aos compressores do segundo estágio. Nesse segundo estágio, o gás é comprimido até atingir uma pressão de 1954 kPag.

As capacidades dos compressores da unidade de recuperação de vapor são:

- Primeiro estágio 14.885 kg/h
- Segundo estágio 34.808 kg/h

Os balanços de massa da unidade indicam que a vazão mássica de entrada no primeiro estágio da VRU é de 14.222 kg/h, enquanto a vazão operacional no segundo estágio é de 32.394 kg/. Há portanto uma capacidade de 663 kg/h de recuperação de gás na unidade, referente ao primeiro estágio de compressão, que é o que possui menor margem operacional para recuperação de gases adicionais.

4.2.2 Compressão principal A

A unidade de compressão principal A é composta por três compressores, cada um com capacidade nominal de 175.857 kg/h. Considerando que esse sistema foi projetado para operar com apenas 2 compressores simultaneamente, nesse caso com uma máquina reserva fora de operação, acionada apenas caso um dos dois em operação venham a falhar, a capacidade nominal do sistema de compressão principal A é de 351.714kg/h. Esses compressores são responsáveis por comprimir o gás proveniente do *Free Water Knock Out Drum* e da descarga do segundo estágio da VRU, até uma pressão de 6.346 kPag.

A vazão operacional de entrada no primeiro estágio da unidade de compressão é de 326.732 kg/h, o que representa 93% da capacidade total da unidade. Essa utilização parcial indica que o sistema opera com uma margem operacional razoável, próxima de 7%, permitindo a absorção de aumentos na vazão de gás, como no caso da recuperação de gases.

4.2.3 Compressão Principal B

A unidade de Compressão Principal B é composta por dois estágios de compressão que possuem a mesma configuração da A, ou seja, duas máquinas operando simultaneamente e uma máquina fora de operação. Cada compressor do primeiro estágio possui uma capacidade nominal de 137.781 kg/h cada (totalizando 275.562 kg/h), enquanto os compressores do segundo estágio possuem uma capacidade nominal de 143.581 kg/h cada (totalizando 287.162 kg/h). O gás comprimido é utilizado para elevação de gás e exportação.

As vazões operacionais observadas são de 255.120 kg/h na entrada de ambos os estágios, o que representa 93% da capacidade do primeiro estágio e 89% do segundo. Essa utilização reduzida indica que o sistema opera com uma margem operacional também em torno de 7%, permitindo aumentos na vazão de gás.

4.2.4 Reinjeção de gás

O gás na saída da compressão principal B está pronto para o destino final, podendo ser destinado à exportação ou à elevação de gás. O gás que não é usado para esses fins, é reinjetado no reservatório a uma pressão de 55.000 kPa(a). Para isso, há um sistema de reinjeção com pressão de entrada de 25.000 kPa, composto por dois compressores, cada um com capacidade de processamento de 165.337 kg/h. Nesse sistema de compressão, não há previsão de máquinas reservas. Assim, a capacidade total de compressão é de 330.674 kg/h. O compressor recebe o

gás e o descarrega na pressão de reinjeção de 55.000 kPag. A vazão operacional é de 275.562 kg/h.

Essa vazão operacional representa 83% da capacidade total do sistema de compressores, indicando que o sistema opera com uma margem operacional de 17% em relação à sua capacidade máxima. Essa margem reflete a diferença entre a capacidade total dos compressores e a vazão efetivamente processada, garantindo uma reserva operacional significativa para lidar com variações de demanda ou condições inesperadas.

Em resumo, a análise demonstrou que os compressores da unidade apresentam margens operacionais, permitindo absorver aumentos na vazão de gás, como a recuperação de gases de *flare* e *vent*, sem comprometer a eficiência dos equipamentos. No entanto, essa capacidade adicional é limitada pelo compressor da VRU, que possui a menor margem operacional disponível, considerando as condições atuais de operação, sendo essa capacidade de 15,912 toneladas de gás por dia.

4.3 API COMPENDIUM

A quantificação precisa das emissões de GEE é um desafio central para a indústria de óleo e gás, impulsionado tanto por preocupações ambientais quanto por exigências regulatórias em evolução. Nesse contexto de necessidade de métodos de estimativa consistentes e padronizados, foi publicado pelo *American Petroleum Institute* (API) o *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Natural Gas and Oil Industry*, que representa uma compilação de métodos amplamente reconhecidos e utilizados para a estimativa de emissões de GEE. Este documento, desenvolvido pelo API com a colaboração de representantes de diversas empresas do setor, não é apresentado como um padrão ou prática recomendada, mas sim como um compêndio de metodologias de estimativa comumente utilizadas. Sua primeira versão foi lançada em 2001, tendo passado por atualizações subsequentes para refletir as práticas em evolução e incorporar colaborações internacionais.

O *API Compendium* abrange a estimativa de emissões para os principais GEEs, incluindo CO₂, CH₄ e N₂O, classificando as fontes em categorias como combustão, *venting* e fontes fugitivas. Para cada categoria, o *compendium* detalha diversas abordagens de estimativa, fornecendo diretrizes e exemplos.

4.4 ESTIMATIVA DE EMISSÃO DE GÁS NO *FLARE*

A quantidade de vapor queimado em um sistema de *flare* aberto corresponde ao volume acumulado de vazamento de vapor proveniente de diversas fontes, como válvulas de controle e dispositivos de alívio de pressão. Esses vazamentos ocorrem conforme o projeto do sistema, garantindo que ele permaneça seguro para operação. Assim, a quantidade total de vazamento de vapor é estimada com base nas suposições gerais da Empresa em relação aos sistemas de processo.

A eficiência de combustão no piloto do *flare* é assumida como sendo de 98%, conforme a recomendação do *API Compendium*. Isso implica que 2% do vapor não é queimado e é liberado diretamente na atmosfera. Esse componente não queimado também é considerado em relação à liberação direta de CH₄ presente no vapor. Assume-se que o conteúdo de CH₄ no vapor seja de 83,99% molar, o valor máximo possível.

As emissões totais são avaliadas em termos de equivalência de CO₂ para um ano operacional e para toda a vida útil remanescente do projeto. A equação e os parâmetros relevantes para calcular as emissões de CO₂ provenientes da queima no *flare* são adotados do “*Title 40 of the Code of Federal Regulations, Environmental Protection Agency (EPA), Chapter I, Part 98, §98.253 Calculating GHG Emissions*”, conforme apresentado a seguir:

4.4.1 Emissão de combustão e emissão direta de metano no *flare*

A massa de gás emitida associada a combustão será calculada pela Equação 18.

$$E_{cc} = E_f \times WC \times F \times HHV \times E_{mF} \quad (18)$$

Onde,

- E_{cc} : Emissões de combustão no *flare* (kg/ano);
- E_f : Eficiência de combustão do *flare* (%);
- WC : Conversão de peso de quilogramas para toneladas (ton/kg);
- F : Quantidade de vapor queimado no *flare* (MMScfd);
- HHV : Poder calorífico superior do vapor (Btu/Scf);
- E_{mF} : Fator de emissão para combustão no *flare* (kg/MMBtu).

Para o caso de combustão incompleta, que resulta na emissão direta de CH₄, a metodologia do *API Compendium* é empregada, estando também alinhada com a abordagem

da EPA. A emissão Direta de Metano devido à Combustão Incompleta será calculada pela equação 19.

$$E_{ci} = F \times CH_4\% \times (1-E_f) \times MMCH_4 \times (WC/MVC) \times GWPC_{CH_4} \quad (19)$$

Onde,

- E_{ci} : Emissão direta de metano devido à combustão incompleta (ton/ano);
- F : Quantidade de vapor queimado no *flare* (MMScfd);
- $CH_4\%$: Porcentagem molar de CH_4 no gás de vapor queimado no *flare* (% molar);
- E_f : Eficiência de combustão do *flare* (%);
- $MMCH_4$: Peso molecular do CH_4 (kg/kmol);
- WC : Conversão de peso de quilogramas para toneladas (ton/kg);
- MVC : Conversão de volume molar ($Sm^3/kmol$);
- $GWPC_{CH_4}$: Potencial de aquecimento global do CH_4 (adimensional).

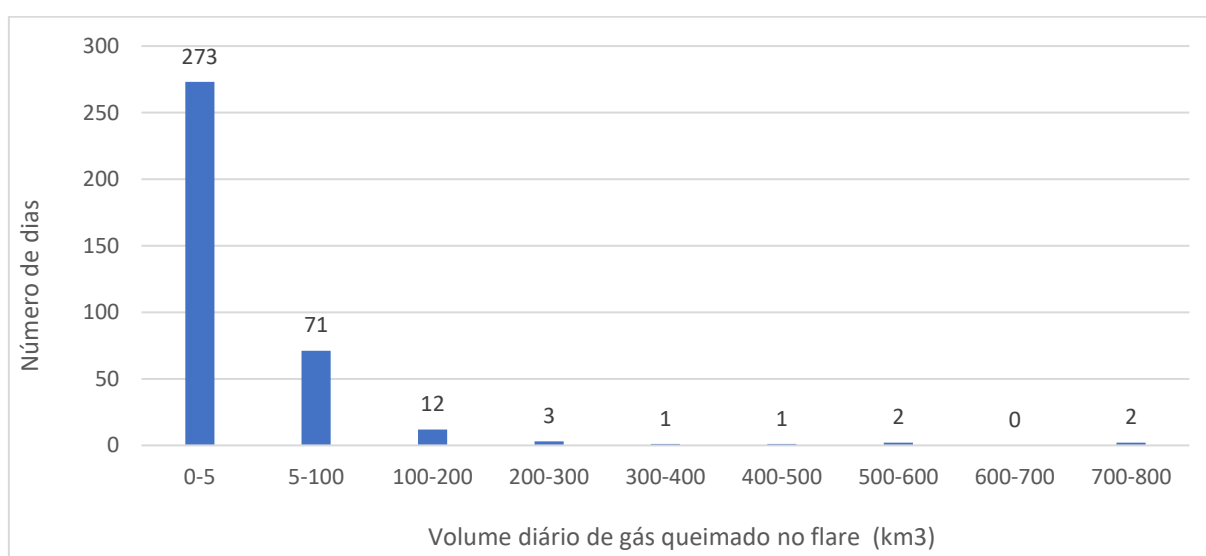
Considerando os dados da unidade de referência e os valores apresentados pela API *Compendium*, foram utilizados os seguintes valores para os cálculos:

- E_f : Eficiência de combustão do *flare* = 98%;
- WC : Conversão de peso de quilogramas para toneladas = 0,001 ton/kg;
- F : Quantidade de vapor queimado no *flare* = valor específico da unidade de referência, em MMScfd;
- HHV: Poder calorífico superior do vapor = 1230,6 Btu/Scf;
- EmF : Fator de emissão para combustão no *flare* = 60 kg/MMBtu;
- $CH_4\%$: Porcentagem molar de CH_4 no gás de vapor queimado no *flare* = 83,99% molar
- $MMCH_4$: Peso molecular do CH_4 = 16 kg/kmol;
- MVC : Conversão de volume molar = 23,685 $Sm^3/kmol$;

- GWPC_{H4}: Potencial de aquecimento global do CH₄ = 28.

Dados reais da unidade indicam que, ao longo de um ano, 94% das emissões do *flare* de alta pressão situam-se na faixa de 0 a 100.000 m³/dia, sendo que 87% dessas emissões estão concentradas no intervalo de 0 a 5.000 m³/dia. A Figura 4.2 apresenta a distribuição anual das emissões do *flare* de alta pressão por faixa de vazão.

Figura 4.2 – Distribuição Anual das Emissões do flare de Alta Pressão por Faixa de Vazão (km³/dia).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para os cálculos deste trabalho, foi considerada uma média diária de emissão de 970 m³ de gás no *flare*, valor que representa a média dos dados observados dentro do intervalo de 0 a 5.000 m³/dia. A Tabela 4.1 mostra os valores obtidos para estimativa de emissão no *flare*.

Tabela 4.1 – Valores obtidos para estimativa de emissão no *flare*

Parâmetro	Unidade	Valores
Taxa de fluxo de vapor no <i>flare</i>	MMscfd	0,06
Emissão CO ₂ de Gás de Combustão (98%)	tCO ₂ /dia	4,34
Emissão CO ₂ e de Gás Não Combustionado (2%)	tCO ₂ e/dia	0,0019
Total emissão diária de CO ₂ e	tCO ₂ e/dia	4,3419

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.5 ESTIMATIVA DE EMISSÃO DE GÁS NO VENT

O item 6 do API *Compendium* é integral para a quantificação de emissões diretas provenientes de Processos e Ventilações Operacionais. Esta seção é abrangente e detalha métodos de cálculo para uma vasta gama de fontes de venting encontradas em diferentes segmentos da indústria de gás natural e petróleo, como exploração, produção, coleta e compressão, processamento de gás natural, transmissão e armazenamento, entre outros. As metodologias são apresentadas por tipo de equipamento, tipo de combustível ou prática operacional, buscando equilibrar simplicidade computacional com precisão adequada para inventários.

Dentre as fontes de *venting* abordadas, destacam-se as emissões de *flashing* que ocorrem quando o óleo cru ou condensado, pressurizado a temperaturas elevadas no separador, é transferido para um tanque de armazenamento em pressão atmosférica. Além do *flashing*, também são consideradas as perdas por movimentação (*working losses*) e perdas de repouso (*standing losses*). As metodologias para a estimativa das emissões de *flashing* incluem abordagens baseadas em equações de correlação, métodos baseados em gráficos, e o uso de fatores de emissão simplificados. Para a aplicação das metodologias, é necessário considerar dados operacionais específicos da instalação, como vazão, pressão e temperatura do separador, grau API do óleo, bem como a composição do gás liberado, utilizando concentrações de metano do gás no tanque. O compêndio recomenda o uso de valores padrão para a composição do gás no tanque na ausência de dados específicos do local.

4.5.1 Equação de Vasquez-Beggs – Abordagem por Equação de Correlação

A equação de Vasquez-Beggs (VBE) é um tipo de abordagem por equação de correlação amplamente empregada para prever o comportamento pressão-volume-temperatura (PVT) de óleos voláteis e sistemas de condensado de gás.

A VBE é determinada por uma sequência de equações, que estão apresentadas a seguir.

Primeiramente, deve ser feito o cálculo da gravidade específica do gás a 6,89 barg (100 psig) por meio da Equação 20.

$$SG_x = SG_i \times \left[1.0 + 0.00005912 \times \text{API} \times (T_i \times 1.8 + 32) \times \log \left(\frac{P_i \times 14.503 + 14.7}{114.7} \right) \right] \quad (20)$$

Onde:

SGx: densidade relativa do gás dissolvido a 100 psig (-);

SGi : densidade relativa do gás dissolvido nas condições iniciais (0,90) (-);

API: gravidade API do óleo no tanque de armazenamento a 15,6 °C (27°API);

Ti: temperatura no separador a montante do COT (normalmente a temperatura do vaso de flash) (40 °C);

Pi: pressão no separador a montante do COT (normalmente a pressão do vaso de flash) (2,7 barg).

Com o valor da gravidade específica do gás a 6,89 barg, é realizado o cálculo da razão de gás *flash* por barris armazenados de óleo por meio da Equação 21.

$$R_S = C_1 \times SG_X \times (P_1 \times 14.503 + 14.7)^{C_2} \times \exp\left(\frac{C_3 \times API}{(T_i \times 1.8 + 32) + 460}\right) \quad (21)$$

Onde,

- RS: razão da produção de gás *flash* para barris padrão de óleo no tanque de armazenamento. (barris de óleo corrigidos para 15,6 °C) (scf/bbl);
- SGX: gravidade do gás dissolvido a 6,89 barg (-);
- Pi: pressão no separador (barg);
- API: gravidade API do óleo no tanque de armazenamento a 15,6 °C (°API);
- Ti: temperatura no separador (°C);
- Para $API \leq 30^\circ API$: $C_1 = 0,0362$, $C_2 = 1,0937$, $C_3 = 25,724$ (-);
- Para $API > 30^\circ API$: $C_1 = 0,0178$, $C_2 = 1,187$, $C_3 = 23,931$ (-).

Por fim, a emissão de metano pode ser calculada por meio da Equação 22.

$$E_{CH_4} = R_S \times C_{vgás} \times \left(\frac{1}{C_{vóleo}}\right) \times V_{óleo} \times \left(\frac{C_{massa}}{C_{vmolar}}\right) \times CH_4 \times MM_{CH_4} \quad (22)$$

Onde,

- ECH₄: Emissão mássica de CH₄ (tonelada);
- RS: razão da produção de gás *flash* para barris padrão de óleo no tanque de armazenamento (scf/bbl);
- C_{vgás}: conversão de volume de gás (Sm³/scf);
- C_{vóleo}: Conversão de volume de óleo (m³/bbl);
- Vóleo: Volume de produção de óleo (m³/dia);
- C_{massa}: Conversão de massa (tonelada/kg);

- CVmolar: conversão de mol para volume (Sm^3/kmol);
- CH_4 : fração volumétrica de CH_4 (% vol);
- MMCH₄: peso molecular do CH_4 (kg/kmol).

Para os cálculos de emissão de metano provenientes do gás *flash*, foram adotados os seguintes valores de referência: a gravidade específica inicial do gás dissolvido foi considerada como 0,90, a gravidade API do óleo no tanque de armazenamento é 27°API, a temperatura no separador a montante do COT é 40°C, e a pressão no separador é 2,7 barg. Para o cálculo da razão de gás *flash*, foram utilizados os coeficientes $C_1 = 0,0362$, $C_2 = 1,0937$ e $C_3 = 25,724$, adequados para óleos com $\text{API} \leq 30$. O volume de produção de óleo considerado é de 24.000 m^3/dia , com as conversões e frações necessárias detalhadas a seguir:

- Cvgas: Conversão de volume de gás = 0,02831685 Sm^3/scf ;
- Cvoleo: Conversão de volume de óleo = 0,1589873 m^3/bbl ;
- Cmassa: Conversão de massa = 0,001 t/kg;
- CVmolar: Conversão de mol para volume = 23,685 Sm^3/kmol ;
- CH_4 : Fração volumétrica de CH_4 = 27,4% vol;
- MMCH₄: Peso molecular do CH_4 = 16 kg/kmol ;

O potencial de aquecimento global ou GWP (*Global Warming Potential*) consiste numa métrica simples para avaliar o impacto no clima das emissões de diferentes substâncias, de modo a possibilitar uma comparação entre as mesmas que possa ser usada na definição de estratégias para limitar as mudanças climáticas antropogênicas (VIEIRA, 2008). Aplicando os valores apresentados acima nas Equações 20, 21 e 22, e considerando o GWP do metano, a quantidade de emissões equivalentes de dos tanques de armazenamento pôde ser calculada.

Os resultados dos valores para cálculo de emissão no *vent* estão apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Valores para cálculo de emissão no *vent*

Parâmetro	Unidade	Valores
API	°API	27
Ti	°C	40
Pi	barg	2,7
SGx	-	0,85
RS	-	8,25
Emissão de CH_4	tCH_4/dia	6,53

Emissão diária CO ₂ e	tCO ₂ e/dia	182,84
----------------------------------	------------------------	--------

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.6 DEFINIÇÃO E PONTUAÇÃO DAS TECNOLOGIAS COM BASE NOS GDCS

Com as definições dos GDCs, foi possível avaliar a aderência de cada tecnologia em relação a cada critério definido.

Ambos os projetos analisados utilizam a mesma estratégia: a recuperação dos gases e o retorno dos mesmos para o sistema de tratamento/compressão de gás da planta. Dessa forma, a pontuação dos GDCs para os dois projetos apresenta similaridades significativas, com algumas diferenças pontuais devido às características específicas de cada aplicação.

Uma das principais diferenças entre os projetos está relacionada à abrangência da recuperação dos gases. No caso do projeto de recuperação dos gases de *vent*, é possível recuperar praticamente todos os gases provenientes dos tanques de carga, garantindo uma aderência total ao conceito de prevenção do desperdício (GDC #1). Por outro lado, no projeto de recuperação dos gases do *flare* de alta pressão, a recuperação está limitada aos eventos em que o *flare* não é acionado por *trips* de equipamentos da planta de gás. Nessas situações de emergência, o sistema de recuperação não atua, restringindo o potencial de recuperação total dos gases do *flare*. Sendo assim, a recuperação de *vent* apresenta maior aderência ao GDC#1, quando comparada à recuperação de *flare*.

Além disso, os cálculos de emissão apontam para um maior volume de CO₂e liberado no *vent*, o que também garante ao projeto maior aderência ao GDC#4 (maximização da eficiência mássica), e a utilização de gás combustível em detrimento do gás inerte para inertização dos tanques de carga garante ao projeto do *vent* uma aderência ao GDC#5 (maximização da eficiência energética), uma vez que não será mais necessário geração de gás inerte pelo gerador e/ou pela caldeira da unidade.

Ambos os projetos apresentam aderência a critérios como a de maximização da eficiência de espaço (GDC#6) e integração de fluxos disponíveis de energia e materiais (GDC#7). Para o projeto de *vent*, a aderência ao GCD #6 é considerada inferior ao do *flare*, uma vez que exige um pouco mais de espaço por conta do ejetor para aumento da pressão dos gases, conforme será detalhado adiante.

A baixa aderência aos GDCs #2, #3, #8 e #9 é comum a ambos os projetos.

O GDC#10 propõe uma visão integrada e avaliação ambiental, promovendo uma compreensão das interconexões sistêmicas. Além disso, destaca a importância de adaptar as

soluções às características geográficas, aspirações e culturas locais, visando a harmonia ambiental e a aceitação comunitária. Esse GDC não foi considerado para a análise em questão.

4.6.1 Resumo das pontuações dos GDCs

A Tabela 4.3 resume a conformidade dos projetos com relação aos nove critérios heurísticos selecionados.

Tabela 4.3 – Pontuação dos GDCs para cada projeto.

GDC	Recuperação de <i>flare</i>	Recuperação de <i>vent</i>
GDC#1	3	1
GDC#2	9	9
GDC#3	9	9
GDC#4	3	1
GDC#5	9	3
GDC#6	1	3
GDC#7	1	1
GDC#8	9	9
GDC#9	9	9

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.7 DEFINIÇÃO E PONTUAÇÃO DAS TECNOLOGIAS COM BASE NAS MÉTRICAS QUANTITATIVAS

4.7.1 Cálculo das métricas ambientais

As métricas ambientais foram calculadas de acordo com as equações apresentadas na Seção 3.2.1.

Com base no exposto na Seção 4.2, a capacidade de recuperação de gás da planta é de 15,912 toneladas por dia.

A unidade produz, diariamente, 150.952,8 barris de petróleo. Nas seções 4.4 e 4.5 foram estimadas emissões de 4,34 toneladas de CO₂ por dia provenientes do *flare* de alta pressão e 6,53 toneladas de CH₄ por dia provenientes do *vent* dos tanques de carga.

Os valores obtidos no cálculo do fator de emissão são de **0,001212** para a recuperação do *flare* de alta pressão e **0,000029** para a recuperação de *vent*.

Para o cálculo de fator de emissão não recuperada, considerou-se que a massa de CO₂ emitida na unidade corresponde à quantidade que pode ser recuperada com a implementação dos projetos. Essa abordagem foi adotada para simplificar o cálculo, uma vez que as demais

fontes de emissão da plataforma — como combustão em equipamentos, emissões fugitivas e emissões no *flare* decorrentes de paradas de equipamentos — são equivalentes para ambos os projetos.

Assim, foram somadas as emissões totais de gases provenientes do *flare* e do *vent*. O valor diário de emissão de GEE em carbono equivalente calculado é de 187,3 toneladas. No cenário de recuperação de gases do *vent*, o fator de emissão não recuperada é de 2%, enquanto o mesmo fator para recuperação de gás de *flare* é de 98%.

4.7.2 Cálculo das métricas financeiras

Para o cálculo das métricas financeiras, foi considerado o custo do investimento inicial de cada projeto, partindo da premissa de que os custos operacionais (OPEX) dos dois sistemas são semelhantes. Devido à escassez de dados específicos sobre custos de implementação desses sistemas na literatura, optou-se por utilizar como referência os custos históricos de materiais, serviços e projetos realizados a bordo da unidade estudada ao longo de sua operação. Todos esses dados também foram fornecidos pela empresa operadora.

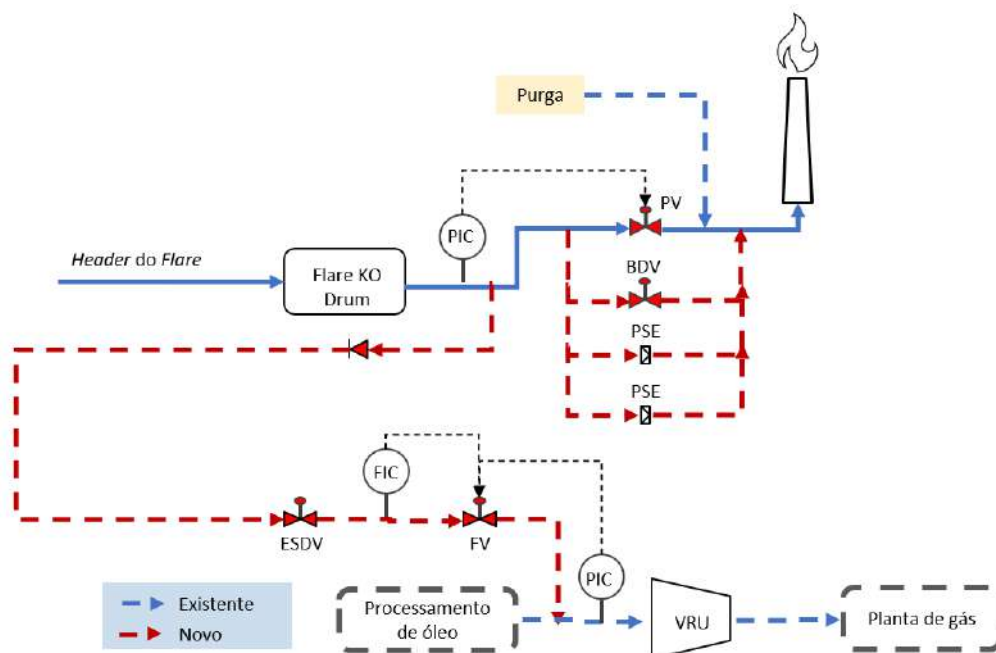
Assim, as estimativas de custo apresentadas nas subseções a seguir foram fundamentadas em informações históricas e práticas da unidade de referência, buscando refletir a realidade operacional observada ao longo do tempo. Os valores obtidos se alinham ao nível de detalhamento esperado para uma estimativa FEED (Front-End Engineering Design) das alternativas avaliadas, que, por apresentar um nível de detalhamento ainda limitado, adota uma margem de variação típica de estimativas básicas.

Para os cálculos apresentados, foi considerada uma base operacional de 356 dias por ano, em vez dos 365 dias convencionais. Essa premissa se fundamenta em dados do estudo de disponibilidade operacional da unidade, que indicam uma média anual de aproximadamente 9 dias de parada de produção da unidade de referência. Essa abordagem visa refletir de maneira mais realista as condições operacionais observadas ao longo dos anos.

4.7.2.1 Projeto de recuperação de gases do *flare*

A Figura 4.3 representa um esquema típico de projeto de recuperação de gases do *flare*, destacando os principais itens considerados na estimativa de custo do projeto.

Figura 4.3 – Esquema de projeto de recuperação de gases do *flare*



Fonte: Elaborado pelo autor.

A recuperação dos gases do *flare* só é possível quando toda a planta de gás está operando normalmente, ou seja, quando o envio de gás ao *flare* não é decorrente de um *trip* de equipamento da planta de gás, uma vez que o *flare* da unidade é considerado um dispositivo de segurança operacional e da tripulação de bordo. Sendo assim, o sistema de recuperação do *flare* requer a instalação de um conjunto de válvulas, que é responsável por alternar a destinação do gás de alta pressão para o *flare* ou para o processo a depender da condição da planta.

Foi considerada a seguinte lista de principais materiais para implementação do projeto, com o custo básico estimado de cada item.

- Uma válvula de *shutdown* de emergência (ESDV) para impedir a recuperação dos gases para o processo e garantir o direcionamento dos mesmos ao *flare* em caso de *trip* de algum equipamento da planta de gás (190k USD).
- Uma válvula de *blowdown* (BDV) que, quando acionada, permite que o gás seja rapidamente direcionado ao *flare*, reduzindo a pressão do sistema e prevenindo danos aos equipamentos ou riscos de explosão. É um elemento essencial para garantir que, em cenários de falha, o sistema possa ser despressurizado de forma controlada e segura (190k USD).
- Dois discos de ruptura, que são dispositivos de segurança passiva, projetados para abrir automaticamente quando a pressão atinge um valor predeterminado. Eles atuam como última linha de defesa em caso de falha das válvulas de

controle ou da lógica de automação, permitindo o alívio imediato da sobrepressão e evitando danos aos equipamentos e riscos à segurança operacional (35k USD cada).

- Uma válvula de controle responsável por regular a vazão de gás direcionada à VRU. Seu papel é garantir que o fluxo de gás enviado à VRU não exceda a capacidade do compressor, evitando sobrecarga e possíveis falhas operacionais. O controle preciso da vazão é essencial para a eficiência e segurança do sistema de recuperação (32k USD).
- Uma válvula de controle que atua como um dispositivo operacional para evitar sobrepressão e danos aos equipamentos do sistema. Caso haja bloqueio ou indisponibilidade do sistema de recuperação, a válvula é responsável por abrir e direcionar os gases ao piloto do *flare* (32k USD).
- Tubulação e acessórios para transporte dos gases do sistema de *flare* até a VRU. Deve ser dimensionada e especificada para suportar as pressões e vazões envolvidas, além do material adequado para os gases que estão sendo transportados (1,05 MM USD).

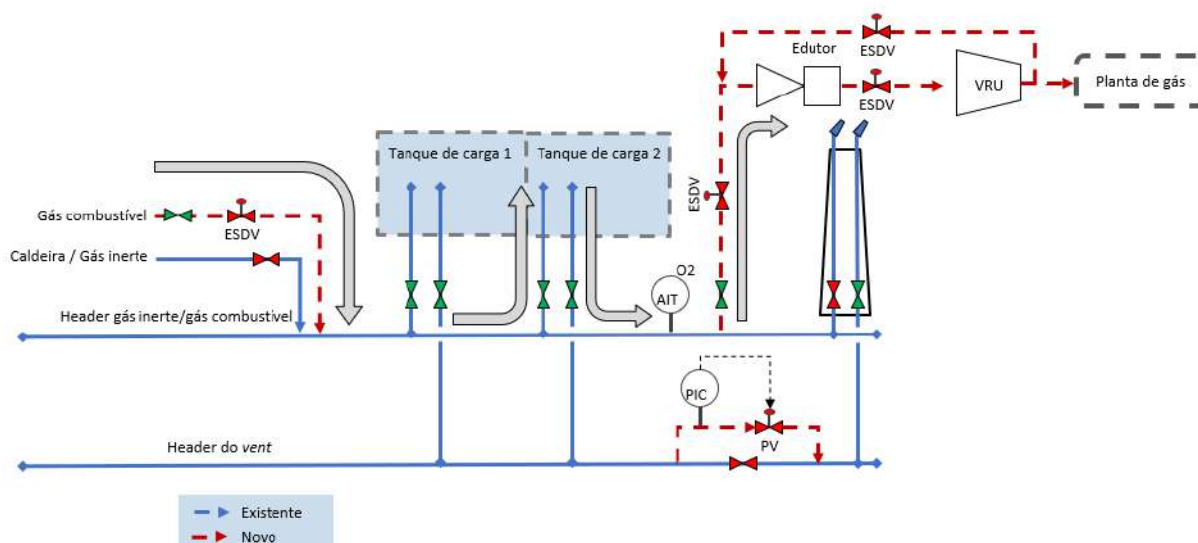
Considerando o custo de aquisição dos materiais listados, instalação a bordo, engenharia e estudos de risco associados aos novos cenários operacionais, a estimativa do valor total de investimento para implementação do projeto é em torno de 5,0 milhões de dólares com variação de $\pm 20\%$ e tempo de execução previsto de 18 a 24 meses.

Levando em conta que a média de duração dos contratos de operação é de 20 a 25 anos e que a unidade analisada já se encontra em operação há 10 anos, foi adotado, para fins deste estudo, um período remanescente de 10 anos de operação. Nesse período, o valor total estimado de recuperação é de 15.462 toneladas de CO₂e. O custo do projeto por tonelada de carbono equivalente recuperado é, portanto, 323,36 USD/tonelada.

4.7.2.2 Projeto de recuperação de gases de *vent*

O sistema de recuperação de gases do *vent* é concebido para direcionar os gases de *vent*, normalmente liberados à atmosfera, para a VRU. A Figura 4.4 representa um esquema típico considerado para estimativa de custo da implementação do projeto de recuperação de gases dos tanques de carga.

Figura 4.4 – Esquema de projeto de recuperação de gases do *vent*



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como os gases provenientes dos tanques de armazenamento estão tipicamente em pressão atmosférica, enquanto a entrada da VRU requer uma pressão superior, é necessária a instalação de um edutor. O edutor é um dispositivo mecânico que opera com base no princípio de converter a energia do fluxo primário em arraste de um fluido secundário. Está entre os dispositivos industriais padrão utilizados para movimentação de líquidos, partículas e gases, ou para criar vácuo (KOIRALA, 2022). Com ele, é possível promover a sucção e pressurização dos gases de *vent*, viabilizando seu envio eficiente à VRU.

Uma outra modificação feita com a implementação do projeto é o uso do gás combustível produzido na própria unidade para a inertização dos tanques, substituindo o uso de gás inerte gerado por sistemas dedicados. Essa solução aumenta a eficiência operacional, reduz o consumo de recursos e permite que o gás combustível seja posteriormente recuperado pela VRU, minimizando perdas e emissões.

Por fim, assim como no sistema de *flare*, é fundamental garantir que, em caso de indisponibilidade da planta de gás, o sistema permita a emissão controlada dos gases de *vent*, assegurando a integridade operacional e a segurança da unidade.

Considerando o exposto, foi considerada a seguinte lista de materiais principais para implementação do projeto:

- Uma válvula de controle responsável por regular a vazão do gás alinhado ao *vent*, que tem como objetivo garantir que a vazão de gás alinhada à VRU esteja dentro da capacidade operacional do sistema, evitando sobrecarga do compressor, além de assegurar que, em caso de indisponibilidade do sistema de recuperação, esses gases serão ventilados para a atmosfera, evitando a sobrepressão dos tanques de carga (32k USD).
- Tubulação e acessórios para direcionamento do gás à VRU. Deve ser dimensionada de forma a suportar as condições de pressão e vazão do processo (500k USD).
- Tubulação e acessórios para direcionamento do gás combustível ao tanque destinada a viabilizar a utilização do gás combustível como gás de inertização (1,15 USD).
- Edutor, que é um dispositivo essencial para o sistema, permitindo a transferência dos gases de vent dos tanques (em pressão atmosférica) para a VRU (em pressão aproximada de 70 kPag). O edutor utiliza um fluxo motriz para criar vácuo, promovendo a sucção e pressurização dos gases, garantindo seu envio eficiente à VRU (600k USD).
- Três válvula de *shutdown* de emergência (ESDV) para impedir a recuperação dos gases para o processo e garantir o direcionamento dos mesmos ao *vent* em caso de indisponibilidade de algum equipamento da planta de gás (140k USD cada).
- Analisador de oxigênio, cuja função é a de garantir que o gás recuperado dos tanques de carga não irá contaminar o gás de processo devido ao seu teor de oxigênio (100k USD).

Considerando o custo de aquisição dos materiais, instalação a bordo, engenharia e estudos de risco dos novos cenários operacionais, a estimativa de investimento para implementação do projeto é de aproximadamente 7,5 milhões de dólares, com variação de $\pm 20\%$ e tempo de execução previsto de 18 meses.

Ainda considerando o período de 10 anos remanescentes de operação, a estimativa total de recuperação de carbono é de 651.327 toneladas de CO₂e. O custo do projeto, por sua vez, corresponde a 11,51 USD por tonelada de carbono equivalente recuperado.

4.7.3 Pontuação das métricas ambientais e econômicas

As métricas ambientais e econômicas foram inicialmente normalizadas pela média de cada uma. Isso significa que cada métrica de cada processo foi dividida pelo valor médio dos processos analisados para aquela métrica, permitindo a atribuição de pontuações conforme suas aderências. Compilando os valores de todas as métricas quantitativas previamente obtidas, tem-se a Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Compilado das métricas obtidas para os projetos.

Esfera	Métrica	Recuperação de <i>Flare</i>	Recuperação de <i>Vent</i>
Ambiental	Fator de emissão por barril	0.001211994	0.00002877
	Fator de emissão não recuperada (%)	98%	2%
Econômica	Custo por tonelada de CO ₂ e	\$323.36	\$11.51

Fonte: Elaborado pelo autor.

Normalizando os resultados e representando-os em forma de matriz, na qual as linhas representam os projetos avaliados e as colunas correspondem às métricas, obtém-se a Equação 23:

$$NM = \begin{bmatrix} 1,954 & 0,0464 \\ 1,96 & 0,04 \\ 1,931 & 0,0687 \end{bmatrix} \quad (23)$$

Com a matriz NM, foi possível realizar a pontuação com base nos valores encontrados para a normalização das métricas quantitativas, conforme a metodologia exposta no Capítulo 3. As pontuações das tecnologias estão apresentadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Pontuação das métricas quantitativas

	Fator de emissão por barril	Fator de emissão não recuperada (%)	Custo por tonelada de CO ₂ e
Recuperação de <i>Vent</i>	3	3	3
Recuperação de <i>Flare</i>	1	1	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores da matriz NM foram substituídos pela pontuação correspondente de aderência à metrica, formando a matriz NM' apresentada na Equação 24.

$$NM' = \begin{bmatrix} 3 & 3 & 3 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (24)$$

4.8 CÁLCULO DA MATRIZ DE SEVERIDADE

Para o cálculo da matriz de severidade, foi necessário primeiramente determinar a matriz GDCI.

No conjunto de nove GDCs considerados, quatro apresentaram baixa aderência a ambos os projetos avaliados, ou seja, sua capacidade de diferenciar o desempenho entre os projetos é limitada. Para refletir essa característica, esses indicadores receberam pesos significativamente menores no vetor peso de política, reduzindo sua influência no resultado final da análise. Ainda assim, optou-se por mantê-los na avaliação, garantindo uma abordagem abrangente e transparente.

A atribuição dos pesos foi realizada da seguinte forma: cada um dos quatro indicadores de baixa aderência recebeu um peso mínimo pré-definido, enquanto os cinco indicadores restantes, considerados mais relevantes, receberam pesos iguais entre si. A soma total dos pesos do vetor foi mantida igual a 1, conforme prática recomendada em avaliações multicritério. A Equação 25 apresenta a multiplicação da matriz de pontuação para cada GDC em cada projeto pelo vetor de peso de política atribuído a cada indicador. O valor para a matriz GDCI encontrada nesse Estudo de Caso está disponível na Equação 26.

$$GDCI = \begin{bmatrix} 3 & 9 & 9 & 3 & 9 & 1 & 1 & 9 & 9 \\ 1 & 9 & 9 & 1 & 3 & 3 & 1 & 9 & 9 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0,192 \\ 0,01 \\ 0,01 \\ 0,192 \\ 0,192 \\ 0,192 \\ 0,192 \\ 0,01 \\ 0,01 \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$GDCI = \begin{bmatrix} 3,624 \\ 2,088 \end{bmatrix} \quad (26)$$

Para calcular a SM, a MGDCI foi construída combinando o GDCI com a quantidade de métricas quantitativas, por meio da multiplicação da matriz GDCI com o vetor unitário de número de colunas igual ao número de métricas quantitativas, conforme exposto na Equação 27, obtendo-se posteriormente como resultado da multiplicação matricial a Equação 28.

$$MGDCI = \begin{bmatrix} 3,624 \\ 2,088 \end{bmatrix} \cdot [1 \quad 1 \quad 1] \quad (27)$$

$$MGDCI = \begin{bmatrix} 3,624 & 3,624 & 3,624 \\ 2,088 & 2,088 & 2,088 \end{bmatrix} \quad (28)$$

Por fim, a matriz de severidade foi calculada por meio do produto *Hadamard* entre as matrizes MGDCI e NM', cujo cálculo é apresentado na Equação 29 e o resultado final na Equação 30.

$$SM = \begin{bmatrix} 3,624 & 3,624 & 3,624 \\ 2,088 & 2,088 & 2,088 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 3 & 1 \\ 3 & 1 \\ 3 & 1 \end{bmatrix} \quad (29)$$

$$SM = \begin{bmatrix} 32,616 & 10,872 \\ 18,792 & 6,624 \end{bmatrix} \quad (30)$$

4.9 CÁLCULO DO FATOR DE CRITICIDADE

O CF foi calculado conforme Equação 15 apresentada anteriormente e seu valor é calculado na Equação 31.

$$CF = \begin{bmatrix} 3,624 \cdot 9 \\ 2,088 \cdot 3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 32,616 \\ 6,264 \end{bmatrix} \quad (31)$$

O SI foi encontrado com a aplicação da Equação 16 e seu valor é apresentado por meio da Equação 32. Foi utilizado o Cref do projeto de recuperação de *vent*, devido ao fato de ser o que apresenta o menor valor de Fator de Criticidade.

$$SI = \frac{100}{6,264} \cdot CF \quad (32)$$

Substituindo os CFs calculados para os projetos, obtém-se a Equação 33.

$$SI = \begin{bmatrix} 520,689 \\ 100 \end{bmatrix} \quad (33)$$

4.10 CÁLCULO DO GRAU DE SUSTENTABILIDADE

Por fim, foi calculado o Grau de Sustentabilidade por meio da Equação 17 e seu valor é apresentado na Equação 34.

$$SD = 100 \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{520,689} \\ \frac{1}{100} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,192 \\ 1,000 \end{bmatrix} \quad (34)$$

5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Este capítulo apresenta uma avaliação dos resultados obtidos por meio da aplicação de uma metodologia multicritério aos projetos propostos para recuperação de gases emitidos em uma unidade de produção de petróleo do tipo FPSO, com foco na análise dos graus de sustentabilidade alcançados por cada alternativa. A abordagem adotada permitiu integrar métricas ambientais, qualitativas e econômicas, proporcionando uma visão abrangente e fundamentada para a tomada de decisão.

Os resultados evidenciaram uma diferença marcante entre as alternativas avaliadas. O fator de sustentabilidade calculado para o projeto de recuperação de gases do *flare* foi de 0,192, enquanto o projeto de recuperação de gases do *vent* apresentou um fator igual a 1. Como o indicador foi estruturado de modo que valores maiores representam maior sustentabilidade, o resultado obtido evidencia que o projeto de recuperação de gases do *vent* se destaca como a opção mais sustentável. Esse desempenho superior reflete não apenas o melhor resultado nas métricas ambientais, mas também uma aderência mais significativa às diretrizes qualitativas de sustentabilidade, mesmo diante de um cenário econômico inicialmente desfavorável devido ao custo de implementação 150% maior do que o projeto do *flare*.

Além disso, os resultados obtidos fornecem subsídios sólidos para decisões estratégicas tanto em unidades em operação que ainda não contam com sistemas de recuperação de gases, quanto no planejamento de novas unidades.

Embora o projeto do *flare* tenha se mostrado menos atrativo sob a ótica dos indicadores utilizados, é importante ressaltar a relevância que essa iniciativa terá para o setor de óleo e gás nos próximos cinco anos, uma vez que requisitos estão sendo estabelecidos para que o *flare* de rotina passe a ser zero até 2030, conforme metas estabelecidas pela OGMP 2.0 (*Oil and Gas Methane Partnership*). A OGMP 2.0 é uma iniciativa global coordenada pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), que reúne mais de 100 empresas do setor com o objetivo de quantificar, reportar e mitigar as emissões de metano com ênfase na mitigação das mudanças climáticas no setor de petróleo e gás.

Assim, uma das principais alternativas para o atingimento da meta de zero flaring de rotina é a recuperação dos gases do *flare* para o processo, uma vez que diversos dispositivos em uma unidade típica de E&P são conectadas ao *flare* e podem apresentar vazamentos ao longo do ciclo de vida, sendo inviável a mitigação desses vazamentos em tempo real.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS

A metodologia proposta de análise de sustentabilidade utilizou o resultado da avaliação dos projetos com base em critérios heurísticos (GDCs) para intensificar ou atenuar o resultado das métricas quantitativas. O resultado da metodologia é um fator de criticidade e um grau de sustentabilidade para dois projetos de recuperação de gás: um recuperando gases do *flare*, e outro recuperando gases do *vent*. Os GDCs selecionados para o estudo foram:

- GDC#1: A prevenção do desperdício, em vez do tratamento, é a estratégia mais eficaz de proteção ambiental;
- GDC#2: Separação/purificação projetada para minimizar o consumo de energia e uso de materiais;
- GDC#3: Design para um “pós-vida” comercial;
- GDC#4: Maximização da eficiência mássica;
- GDC#5: Maximização da eficiência energética;
- GDC#6: Maximização da eficiência de espaço;
- GDC#7: Integração de fluxos disponíveis de energia e materiais;
- GDC#8: Utilização de insumos, saídas de materiais e energia que sejam inerentemente os menos perigosos possível;
- GDC#9: Utilização de materiais auxiliares que sejam inerentemente os menos perigosos possível.

As métricas quantitativas adotadas neste estudo consideram tanto a redução das emissões de gases de efeito estufa proporcionada pelos projetos quanto os custos associados à sua implementação em unidades já existentes e em operação. Esses custos englobam materiais, itens de segurança, serviços de instalação *offshore* e estudos de segurança necessários para a implementação do projeto.

Os resultados obtidos demonstram que, embora o projeto de recuperação dos gases de *vent* apresente um custo de implementação mais elevado, ele se mostra ambientalmente mais vantajoso quando analisado sob a ótica das emissões de carbono equivalente. A complexidade da instalação desse sistema é maior, pois, além da necessidade de tubulação específica para o direcionamento dos gases e de uma malha de controle adequada, exige a instalação de um edutor devido à pressão atmosférica dos gases provenientes do tanque. Ademais, é necessária a reestruturação do sistema de inertização, que passa a utilizar gás combustível para tal.

Dessa forma, conclui-se que as metodologias e ferramentas desenvolvidas ao longo deste trabalho apresentam potencial para subsidiar a escolha da alternativa mais sustentável

para ser implementada em uma unidade de produção de petróleo. Contudo, ressalta-se a importância de considerar aspectos como a modelagem detalhada dos projetos, a variação dos preços de materiais e a emissão de GEE na fase de *brownfield* do projeto, de modo a apoiar de forma mais robusta o processo de tomada de decisão.

Por fim, é importante ressaltar que a modelagem apresenta limitações, especialmente nos resultados das métricas ambientais, por apresentarem simplificações e hipóteses durante os cálculos de emissão, que poderiam ser aprimorados com informações detalhadas obtidas por meio do desenvolvimento de simulações. Adicionalmente, a inclusão de métricas sociais, como o GDC#10, que considera o impacto nas comunidades e partes interessadas, poderia refinar a ferramenta de apoio à decisão proposta.

As recomendações para pesquisas futuras foram elaboradas a partir das limitações e desafios identificados ao longo do desenvolvimento deste estudo:

- Realizar uma análise comparativa entre o custo do investimento e o valor de mercado do carbono, considerando que este último representa um instrumento econômico que atribui preço às emissões de gases de efeito estufa.
- Aprimorar a avaliação das métricas ambientais por meio da aplicação de simulações e técnicas avançadas de *design* de processos, visando uma análise mais precisa e detalhada.
- Incluir na análise o cálculo das emissões associadas à fabricação dos materiais empregados na execução do projeto, ampliando a abrangência da avaliação ambiental.
- Embora os projetos avaliados apresentem benefícios relevantes, dados da literatura apontam as turbinas a gás utilizadas para geração de energia como a principal fonte de emissões de GEE em um FPSO. No entanto, diante das tecnologias atualmente disponíveis, a implementação de sistemas de recuperação de carbono dos gases de exaustão dessas turbinas ainda não é viável para unidades em operação no Brasil e no mundo. Assim, para que unidades existentes possam se aproximar do objetivo de emissões líquidas zero, torna-se essencial o desenvolvimento e a adoção de tecnologias que reduzam esse impacto e que sejam compatíveis com a instalação em ativos já em operação, dada a limitação de espaço disponível nessas unidades.

REFERÊNCIAS:

- ABRAHAM, M. A.; NGUYEN, N. **Green engineering: defining the principles – results from the Sandestin conference**. Environmental Progress, v. 22, n. 4, p. 233-236, 2003.
- ADDISON, T.; ROE, A. **Extractive industries: the management of resources as a driver of sustainable development**. Oxford: Oxford University Press, 2018.
- ALLAHYARZADEH-BIDGOLI, A. et al. **Energy optimization of an FPSO operating in the Brazilian Pre-salt region**. Energy, v. 164, p. 390-399, 2018.
- ALVES, J. A. B.; POLETTE, M. **Aspectos políticos, econômicos e institucionais da exploração e produção de petróleo e gás no Brasil**. América Latina en la historia económica, v. 28, n. 2, 2021.
- ANASTAS, P. T.; WARNER, J. C. **Green chemistry: theory and practice**. Oxford: Oxford University Press, 2000.
- ANASTAS, P. T.; WILLIAMSON, T. C. (ed.). **Green chemistry: frontiers in benign chemical syntheses and processes**. Oxford: Oxford University Press, 1998.
- ANASTAS, P. T.; ZIMMERMAN, J. B. **Peer reviewed: design through the 12 principles of green engineering**. Environmental Science & Technology, v. 37, n. 5, p. 94A-101A, 2003.
- ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Especial ANP 20 Anos**. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acao-a-informacao/institucional/especial-anp-20-anos>. Acesso em: 5 mar. 2025.
- API. **Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Natural Gas and Oil Industry**. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, nov. 2021. Seção 6-56.
- ARAÚJO, O. Q. F. et al. **Metrics for sustainability analysis of postcombustion abatement of CO₂ emissions: Microalgae mediated routes and CCS (carbon capture and storage)**. Energy, v. 92, p. 556-568, 2015.
- BARBOSA, L. C. et al. **A cleaner and more sustainable decarbonation process via ionic-liquid absorption for natural gas with high carbon dioxide content**. Journal of Cleaner Production, v. 242, p. 118421, 2020.

BARCELOS, J. P. M. **Dispersão de gases inflamáveis em unidade de processamento de petróleo offshore: posicionamento de detectores.** 2013. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

BAUKAL JR, C. E. (ed.). **The John Zink Hamworthy Combustion Handbook: Volume 3 – Applications.** Boca Raton: CRC Press, 2014. p. 256-260. Disponível em: <<https://ftp.idu.ac.id/wp-content/uploads/ebook/tdg/DESIGN> SISTEM>. Acesso em: 6 mar. 2025.

BLANCO, V. L. A. **Diagnóstico de emissões de gases de efeito estufa em plataformas FPSO.** 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, 2006.

CARRANZA SÁNCHEZ, Y. A. **Exergy and environmental assessment of FPSO offshore platforms with CO2 capture and storage.** 2017.

CÂNDIDO, S. F. **Sistemas de produção de petróleo no mar em áreas de grandes lâminas d'água: dimensionamento das linhas e do método de elevação artificial.** 1989. Tese (Doutorado) – [S.l.]: [s.n.], 1989.

CARLOTO, S. M. **Avaliação da viabilidade técnica e econômica da implementação de um sistema de recuperação de gases enviados para a tocha em uma unidade de processamento de gás natural.** 2018.

COSENDEY, L. C. **Metodologia de análise de sustentabilidade de unidades de processamento de gás natural.** 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024.

CHEEMA-FOX, A.; LAPERLA, B. R.; SERAFEIM, G.; TURKINGTON, D.; WANG, H. **Decarbonization factors.** 2019. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3448637>. Acesso em: 21 jan. 2021.

CLIMATE WATCH. **Climate Watch.** Disponível em: https://www.climatewatchdata.org/countries/BRA?end_year=2021&start_year=1990. Acesso em: 6 mar. 2025.

CUCHIVAGUE, H. Y. O. **Análise exergética de um sistema de injeção de CO2 para uma plataforma FPSO e sua integração com Ciclo Combinado e Captura de Carbono.** 2015. Dissertação (Mestrado), 2015.

DAYA GERAK. **The John Zink Hamworthy Combustion Handbook, Second Edition: Volume 3 – Applications.**

DEVOLD, H. **Oil and Gas Production Handbook: An Introduction to Oil and Gas Production.** Oslo: ABB Oil and Gas, 2010. Disponível em: <[https://library.e.abb.com/public/34d5b70e18f7d6c8c1257be500438ac3/Oil and gas production handbook ed3x0_web.pdf](https://library.e.abb.com/public/34d5b70e18f7d6c8c1257be500438ac3/Oil%20and%20gas%20production%20handbook%20ed3x0_web.pdf)>. Acesso em: 6 mar. 2025.

EMAM, E. A. **Gas flaring in industry: an overview.** Petroleum & Coal, v. 57, n. 5, p. 532-555, 2015. Disponível em: https://fortbertholdplan.org/wp-content/uploads/2016/08/pc_5_2015_emam_381.pdf. Acesso em: 26 fev. 2025.

EVBUOMWAN, B. O.; AIMIKHE, V.; DATONG, J. Y. **Simulation and evaluation of a vent gas recovery unit for refineries.** European Journal of Advances in Engineering and Technology, v. 5, n. 10, p. 775-781, 2018.

FESTA-BIANCHET, S. A.; MILANI, Z. R.; JOHNSON, M. R. **Methane venting from uncontrolled production storage tanks at conventional oil wells—Temporal variability, root causes, and implications for measurement.** Elem Sci Anth, v. 11, n. 1, p. 00053, 2023.

FRANÇOSO, M. S.; HIRATUKA, C. **Da exploração à prestação de serviços: a organização espacial das atividades upstream da indústria de petróleo e gás na América do Sul.**

GARBER, Marcos Fernando. **Estruturas flutuantes para a exploração de campos de petróleo no mar (FPSO): apoio à decisão na escolha do sistema.** 2002. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

GGFR – GLOBAL GAS FLARING REDUCTION PARTNERSHIP. **Global Gas Flaring Tracker Report.** 2021. Disponível em: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/1f7221545bf1b7c89b850dd85cb409b0-0400072021/original/WB-GGFR-Report-Design-05a.pdf>. Acesso em: 6 mar. 2025.

GLOBAL SUSTAINABLE INVESTMENT ALLIANCE (GSIA). **Global Sustainable Investment Review.** 2018. Disponível em: <https://www.gsi-alliance.org/trends-report-2018/>. Acesso em: 28 fev. 2025.

HARGREAVES, F. M. **Opções de mitigação das emissões de gases de efeito estufa na indústria de petróleo e gás natural brasileira.** 2019.

Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). **Panorama Geral do Setor de Óleo e Gás.** Rio de Janeiro: IBP, 2024. Disponível em:

<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2024/05/panorama-geral-do-setor-de-og-portugues.pdf>. Acesso em: 5 jun. 2025.

ICCT – INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION. **Carbon intensity of crude oil in Europe, executive summary**. Washington, DC, 2010.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBP); LABORATÓRIO CENERGIA/PPE/COPPE/UFRJ. **O setor de óleo e gás brasileiro em um contexto de emissões líquidas nulas (Net Zero Emissions)**. Rio de Janeiro: IBP, 2022. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2022/08/relatorio-ibp-cenergia-coppe.pdf>. Acesso em: 15 maio 2025.

IOGP. **Environmental performance indicators – Europe 2020 data**. Inglaterra: International Association of Oil and Gas Producers, 2022.

KOIRALA, R. et al. **Performance study of eductor with finite secondary source for membrane distillation**. *Energies*, v. 15, n. 22, p. 8620, 2022.

LU, H.; GUO, L.; ZHANG, Y. **Oil and gas companies' low-carbon emission transition to integrated energy companies**. *Science of the Total Environment*, v. 686, p. 1202-1209, 2019.

MANNING, F. S.; THOMPSON, R. E. **Oilfield Processing: Crude Oil**. Tulsa: PennWell Books, 1995.

MOKHATAB, S.; POE, W. A.; MAK, J. Y. **Handbook of natural gas transmission and processing: principles and practices**. 4. ed. Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2018.

PERRY, R. H.; GREEN, D. W. (ed.). **Perry's Chemical Engineers' Handbook**. 8. ed. New York: McGraw-Hill Education, 2008. Acesso em: 8 maio 2025.

PIMENTEL, B. S.; GONZALEZ, E. S.; BARBOSA, G. **Decision-support models for sustainable mining networks: fundamentals and challenges**. *Journal of Cleaner Production*, v. 112, p. 2145-2157, 2016.

ROCHA, J. M. **A planilha eletrônica como recurso didático: um exemplo com multiplicação de matrizes**. 2014.

SILVA, G. C. R. F.; SANTOS, E. M. D. **Energy and carbon management systems to reduce GHG emissions in the oil & gas industry: standards applications for FPSO vessels decarbonization**. 2024.

SORRELS, J. L. et al. **Chapter 1. Vent S.** In: EPA Air Pollution Control Cost Manual. United States: Environmental Protection Agency, 2017.

TABONE, M. D. et al. **Sustainability metrics: life cycle assessment and green design in polymers.** Environmental Science & Technology, v. 44, n. 21, p. 8264-8269, 2010.

TAVARES, F. B.; ESTEVES, L. E. **A descarbonização do upstream de petróleo e gás natural: o papel da mitigação de emissões de metano.**

THOMÉ, A. M. T. **Descarbonização da cadeia de suprimentos no setor de óleo e gás em projetos de infraestrutura.** 2021. Tese (Doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021.

TORRES, C. M. et al. **Roadmap descarbonização na cadeia de valor da indústria de óleo e gás.** 2022.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP). **Emissions Gap Report 2024: No more hot air ... please!** Nairobi: UNEP, 2024. 100 p. DOI: <https://doi.org/10.59117/20.500.11822/46404>. Disponível em: <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2024>. Acesso em: 6 mar. 2025.

UNITED NATIONS FOR CLIMATE CHANGE. **Paris Agreement.** 2015. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement/key-aspects-of-the-paris-agreement>. Acesso em: 4 mar. 2025.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Chapter 7: Liquid Storage Tanks.** AP-42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors, 5th ed., v. 1, ch. 7, Jan. 2006. Disponível em: https://gaftp.epa.gov/ap42/ch07/s01/final/c07s01_2006.pdf. Acesso em: 10 jun. 2024.

VALLE, M. L. M. **Produtos do setor de combustíveis e de lubrificantes.** Rio de Janeiro: Publit, 2007.

VIEIRA, C. F. A. et al. **Efeitos climáticos do metano na atmosfera.** Revista Tecnologia, v. 29, n. 1, 2008.

U.S. EPA. **Emission factor documentation for AP 42 section 7.1: organic liquid storage tanks.** Estados Unidos da América: U.S. EPA, 2006a. (AP42, Volume 1, Capítulo 7: Liquid Storage Tanks. Final Report).

WORLD BANK. **Regulation of global gas flaring and venting: a global overview.** 2004. Disponível em: <https://documents.worldbank.org/pt/publication/documents-reports/documentdetail/590561468765565919/regulation-of-associated-gas-flaring-and-venting-a-global-overview-and-lessons-from-international-experience>. Acesso em: 7 mar. 2025.

ZHANG, Gongcheng et al. **Giant discoveries of oil and gas fields in global deepwaters in the past 40 years and the prospect of exploration.** Journal of Natural Gas Geoscience, v. 4, n. 1, p. 1-28, 2019.