



Universidade Federal do Rio de Janeiro
Escola Politécnica & Escola de Química
Programa de Engenharia Ambiental

Rodrigo Suzart Alca Barbosa

**ANÁLISE MULTICRITÉRIO DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DE METANO EM
PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS**

Rio de Janeiro
2019



UFRJ

Rodrigo Suzart Alca Barbosa

**ANÁLISE MULTICRITÉRIO DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DE METANO EM
PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Orientadores: Eduardo Gonçalves Serra, D. Sc.

Claudinei de Souza Guimarães, D. Sc.

Rio de Janeiro

2019

Barbosa, Rodrigo Suzart Alca.

Análise multicritério de opções de mitigação de metano em plataformas marítimas de produção de óleo e gás/ Rodrigo Suzart Alca Barbosa. – 2019. 155 f. il. 1,5 cm

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica e Escola de Química, Programa de Engenharia Ambiental, Rio de Janeiro, 2019.

Orientador: Eduardo Gonçalves Serra

Coorientador: Claudinei de Souza Guimarães

1. Gases de Efeito Estufa. 2. Metano. 3. Óleo e Gás. 4. Multicritério. I. Serra, Eduardo e Guimarães, Claudinei de Souza. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola Politécnica e Escola de Química. III. Título.



UFRJ

ANÁLISE MULTICRITÉRIO DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DE METANO EM PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS

Rodrigo Suzart Alca Barbosa

Orientadores: Eduardo Gonçalves Serra, D. Sc.

Claudinei de Souza Guimarães, D. Sc.

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Aprovada pela Banca:

Presidente, Prof. Eduardo Gonçalves Serra, D.Sc, UFRJ

Prof. Claudinei de Souza Guimarães, D.Sc., UFRJ

Prof. Elen Beatriz Acordi Vasques Pacheco, D.Sc, UFRJ

Ana Paula Santana Musse, D.Sc, PETROBRAS

Prof. Clarice Campelo de Melo Ferraz, D.Sc, UFRJ

Rio de Janeiro

2019

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho a minha família e aos amigos da UFRJ e da Petrobras.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Fernando Barbosa e Andréa Suzart, pelo incentivo ao estudo e pelo apoio incondicional durante minha vida acadêmica e profissional.

Ao meu estimado amigo Thiago Pandeiro pela parceria na realização desse curso de mestrado.

Aos meus orientadores Claudinei Guimarães e Eduardo Serra pela contribuição a minha formação científica e pelas críticas construtivas a esse estudo.

A minha ex-gerente e amiga Ângela Martins pelo incentivo ao aprimoramento profissional.

Aos meus estimados colegas e amigos da PETROBRAS, em especial da Gerência de Emissões Atmosférica e Mudança do Clima, profissionais com grande conhecimento técnico-científico que participaram efetivamente na discussão da pesquisa.

RESUMO

BARBOSA, Rodrigo Suzart Alca. **Análise multicritério de opções de mitigação de metano em plataformas marítimas de produção de óleo e gás**. Rio de Janeiro, 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) – Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

O setor de exploração e produção de óleo e gás é um dos mais significativos emissores de metano através de fontes de combustão de combustíveis fósseis e de emissões fugitivas. Existe um aumento crescente do interesse do setor na mitigação das emissões de metano, principalmente devido ao seu impacto no aquecimento global e sua associação a cadeia produtiva do gás natural. No Brasil, existem poucos estudos focados na mitigação do metano no setor de petróleo. O objetivo do presente trabalho é utilizar uma metodologia de análise multicritério para comparar diferentes tecnologias de mitigação de metano, aplicáveis às plataformas marítimas de produção de petróleo e gás. No estudo seis diferentes opções de mitigação foram comparadas através da metodologia de Análise Hierárquica de Processo, considerando critérios ambientais, financeiros e operacionais. Com o problema estruturado em uma hierarquia foi realizado um processo de priorização de seus elementos, atribuindo diferente pesos aos critérios avaliados. Os indicadores ambientais e financeiros foram calculados com base em dados reais de três plataformas marítimas de produção de óleo e gás e os indicadores operacionais foram avaliados por meio de entrevistas com especialistas. Os indicadores quantitativos e qualitativos relativos a cada opção de mitigação foram convertidos em pontuações padrões. Os resultados finais foram calculados para cada opção de mitigação, considerando as pontuações de cada um dos critérios e seus respectivos pesos relativos, obtidos na priorização dos elementos. Essa pontuação única obtida através da Análise Hierárquica de Processo possibilitou a comparação das alternativas de mitigação. A alternativa que recebeu melhor pontuação considerando os critérios avaliados, foi a de recuperação de vapor dos tanques de carga com reaproveitamento energético do metano, sendo destaque devido, principalmente, ao seu alto potencial de mitigação. A alternativa relativa ao processo Gas-to-liquid (GTL) recebeu a menor pontuação devido ao seu alto custo de implantação e baixo desempenho operacional.

Palavras-chave: 1. Gás de Efeito Estufa. 2. Metano. 3. Óleo e gás. 4. Multicritério

ABSTRACT

BARBOSA, Rodrigo Suzart Alca. **Multicriteria analysis of methane mitigation options on offshore oil and gas production platforms**. Rio de Janeiro, 2017. Dissertation (Master in Environmental Engineering) – Polytechnic School and the School Chemistry, Federal University do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

The oil and gas exploration and production sector is one of the most significant methane emitters through sources of fossil fuel combustion and fugitive emissions. There is a growing increase in the interest of the industry in mitigating methane emissions, mainly due to its impact on global warming and its association with the natural gas production chain. In Brazil, there are few studies focused on the mitigation of methane in the oil sector. The objective of the present work is to use a multicriteria analysis methodology to compare different methane mitigation technologies applicable to offshore oil and gas platforms. In the study, six different mitigation options were compared through the Analytic Hierarchy Process methodology, considering environmental, financial and operational criteria. With the problem structured in a hierarchy, a prioritization process of its elements was performed, assigning different weights to the evaluated criteria. Environmental and financial indicators were calculated based on actual data from three oil and gas offshore platforms and the operational indicators were evaluated through interviews with experts. The quantitative and qualitative indicators for each mitigation option were converted into standard scores. The final results were calculated for each mitigation option considering the scores of each criteria and their respective relative weights, obtained in the prioritization of the elements. This unique score obtained through the Analytic Hierarchy Process made it possible to compare the mitigation alternatives. The alternative that received the best score considering the evaluated criteria was the recovery of vapor from cargo tanks with methane energy reuse, being highlighted mainly due to its high potential for mitigation. The alternative to the Gas-to-liquid (GTL) process received the lowest score due to its high implementation cost and low operating performance.

Key-words: 1. Greenhouse Gases. 2. Methane. 3. Oil and gas. 4. Multicriteria

LISTAS DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução da concentração do CH ₄ na atmosfera	24
Figura 2 – Balanço Global de CH ₄ na atmosfera	25
Figura 3 – Histórico de emissões de CO ₂ e por setor no Brasil.....	27
Figura 4 – Histórico de emissões de CH ₄ por setor no Brasil	28
Figura 5 – Emissões de GEE na cadeia de óleo e gás.	29
Figura 6 – Preços de carbono no mundo.	33
Figura 7 – Evolução da produção nacional de petróleo entre os anos de 2007 e 2016.	35
Figura 8 – Evolução da produção nacional de gás natural entre os anos de 2007 e 2016	35
Figura 9 – FPSO Cidade de Santos - PETROBRAS	38
Figura 10 – Esquema simplificado de processamento primário de fluidos nas plataformas.....	39
Figura 11 – Planta de Processamento típica de um FPSO	41
Figura 12 – Turboogerador típico utilizado em uma plataforma do tipo FPSO.....	45
Figura 13 – Unidade de desidratação a glicol.....	48
Figura 14 – <i>Flash tank</i> em uma unidade de desidratação a glicol.....	52
Figura 15 – Esquemática de processo da Tecnologia Gas to Liquid (GTL)	53
Figura 16 – Etapas da Análise Multicritério	57
Figura 17 – Estrutura hierárquica básica do método AHP.....	59
Figura 18 – Estrutura hierárquica proposta para a análise.....	68
Figura 19 – Fluxograma do cenário A: Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com reaproveitamento energético.	72
Figura 20 – Fluxograma do cenário B: Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com envio ao <i>flare</i>	73
Figura 21 – Fluxograma do cenário C: Recuperação do metano do desidratador a glicol com reaproveitamento energético.....	74
Figura 22 – Fluxograma do cenário D: Recuperação do metano do desidratador a glicol com envio ao <i>flare</i>	75
Figura 23 – Fluxograma do cenário E: Detecção e reparo de emissões fugitivas....	76
Figura 24 – Fluxograma do cenário F: Tecnologia Gas-to-Liquid (GTL).	77

Figura 25 – Fluxograma para escolha de metodologia de cálculo de emissões para fontes de combustão estacionárias.....	80
Figura 26 – Fluxograma para escolha de metodologia de cálculo de emissões de <i>flare</i>	82
Figura 27 – Árvore de decisão de metodologia de cálculo de emissões de armazenamento.	86
Figura 28 – Curvas de vapor ventilado de tanques de armazenamento de óleo em função da pressão de separação	87
Figura 29 – Curva de correlação entre capacidade da URV e custos da unidade .	106
Figura 30 – Gráfico com as pontuações de Critério Ambiental de cada cenário de mitigação.....	124
Figura 31 – Pontuações de Critério Financeiro de cada cenário de mitigação.....	132
Figura 32 – Pontuações de Critério Operacional de cada cenário de mitigação	142
Figura 33 – Pontuações finais da AHP para cada cenário de mitigação	146

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação entre os tipos de plataformas	37
Tabela 2 - Fontes de Emissão em plataformas.....	43
Tabela 3 - Tecnologias aplicadas na mitigação de CH ₄	50
Tabela 4 - Plataformas selecionadas para os cenários base.....	71
Tabela 5 - Dados de produção e operação do ano 2016.....	78
Tabela 6 - Fatores de emissão para os turbogeradores	81
Tabela 7 - Razões de vapor emitidas nos tanques de armazenamento.	87
Tabela 8 - Emissões calculadas para os cenários base	89
Tabela 9 - Volumes de vapor calculados para cada cenário de mitigação.	90
Tabela 10 - Emissões calculadas para o cenário de mitigação A.....	92
Tabela 11 - Volumes de vapor para o cenário B.....	93
Tabela 12 - Emissões calculadas para o cenário de mitigação B.....	94
Tabela 13 - Volumes de CH ₄ para o cenário C.....	95
Tabela 14 - Emissões calculadas para o cenário de mitigação C.....	96
Tabela 15 - Emissões calculadas para o cenário de mitigação D.....	97
Tabela 16 – Redução de emissões fugitivas para o cenário E	98
Tabela 17 - Emissões calculadas para o Cenário E	99
Tabela 18 - Volumes de gás direcionados para o processo de GTL	100
Tabela 19 – Emissões de CO ₂ derivadas do processo de GTL.....	100
Tabela 20 - Volume de gás residual queimado pelo <i>flare</i> e ventilado pelos tanques de armazenamento	101
Tabela 21 - Emissões calculadas para o cenário de mitigação F	102
Tabela 22 - Capacidades da URV para o cenário A	103
Tabela 23 - Custos para diferentes capacidades de URV	104
Tabela 24 - Custos para diferentes capacidades de URV - <i>offshore</i>	105
Tabela 25 - Custos corrigidos para diferentes capacidades de URV - <i>offshore</i>	105
Tabela 26 - Custos calculados para o cenário A.....	107
Tabela 27 - Preços de Referência do Gás Natural para 2016	108
Tabela 28 - Receitas calculadas para o Cenário A.....	108
Tabela 29 - Custos calculados para o cenário B.....	109
Tabela 30 - Capacidades da URV para o cenário C.....	109
Tabela 31 - Custos calculados para o cenário C	110

Tabela 32 - Receitas calculadas para o Cenário C.....	110
Tabela 33 - Custos calculados para o cenário D	111
Tabela 34 - Custos calculados para o cenário E.....	112
Tabela 35 - Receitas calculadas para o Cenário E.....	112
Tabela 36 - Custos da URV do Cenário F	113
Tabela 37 - Volume de <i>syncrude</i> produzido	113
Tabela 38 - Custos e receitas de um módulo de GTL (capacidade 1000 pbd)	114
Tabela 39 - Custos e receitas do processo de GTL para o cenário F.....	114
Tabela 40 - Custos e receitas totais do Cenário F	114
Tabela 41 - Pontuações para os indicadores quantitativos.....	115
Tabela 42 - Pontuações para os indicadores qualitativos	116
Tabela 43 – Potencial de mitigação de metano de cada opção de mitigação	118
Tabela 44 – Pontuações do Indicador Potencial de Mitigação de Metano.....	119
Tabela 45 – Pontuações do Indicador Emissões de CO ₂	120
Tabela 46 – Pontuações do Indicador Emissões de N ₂ O	121
Tabela 47 – Pesos relativos para cada indicador ambiental.....	123
Tabela 48 – Pontuação Final do Critério Ambiental.....	124
Tabela 49 – Pontuações do Indicador de Despesas de Capital (CAPEX)	126
Tabela 50 – Pontuações do Indicador de Custos de Operação (OPEX)	127
Tabela 51 – Pontuações do Indicador de Receitas.....	129
Tabela 52 – Pesos relativos para cada indicador financeiro.....	131
Tabela 53 – Pontuação Final do Critério Financeiro	132
Tabela 54 – Perfil dos especialistas.....	134
Tabela 55 – Pontuação para o Indicador de Maturidade	135
Tabela 56 – Pontuação para o Indicador de Integração com a planta de processo.....	136
Tabela 57 – Pontuação para o Indicador de Mão-de-obra qualificada.....	138
Tabela 58 – Pontuação para o Indicador de Segurança Operacional.....	139
Tabela 59 – Pesos relativos para cada indicador operacional.....	141
Tabela 60 – Pontuação Final do Critério Operacional	142
Tabela 61 – Pesos relativos para critério	145
Tabela 62 – Pontuação Final da AHP para cada opção de mitigação englobando os critérios ambiental, financeiro e operacional	145
Tabela 63 – Ranqueamento das opções de mitigação conforme pontuações da AHP	147

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Escala fundamental para a comparação entre pares de indicadores.....	60
Quadro 2 – Possíveis plataformas a serem estudadas	70

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AHP	Análise Hierárquica de Processo
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
ATR	Autothermal Reforming
BAU	Business as Usual
CAPEX	Capital Expenditures
CH₄	Metano
CO₂	Dióxido de Carbono
CPI	Consumer Price Index
DEA	Dietalonamina
E&P	Exploração e Produção de óleo e gás
EOR	Enhanced Oil Recovery
EPA	Environmental Protection Agency
ETS	Emission Trading Scheme
FPSO	Floating, Production, Storage and Offloading Vessels
FSO	Floating, Storage and Offloading Vessels
GEE	Gás de Efeito Estufa
GMI	Global Methane Initiative
IEA	International Energy Agency
IOGP	International Association of Oil & Gas Producers
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPIECA	International Petroleum Industry Environmental Conservation Association
MCTIC	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
MEA	Monoetanolamina
N₂O	Óxido Nitroso
OPEX	Operational Expenditures
PBMC	Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas
POX	Partial Oxidation
PRGN	Preço de Referência de Gás Natural
PSV	Pressure Safety Valve
SMR	Steam Methane Reforming

SS	Semi-submersível
TEG	Trietilenoglicol
UEP	Unidade Estacionária de Produção
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
URV	Unidade de Recuperação de Vapor

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	18
2. OBJETIVO	21
2.1 Objetivo Geral	21
2.2 Objetivos Específicos	21
3. AQUECIMENTO GLOBAL E EMISSÕES DE METANO	22
3.1 Gases de Efeito Estufa e Aquecimento Global	22
3.2 Metano	23
3.3 Emissões de Metano no Brasil	26
3.4 Emissões de Metano na Indústria de Petróleo e Gás	29
3.5 Mudanças Climáticas e seus impactos na indústria de óleo e gás	31
4. INVENTÁRIO DE EMISSÕES E TECNOLOGIAS DE MITIGAÇÃO DE METANO EM PLATAFORMAS MARÍTIMAS	34
4.1 Produção de Óleo e Gás no Brasil	34
4.2 Plataforma marítima de produção	36
4.3 Processamento primário de petróleo	38
4.4 Planta de processamento típica de FPSO	41
4.5 Fontes de emissão de metano em plataformas marítimas	43
4.5.1 Turbinas a gás	44
4.5.2 Flare	45
4.5.3 Unidade de Desidratação a Glicol	47
4.5.4 Ventilação em tanques de armazenamento de óleo	48
4.5.5 Ventilação de processo	49
4.5.6 Emissões fugitivas em componentes	49
4.6 Tecnologias de mitigação de emissões de metano	49
4.6.1 Unidade de Recuperação de Vapor	50

4.6.2	Tanque de Flash da Unidade de Desidratação a Glicol.....	51
4.6.3	Reaproveitamento energético do metano no processo	52
4.6.4	Técnica Gas to Liquid (GTL).....	53
4.6.5	Queima em flare	54
4.6.6	Detecção e Reparo de emissões fugitivas.....	55
5.	ANÁLISE MULTICRITÉRIO	56
5.1	Análise Hierárquica de Processo	58
5.1.1	Construção de uma estrutura hierárquica.....	59
5.1.2	Julgamentos comparativos	60
5.1.3	Análise de Consistência	62
5.1.4	Cálculo das pontuações e ranqueamento final das alternativas	62
6.	METODOLOGIA	64
6.1	Aplicação da Análise Hierárquica de Processo	64
6.1.1	Definição do problema e alternativas a serem avaliadas.....	64
6.1.3	Definição dos critérios de avaliação	65
6.1.4	Árvore hierárquica da análise	68
6.2	Definição dos cenários base e de mitigação	69
6.2.1	Definição dos cenários base.....	69
6.2.2	Definição dos cenários de mitigação	71
6.3	Cálculo dos indicadores ambientais e financeiros.....	77
6.3.1	Cálculo das emissões de GEE	77
6.3.2	Cálculo dos custos de capital e operação	102
6.3.3	Pontuações dos indicadores quantitativos.....	115
6.4	Cálculo dos indicadores operacionais.....	115
7.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	117
7.1	Resultados do critério ambiental	117
7.1.1	Indicador de Mitigação de Metano.....	117

7.1.2	Indicador de Emissões de CO ₂	120
7.1.3	Indicador de Emissões de N ₂ O.....	121
7.1.4	Matriz de Julgamento dos Indicadores Ambientais.....	122
7.1.5	Pontuação Final do Critério Ambiental	123
7.2	Resultados do critério financeiro	125
7.2.1	Indicador de Despesas de Capital (CAPEX)	125
7.2.2	Indicador de Custos de Operação (OPEX).....	127
7.2.3	Indicador de Receitas.....	128
7.2.4	Matriz de Julgamento dos Indicadores Financeiros.....	130
7.2.5	Pontuação Final do Critério Financeiro.....	131
7.3	Resultados do critério operacional	133
7.3.1	Indicador de Maturidade da Tecnologia.....	134
7.3.2	Indicador de Integração com a planta de processo	136
7.3.3	Indicador de Mão de obra qualificada.....	137
7.3.4	Indicador de Segurança Operacional	139
7.3.5	Matriz de Julgamento dos Indicadores Operacionais	140
7.3.6	Pontuação Final do Critério Operacional	141
7.4	Resultados Finais.....	143
7.4.1	Julgamentos dos Critérios	143
7.4.2	Pontuação Final do Critério Operacional	144
8.	CONCLUSÕES	148
	REFERÊNCIAS.....	150

1. INTRODUÇÃO

O aquecimento global decorrente do aumento das emissões de gases de efeito estufa é uma problemática de escala mundial, sendo responsável por alterações climáticas, impactos ambientais e socioeconômicos. As mudanças climáticas derivadas de interferências antrópicas na atmosfera terrestre são consideradas um dos maiores desafios atuais da humanidade (MCTI, 2016). Dentre os impactos associados ao aquecimento global e consequente mudanças climáticas podem-se citar o aumento da temperatura e elevação do nível do mar, mudanças no regime de precipitações, aumento de eventos meteorológicos extremos como tempestades e inundações e diminuição da diversidade biológica (BURKKET, 2011).

É sabido que o aquecimento da atmosfera terrestre é um fenômeno natural, responsável por manter a temperatura média da superfície da Terra em cerca de 15° C, porém o constante aumento da concentração dos gases de efeito estufa na atmosfera é um fator preocupante. O aumento das concentrações desses ao longo das últimas décadas pode ser atribuído as atividades antrópicas, como o desflorestamento para o uso da terra (queimadas) e a queima de combustível fósseis (BAIRD, 2011).

Dentre os principais gases de efeito estufa temos o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄), o óxido nitroso (N₂O) e o vapor d'água. O metano, apesar de não ser tão significativo em termos de concentração na atmosfera quando comparado ao CO₂ e vapor d'água, é considerado um gás indutor de efeito estufa de grande importância. De acordo com o Quinto Relatório do IPCC (em inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change - Fifth Assessment Report - AR5*) o potencial de aquecimento global do metano é de 28 a 34 vezes superior ao do CO₂, considerando um período de 100 anos. Com concentrações na atmosfera em torno 1700 ppb em 1990, as projeções indicam um aumento que pode variar entre 6% e 65% até o ano de 2035, dependendo do cenário adotado.

Segundo o Inventário Nacional de Gases de Efeito Estufa, o setor que mais contribui para as emissões de CH₄ no Brasil é o da agropecuária (fermentação entérica), sendo que em 2010 foi responsável por cerca de 74,4% das emissões totais do país. Após o setor da agropecuária, o setor de energia é o segundo maior contribuinte com um percentual de 3,8%. As emissões de CH₄ do setor de energia são

decorrentes principalmente da queima incompleta de combustíveis fósseis e devido ao vazamento (emissões fugitivas) de gases nos processos de extração e transporte de óleo e gás natural (MCTI, 2016). A baixa representatividade do setor energético nas emissões de metano é uma característica específica do Brasil, reflexo da predominância da atividade agropecuária. Essa característica contrasta com o observado em países desenvolvidos, como os Estados Unidos, onde as emissões de metano do setor energético chegam a representar cerca de 31% das emissões totais (EPA, 2017). Devido a expectativa de aumento de demanda energética e a representatividade do setor de óleo e gás no cenário mundial, muitas das ações de mitigação de metano são concentradas nesse setor, especialmente na etapa inicial da cadeia de produção.

A área de exploração e produção de óleo e gás possui alta intensidade de emissões de gases de efeito estufa devido as suas características específicas. Na indústria petrolífera, as emissões de metano são provenientes de duas principais tipologias de fontes, a combustão de combustíveis fósseis e as emissões fugitivas. A queima de combustíveis fósseis é utilizada em toda cadeia produtiva de petróleo e gás natural e possui diversas funções como, por exemplo, geração de energia elétrica em turbogeradores e motogeradores, geração de energia térmica em caldeiras e fornos e geração de energia mecânica em motopropulsores de navios (API, 2009).

As emissões fugitivas são provenientes das seguintes fontes no setor de exploração e produção de óleo e gás: queima de gás em *flare* (tocha), ventilação de gás (*venting*), *flash* de metano em tanques, unidades de desidratação a glicol, unidades de remoção de CO₂ do gás (MEA/DEA), passagem de *pig* em dutos (*pigging*), fugitivas em componentes de linha (válvulas, flanges, conexões, etc) (MCTI, 2016).

Segundo a IPIECA (em inglês *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association*), existe um aumento do interesse do setor nas emissões de metano, principalmente devido a tendência de aumento da participação do gás natural na matriz energética mundial. Existem diversas iniciativas internacionais voltadas para a mitigação das emissões de metano no setor de óleo e gás, como o *Natural Gas STAR Program* da EPA, *Global Methane Initiative* e o *Zero Routine Flaring by 2030*. Essas iniciativas reconhecem o impacto das emissões de metano no aquecimento global, realizando estudos aprofundados sobre técnicas efetivas de mitigação e

controle das emissões na indústria de óleo e gás (EPA, 2017; GMI, 2017; WORLD BANK, 2019).

As opções de mitigação de emissões de metano possuem características muito específicas, dificultando assim a indicação de soluções gerais para toda a indústria. Além disso, a escolha e aplicação dessas soluções de mitigação devem considerar fatores técnicos, econômicos, comerciais e geopolíticos da região ou país as quais são aplicáveis, visto que esses fatores influenciam diretamente no custo de abatimento (IPIECA, 2015).

No Brasil existem poucos estudos voltados para a mitigação de metano no setor de óleo e gás que utilizem dados reais para a avaliação das opções. A análise de alternativas e tecnologias de mitigação de emissões de metano com foco na produção marítima de óleo e gás é o objeto de estudo desse projeto que tem como objetivo identificar e quantificar as emissões de metano em plataformas marítimas e avaliar as tecnologias de abatimento disponíveis no mercado utilizando uma abordagem multicritério.

2. OBJETIVO

2.1 Objetivo Geral

Avaliar as tecnologias de mitigação e controle de emissões de metano (CH₄) em uma plataforma marítima de produção de petróleo e gás. Neste sentido, o presente estudo compara as tecnologias de mitigação através de uma análise multicritério, considerando suas diferentes características ambientais, financeiras e operacionais.

2.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar as principais fontes de emissões de metano em plataformas marítimas;
- Estimar as emissões atmosféricas de metano em plataformas marítimas de forma detalhada (*bottom-up*) utilizando dados reais de consumo interno e perdas;
- Avaliar e quantificar as emissões de gases de efeito estufa e custos associados a cada tecnologia de mitigação;
- Avaliar qualitativamente os principais parâmetros operacionais de cada tecnologia de mitigação;
- Identificar as melhores alternativas de mitigação de emissões de metano utilizando uma abordagem multicritério.

3. AQUECIMENTO GLOBAL E EMISSÕES DE METANO

3.1 Gases de Efeito Estufa e Aquecimento Global

A temperatura da superfície de Terra e de sua atmosfera resultam principalmente do balanço de energia proveniente do Sol. A intensidade de fluxo solar que atinge a órbita da Terra, considerando todas as regiões de comprimento de onda, é da ordem de 343 W/m^2 . Uma grande parcela dessa energia incidente está situada na região da luz-visível, com comprimentos de onda variando de 400 a 750 nm e na região infravermelha (IR), com comprimentos superiores a 800 nm (SEINFELD; PANDIS, 1997).

Do montante de luz incidente cerca de 50% atinge a superfície terrestre, pois cerca de 20% é absorvida por gases como o ozônio estratosférico e o oxigênio diatômico (ultravioleta) e pelo dióxido de carbono e vapor de água (infravermelho) e 30% é refletida de volta ao espaço pelas nuvens, gelo, neve ou por outros corpos refletoras sem que haja qualquer absorção (BAIRD, 2011).

A Terra, como qualquer corpo aquecido, emite energia, porém a energia emitida não se situa na região da luz visível ou ultravioleta, mas na região do infravermelho com comprimentos de onda que variam entre $4\mu\text{m}$ e $50\mu\text{m}$. Algumas moléculas gasosas presentes na atmosfera são capazes de absorver temporariamente uma parcela dessa luz infravermelha térmica emitida pela Terra. Esses gases, após absorverem a luz infravermelha a reemitem de modo aleatório, como consequência disso grande parte do infravermelho térmico é direcionado de volta a superfície terrestre, provocando um aquecimento adicional. Esse fenômeno de aquecimento causado pelo redirecionamento do IR térmico é denominado de Efeito Estufa (BAIRD, 2011).

Os gases que possuem a propriedade de absorver e reemitir o IR térmico são denominados de Gases de Efeito Estufa (GEE), sendo que os principais são o vapor d'água, o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4) e o óxido nitroso (N_2O).

É importante ser ressaltado que o Efeito Estufa é um fenômeno natural, responsável por manter a temperatura média da Terra em 15°C . Foi estimado que sem a presença dos gases de efeito estufa na atmosfera terrestre a temperatura média seria em torno dos -15°C .

A problemática em relação ao Efeito Estufa está na intensificação do mesmo, resultante do aumento da concentração dos GEE na atmosfera ao longo das últimas décadas, fato relacionado principalmente às ações induzidas por atividades humanas. Esse aumento do Efeito Estufa tem como consequência o aumento da temperatura terrestre, resultando no Aquecimento Global.

O Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) publica periodicamente o estado do conhecimento sobre esse tema, incorporando os recentes avanços das pesquisas, com base na revisão dos trabalhos publicados na literatura especializada. Este órgão aponta que muitos dos episódios e distúrbios climáticos que vêm sendo notados atualmente estão correlacionados ao aumento de emissões de GEE.

Conforme o PBMC (2014), as emissões globais de GEE, entre 1970 e 2004, cresceram 70% sendo 24% desde 1990. A explicação está no fato de que a redução da intensidade do uso da energia pela economia internacional não equilibrou o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e da população, o que gerou o acréscimo de 145% das emissões resultantes do uso de combustíveis fósseis. Ainda segundo PBMC (2014), os países industrializados foram responsáveis por 57% do PIB do planeta e por 46% do total de GEE, em 2004. No caso de não serem implantadas políticas adicionais para restringir as emissões, estima-se um crescimento das emissões globais de GEE de 25% a 90% em 2030.

Embora os países desenvolvidos sejam responsáveis pela maior parte das emissões globais atuais, a contribuição dos países em desenvolvimento vem aumentando progressivamente, e alcança cerca de 42,5% das emissões totais advindas da queima de combustíveis fósseis (HENRIQUES JUNIOR, 2010).

3.2 Metano

O metano (CH_4), após o dióxido de carbono (CO_2) e o vapor d'água, é o gás indutor de efeito estufa de maior relevância, sendo também o hidrocarboneto mais abundante da atmosfera. Sua composição molecular de quatro ligações C-H permitem a absorção de IR térmico na região de 7,7 μm .

De acordo com estudos recentes, o potencial de aquecimento global do CH_4 considerando um período de 100 anos é cerca de 28 a 34 vezes maior que o do CO_2 , devido a maior absorção de frações de fótons que atravessam a molécula. Esse

potencial de aquecimento global aumenta em cerca de três vezes se considerarmos um período de 20 anos. O CH₄ também tem a característica de ser um GEE de tempo de residência curta na atmosfera, quando comparado a outros gases. Foi estimado que o tempo médio de vida média do CH₄ seja da ordem de 10 a 15 anos (BAIRD, 2011).

O principal sumidouro natural do metano na atmosfera é sua reação com o radical livre hidroxila (OH⁻).

A concentração de CH₄ na atmosfera cresceu bruscamente nas últimas décadas, passando de cerca de 1200 ppb para 1800 ppb. A Figura 1 reproduz a evolução das concentrações até o período presente e indica algumas projeções para os próximos anos:

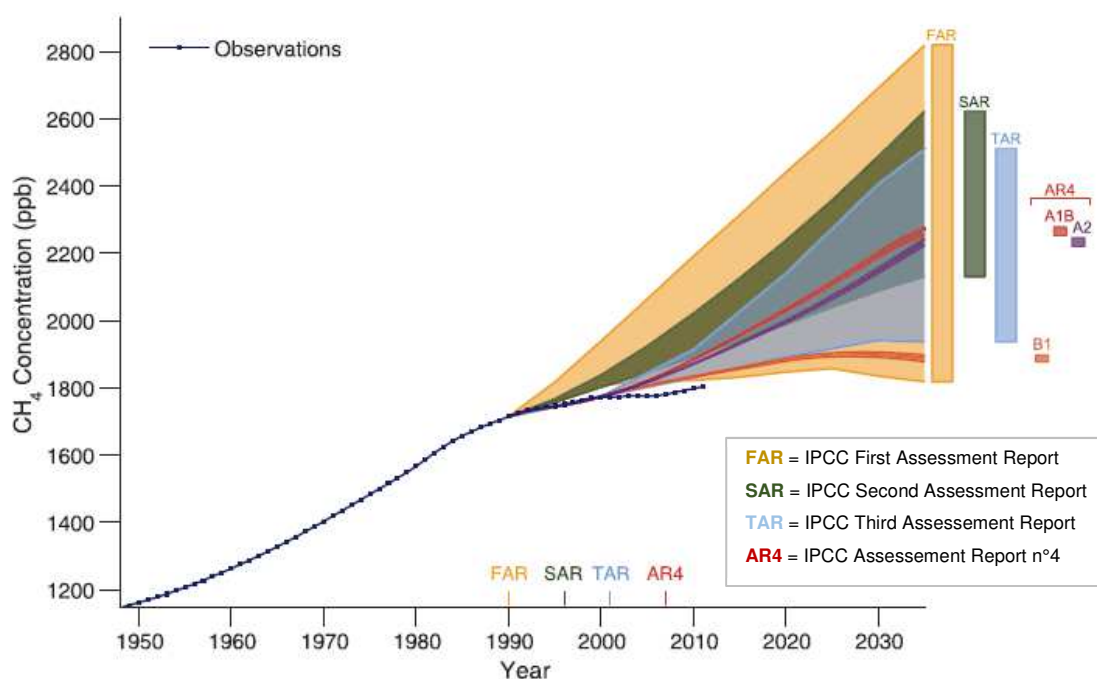


Figura 1 – Evolução da concentração do CH₄ na atmosfera

Fonte: IPCC, 2013.

As projeções das emissões de CH₄ para o ano de 2030 apontam valores que variam entre 1835 ppb no cenário de redução de emissões a 2700 ppb em um cenário conservador BAU (*Business as Usual*). Esse crescimento nas concentrações de CH₄ são resultantes de atividades antrópicas, como o aumento da produção de alimentos, da queima de combustíveis fósseis e do desmatamento.

De acordo com o IPCC (2013), as principais fontes de CH₄ na superfície da Terra podem ser segregadas da seguinte forma:

- Fontes Termogênicas: Incluem as emissões naturais de CH₄ derivadas de fontes geológicas como vulcões, ventilação geotérmica e infiltrações terrestres e marítimas. Nessa categoria também estão dispostas as emissões causadas por vazamentos na extração e uso de combustíveis fósseis;
- Fontes Pirogênicas: são as emissões resultantes da queima incompleta de combustíveis fósseis e biomassa (antropogênica e natural);
- Fontes Biogênicas: incluem principalmente as emissões de áreas alagadas (*wetlands*) e
- Fontes Biogênicas Antropogênicas: incluem as emissões derivadas de cultivos agrícolas (arroz), pecuária, aterros sanitários e outros tratamentos de resíduos.

Segundo pesquisas recentes, existe uma média de acréscimo de 10 Tg de CH₄ por ano na atmosfera terrestre, derivado do balanço entre as fontes de emissões e as de sumidouro (GLOBAL CARBON PROJECT, 2016). A Figura 2 apresenta o balanço global de metano apresentado pelo estudo:

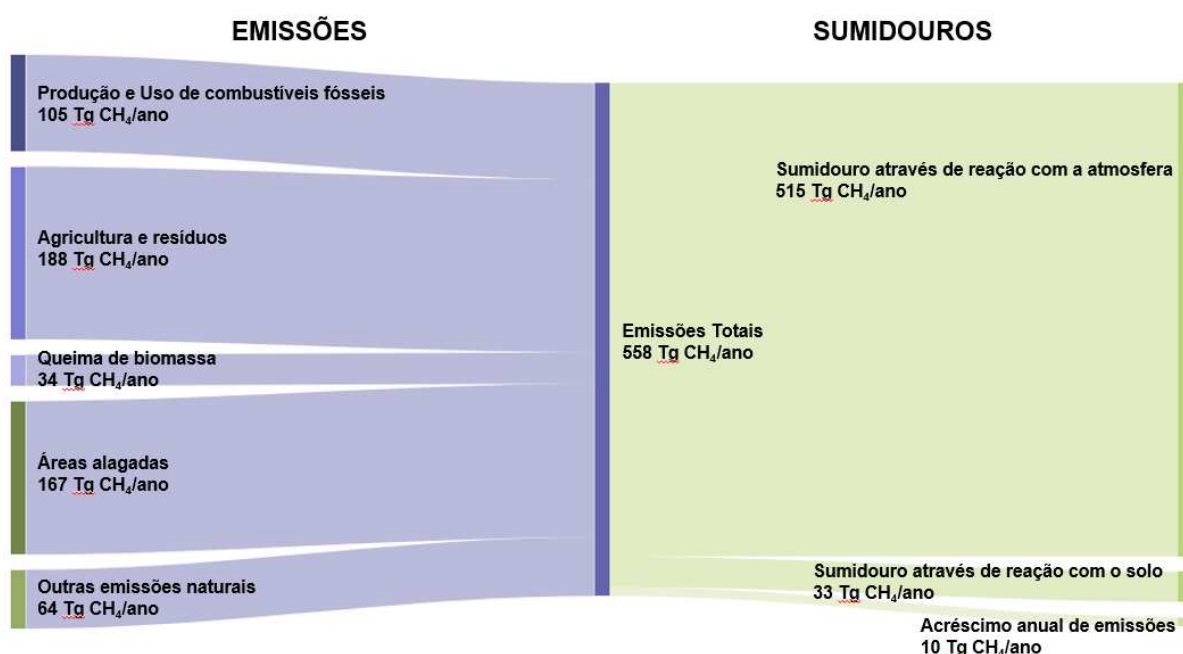


Figura 2 – Balanço Global de CH₄ na atmosfera

Fonte: GLOBAL CARBON PROJECT, 2016.

Analisando a Figura 2 verifica-se a alta representatividade das fontes antropogênicas (produção e uso de combustíveis fósseis, agricultura, resíduos e biomassa) em relação as emissões totais de CH₄. Dentre as emissões antropogênicas, o setor de agricultura e resíduos contribuem com a maior parcela, cerca de 188 Tg CH₄/ano, seguido das emissões derivadas de combustíveis fósseis com 105 Tg CH₄/ano.

3.3 Emissões de Metano no Brasil

Há cerca de uma década, o Brasil apresentava o desmatamento causado pela expansão das fronteiras agrícolas, principalmente na região amazônica, como a principal fonte de emissões de GEE, seguida pela agropecuária e a indústria de energia. Segundo o PBMC (2014), houve um acréscimo de 58% de emissão de GEE entre 1990 a 2005, no Brasil.

A partir do ano de 2005, foi observado um decréscimo nas emissões derivadas de desmatamentos, resultante de ações governamentais como criação de novas áreas protegidas na Amazônia, como reservas indígenas e unidades de uso sustentável e pela implantação de políticas públicas como o Plano de Prevenção e Controle do Desmatamento da Amazônia Legal. Essas variações podem ser identificadas na Figura 3, que contém o histórico das emissões por setor, em termos de CO₂e.

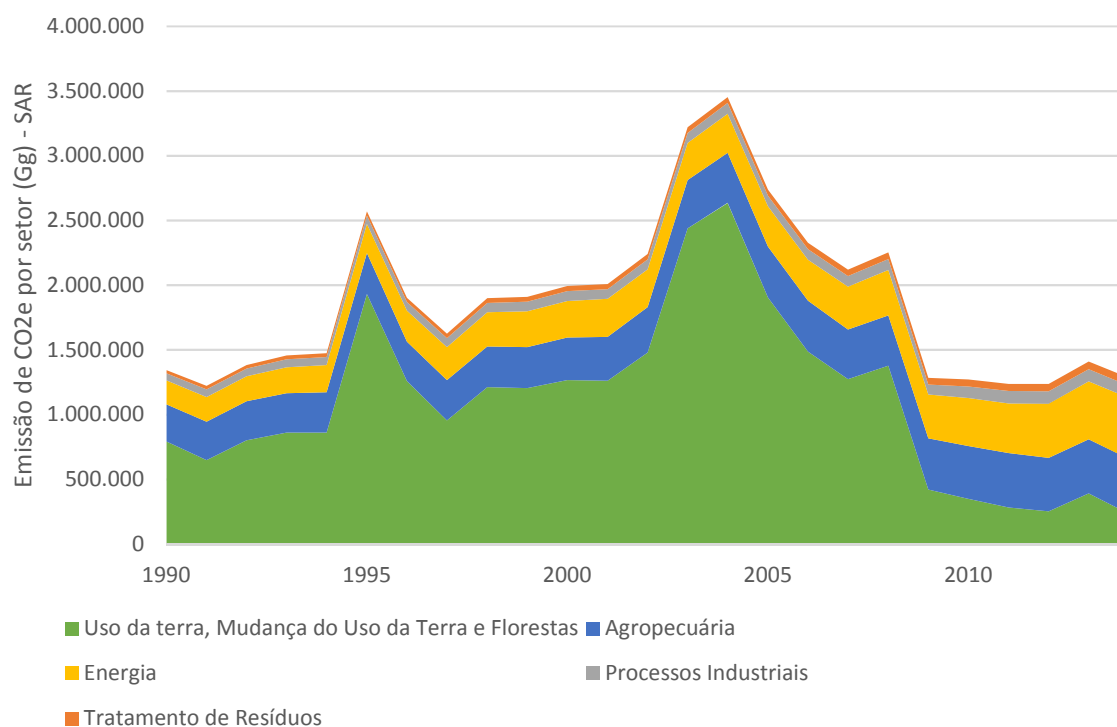


Figura 3 – Histórico de emissões de CO₂e por setor no Brasil

Fonte: Adaptado de SIRENE, 2017.

Com a queda brusca nas emissões do setor de uso da terra, observa-se que as emissões dos demais setores vem aumentando em representatividade. Atualmente é estimado que 36,6% das emissões de gases de efeito estufa no Brasil são provenientes do setor de energia, seguido de 33% do setor agropecuário (SIRENE, 2017). O setor de energia engloba todas as emissões antrópicas derivadas da produção, transformação e consumo de energia, incluindo tanto as emissões resultantes da queima de combustíveis quanto as emissões fugitivas da cadeia de produção, transformação, distribuição e consumo (MCTIC, 2016).

O metano, como relatado anteriormente, é um dos gases de efeito estufa mais significativos, sendo proveniente no Brasil de diversas atividades como: a agropecuária, o tratamento de efluentes, a queima de combustíveis fósseis e os sistemas de produção e processamento de petróleo e gás natural. A atividade mais significativa em termos de emissão de metano é a agropecuária, com cerca de 75% de representatividade em 2010. O setor de energia, por sua vez, corresponde a cerca de 4% das emissões totais de metano (MCTIC, 2016). Na Figura 4 é apresentado o histórico de emissões de CH₄ por setor no Brasil.

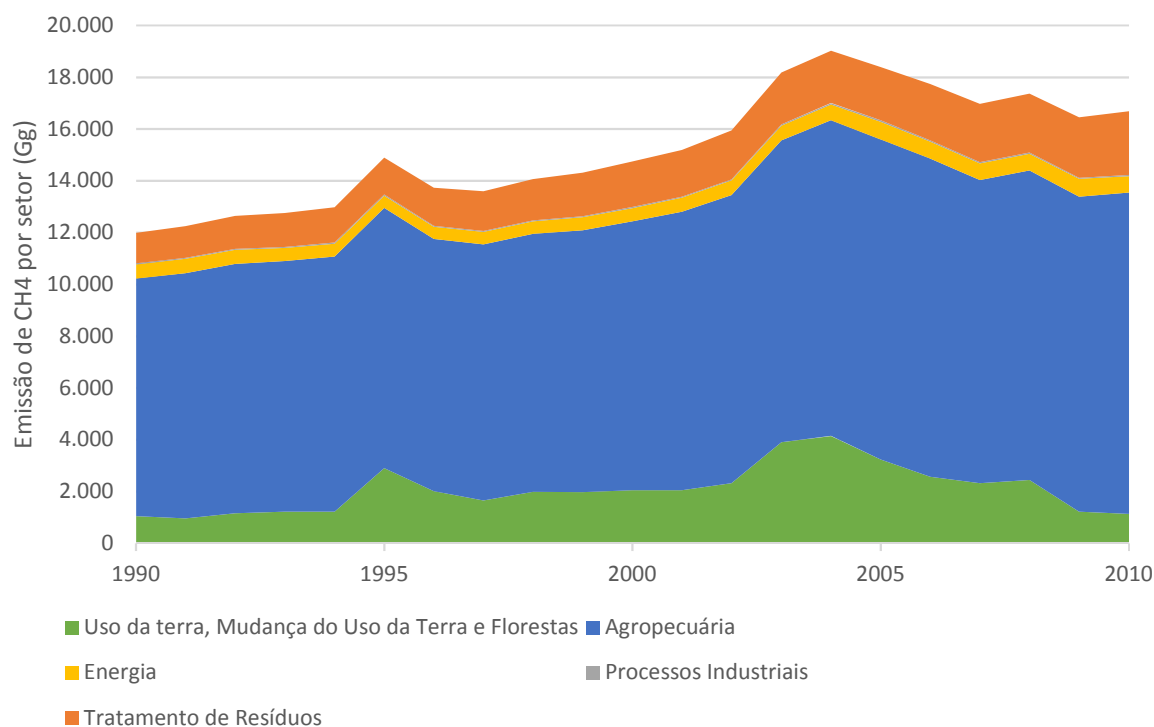


Figura 4 – Histórico de emissões de CH₄ por setor no Brasil

Fonte: Adaptado de SIRENE, 2017

O Brasil possui um perfil único de emissões de metano devido à grande escala de atividade agropecuária no país. Países desenvolvidos, como os EUA, possuem um perfil de emissão diferente do observado no Brasil, com cerca de 31% das emissões nacionais provenientes do setor de energia, mais especificamente da indústria de óleo e gás (EPA, 2017). Em termos globais, foi estimado que a indústria de óleo e gás natural seja responsável até o ano de 2020 por cerca de 24% da emissão mundial de metano, sendo superado apenas pela pecuária com 27%. Essa tendência de aumento de emissões de metano da indústria de óleo e gás é motivado, principalmente, pelo aumento da demanda de combustíveis fósseis, em especial o Gás Natural (EPA, 2006). No sentido de reduzir as emissões globais de metano, diversas iniciativas governamentais e não-governamentais têm sido implantadas, sendo a maioria delas voltadas especificamente para a indústria de óleo e gás.

3.4 Emissões de Metano na Indústria de Petróleo e Gás

De acordo com estudos da Agência Internacional de Energia (IEA), em um cenário de continuidade das políticas atuais, é esperado um acréscimo da produção global de óleo cru, aumentando de 92,4 MMbbl/dia para 115,4 MMbbl/dia em 2040. Esse aumento de produção tem como consequência direta o acréscimo de emissões desse setor sendo necessária a atuação da indústria na mitigação dessas emissões (IEA, 2017). As emissões na cadeia de produção de óleo e gás natural estão associadas diretamente ao tipo de processo executado em cada etapa, conforme ilustra a Figura 5

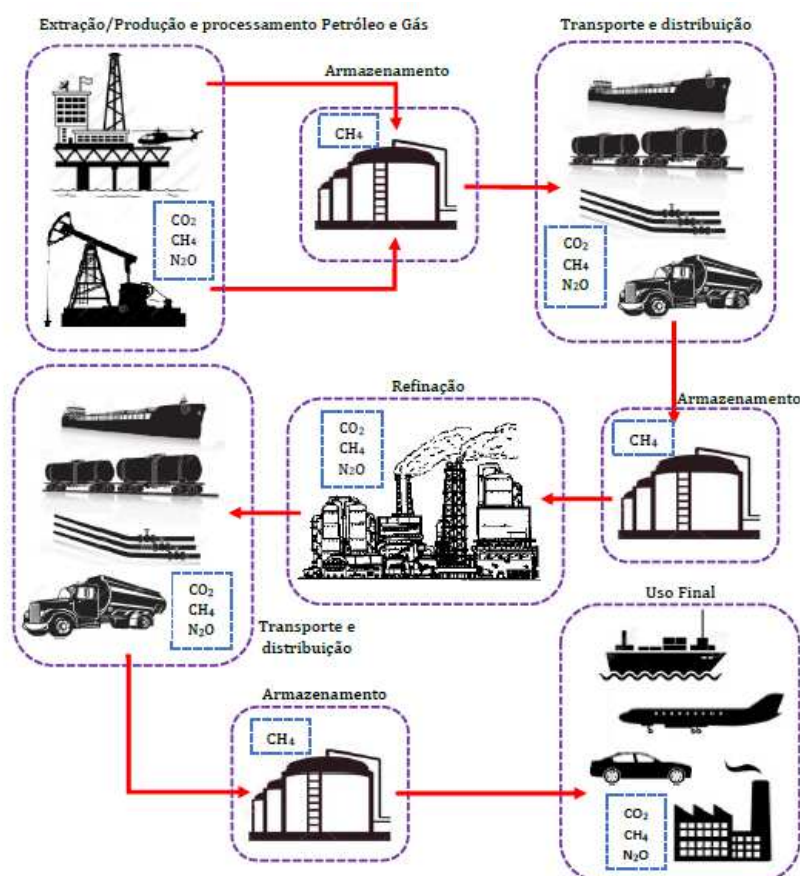


Figura 5 – Emissões de GEE na cadeia de óleo e gás.

Fonte: BLANCO, 2016.

Segundo dados da PETROBRAS (2013), a área de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) corresponde a cerca de 33% das emissões totais de GEE da empresa, sendo que a atividade de refino e petroquímica correspondeu a 34%. A

atividade de E&P é, dentro da cadeia de óleo e gás, a responsável pela maior parcela de emissão de metano.

De acordo com a Associação Internacional de Produtores de Óleo e Gás (IOGP, 2016), as emissões da atividade de exploração e produção de óleo e gás natural podem ser segmentadas em quatro categorias: energia, *flaring*, *venting* e emissões fugitivas.

- Energia: a categoria de energia engloba as emissões derivadas de fontes de combustão necessárias para a geração de energia, incluindo por exemplo geração de energia elétrica para o autoconsumo da plataforma marítima, geração de calor e vapor, compressão de gás, entre outros.
- *Flaring*: é o processo de queima controlada de gás produzido nas atividades de exploração e produção. O *flare* é utilizado para a queima de gás na plataforma por razões de segurança ou mudanças operacionais, queima denominada de *non-routine flaring* ou por questões relacionadas à impossibilidade de escoamento do gás produzido, queima denominada de *routine flaring*.
- *Venting*: o *venting* consiste na liberação controlada de gás para atmosfera através de dispositivos específicos. Essa ventilação é realizada para garantir a manutenção da pressão em algumas unidades de processo.
- Emissões fugitivas: são emissões não-intencionais e não-controladas derivadas de vazamentos em componentes de processo como válvulas, flanges, selos de bomba, selos de compressores, conectores, entre outros.

De acordo com a IOGP, cerca de 46% das emissões de metano em sistemas de produção de óleo e gás são derivadas de *venting*, seguido de 24% relativo a *flaring*, 23% de emissões fugitivas e 7% de produção de energia (IOGP, 2016).

3.5 Mudanças Climáticas e seus impactos na indústria de óleo e gás

Além de afetar o meio ambiente em escala global, as mudanças climáticas derivadas do aumento do efeito estufa também impactam diretamente e indiretamente a indústria de óleo e gás. Esses impactos podem ser divididos em dois grandes blocos: os impactos físicos e os econômicos.

Impactos Físicos

Os impactos físicos decorrentes das mudanças climáticas que podem afetar a indústria de óleo e gás, principalmente as unidades costeiras e marítimas são as seguintes: aumento da temperatura atmosférica e oceânica, mudanças nos regimes de precipitação, aumento do nível do mar, aumento de intensidade de tempestades, mudanças do regime de ondas e aumento da acidificação dos oceanos (BURKETT, 2011).

O aumento da temperatura oceânica impacta diretamente as atividades de exploração e produção de óleo localizadas em áreas frias com a presença de gelo e solo *permafrost*, como a costa do Alasca ou do Canadá. O derretimento desse gelo acelera a erosão da costa, prejudicando as estruturas *onshore* de apoio ao E&P (MARS AND HOUSEKNECHT, 2007). O aumento da temperatura também influencia diretamente na intensidade e frequência das tempestades, aumentando a ocorrência de furacões que causam danos significativos às estruturas *onshore* costeiras e *offshore* (CRUZ AND KRAUSMANN, 2008).

As mudanças no regime de precipitação aumentam o risco de inundações e deslizamentos, afetando assim a exploração e produção *onshore* bem como as instalações costeiras. A existência de áreas como maior potencial de alagamento também são influenciadas pelo aumento de restrições ambientais para novas instalações (BURKETT, 2011).

As unidades de produção *onshore* e *offshore* são vulneráveis ao aumento do nível do mar, visto que elas não foram projetadas para suportar esse acréscimo permanente. O aumento do regime e altura das ondas são associadas a picos de ventos e ao aumento de intensidade de tempestades que causam danos às unidades *offshore* e costeiras, além das infraestruturas de transporte de óleo e gás (dutos). O aumento da acidificação do oceano não afeta diretamente o desenvolvimento das atividades de óleo e gás, porém pode influenciar regulamentações e restrições

ambientais para atividade marítima devido ao dano em estruturas de corais e outros organismos sensíveis (BURKETT, 2011).

Impactos Econômicos

Os principais impactos econômicos relacionados as mudanças climáticas para indústria de petróleo são relativas às restrições de emissão de GEE. A regulação das emissões tipicamente se dá através de 2 mecanismos:

- 1) restrições diretas de emissões por setor, regiões ou tipo de fonte, podendo ser metas de eficiência ou percentual de corte das emissões absolutas, ou
- 2) instrumentos financeiros de controle, por exemplo taxaço, *cap & trade* (sistemas de comércio de emissões) ou sistemas mistos.

A grande maioria dos mercados mundiais tem optado por mecanismos financeiros, por permitir a busca da melhor relação custo oportunidade e/ou representar uma fonte de arrecadação. Nesse sentido, o comércio de emissões e os impostos sobre o carbono são conjuntamente considerados como instrumentos fiscais, não ficando restritos à esfera ambiental.

No sistema de taxaço, o órgão regulador estabelece um preço para cada tonelada de carbono equivalente emitida, deixando a gestão das emissões para outros agentes. O sistema de taxaço impacta diretamente os custos das empresas dos setores intensivos em emissão, como o de óleo e gás. Nos sistemas de comércio de emissões ou ETS (*emission trading scheme*), o governo distribui permissões (*allowances* - com ou sem custo) para os setores e empresas, sendo que os agentes negociam entre si o direito de emitir. Nesse mecanismo, o preço da tonelada de carbono segue as leis de mercado, tendendo a flutuar em função da oferta e da demanda. A Figura 6 apresenta alguns preços de carbono praticados internacionalmente para os mecanismos de taxaço e comércio de emissão:

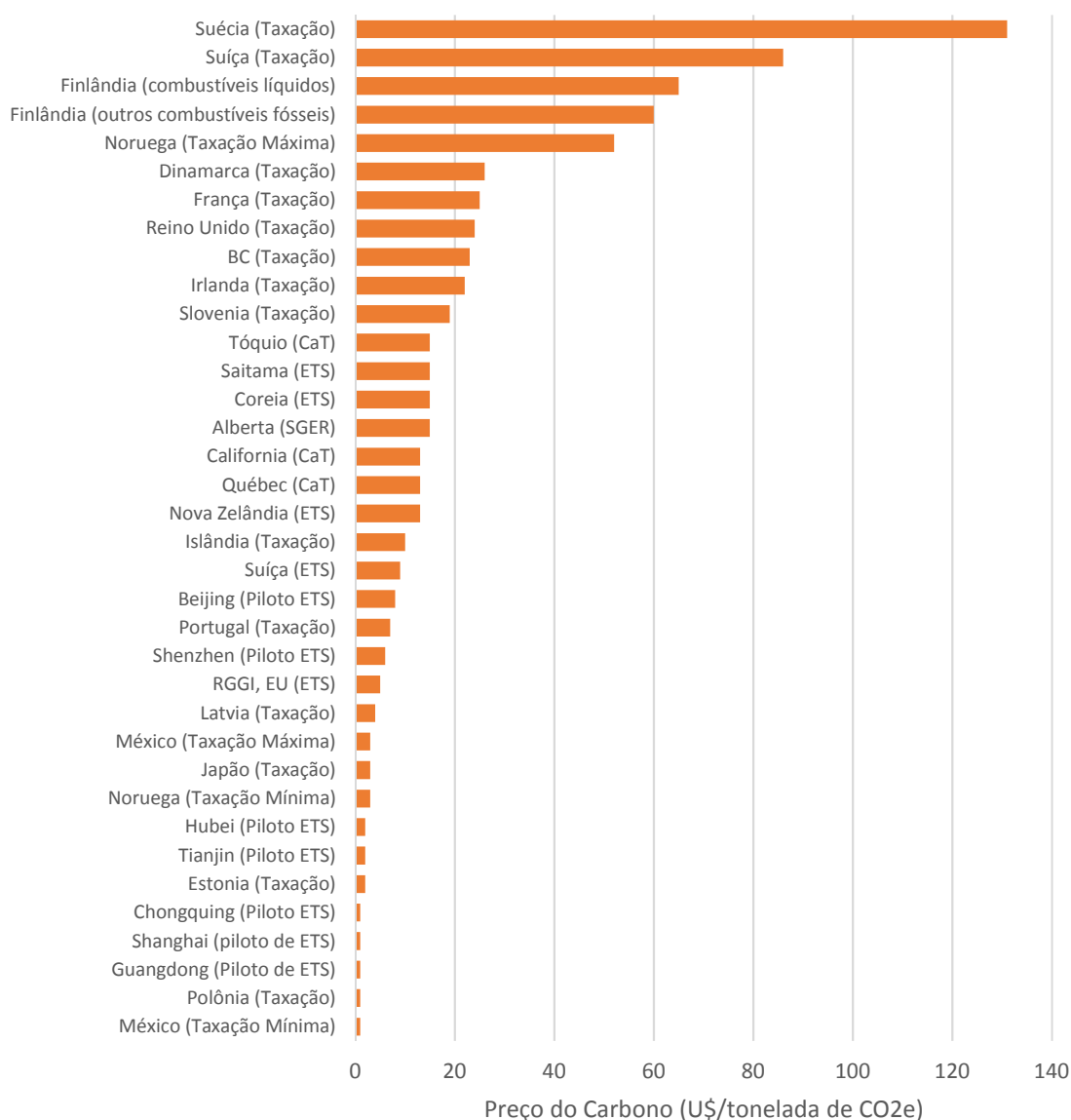


Figura 6 – Preços de carbono no mundo.

Fonte: Adaptado de WORLD BANK, 2016

Analisando a Figura 6, nota-se uma predominância de mecanismos de taxaço direta nos países europeus e de mercados de carbono nas regiões asiáticas e americanas. Em relação aos custos de carbono praticados temos que cerca de 86% dos mecanismos apresentados possuem um preço de carbono abaixo dos 30 U\$/tonelada de CO₂e, sendo os menores valores presentes nos mercados regionais chineses. Os maiores preços de carbono, acima de 50 U\$/tCO₂e são praticados pela Suíça e pelos países nórdicos Noruega, Finlândia e Suécia.

4. INVENTÁRIO DE EMISSÕES E TECNOLOGIAS DE MITIGAÇÃO DE METANO EM PLATAFORMAS MARÍTIMAS

4.1 Produção de Óleo e Gás no Brasil

A indústria de óleo e gás, principalmente o setor de exploração e produção, é responsável por uma parcela considerável de receita nacional e foco de uma grande quantidade de investimentos em desenvolvimento de novas tecnologias, conhecimento geográfico e geológico e aumento de cadeias de bens e serviços para o seu suporte (ANP, 2017).

O Brasil possui atualmente cerca de 29 bacias sedimentares aptas à produção de petróleo e gás natural, tanto em ambientes terrestres (*onshore*) como marítimos (*offshore*). A produção nacional de óleo e gás vem apresentando nos últimos anos um crescimento significativo. Em 2016 essa produção atingiu a marca de 918,7 milhões de barris produzidos, cerca de 3,2% de aumento quando comparado a 2015. Com a média de produção de 2,5 milhões de barris/dia, o Brasil atingiu a nona posição no *ranking* mundial de produtores de petróleo (ANP, 2017).

Esse aumento da produção nacional decorreu, principalmente, do acréscimo significativo da produção dos campos de pré-sal. A produção de petróleo no pré-sal aumentou cerca de 33,1% no último ano, atingindo 362,7 milhões de barris e representando 40,6% da produção nacional. A Figura 7 apresenta a evolução da produção nacional de petróleo desde 2007.

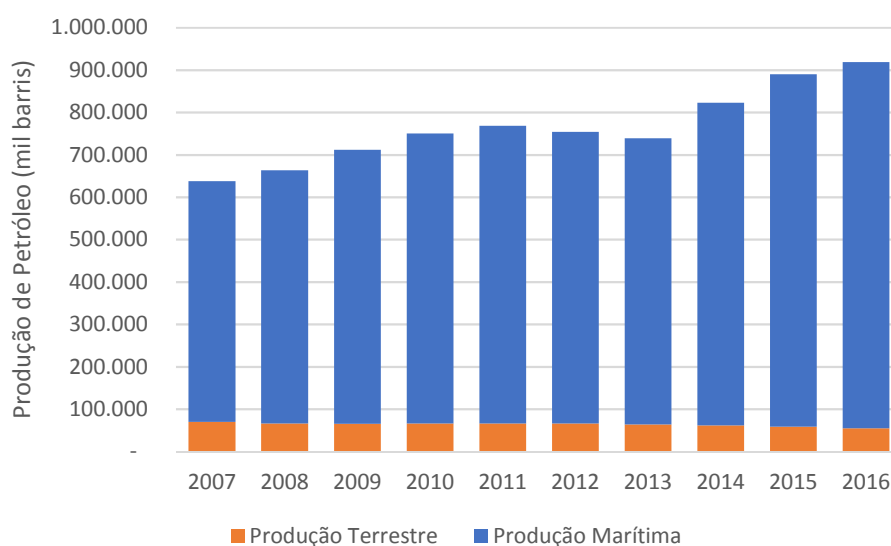


Figura 7 – Evolução da produção nacional de petróleo entre os anos de 2007 e 2016.

Fonte: Adaptado de ANP, 2017

Verificando a Figura 7, nota-se que a parcela de petróleo produzida no mar apresenta alta representatividade quando comparada a parcela terrestre. No ano de 2016, a produção marítima correspondeu a 94% da produção nacional de petróleo. A mesma representatividade da produção marítima de petróleo pode ser verificada na produção de gás natural, conforme Figura 8.

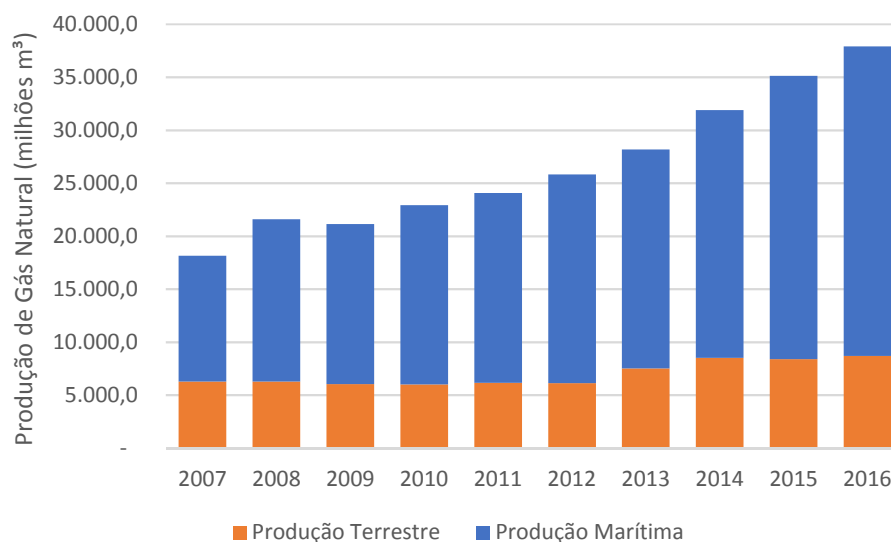


Figura 8 – Evolução da produção nacional de gás natural entre os anos de 2007 e 2016

Fonte: Adaptado de ANP, 2017

No ano de 2016, cerca de 77% da produção nacional de gás natural foi derivada de campos marítimos. Como a intensidade de emissões está atrelada ao volume de produção, se faz necessário que os esforços de mitigação sejam direcionados a área de produção marítima, visto sua alta representatividade. Desse modo, optou-se no presente estudo a analisar as opções de mitigação de metano em campos de produção marítimos.

4.2 Plataforma marítima de produção

Conforme relatado no capítulo anterior, grande parte da produção nacional de petróleo e gás natural é proveniente de campos marítimos (*offshore*), sendo extraídos por plataformas marítimas de produção, também denominadas unidades estacionárias de produção (UEP).

As unidades estacionárias de produção são grandes estruturas industriais responsáveis por produzir o petróleo e o gás extraídos dos poços submarinos. O tipo e a configuração das plataformas variam de acordo com uma série de variáveis específicas, como as características dos campos de extração (pressão, teor gás-óleo) e a altura da lâmina d'água. Os principais tipos de plataformas de produção utilizadas no Brasil são: plataformas fixas, semissubmersíveis, FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading Vessels*) e FSO (*Floating, Storage and Offloading Vessels*) (NGUYEN et al, 2015).

- Plataformas Fixas: são plataformas que se destinam às águas rasas, até 300 m de lâmina d'água. Elas são constituídas de estruturas modulares de aço, instaladas no local de operação, com estacas cravadas no fundo do mar. Na parte superior das estruturas de sustentação ficam instalados os módulos de processamento de petróleo, bem como as outras estruturas utilitárias e de alojamento. Esse tipo de plataforma geralmente realiza o escoamento da produção diretamente por dutos ou para navios, uma vez que não possuem tanques de armazenamento.
- Plataformas Semissubmersíveis (SS): as plataformas semi-submersíveis são compostas de uma estrutura de um ou mais conveses, apoiada em um conjunto de flutuadores submersos, sendo indicadas para águas profundas ou ultra profundas, acima de 200 m de lâmina d'água. Uma unidade flutuante sofre movimentações devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos no poço. Por isso, torna-se necessário a utilização de tecnologias de posicionamento para garantir a estabilidade da mesma. As tecnologias mais utilizadas são sistema de ancoragem e sistema de posicionamento dinâmico.

- *Floating, Production, Storage and Offloading Vessels (FPSO)*: Os FPSO são navios convertidos com capacidade de produzir, processar e armazenar o petróleo. A transferência do petróleo e/ou gás natural para terra é realizada através de navios - tanque e gasodutos. Esse tipo de plataforma é utilizada para a produção de petróleo e gás natural em grandes profundidades. Geralmente são resultados de conversão de navios – tanque (petroleiros) desativados, com a retirada dos motores e outros componentes e instalação de equipamentos de produção, como separadores de óleo, gás e água, geradores, turbinas, além de instalações de apoio como alojamentos, refeitórios, heliporto e outros. No convés do navio é instalada uma planta de processo para a separação e tratamento dos fluidos produzidos pelos poços (óleo, gás e água).
- *Floating, Storage and Offloading Vessels (FSO)*: são estruturas semelhantes aos FPSO, porém sem a presença de instalações de processamento de petróleo. Essas plataformas não realizam a separação primária do petróleo, sendo responsáveis apenas por armazenar e escoar os fluidos produzidos.

A Tabela 1 apresenta uma comparação entre os diferentes tipos de plataformas elencados:

Tabela 1 - Comparação entre os tipos de plataformas

	Fixa	SS	FPSO	FSO
Controle dos poços	Superfície	Submarino	Submarino	Submarino
Capacidade de armazenamento	Não	Não	Sim	Sim
Escoamento da produção	Oleodutos	Oleodutos	Navios aliviadores	Oleodutos ou navios aliviadores
Vantagem	A instalação é mais simples e permite o controle de poços na superfície	Especialmente projetada para ter pouco movimento.	A capacidade de armazenamento permite a operação a grandes distâncias da costa.	Capacidade de armazenamento

Fonte: PETROBRAS, 2017

Das 146 plataformas marítimas que operam atualmente no Brasil, cerca de 85 são do tipo fixa, 15 semissubmersíveis, 38 FPSO, 3 FSO, restando 5 plataformas com configurações diferenciadas. Dos principais tipos de plataformas, os FPSO merecem destaque, pois são responsáveis pelos maiores valores de produção nacional. Em 2016, cerca de 70% da produção marítima de petróleo e 66% de gás natural foram derivados de plataformas do tipo FPSO (ANP, 2017). Na Figura 9 é apresentada o FPSO Cidade de Santos – PETROBRAS.



Figura 9 – FPSO Cidade de Santos - PETROBRAS

Fonte: MODEC, 2017

PAIK (2007) afirma que unidades *offshore* com estrutura de navio, como os FPSO, são reconhecidas atualmente como um dos sistemas mais econômicos de produção de óleo e gás, sendo muito atrativos para campos em águas profundas e ultra profundas ou localizações remotas em que não seja viável a implantação de oleodutos.

4.3 Processamento primário de petróleo

As correntes de fluidos de diferentes poços que são enviadas para a plataformas através de um conjunto de tubulações (*flowlines* e *risers*) e agregadas por um *manifold* de produção, ainda não são adequadas para a utilização ou escoamento. Visto que o

interesse econômico é somente a produção de hidrocarbonetos na forma líquida (óleo) e gasosa (gás produzido), existe a necessidade de se realizar um processamento primário dos fluidos nas plataformas. Esse processamento primário de fluidos tem como principal objetivo a separação dos fluidos extraídos dos poços em três fases: gás, óleo e água (THOMAS, 2004).

A Figura 10 apresenta um esquema simplificado do processamento primário de fluidos:

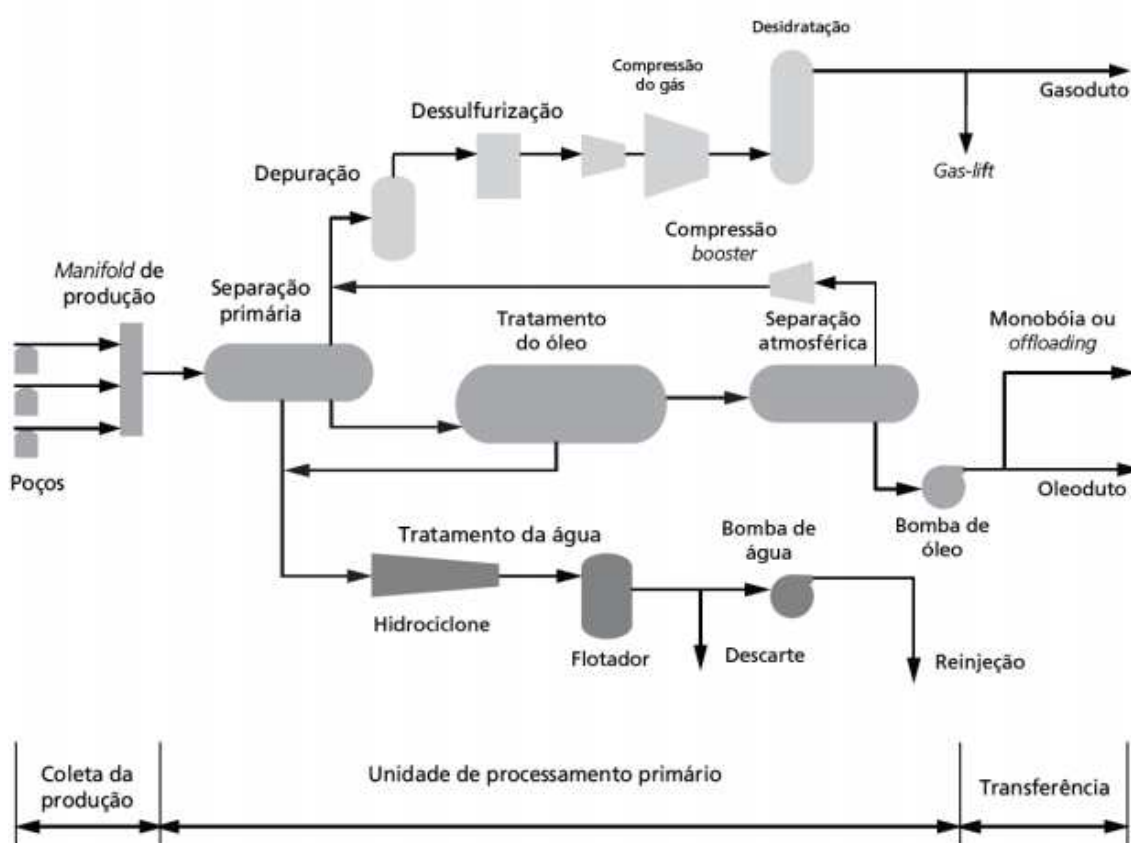


Figura 10 – Esquema simplificado de processamento primário de fluidos nas plataformas

Fonte: WOLLNER, 2016

Além da separação do petróleo em diferentes fases, o processamento primário também tem como finalidade o tratamento preliminar e acondicionamento dos hidrocarbonetos e a adequação da água produzida as condições ambientais de descarte. A complexidade da planta de processamento de uma plataforma marítima varia de acordo com as características físico-químicas dos reservatórios e a viabilidade técnico-econômica do projeto de produção. As plantas com um processamento mais simplificado realizam apenas a separação das fases

(gás/óleo/água), enquanto as mais complexas realizam o tratamento e estabilização do óleo, o condicionamento e compressão do gás e o tratamento de água oleosa para o descarte ou injeção no reservatório (WOLLNER, 2016).

A separação das fases nos separadores ocorre principalmente pela diferença de pressão nos mesmos. A pressão na qual os separadores operam variam de acordo com o grau de separação gás-óleo desejado e da pressão do óleo no sistema de produção. É comum a utilização de separação em estágios, que envolvem, tipicamente, separadores de alta, média e baixa pressão em série, visando a maximização da produção de óleo e processamento de produtos de poços com diferentes pressões de escoamento (BRASIL et al, 2011).

Após o processo de separação primária das fases do fluido em gás, óleo e água, cada fase passa por um processo de tratamento individual com o objetivo de se atingir as especificações necessárias. Para ser comercializado dentro das especificações, o gás natural deve conter quantidades mínimas de CO₂, H₂S e H₂O em sua composição química, bem como deve ser escoado dentro de limites aceitáveis de pressão.

A umidade do gás é minimizada pela remoção do vapor d'água e tem como objetivo reduzir a possibilidade de formação de hidratos nas tubulações da plataforma e de escoamento. Essa remoção de água no gás produzido é realizada por unidades de desidratação, como desidratadores a glicol ou peneiras moleculares. Após o ajuste da umidade, os teores de CO₂ e H₂S também são minimizados por unidades operacionais específicas, antes do consumo interno do gás, escoamento ou injeção (BRASIL et al, 2011).

Para o ajuste da pressão de escoamento do gás produzido, pode ser necessário a utilização de compressores, sendo que usualmente são utilizadas turbinas a gás para este fim (turbocompressores). Os compressores devem ser dimensionados com um grau de flexibilidade a fim de se permitir o trabalho com variações de pressões e vazões volumétricas dos gases produzidos.

De forma semelhante, o óleo também não pode conter quantidades excessivas de água e sedimentos (BSW) e sais dissolvidos em sua composição. A agência Nacional de Petróleo (ANP) estabelece em suas resoluções as especificações para o escoamento e comercialização do petróleo e gás natural. A água oleosa obtida durante o processo de separação primária deve atender a critérios mínimos para o descarte, de modo a não causar impactos ambientais ao ambiente marinho. A resolução CONAMA nº 393/07 estabelece o limite de concentração média mensal de

teores de óleo e graxa (TOG) de 29 mg/L e o máximo diário de 42 mg/L (CONAMA, 2007).

4.4 Planta de processamento típica de FPSO

Conforme relatado anteriormente, a complexidade do processamento primário dos fluidos em uma plataforma marítima varia de acordo com as características físico-químicas dos reservatórios e a viabilidade técnico-econômica do projeto de produção. As UEP do tipo FPSO possuem uma planta de processamento de alta complexidade, envolvendo etapas de separação e tratamento de cada uma das fases do petróleo, além de sistemas de auto geração de energia elétrica, sistemas de compressão para injeção e exportação do gás e de queima em *flare*.

BLANCO (2016) propõe em seu estudo uma planta de processamento típica de um FPSO, com base no levantamento de informações técnicas de projetos e diagramas de processo. A Figura 11 apresenta as diferentes seções da planta de processamento de um FPSO:

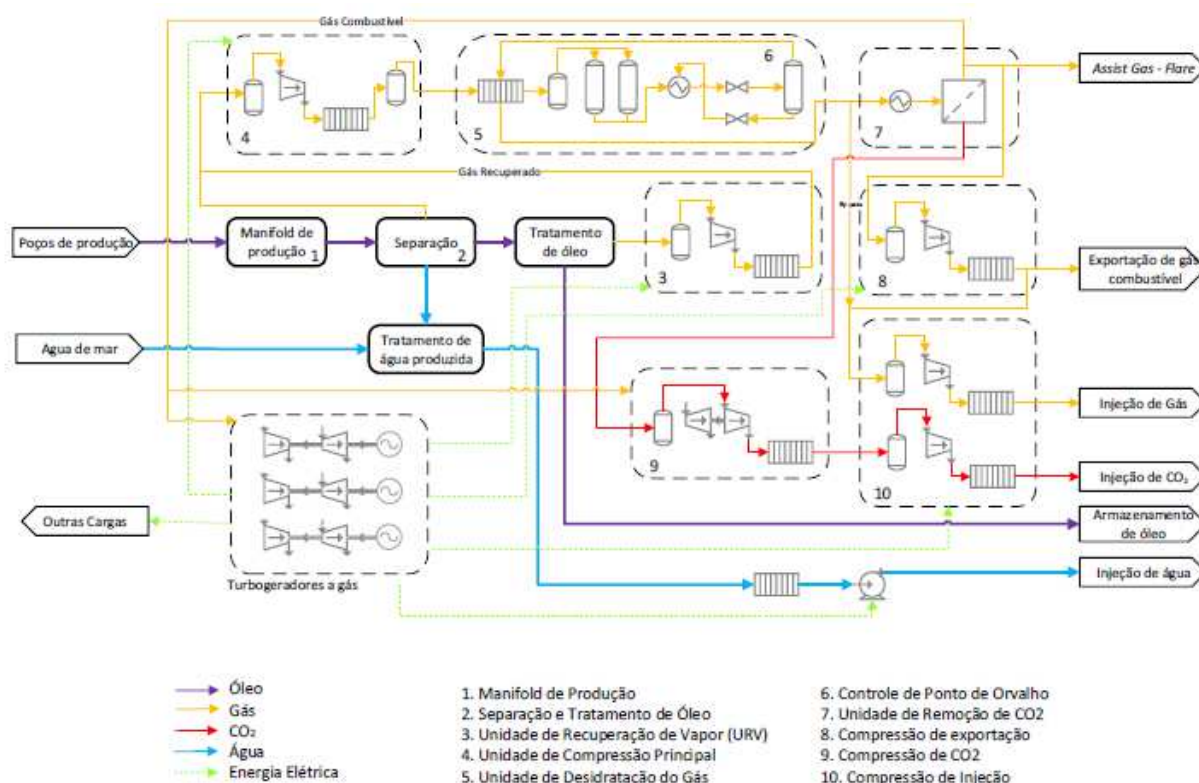


Figura 11 – Planta de Processamento típica de um FPSO

Fonte: BLANCO, 2016

Seguindo o fluxo de processos da Figura 10, tem-se primeiramente o *Manifold* de Produção (1), responsável por coletar as diferentes linhas de produção de petróleo e encaminhar um único fluxo para a fase de separação primária (2). Na separação as fases do petróleo são separadas por pressão em gás, óleo e água, sendo cada uma delas encaminhadas para seus respectivos tratamentos.

No tratamento de óleo, os teores de BSW são ajustados, sendo a corrente posteriormente enviada para armazenamento nos tanques da unidade. Parte do gás que ainda estava dissolvido no óleo na fase de tratamento retorna para o processo, através de uma Unidade de Recuperação de Vapor (3). A água oleosa separada do petróleo na fase de separação é tratada de modo a atender as especificações ambientais necessárias para descarte. O tratamento da água geralmente abrange a utilização de equipamentos como hidrociclones e flotores (BRASIL et al, 2011).

A primeira etapa do tratamento do gás produzido consiste na unidade de compressão principal (4) que tem como função a manutenção da pressão dos gases recebidos das diferentes unidades de processo. Após o ajuste da pressão, o gás segue para a unidade de desidratação (5) que tem o objetivo de reduzir a umidade do fluxo gasoso. As tecnologias mais utilizadas para a desidratação do gás são a desidratação a glicol e a peneira molecular, sendo a primeira mais comum em plataformas brasileiras (BRASIL et al, 2011).

Na unidade de ajuste de ponto de orvalho (6), o gás é resfriado a baixas temperaturas para a remoção de condensados. O processo utilizado no sistema é baseado no método de expansão de Joule Thompson, onde o gás é pré-resfriado em trocador de calor e depois resfriado em uma válvula de expansão (BLANCO, 2016).

O teor de CO₂ presente no gás é ajustado na unidade de remoção de CO₂ (7) que utiliza um sistema de membranas para essa função. No sistema, o gás tem sua composição de CO₂ ajustada para o limite máximo permitido de 3%, seguindo as especificações da ANP. O CO₂ permeado é enviado para a compressão (9), seguindo posteriormente para a injeção (10) no reservatório como técnica de recuperação avançada (EOR – *Enhanced Oil Recovery*).

O gás produzido já tratado e especificado pode seguir para a exportação ou para o consumo interno na autogeração de energia. No caso da exportação, o gás é encaminhado para unidade de compressão (8) onde é pressurizado até a especificação necessária para escoamento via gasoduto. Para o consumo interno, o

gás combustível é encaminhado diretamente da unidade de remoção de CO₂ para os turbogeradores.

Além da planta de processo apresentada, o FPSO também apresenta um sistema de queima de gás em *flare* alinhado as principais unidades de processo e sistemas de utilidades, como de geração de energia elétrica e resfriamento de água. Também deve-se ressaltar que algumas plantas de processamento apresentam na seção de tratamento de gás, uma unidade de remoção de H₂S, que tem como objetivo o ajuste do teor desse contaminante para os níveis aceitáveis, antes do consumo ou exportação.

4.5 Fontes de emissão de metano em plataformas marítimas

As emissões de metano podem ser divididas em quatro categorias: energia (combustão), *flaring*, *venting* e fugitivas. Cada uma dessas categorias abrange uma quantidade de fontes, sendo que as aplicáveis as atividades de produção de óleo e gás são as apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Fontes de Emissão em plataformas

Categorias	Principais fontes
Combustão (energia)	Motores, caldeiras, fornos, turbinas e incineradores
<i>Flaring</i>	<i>Flare</i>
<i>Venting</i>	Unidades de amina, desidratadores a glicol, tanques de armazenamento de óleo, ventilação de processo, válvulas aliviadoras de pressão (PSVs)
Fugitivas	Vazamentos em componentes de processo como válvulas, flanges, conectores, selos de bomba e selos compressores

Fonte: Elaboração própria

As fontes de emissão presentes em uma plataforma de produção de óleo e gás estão atreladas as características do processamento primário realizado. As plataformas do tipo FPSO apresentam um processamento primário mais complexo que os demais tipos, agregando em suas plantas as etapas de separação primária, tratamento de óleo, condicionamento do gás, compressão e geração de energia elétrica.

De acordo com a planta de processamento proposta por BLANCO (2016) para um FPSO, pode-se destacar as seguintes fontes emissoras de metano:

- Turbinas a gás
- *Flare* (tocha)
- Unidade de Desidratação a Glicol
- Ventilação em tanques de armazenamento de óleo
- Ventilação de processo
- Emissões fugitivas em componentes

As diferentes tipologias de fonte emissora serão detalhadas nos capítulos seguintes.

4.5.1 Turbinas a gás

As turbinas ou turbogeradores são equipamentos de combustão utilizados para a auto geração de energia elétrica na unidade de produção, consumindo prioritariamente o gás combustível gerado na própria plataforma. Essas turbinas também possibilitam o uso de diesel como combustível alternativo, em casos de redução da produção de gás combustível ou durante o período de comissionamento da plataforma.

Esses equipamentos de combustão interna operam com movimento rotativo em vez de movimento recíproco, sendo compostos basicamente por três seções: compressor, câmara de combustão e a turbina. Na seção inicial do compressor, o ar ambiente é injetado e comprimido até uma alta pressão de cerca de 30 vezes a ambiente. Após a compressão, o ar é direcionado a câmara de combustão onde o gás combustível é introduzido. Nessa câmara, a mistura de ar comprimido e gás combustível sofre ignição, sendo a energia proveniente da combustão e da expansão dos gases de exaustão utilizada para a rotação da turbina e geração de energia elétrica (LIMA, 2014).

Os FPSO recentes possuem em suas plantas um conjunto de quatro turbogeradores, onde geralmente três operam e um permanece em função de *stand-by*. É possível também a utilização dos gases de exaustão gerados pelos turbogeradores em trocadores de calor, de modo a suprir a demanda térmica em algumas unidades de processo, como o sistema de gás combustível e a desidratação.

Essa utilização do calor proveniente dos gases de exaustão permitem o aumento do desempenho energético do sistema de geração de energia elétrica (BLANCO, 2016). Na Figura 12 é apresentado um turbogerador para plataforma marítima.



Figura 12 – Turbogenerador típico utilizado em uma plataforma do tipo FPSO.

Fonte: OFFSHORE ENERGY, 2017

Durante a operação normal da plataforma, o gás combustível utilizado no consumo das turbinas é obtido após a seção de condicionamento, ou seja, com os teores de H_2O , CO_2 e H_2S ajustados e dentro dos limites aceitáveis.

Em algumas unidades de produção podem ser utilizadas turbinas a gás para a compressão, sendo estes equipamentos denominados turbocompressores. Esses equipamentos têm como função aumentar a pressão do gás produzido para o escoamento em gasodutos (exportação) ou para a injeção nos reservatórios.

4.5.2 Flare

O *flare* (tocha) é um equipamento de combustão utilizado em plataformas marítimas para a queima de gás excedente decorrentes da impossibilidade de escoamento ou consumo total do gás ou devido a descontroles operacionais, em situações de despressurização ou emergenciais. A queima de gás no *flare* em

condições normais de operação devido a impossibilidade de consumo ou escoamento é denominada *routine flaring*, prática essa restrita pelos órgãos regulamentadores como a Agência Nacional de Petróleo (ANP).

A queima em situações emergenciais, como em descontroles operacionais são denominadas de *non-routine flaring*. A ANP (2000) permite a queima de gás em *flare* em algumas situações específicas, sem a necessidade de autorização prévia como:

- a) Queimas ou perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% do volume de produção mensal de gás natural do campo;
- b) Queimas ou perdas de gás natural durante os testes de poços, durante a fase exploratória, com períodos de fluxos contínuos ou descontínuos inferiores a 72 horas;
- c) Queima para segurança, limitada ao volume mensal de até 60 mil m³ para os pilotos de queimadores (*flares*) de instalações marítimas;
- d) Queimas e perdas do volume de gás natural associado produzido em campos, que produzam, no período de um mês, volume total igual ou inferior a 150 mil m³ ou em campo que produz com razão gás/petróleo igual ou inferior a 20 m³ /m³;
- e) Queimas e perdas por motivos de emergência decorrentes de paradas por emergência de unidades de produção de petróleo e gás natural, terrestres e marítimas ou acidentes de descontrole de poço (cabeceio e erupção de poços), no tempo estritamente necessário à eliminação das causas.

Um sistema típico de *flare* consiste dos seguintes equipamentos: sistema de coleta de gás das unidades de processo, vaso de baixa pressão (*knockout drum*) para a remoção e coleta de condensados arrastados no gás, um sistema de selagem para evitar o retorno da chama (*flashback*), unidades de queimadores, torre do *flare*, piloto de gás e ignitor. Para evitar a formação de fumaça preta durante a queima, alguns sistemas preveem também a injeção de vapor no sistema de *flare*, porém esse processo não é comum na atividade *offshore*. Em uma plataforma marítima, o *flare*

apresenta duas linhas distintas de queima denominadas de Alta Pressão (HP – *High Pressure*) e Baixa pressão LP – *Low Pressure*) que permitem a queima de gases de diferentes pressões, provenientes de partes distintas do processo (EPA, 1995).

As emissões de CH₄ provenientes do *flare* resultam principalmente da combustão incompleta do gás queimado ou durante a ausência de chama devido problemas operacionais. A eficiência da combustão no *flare* é variável, sendo modificada pela estabilidade da chama, que por sua vez depende de fatores como a velocidade de saída do gás, diâmetro da tubulação de saída do gás, poder calorífico do gás e condições do vento. Para a indústria de óleo e gás considera-se o valor padrão de 98% de eficiência (API, 2009).

4.5.3 Unidade de Desidratação a Glicol

As unidades de desidratação a glicol são utilizadas para a redução do teor de umidade de correntes gasosas, através da remoção da água. A remoção da água é efetuada pelo contato do gás com uma corrente de glicol, usualmente o trietilenoglicol (TEG), na torre de absorção. O TEG apresenta propriedades higroscópicas, absorvendo a água da corrente gasosa e sendo encaminhado posteriormente para a regeneração (*reboiler*) (API, 2009).

No regenerador, o glicol rico em água (*rich TEG*) é aquecido, liberando o vapor d'água e outros gases absorvidos. Esses gases são usualmente ventilados para atmosfera, tornando a unidade uma fonte emissora. O glicol pobre (*lean TEG*) que foi regenerado retorna ao processo. A fonte de aquecimento do regenerador pode ser elétrica (resistência) ou derivada de equipamentos de combustão. Em plataformas marítimas o uso de fontes elétricas é mais comum (BRASIL et al, 2011).

A Figura 13 apresenta uma configuração básica de uma unidade de Regeneração a Glicol.

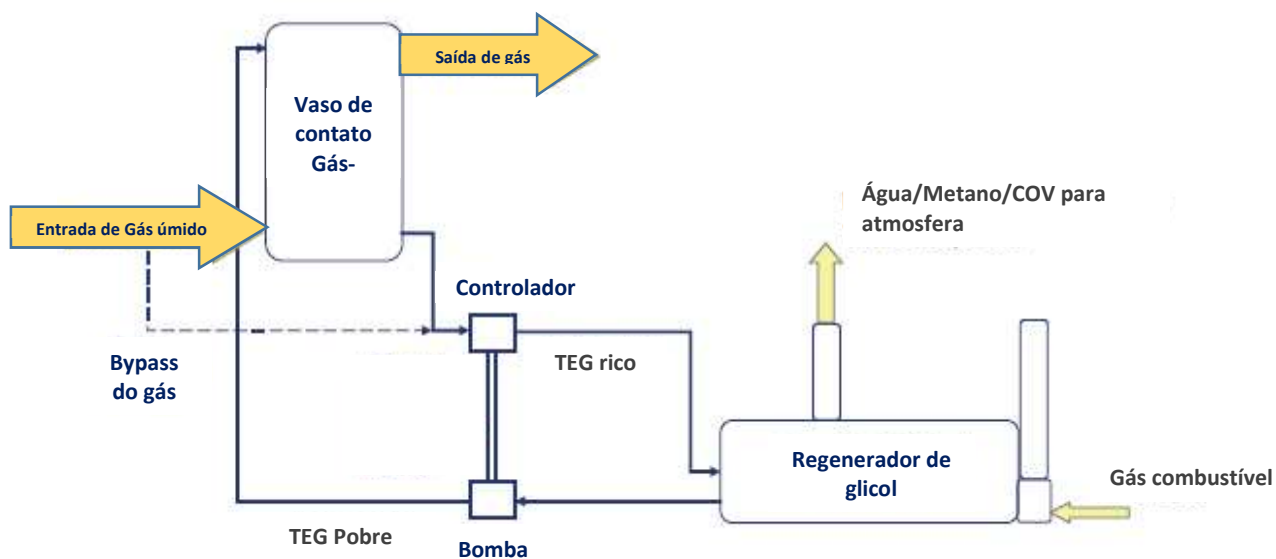


Figura 13 – Unidade de desidratação a glicol

Fonte: Adaptado de EPA, 2006; EPA, 2010

O glicol também possui afinidade com hidrocarbonetos, por isso o gás ventilado, além do vapor d'água, apresenta teores de metano, compostos orgânicos voláteis e hidrocarbonetos aromáticos. Os valores de emissão desses poluentes variam de acordo com o volume e a composição química do gás tratado na unidade (API, 2009).

4.5.4 Ventilação em tanques de armazenamento de óleo

As emissões de CH_4 dos tanques de armazenamento são provenientes principalmente da rápida volatilização do gás dissolvido no óleo durante o carregamento, fenômeno esse denominado de *flashing*. Os tanques de armazenamento emitem CH_4 através das perdas de *flash* que ocorrem quando a pressão do óleo cru decresce abruptamente das condições do separador até a condição atmosférica dos tanques. Após a ocorrência do flash do CH_4 , o óleo é denominado estabilizado ou “morto” (API, 2009).

Os tanques de armazenamento de óleo são mantidos em pressão próxima a atmosférica, sendo que a manutenção dessa pressão é realizada através da liberação dos vapores presentes no tanque para a atmosfera através de um dispositivo de ventilação.

4.5.5 Ventilação de processo

Além do sistema de *flare*, as plataformas do tipo FPSO possuem um sistema de ventilação de emergência que possibilita um rápido escoamento dos gases presentes no processo para a atmosfera, em casos de descontrole operacional. As chaminés que abrigam o sistema de *vent* (*vent stack*) são dimensionadas e projetadas para a liberação segura do gás, de modo que não afetem a saúde e segurança dos tripulantes da plataforma.

4.5.6 Emissões fugitivas em componentes

As emissões fugitivas de componentes podem ser definidas como quaisquer emissões não-controladas e não-intencionais derivadas de vazamentos em componentes ou equipamentos de processo como flanges, válvulas, conexões, selos de bomba e de compressores, drenos de processo, entre outros (API, 2009).

Os vazamentos nesses componentes estão ligados a fatores como desgaste natural do equipamento, instalação incorreta ou problemas de fabricação. As emissões fugitivas de CH₄ são decorrentes principalmente de linhas de processo e equipamentos relacionadas ao gás produzido e em menor escala, às linhas de petróleo não estabilizado.

4.6 Tecnologias de mitigação de emissões de metano

As opções de mitigação de metano em plataformas marítimas envolvem diferentes tecnologias que podem ou não atuar em conjunto. As técnicas ou processos mais usuais de mitigação de metano abrangem a recuperação ou redução do volume de metano que é lançado diretamente para atmosfera a partir de um determinado equipamento ou unidade de processo (YUSUF et al, 2012).

O metano recuperado pode ter seu conteúdo energético reaproveitado através da utilização como gás combustível adicional para fins de geração de energia, pode compor o gás natural exportado ou ainda ser convertido para outros produtos. Outra alternativa para o CH₄ recuperado é ser enviado para queima no sistema de *flare*. Essa alternativa apesar de não aproveitar o conteúdo energético do gás é considerada uma medida de mitigação, pois na queima o CH₄ é convertido para CO₂ que apresenta

um potencial de aquecimento global menos impactante. Como exemplo de redução de emissões de metano podemos citar o controle de emissões fugitivas através de um programa de detecção e reparo de vazamentos.

As tecnologias ou processos que serão abordadas nesse estudo estão presentes na Tabela 3.

Tabela 3 - Tecnologias aplicadas na mitigação de CH₄

Tecnologia	Descrição
Unidade de Recuperação de Vapor	Recuperação de vapor/CH ₄
Tanque de Flash da Unidade de Desidratação a Glicol	Recuperação de vapor/CH ₄
Reaproveitamento energético do metano no processo	Consumo do CH ₄ para geração de energia
Técnica <i>Gas to Liquid</i> (GTL)	Conversão do CH ₄ em produtos
Queima em <i>flare</i>	Conversão do CH ₄ em CO ₂
Detecção e Reparo de Emissões Fugitivas	Redução de emissões de CH ₄

Fonte: Elaboração própria

Deve-se ressaltar que muitas dessas tecnologias são utilizadas em conjunto, por exemplo uma unidade de recuperação de vapor associada ao reaproveitamento energético do CH₄. Essas operações conjuntas das diferentes tecnologias serão consideradas nos cenários de mitigação.

Os capítulos seguintes abordarão cada tecnologia separadamente, descrevendo seus processos e aplicações.

4.6.1 Unidade de Recuperação de Vapor

A unidade de recuperação de vapor (URV) consiste na instalação de tubulações e equipamentos que conseguem recuperar os vapores e gases que seriam ventilados para a atmosfera nos processos da plataforma. O CH₄ recuperado nesses equipamentos pode ser redirecionado para a geração de energia elétrica, para a composição do gás exportado ou ainda para queima no *flare* (SILVA, 2015).

A planta de processamento típica de um FPSO já prevê esse equipamento, como apresentado no fluxograma do capítulo 4.4, porém a configuração padrão só

considera a coleta de gases derivadas do tratamento de óleo, direcionando-o para o tratamento de gás. Conforme estudos sobre mitigação de metano da EPA (2006), as URV também podem ser configuradas para a recuperação de vapores dos tanques de armazenamento de óleo das plataformas.

Conforme relatado anteriormente, os tanques de armazenamento de óleo são significativas fontes de emissões de CH₄, além de outros compostos como Compostos Orgânicos Voláteis (COV) e poluentes atmosféricos perigosos (HAP), sendo assim a recuperação e reaproveitamento desses vapores implica em benefícios ambientais e econômicos (EPA, 2006).

No presente estudo também foi considerada a alternativa de recuperação de vapores da unidade de desidratação a glicol. Para a recuperação desses vapores é necessário que a URV esteja associada a um tanque de *flash*, tecnologia essa descrita no item 4.6.2. As unidades convencionais de recuperação de vapor utilizam um compressor para a geração de pressão negativa no sistema de tubulações, sendo que esses equipamentos tipicamente são elétricos (EPA, 2008).

4.6.2 Tanque de Flash da Unidade de Desidratação a Glicol

As unidades de desidratação a glicol podem utilizar na sua configuração tanques de *flash* (*flash tanks*), conforme apresentado na Figura 14, também denominados separadores de *flash*. Tanques de *flash* são utilizados antes do regenerador, para a diminuição da pressão na linha do glicol rico, resultando na volatilização rápida (*flash*) dos hidrocarbonetos leves que estariam absorvidos no glicol (EPA, 2006).

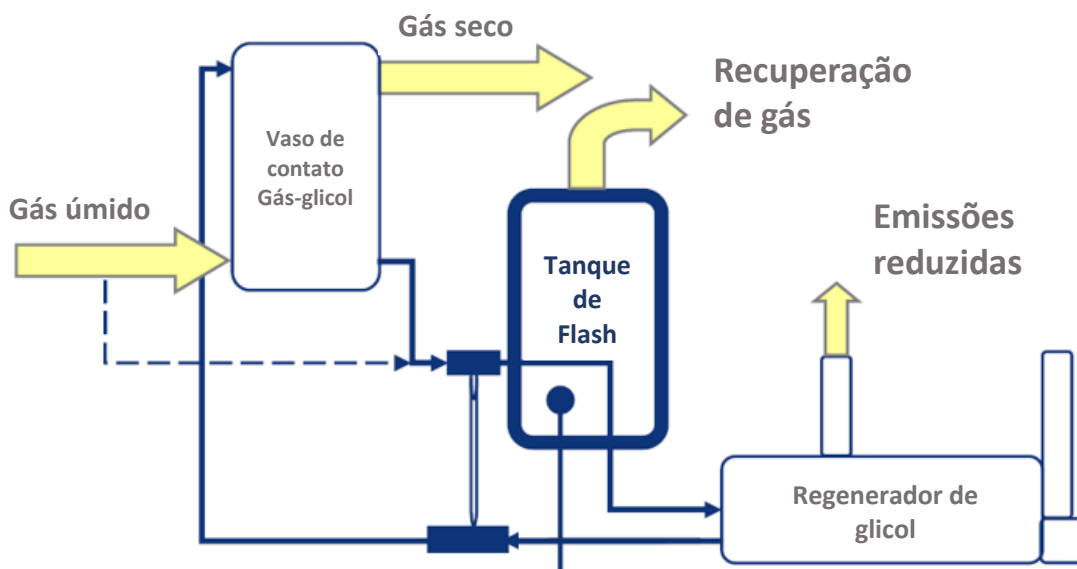


Figura 14 – *Flash tank* em uma unidade de desidratação a glicol

Fonte: Adaptado de EPA, 2010

Os vapores recuperados no tanque de *flash* são compostos basicamente por CH_4 e teores menores de Compostos Orgânicos Voláteis (COV). Estudos estimam que a taxa de recuperação do metano pelo tanque de *flash* seja em torno de 90%, sendo que a parcela restante segue dissolvido no TEG rico, sendo posteriormente emitido para atmosfera na etapa de regeneração (EPA, 2010).

De forma semelhante aos vapores do tanque de armazenamento, o CH_4 recuperado do tanque de flash pode ser direcionado a uma URV, seguindo para o reaproveitamento energético ou queima em *flare*.

4.6.3 Reaproveitamento energético do metano no processo

O reaproveitamento energético consiste na utilização do CH_4 recuperado para a geração de energia, seja internamente na plataforma como um gás combustível complementar dos turbogeradores ou externamente como um volume adicional ao gás exportado. Um gás composto quase que na sua totalidade por metano apresenta alto teor energético, atingindo um poder calorífico superior de cerca de $39,8 \text{ MJ/m}^3$. Esse teor energético se encontra dentro dos limites estabelecidos para o gás natural para as regiões nordeste, centro-oeste, sudeste e sul que são de 35 MJ/m^3 a 43 MJ/m^3 (ANP, 2008).

Conforme realizado por SILVA (2015), o benefício referente ao reaproveitamento energético do CH₄ será associado a receita extra proveniente do volume de gás natural que deixa de ser utilizado para o autoconsumo, sendo disponibilizado para o mercado.

4.6.4 Técnica Gas to Liquid (GTL)

A tecnologia GTL (*Gas-to-liquids*) é uma alternativa à queima de gás excedente no *flare* durante operações rotineiras, possibilitando também o reaproveitamento do metano recuperado na plataforma. O GTL consiste na conversão química de gás natural para hidrocarbonetos líquidos estáveis. O processo de conversão consiste em três grandes etapas: a geração do gás de síntese (*syngas*), a transformação do *syngas* em *syn crude* pela síntese de Fischer-Tropsch e a melhoria do produto (RAHINPOUR et al, 2011). A Figura 15 apresenta um resumo da Tecnologia GTL.

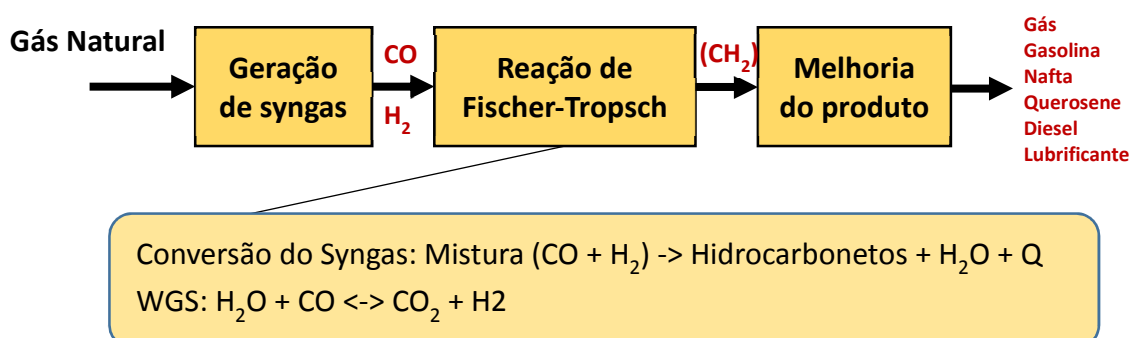


Figura 15 – Esquemática de processo da Tecnologia Gas to Liquid (GTL)

Fonte: Adaptado de RAHINPOUR et al, 2011

A primeira etapa do processo consiste na transformação do gás natural em um gás de síntese, que é composto basicamente por CO e H₂. Os principais processos para a produção de *syngas* são: reforma do metano a vapor (*Steam Methane Reforming* – SMR), oxidação parcial (*Partial Oxidation* - POX), reforma autotérmica (*Autothermal Reforming* – ATR) e reforma combinada (CASTELO BRANCO et al, 2009).

Para a utilização desse processo em unidades marítimas é necessário que as tecnologias atendam as condições características de unidade *offshore* como: limitações de espaço e peso, limitação de posicionamento dentro da plataforma,

pouca sensibilidade a movimentos, flexibilidade de produção, entre outros. Segundo CASTELO BRANCO et al (2009) dentre as tecnologias citadas apenas a SMR atende as condições necessárias para a utilização *offshore*.

A tecnologia SMR se baseia na reforma a vapor do metano, presente no gás produzido, através de reatores de microcanais. A utilização de microcanais aumenta a transferência de calor e massa no processo, otimizando assim a produtividade por volume e possibilitando a construção de equipamentos mais compactos (CASTELO BRANCO et al, 2009).

O *syngas* gerado na primeira etapa, segue para o processo de síntese de Fischer-Tropsch (FT), no qual é convertido para uma combinação de hidrocarbonetos de maior massa molecular, o *syncrude*. O *syncrude* pode ser aproximado a um óleo sintético com elevada massa molecular e alta parafinidade. Existe ainda, a possibilidade de uma terceira etapa do processo que corresponde a transformação do *syncrude* (*upgrade*) em outros produtos como gasolina, nafta e diesel. Esta última etapa não foi considerada no presente estudo, visto que demandaria um processo mais complexo, não compatível com as limitações de uma plataforma *offshore* (SILVA, 2015).

4.6.5 Queima em flare

Um das alternativas de mitigação do impacto do metano considerada foi a queima em *flare*. Apesar de não ocorrer o aproveitamento do metano recuperado, essa alternativa parte do princípio que a conversão do CH₄ para CO₂ durante a combustão do gás no *flare* é menos impactante ambientalmente que a ventilação do mesmo para a atmosfera.

A conversão do CH₄ em CO₂ está atrelada principalmente a eficiência de queima do *flare*, que segundo dados da API (2009) apresenta valores próximos a 98%. Essa alternativa apresenta um dos custos mais baixos de implementação, visto que utiliza um equipamento já presente nas UEP. Como outras tecnologias, a queima em *flare* depende da recuperação do CH₄ em algumas etapas do processo através da uma Unidade de Recuperação de Vapor.

4.6.6 Detecção e Reparo de emissões fugitivas

Como medida de mitigação de emissões fugitivas considerou-se a implantação de programas de controle de vazamentos em componentes de processo. Esses programas de controle de emissões fugitivas compreendem a detecção de vazamentos nos equipamentos de processo, seguido da sua manutenção e reavaliação. Em unidades terrestres do setor de óleo e gás, como refinarias ou unidades de tratamento de gás, é comum a implantação do Programa LDAR (*Leak, Detection and Repair*) que segue metodologia definida pela EPA (USEPA, 1995).

O LDAR prevê o monitoramento individual de cada componente de processo, como válvulas e flanges, utilizando equipamentos portáteis como analisadores de vapor orgânico. Esse monitoramento detalhado implica em custos elevados de mão-de-obra e operacionalização, além de um maior tempo de execução das campanhas de monitoramento (CARVALHO, 2016).

A limitação de pessoas a bordo da plataforma e a logística de uma prestação de serviço *offshore* são fatores que dificultam a implantação de um programa LDAR de forma integral, por isso, como alternativa pode-se considerar a implantação de um SMART LDAR para a mitigação das emissões fugitivas. A metodologia de SMART LDAR considera a utilização de câmeras de infravermelho (OGI – *Optical Gas Imaging*) para a detecção de vazamentos de CH₄. A utilização dessa metodologia reduz os custos da tecnologia, visto que reduz o tempo total do programa e detecta os vazamentos mais significativos (CARVALHO, 2016).

5. ANÁLISE MULTICRITÉRIO

A análise multicritério é um método adequado para a seleção ou comparação de alternativas, que envolvem uma série de aspectos qualitativos e quantitativos, por parte dos tomadores de decisões. O objetivo da técnica consiste em estruturar e combinar as diferentes análises possíveis no processo de tomada de decisão, baseando-se em escolhas múltiplas e resultando em uma decisão final. É, normalmente, utilizada para sintetizar opiniões expressadas, para analisar situações de conflito, para determinar prioridades, para formular recomendações ou proporcionar orientações de natureza operacional.

Existem diversas metodologias para aplicação de uma análise multicritério, que variam em complexidade e funcionalidade. A escolha da metodologia multicritério depende da preferência dos tomadores de decisão quanto ao tipo de agregação que se deseja para seus critérios e a forma de comparação entre eles. Apesar dos inúmeros métodos, existem elementos comuns entre os procedimentos, como a necessidade de seleção dos critérios e as incertezas da análise (LOPES & ALMEIDA, 2013).

Dentre os elementos semelhantes citam-se:

- Alternativas: a seleção ou comparação de alternativas pelos tomadores de decisão é o objeto da análise multicritério. A análise multicritério é utilizada como ferramenta para atribuição de valores comparáveis entre essas alternativas de modo a se buscar uma solução adequada ao propósito, seja, por exemplo, selecionando o projeto com maior custo-efetividade.
- Critérios: representam métricas ou aspectos considerados relevantes pelos tomadores de decisão e que serão utilizados para a comparação das alternativas. De acordo com FERRAZ (2008), os critérios devem apresentar como características a relevância, clareza, abrangência, mensurabilidade e a não-redundância.
- Tomadores de decisão: são as partes interessadas que possuem o poder de decisão, sendo envolvidas em todos os passos da metodologia de análise

multicritério, desde a seleção de alternativas e critérios a atribuição de pesos relativos.

- Incertezas: as incertezas são inerentes a um processo decisório, sendo motivadas por fatores internos e externos. Como exemplos de fatores internos temos a incertezas associadas as escolhas dos tomadores de decisão quanto aos critérios escolhidos. Em relação a fatores externos, considera-se como incerteza parâmetros que podem influenciar no desempenho das alternativas avaliadas (TAVARES, 2015).

Além dos elementos acima, devemos considerar as principais etapas de uma análise multicritério, conforme o fluxograma da Figura 16.

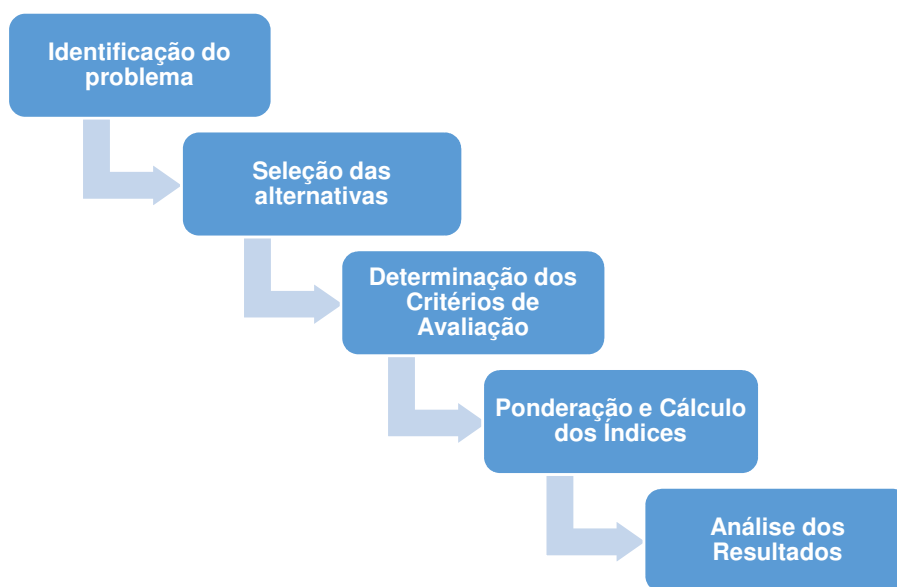


Figura 16 – Etapas da Análise Multicritério

Fonte: Elaboração própria

Baseado no fluxograma apresentado na Figura 16 pode ser observado que a etapa inicial na análise multicritério é a identificação do problema, que consiste no levantamento de todas as informações relevantes relacionadas a problemática a qual se procura soluções ou ao processo e produto que está sendo avaliado. Com o problema bem definido, passa-se para a segunda etapa que consiste em selecionar um conjunto de alternativas para a solução do problema. As alternativas devem ser

minimamente aplicáveis ao processo e devem permitir a geração ou identificação de um conjunto de critérios representativos.

A seleção dos critérios a serem avaliados é uma das etapas mais importantes na análise. Nesta fase é necessário que os tomadores de decisão identifiquem um conjunto de métricas e indicadores para a avaliação das alternativas, sendo que estes critérios podem englobar tanto métricas quantitativas quanto aspectos qualitativos (heurísticos). Na etapa seguinte, os tomadores de decisão avaliam as alternativas levantadas com base nas métricas definidas, atribuindo valores a cada um deles. Esses valores são normalizados, sendo posteriormente utilizados nos cálculos das pontuações finais (*score*), necessários para a comparação e ranqueamento das alternativas. Durante esse processo também é prevista a atribuição de pesos aos indicadores levantados, identificando prioridades de acordo com os objetivos dos tomadores de decisão (KAMARUZZAMAN et al, 2018).

Com as pontuações calculadas, tem-se valores que nos permitem comparar as alternativas, levando a uma solução final mais adequada ou a uma lista ranqueada das melhores soluções. Após a obtenção dos resultados do processo é necessário que os tomadores de decisão realizem uma análise crítica, avaliando a eficiência do processo e a pertinência das soluções encontradas (TAPIA et al, 2017).

O trabalho apresenta a Análise Hierárquica de Processo (AHP) como método de apoio multicritério à decisão a ser empregado no seu desenvolvimento, por ser aquele que melhor se adapta a realidade do problema, em especial devido à facilidade e objetividade do seu uso, baseado em uma estrutura hierárquica de decisão simples e objetiva, com escala de valores e regra de avaliação da inconsistência do julgamento padronizado como parte do método (PROMENTILLA, 2018).

5.1 Análise Hierárquica de Processo

O método tem como propósito organizar os objetivos e critérios em uma hierarquia representada pela preferência dos avaliadores (CAMPOS, 2011). As comparações entre elas são realizadas por meio de avaliações individuais dos pares dos elementos da hierarquia. Segundo GOMES e GOMES (2014), a AHP permite que os decisores estabeleçam uma importância relativa dos julgamentos e preferências, utilizando uma lógica de comparação entre os critérios e obtendo uma função de síntese que agrega todos os critérios numa única função.

O método AHP é iniciado estruturando-se o problema em uma hierarquia de critérios e indicadores (subcritérios), que é seguido de um processo de priorização através da comparação dos seus elementos. Segundo CASTELO BRANCO et al (2012), a metodologia AHP consiste em quatro principais fases: i – construção de uma estrutura hierárquica, ii – julgamentos comparativos, iii – análise de consistência e iv – cálculo das pontuações e ranqueamento final das alternativas.

5.1.1 Construção de uma estrutura hierárquica

A construção da estrutura hierárquica do problema deve conter o objetivo principal da análise, seguido dos critérios e subcritérios de avaliação e das alternativas consideradas. Durante a construção da hierarquia devem ser considerados fatores relevantes como: representação direta do problema, consideração dos aspectos que envolvem o problema, identificação de atributos que podem contribuir para as soluções e detecção de participantes associados ao problema. Apesar do formato ser semelhante, destaca-se que a hierarquia de análise da AHP não é uma árvore de tomada de decisões tradicional, visto que cada nível pode significar uma diferente visão do problema (SAATY, 1990).

A Figura 17 apresenta um modelo básico de hierarquia.

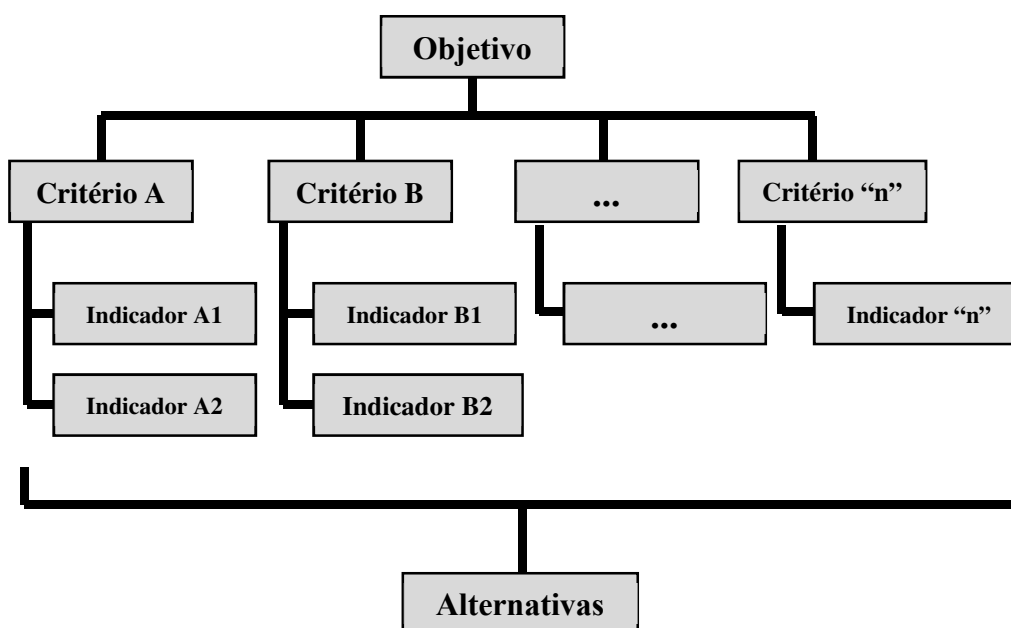


Figura 17 – Estrutura hierárquica básica do método AHP.

Fonte: Elaboração própria

Cabe aos tomadores de decisão inserir ou eliminar níveis da estrutura hierárquica de acordo com a necessidade e o objetivo da análise. Elementos que possuem características mais abrangentes, como os critérios, são representados em níveis mais altos da hierarquia, quanto que elementos mais específicos derivados dos critérios principais (indicadores ou subcritérios) são alocados em níveis inferiores. O processo de priorização realizado na análise requer que os subcritérios sejam comparados apenas dentro dos critérios a qual estão associados, respeitando o nível de alocação (SAATY, 1990).

5.1.2 Julgamentos comparativos

A priorização ou a atribuição de pesos aos diferentes critérios e indicadores dentro de uma AHP é realizada através de julgamentos na forma de comparações entre pares. CASTELO BRANCO (2012) define julgamento como uma representação numérica do relacionamento entre dois indicadores de mesmo critério. Para a avaliação dos critérios e indicadores foi utilizada uma escala fundamental que atribui um número absoluto de acordo com a relação de importância entre os pares avaliados. A escala fundamental para a comparação é apresentada na Quadro 1.

Quadro 1 - Escala fundamental para a comparação entre pares de indicadores

Valor de importância	Definição	Explicação
1	Mesma importância	Os dois elementos contribuem igualmente
3	Moderadamente mais importante	Um dos elementos apresenta importância ligeiramente maior
5	Muito importante	Um dos elementos apresenta importância significativamente maior
7	Muito mais importante	Um dos elementos apresenta alta prioridade
9	Extremamente mais importante	Um dos elementos apresenta alta prioridade com alto grau de certeza
2, 4, 6 e 8	Valores intermediários	Os valores intermediários podem ser utilizados dependendo do consenso dos avaliadores

Fonte: Adaptado de SAATY (2008)

A escala numérica de SAATY (2008) apresenta valores de 1 a 9, com 1 significando a indiferença de importância de um critério em relação ao outro, e 9 significando a extrema importância de um critério sobre outro, com estágios intermediários de importância entre esses níveis. Além disso, desconsiderando as comparações entre os próprios critérios, que representam 1 na escala, apenas metade das comparações precisa ser feita, visto que a outra metade é constituída das comparações recíprocas na matriz de comparações. As comparações entre os pares de critérios e indicadores são representadas na Matriz A em forma de matriz quadrada $n \times n$.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ 1/a_{12} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1/a_{1n} & 1/a_{2n} & \dots & 1 \end{bmatrix}$$

O fator a_{ij} representa o critério de julgamento para o par i, j , sendo que a elaboração da matriz apresenta as seguintes regras.

Se $a_{ij} = a$, então $a_{ji} = 1/a$, $a > 0$;

Se A_i apresentar a mesma importância que A_j então $a_{ij} = 1$ e $a_{ji} = 1$;

A matriz de julgamento A permite a representação numérica da importância dos critérios da linha i em comparação com os elementos da coluna j , através da razão entre os valores de importância em escala absoluta obtidos do Quadro 1. Após a elaboração da matriz de julgamento é necessária a normalização dos seus valores através da divisão dos elementos de cada coluna pela soma da coluna. Com a normalização realizada é possível calcular o peso relativo de cada indicador dividindo-se a soma dos elementos de cada linha pelo número n de critérios avaliados (MENDONZA et al, 2009).

O vetor com os pesos relativos de cada critério será utilizado na última etapa da metodologia AHP sendo multiplicado pelos valores dos indicadores qualitativos e quantitativos para a obtenção das pontuações finais de cada alternativa. No presente

trabalho, a etapa de julgamento dos critérios foi realizada por uma equipe de especialistas, o detalhamento desta etapa e seus resultados são apresentados no capítulo 7.

5.1.3 Análise de Consistência

A análise de consistência tem como objetivo avaliar se os julgamentos realizados pelos analisadores estão coerentes logicamente, através do cálculo do Índice de Consistência (CI). Para que uma matriz de julgamento seja aceita como consistente o índice deve apresentar valores abaixo de 0,1 ou 10% (CASTELO BRANCO, 2012).

Para o cálculo do Índice de Consistência utilizamos a Equação 1:

$$CI = (\lambda_{max} - n)/(n - 1) \quad \text{Equação (1)}$$

Onde:

CI = Índice de Consistência;

λ_{max} = Pontuação obtida para uma alternativa pela multiplicação dos indicadores pelos pesos relativos;

n = Ordem da matriz de julgamento;

5.1.4 Cálculo das pontuações e ranqueamento final das alternativas

Para a escolha da melhor alternativa ou ranqueamento destas é necessário o cálculo das pontuações de cada alternativa. As pontuações são calculadas através da multiplicação dos valores dos indicadores pelos pesos relativos de cada critério avaliado. Considerando um vetor de pesos relativos T , tem-se a seguinte representação matemática do cálculo na Equação 2

$$\lambda_i = I \times T \quad \text{Equação (2)}$$

Onde:

λ_i = Pontuação calculada para a alternativa i

I = valores atribuídos para cada critério em relação a alternativa i

T = Vetor de pesos relativos para cada critério

A Equação 2 também é utilizada para o cálculo de um único valor de critério caso este seja composto por diversos subcritérios. Neste caso é realizada uma matriz de julgamento exclusiva para este indicador de modo a indicar a priorização dos subcritérios dentro do critério avaliado.

As pontuações calculadas para cada alternativa têm como objetivo consolidar em um único número todos os critérios avaliados durante a análise, fornecendo assim um meio de se comparar as alternativas de modo simples e objetivo. A partir dessas pontuações, dependendo do objetivo da análise, pode-se chegar a uma melhor alternativa dentre todas avaliadas, ou ainda, permitir o ranqueamento das melhores opções para priorização dos tomadores de decisão (GHIMIRE, 2018).

6. METODOLOGIA

Neste capítulo serão apresentadas as etapas realizadas para a comparação das diferentes tecnologias de mitigação de emissões de metano em plataformas marítimas utilizando uma abordagem multicritério. O método utilizado neste estudo foi a Análise Hierárquica de Processo (AHP), técnica esta que apresenta como diferencial a estruturação da análise em formato de hierarquia, considerando as alternativas, critérios e indicadores.

6.1 Aplicação da Análise Hierárquica de Processo

6.1.1 Definição do problema e alternativas a serem avaliadas

O procedimento inicial para a execução de uma análise multicritério é a definição do problema, suas possíveis soluções e o conjunto de critérios de avaliação dessas soluções. A problemática avaliada no presente estudo se refere à escolha das melhores opções disponíveis para a mitigação de emissões de metano em plataformas marítimas. Conforme descrito anteriormente, existem diversas tecnologias e/ou processos que quando implantadas nas plataformas atuam na mitigação de emissões de metano, porém existem poucos estudos que comparam tais tecnologias. Os poucos estudos existentes avaliam a eficiência em relação às emissões totais de gás de efeito estufa e não especificamente do gás metano que é a proposta desse trabalho. Além disso, os estudos realizados consideram em sua maioria plantas de produção de óleo e gás *onshore*.

Considerando as tecnologias de mitigação descritas no capítulo 4.6 pode-se elencar 6 alternativas que serão avaliadas na AHP:

- A. Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com reaproveitamento energético;
- B. Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com envio ao *flare*;
- C. Recuperação do metano do desidratador a glicol com reaproveitamento energético

- D. Recuperação do metano do desidratador a glicol com envio ao *flare*
- E. Detecção e reparo de emissões fugitivas
- F. Técnica Gas-to-liquid (GTL)

Essas 6 alternativas foram denominadas de cenários de mitigação. O detalhamento de cada um dos cenários de mitigação se encontra no capítulo 6.2.2.

6.1.3 Definição dos critérios de avaliação

Uma das etapas principais da AHP é a definição de quais critérios e subcritérios (indicadores) serão avaliados para cada alternativa de mitigação levantada. Essas métricas, que podem ser relativas a aspectos quantitativos ou qualitativos, devem ser representativas e comparáveis entre todas as alternativas avaliadas. Os indicadores quantitativos podem ser medidos objetivamente sendo expressos em números, já os indicadores qualitativos dependem de um julgamento subjetivo.

Para a comparação das alternativas de mitigação de metano foram considerados critérios ambientais, financeiros e operacionais que englobam tanto indicadores quantitativos e qualitativos. De modo a mitigar a subjetividade da análise é previsto a atribuição de pesos a essas métricas durante a análise de alternativas, de acordo com as prioridades do caso de estudo.

Critério ambiental

O principal subcritério ambiental definido para a análise está relacionado ao indicador de mitigação de metano. O valor de mitigação de metano, que é um indicador quantitativo, está relacionado com a eficiência de mitigação da alternativa analisada, podendo ser calculado pela diferença entre as emissões totais de metano da plataforma de produção de óleo e gás calculadas via inventário detalhado (cenários base) e as emissões da planta com as tecnologias de mitigação implantadas (cenários de mitigação). A mitigação de emissões de metano é representada pela massa de CH₄ evitada, em toneladas (t CH₄).

Além do indicador de emissões evitadas de CH₄ foi necessária a consideração de indicadores relacionados as emissões de CO₂ e N₂O. A consideração desses dois indicadores se fez necessária porque algumas alternativas de mitigação consideradas

implicam em queima de gás ou metano recuperado, resultando em emissões adicionais de combustão, sendo considerado um aspecto negativo da tecnologia. As emissões de CO₂ e N₂O foram representadas em massa (t CO₂ e t N₂O).

Os indicadores ambientais são critérios quantitativos, logo para a avaliação desses indicadores é necessário o cálculo das emissões de gás de efeito estufa relativas ao cenário base e do cenário de mitigação. As metodologias utilizadas para esses cálculos estão presentes no capítulo 6.3.

Critério financeiro

Para a avaliação do aspecto financeiro de cada alternativa de mitigação foram considerados três indicadores quantitativos, o Custo de Capital (CAPEX), Custo de Operação (OPEX) e as receitas.

- Custos de Capital: As despesas de capitais ou investimento de capital (CAPEX, do inglês *Capital Expenditures*) envolve todos os custos relacionados à aquisição de equipamentos e instalações de um novo projeto ou processo. Em termos de fluxo financeiro de um projeto, o CAPEX é considerado apenas na etapa inicial (implantação) sendo expresso em dólar americano (US\$).
- Custos operacionais: As despesas ou dispêndios operacionais (OPEX, do inglês *Operational Expenditures*) envolvem todos os custos cotidianos como gastos com funcionários e manutenção dos equipamentos. Em termos de fluxo financeiro de um projeto, o OPEX incide durante a vida útil da tecnologia sendo expresso em dólar americano por ano (US\$/ano).
- Receitas: Além dos custos, algumas alternativas de mitigação preveem a obtenção de receita proveniente da venda de gás que deixou de ser consumido ou emitido indevidamente. O valor da receita também foi considerado como um indicador financeiro na avaliação, sendo expressa em dólar americano por ano (US\$/ano).

O presente estudo não considera o fluxo financeiro ao longo da vida útil das tecnologias de mitigação, visto que o objetivo é a comparação das tecnologias em um

determinado ano base considerando para isso os custos fixos de implantação e operação. Os indicadores financeiros foram obtidos da literatura, priorizando estudos executados por órgãos ambientais ou empresas do setor. Todos os indicadores financeiros obtidos foram corrigidos para o ano base de 2016, através da aplicação de uma taxa de inflação, conforme descrito no capítulo 6.3.

Critério operacional

A análise multicritério realizada neste estudo considera, além dos parâmetros quantitativos ambientais e financeiros, um critério qualitativo que aborda outros aspectos das opções de mitigação. O critério qualitativo considerado na análise está relacionado a operacionalização das tecnologias envolvidas, abrangendo indicadores de maturidade tecnológica, facilidade de integração com a planta de processo, mão de obra qualificada e segurança operacional. Esses indicadores foram classificados como qualitativos porque abrangem aspectos subjetivos de difícil quantificação, dependentes de conhecimentos técnicos sobre as tecnologias consideradas. A descrição de cada indicador é resumida a seguir:

- Maturidade Tecnológica: o objetivo desse indicador é avaliar a maturidade da tecnologia, considerando, por exemplo, se a tecnologia de mitigação proposta ainda se encontra em estágios iniciais ou intermediários de desenvolvimento (pesquisa ou projetos pilotos) ou já se encontra operacional.
- Facilidade de integração com a planta de processo: a integração da tecnologia com a planta de processo envolve uma série de fatores como disponibilidade de espaço na plataforma, suscetibilidade a movimentações e demanda de energia para operação.
- Mão de obra qualificada: esse indicador envolve avaliar a existência e facilidade de contratação de mão de obra qualificada para a implantação, operação e manutenção da tecnologia.

- Segurança operacional: o indicador de segurança operacional está associado a presença de riscos à saúde e segurança dos trabalhadores e à integridade da planta na implantação, operação e manutenção da tecnologia.

6.1.4 Árvore hierárquica da análise

Com base no problema proposto, nas alternativas e nos critérios definidos podemos elaborar uma árvore hierárquica da análise multicritério. O primeiro nível da árvore se refere ao objetivo principal do estudo, a escolha da melhor opção de mitigação de emissões de metano. O segundo nível se refere aos três critérios considerados: ambiental, financeiro e operacional. O terceiro nível se refere aos dez subcritérios (indicadores) relativos a cada critério. A estrutura hierárquica proposta para a análise é representada na Figura 18.

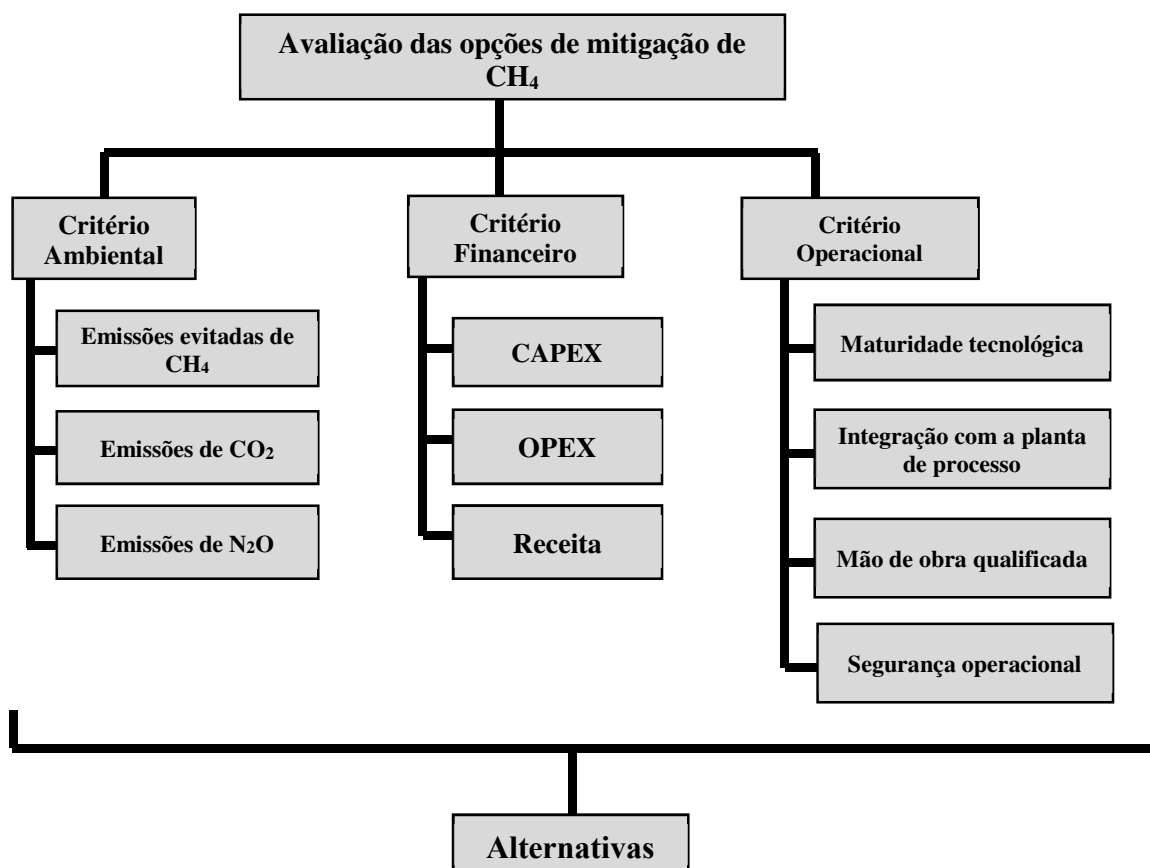


Figura 18 – Estrutura hierárquica proposta para a análise.

Fonte: Elaboração própria

As próximas seções detalham as alternativas de mitigação consideradas e os cálculos realizados para a obtenção dos valores dos indicadores qualitativos ambientais e financeiros. Também é definida a metodologia realizada para a consolidação do critério qualitativo referente ao aspecto operacional.

6.2 Definição dos cenários base e de mitigação

6.2.1 Definição dos cenários base

O cenário base tem como premissa a operação normal de uma plataforma marítima contemplando as fontes emissoras de metano típicas de uma planta de FPSO, conforme citado anteriormente. Para o cenário base foi considerado a inexistência das medidas de mitigação citadas.

Buscando uma abrangência maior do estudo foram considerados 3 (três) diferentes cenários base, sendo que cada cenário base corresponde a uma plataforma marítima de produção de óleo e gás. As plataformas marítimas foram selecionadas com base nas seguintes premissas:

- a) Plataforma de produção do tipo FPSO;
- b) Plataforma em operação plena no ano de 2016;
- c) Plataforma cuja operação atenda toda a produção de um ou mais campos.

A primeira premissa remete ao tipo de plataforma mais representativa no Brasil e que permitirá uma linha de análise semelhante para cada cenário base, visto que as fontes emissoras típicas e medidas de mitigação são as mesmas devido à semelhança na planta de processamento. A segunda e a terceira premissa estão relacionadas à aquisição de dados primários necessários para os cálculos dos indicadores quantitativos, como emissões atmosféricas.

Foi escolhido o ano de 2016 para a aquisição dos dados primários, que englobam, por exemplo, dados de produção de óleo, consumo de gás interno e consumo de gás em *flare*. Esses dados são fornecidos pela ANP que os apresenta por campo de produção. Visto que é necessária a aquisição de dados por plataforma para o cálculo dos indicadores se fez necessário a consideração da terceira premissa.

A premissa direciona a escolha de plataformas cuja produção corresponda a produção de um campo completo, ou seja, toda a produção de um campo específico é realizada por apenas uma única plataforma. Com isso garantimos que todas as informações de um campo remetam a apenas uma plataforma.

Considerando essas premissas foi possível selecionar as seguintes opções de plataformas descritas no Quadro 2:

Quadro 2 – Possíveis plataformas a serem estudadas

Plataforma	Campo	Principal fluido	Capacidade de processamento de óleo (bbl/d)	Capacidade de processamento de gás (mil m³/d)
FPSO Cidade de Itajaí	Baúna	Óleo	80.500	2.000
FPSO Cidade de Santos	Uruguá/Tambaú	Gás não associado	35.224	10.000
FPSO Cidade de Vitória	Golfinho	Óleo	100.640	3.500
FPSO Cidade do Rio de Janeiro	Espadarte	Óleo	100.000	2.500
FPSO Espírito Santo	Ostra	Óleo	150.000	1.400
FPSO Fluminense	Bijupirá/Salema	Óleo	70.000	2.124
FPSO Frade	Frade	Óleo	100.000	3.000
FPSO OSX3	Tubarão Martelo	Óleo	100.000	1.500
P-50	Albacora Leste	Óleo	180.000	6.000

Fonte: Adaptado de ANP, 2017.

Dentre as opções que atenderam as premissas adotadas, optou-se pela seleção de 03 plataformas que foram consideradas como cenários base para a análise multicritério. As plataformas selecionadas foram o FPSO Cidade de Itajaí, FPSO Cidade de Santos e a P-50. O critério utilizado para a escolha dessas plataformas teve como objetivo analisar a influência das diferentes capacidades de processamento e fluidos produzidos na comparação das medidas mitigadoras, para isso foram selecionadas duas plataformas com diferentes capacidades de processamento cujo principal fluido produzido é o óleo, FPSO Cidade de Itajaí e P-50, e uma plataforma de produção de gás não associado, FPSO Cidade de Santos.

Na Tabela 4 são destacadas as principais características das plataformas:

Tabela 4 - Plataformas selecionadas para os cenários base

Cenário Base	Cenário Base I	Cenário Base II	Cenário Base III
Nome da plataforma	FPSO Cidade de Itajaí	Petrobras 50	FPSO Cidade de Santos
Operador	Petrobras	Petrobras	Petrobras
Bacia	Santos	Campos	Santos
Campo	Baúna	Albacora Leste	Uruguá/Tambaú
Capacidade de processamento de óleo (bbl/d)	80.500	180.000	35.224
Capacidade de processamento de gás (mil m ³ /d)	2.000	6.000	10.000
Grau API óleo produzido	33,3	18,8	32,6
Lâmina d'água média (m)	295	1340	1350
Número de poços	06 produtores e 03 injetores	17 produtores e 13 injetores	10 produtores e 2 injetores

Fonte: Adaptado de ANP, 2017a; ANP, 2017b; ANP, 2017c; ANP, 2017d

Pode ser verificado na Tabela 4 que o Cenário Base III apresenta informações relativas a dois campos, Uruguá e Tambaú, neste caso os fluidos extraídos de ambos reservatórios são processados por apenas uma plataforma, o que atende as premissas estabelecidas.

6.2.2 Definição dos cenários de mitigação

As opções de mitigação foram segregadas em cenários de mitigação a serem aplicadas a cada cenário base. Alguns dos cenários de mitigação propostos podem englobar mais de uma tecnologia, como é o caso da Unidade de Recuperação de Vapor que geralmente está associada a outro processo de mitigação.

6.2.2.1 Cenário A – Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com reaproveitamento energético

Esse cenário considera a recuperação dos vapores emitidos pelos tanques de armazenamento de óleo através de sua associação com uma unidade de Recuperação de Vapor (URV). Os vapores de metano recuperados no processo serão reaproveitados internamente na plataforma, sendo adicionados ao autoconsumo de gás. Neste cenário, além da mitigação do metano que seria emitido pelos tanques de armazenamento, temos também como benefício, o reaproveitamento energético do mesmo, que será considerado como uma renda adicional associado a tecnologia.

A Figura 19 apresenta um esquema simplificado de comparação entre o cenário base para a tipologia de fonte em questão e a aplicação do cenário de mitigação.

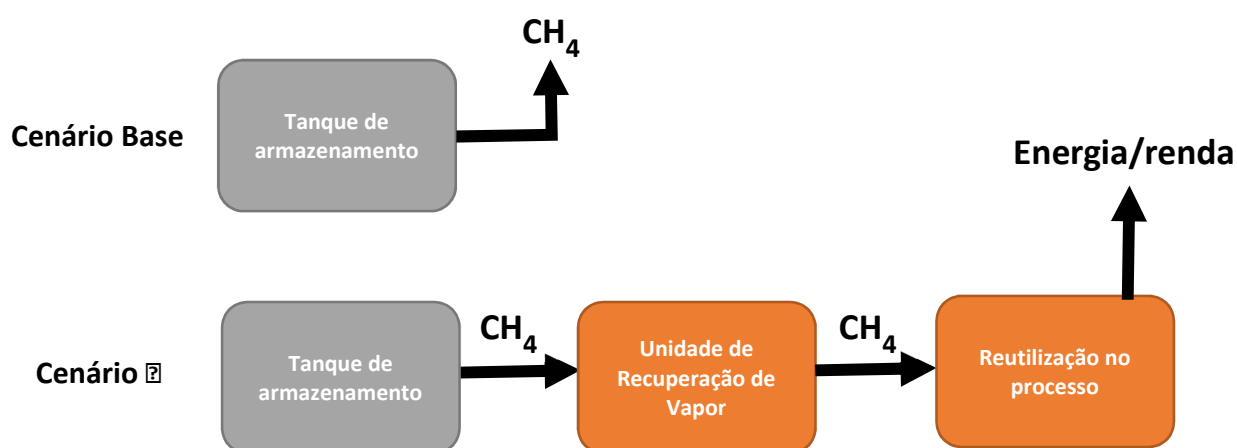


Figura 19 – Fluxograma do cenário A: Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com reaproveitamento energético.

Fonte: Elaboração própria

6.2.2.2 Cenário B – Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com envio ao flare

O cenário B, apresentado na Figura 20 também considera a recuperação dos vapores emitidos pelos tanques de armazenamento de óleo através de sua

associação com uma unidade de Recuperação de Vapor (URV), porém diferentemente do cenário A, o metano recuperado será enviado para queima no *flare*.

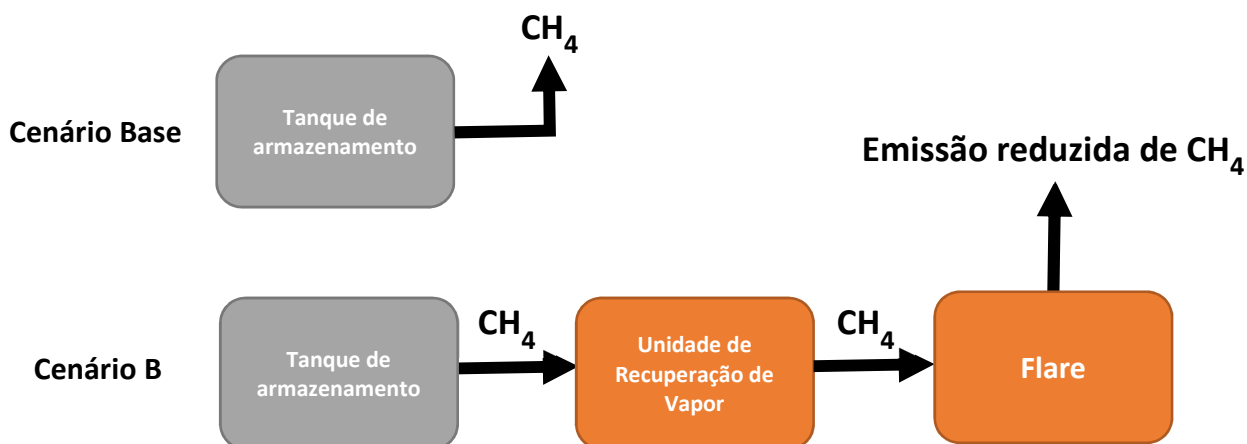


Figura 20 – Fluxograma do cenário B: Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com envio ao *flare*.

Fonte: Elaboração própria

6.2.2.3 Cenário C – Recuperação do metano do desidratador a glicol com reaproveitamento energético

No cenário C, apresentado na Figura 21, o metano que seria emitido pela unidade de desidratação a glicol é removido do glicol antes da etapa de regeneração através da implantação de um tanque de *flash*. Após sua volatilização no tanque de *flash*, o metano é recuperado por uma unidade de recuperação de vapor que o encaminha para a reutilização no processo, como parcela adicional do gás consumido na plataforma.

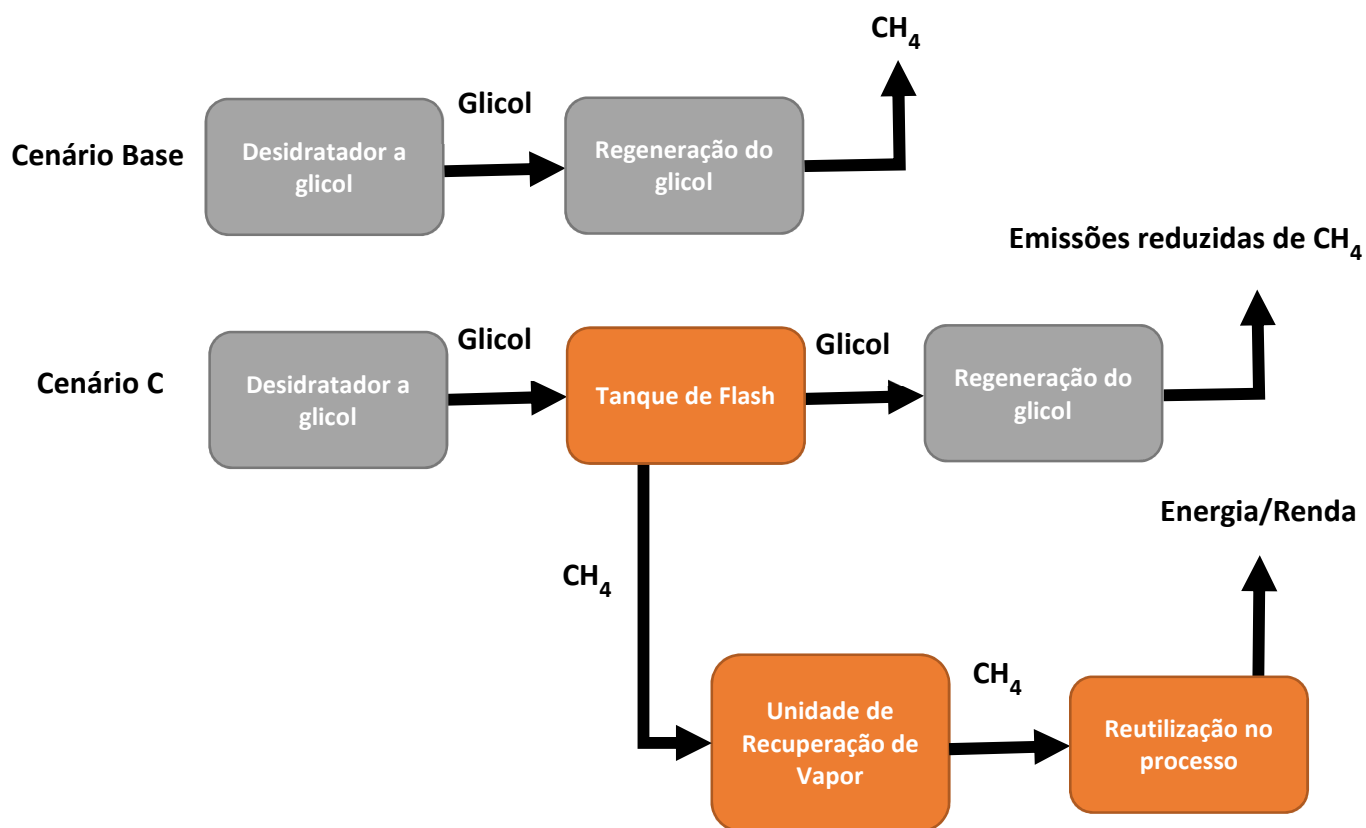


Figura 21 – Fluxograma do cenário C: Recuperação do metano do desidratador a glicol com reaproveitamento energético.

Fonte: Elaboração própria

6.2.2.4 Cenário D – Recuperação do metano do desidratador a glicol com envio ao flare

Neste cenário é previsto a remoção do metano antes da etapa de regeneração de glicol através da implantação de um tanque de *flash*. O metano volatilizado nessa etapa segue para uma unidade de recuperação de vapor, sendo posteriormente encaminhado para queima em *flare*, como apresentado na Figura 22.

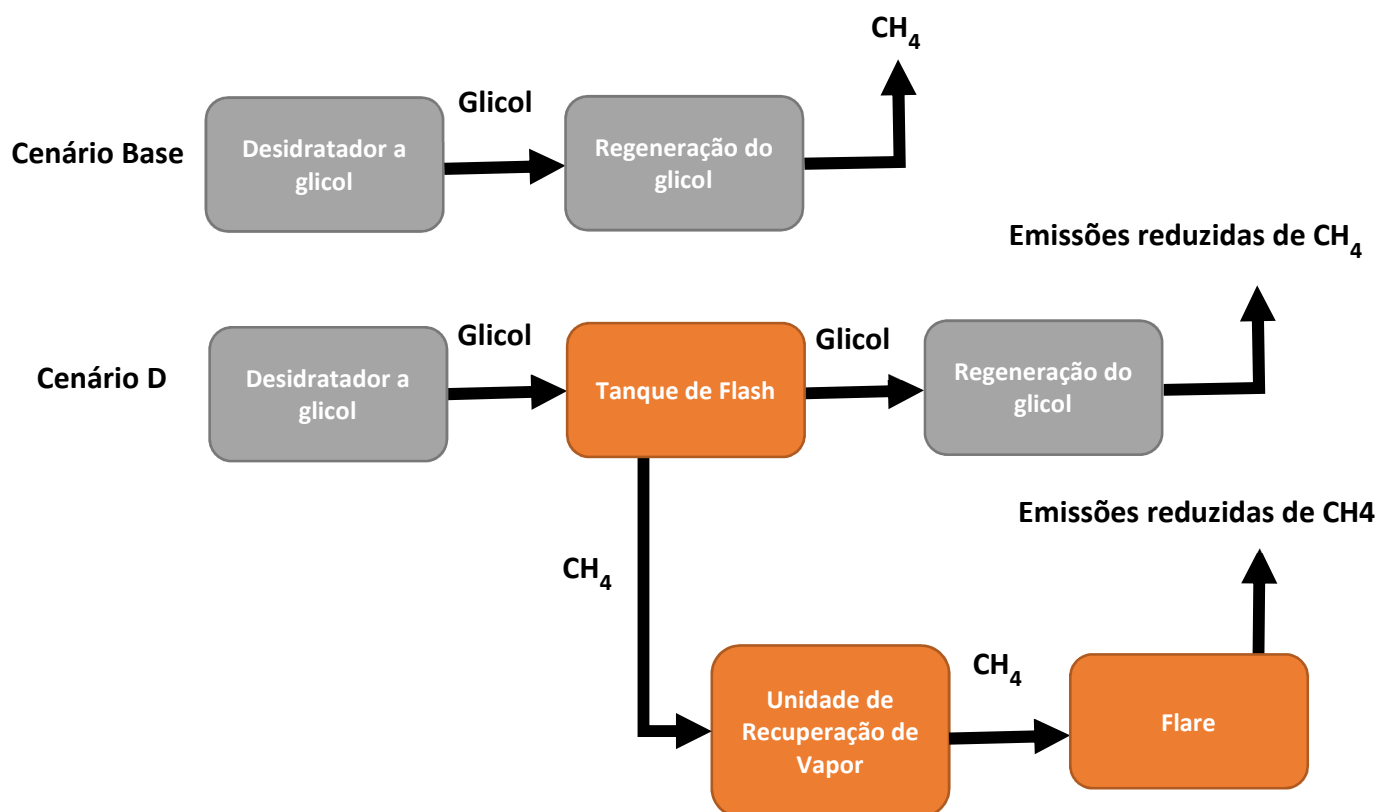


Figura 22 – Fluxograma do cenário D: Recuperação do metano do desidratador a glicol com envio ao flare.

Fonte: Elaboração própria

6.2.2.5 Cenário E – Detecção e reparo de emissões fugitivas

A medida de mitigação prevista para este cenário, representada na Figura 23 consiste na implantação de um programa de detecção, monitoramento e reparo de vazamentos em componentes de processo, como válvulas, flanges, conexões, selos de bomba e de compressor, entre outros. A detecção e monitoramento das emissões fugitivas será realizado utilizando a técnica de SMART LDAR que, conforme descrito anteriormente, apresenta uma maior eficiência para a detecção de grandes vazamentos, otimizando o tempo necessário para o programa.

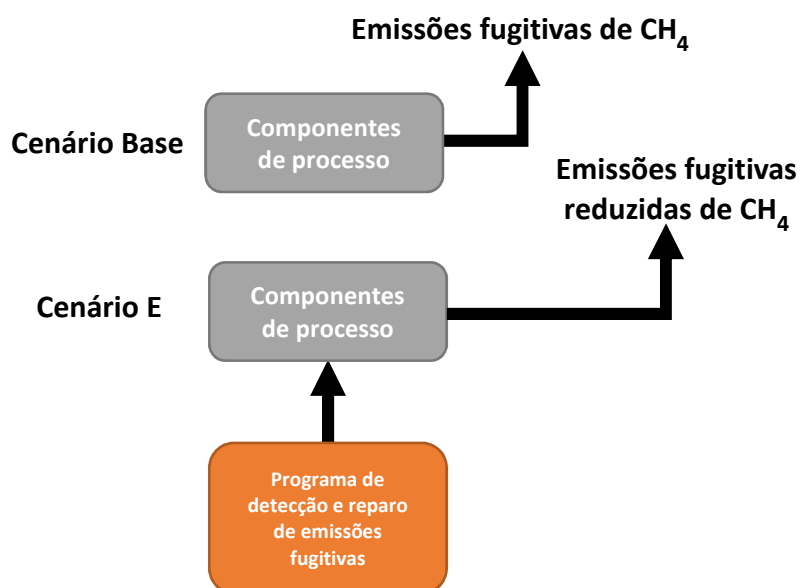


Figura 23 – Fluxograma do cenário E: Detecção e reparo de emissões fugitivas.

Fonte: Elaboração própria

6.2.2.6 Cenário F – Tecnologia Gas-to-Liquid (GTL)

No cenário apresentado na Figura 24 foi previsto a utilização da tecnologia GTL para a mitigação de emissões provenientes da queima de gás em *flare* e da ventilação de CH₄ em tanques de armazenamento. O processo GTL receberia dois diferentes fluxos de gases para a conversão, o primeiro fluxo referente ao gás que seria queimado no *flare* em situações rotineiras e o segundo, derivado da recuperação do vapor nos tanques de armazenamento da plataforma. O recebimento de diferentes fluxos garantiria a operação constante da unidade.

Além da mitigação de emissão de metano associada a tecnologia é previsto também uma possibilidade de receita proveniente da produção dos óleos sintéticos (*syncrude*).

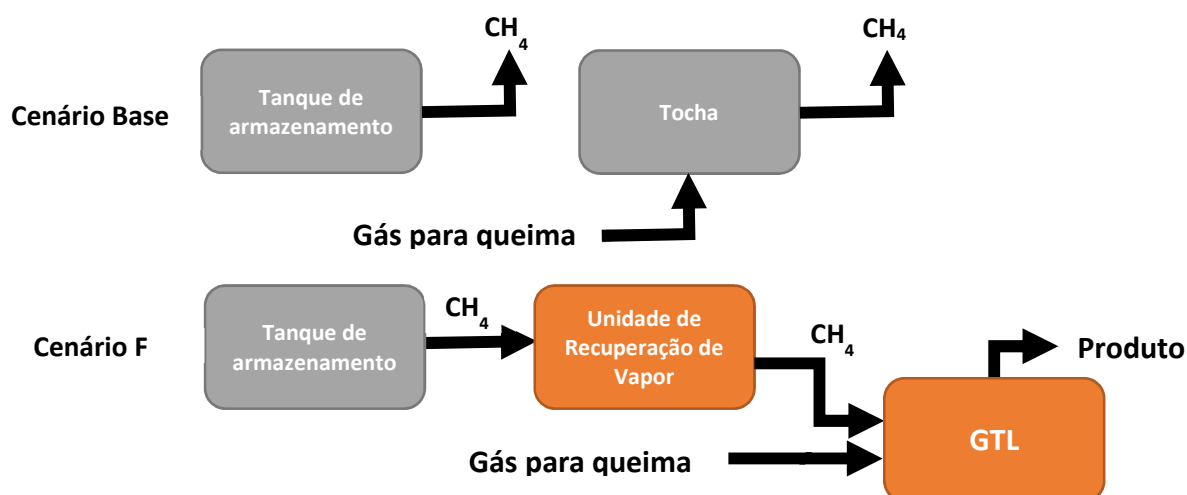


Figura 24 – Fluxograma do cenário F: Tecnologia Gas-to-Liquid (GTL).

Fonte: Elaboração própria

6.3 Cálculo dos indicadores ambientais e financeiros

Para cada cenário base e de mitigação foram calculados os indicadores quantitativos considerados na análise multicritério, representados pelas emissões de gases de efeito estufa (GEE) e pelos custos de investimento, operação e eventuais receitas.

6.3.1 Cálculo das emissões de GEE

6.3.1.1 Dados de operação das plataformas marítimas

Para a estimativa das emissões de gases de efeito estufa foram obtidos dados públicos de operação das plataformas marítimas escolhidas, referentes ao ano de 2016. Estes dados englobam valores como produção de óleo e gás, de autoconsumo e de queima de gás em *flare*.

Apesar dos dados de operação serem apresentados pela ANP por campo de produção, os mesmos podem ser atribuídos diretamente as plataformas que realizam individualmente sua produção de óleo e gás. No caso de um campo ser produzido por mais de uma plataforma a mesma lógica não se aplica, visto que os dados de

operação são reportados de forma agregada, não especificando a proporcionalidade dos valores. Na Tabela 5 são apresentados os dados de produção obtidos para as plataformas de 2016:

Tabela 5 - Dados de produção e operação do ano 2016

Cenário Base	Cenário Base I	Cenário Base II	Cenário Base III
Nome da plataforma	FPSO Cidade de Itajaí	Petrobras 50	FPSO Cidade de Santos
Produção de óleo (m ³)	2.683.138	3.574.288	702.771
Produção de Gás Associado (mil m ³ - 20°C)	163.150	334.708	102.677
Produção de Gás Não Associado (mil m ³ - 20°C)	0	0	864.445
Volume de gás para consumo interno (mil m ³ - 20°C)	40.466	158.127	87.799
Volume de gás queimado em <i>flare</i> (mil m ³ - 20°C)	4.094	33.759	3.561

Fonte: Adaptado de ANP, 2017e

Analisando a Tabela 5 pode ser verificado que inicialmente as diferenças entre as produções de óleo e gás nos cenários considerados, evidenciando os principais fluidos produzidos nas plataformas marítimas. Nos cenários base I e II foi observado a predominância de produção de óleo, enquanto no cenário III a produção de gás é mais significativa.

Para o cenário I temos que cerca de 24,8% do total de gás produzido foi consumido internamente na plataforma e cerca de 2,5% não foi aproveitado, sendo encaminhado para queima em *flare*. No cenário II, a parcela de gás utilizado no autoconsumo e queimado no *flare* atingiram respectivamente, 47,2% e 10%. Para o cenário III as parcelas foram de 9% e 0,4%.

6.3.1.2 Metodologia de cálculo das emissões dos cenários base

Para as estimativas das emissões de gases de efeito estufa dos cenários base foram considerados protocolos de cálculo específicos para o setor de óleo e gás. A escolha dos protocolos considerou as tipologias de fontes emissoras descritas no Capítulo 4.5 e os dados de processo disponíveis para cada uma delas (API, 2009).

As emissões associadas a tipologia de Vent de Processo não foram calculadas para os cenários base, pois não existem parâmetros concretos para as estimativas de suas emissões, visto que são derivados essencialmente de situações não rotineiras nas unidades. Seguem os cálculos realizados segregados por tipologia de fonte:

a) Turbogeradores

Para as fontes de combustão, com exceção do *flare*, é apresentado no *Compendium of GHG* da API um fluxograma de escolha da metodologia de cálculo de emissões para fontes estacionárias, apresentado na Figura 25 com base nos dados de processo disponíveis (API, 2009).

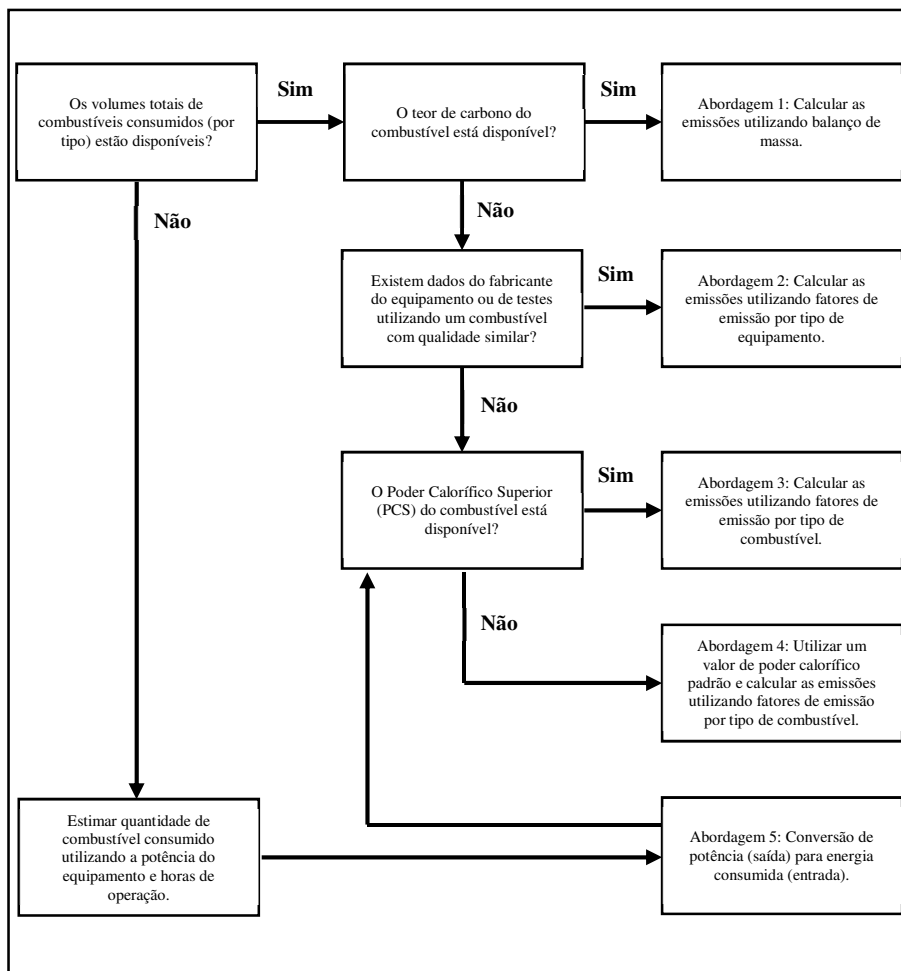


Figura 25 – Fluxograma para escolha de metodologia de cálculo de emissões para fontes de combustão estacionárias.

Fonte: Adaptado de API, 2009

Para o cálculo das emissões de CO₂, a Figura 25 indica a abordagem 4 na ausência de informações específicas sobre o combustível utilizado, que compreende na utilização de um poder calorífico padrão (PCS) em conjunto com fatores de emissão. Para combustíveis gasosos, o documento apresenta os parâmetros físico-químicos de gás natural processado e gás não processado. Entende-se que um gás pode ser classificado como processado após sua passagem em uma unidade de processamento de gás natural (UPGN), planta de processo que tem como função a especificação do gás produzido para disponibilização para venda. As UPGN, que se encontram localizadas em terra, recebem para processamento o gás exportado pelas plataformas marítimas, como exemplo de UPGN tem-se a Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA) e a Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB), ambas da Petrobras.

Considerando isso, tem-se que o gás utilizado na plataforma, pode ser classificado como um gás não processado. O valor de poder calorífico superior (PCS) fornecido para o gás natural não processado é de $4,6 \times 10^7$ J/m³. O mesmo valor de PCS foi considerado para o cálculo das emissões de CH₄ e N₂O (API, 2009). As emissões dos turbogeradores foram calculadas de acordo com a Equação 3 abaixo:

$$E_i = \text{Consumo}_{gás} \times PCS_{gás} \times \text{Fator Emissão}_i \quad \text{Equação (3)}$$

Onde:

E_i = Emissão de gás de efeito estufa i (toneladas)

$\text{Consumo}_{gás}$ = Consumo de gás na turbina a 0 °C (m³)

$PCS_{gás}$ = Poder Calorífico Superior do gás (J/m³)

Fator Emissão_i = Fator de Emissão para o gás de efeito estufa i (toneladas de GEE/10¹² J)

É importante destacar que os volumes de gás apresentados na Tabela 5 estão na temperatura de 20 °C que é o padrão de medição da ANP. Para o uso dos volumes nos cálculos das emissões de combustão foi necessária a conversão para as condições normais de temperatura e pressão (CNTP). Os fatores de emissão utilizados seguem na Tabela 6.

Tabela 6 - Fatores de emissão para os turbogeradores

Gás de efeito estufa	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Fator de emissão (toneladas/10 ¹² J)	50,3	0,0037	0,0013

Fonte: API, 2009

b) Flare

De forma semelhante aos turbogeradores, o documento da API apresenta para a tipologia *flare* um fluxograma para a escolha da metodologia de cálculo das

emissões de GEE. O fluxograma para a escolha da metodologia é apresentado na Figura 26

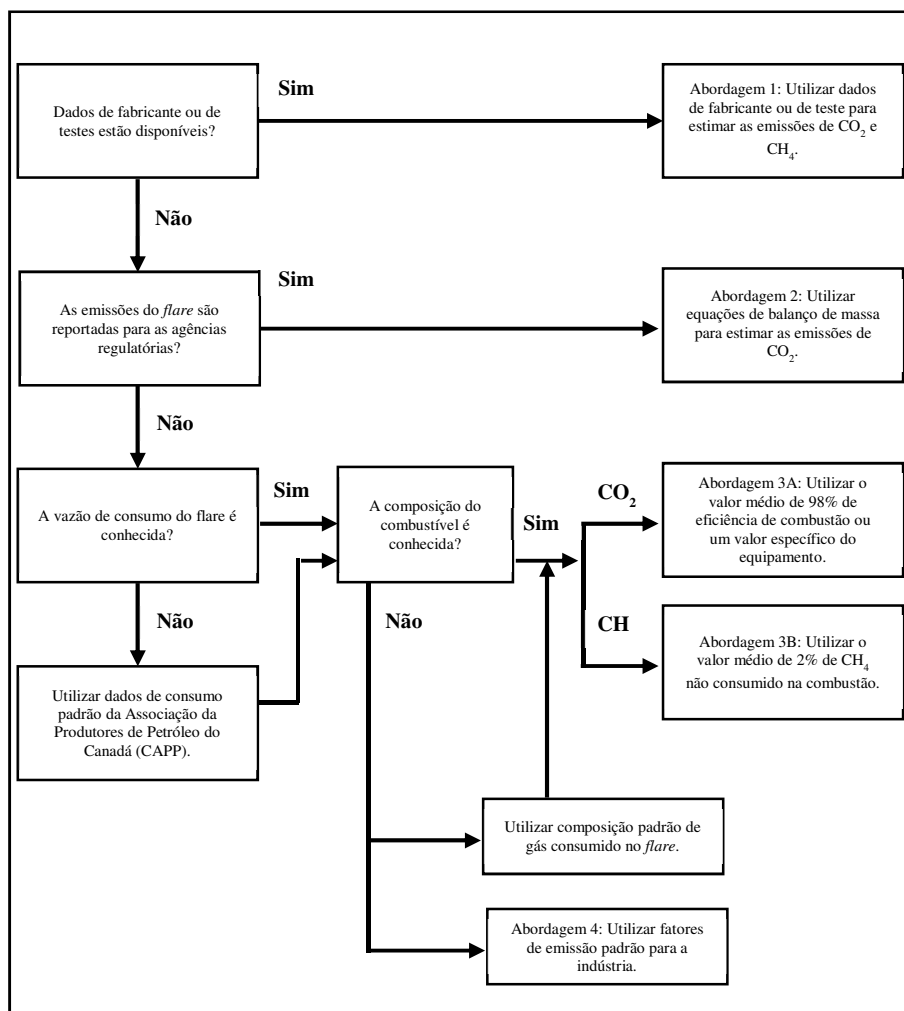


Figura 26 – Fluxograma para escolha de metodologia de cálculo de emissões de *flare*.

Fonte: Adaptado de API, 2009

Na ausência de especificações dos fabricantes do equipamento e da composição química do gás queimado no *flare* é indicado a utilização de uma composição padrão e uma eficiência de combustão de 98% (Abordagem 3A). O padrão de gás produzido queimado no *flare* apresenta em sua composição teores volumétricos de 80% de CH₄, 15% de C₂H₆ (etano) e 5% de C₃H₈ (propano).

As emissões de CO₂ provenientes de queima de gás em *flare* são calculadas segundo a Equação 4 (API, 2009).

$$E_{CO_2} = Consumo_{gás} \times (Teor CH_{4,gás}) + (2 \times Teor C_2H_6_{gás}) + (3 \times Teor C_3H_8_{gás}) \times \varepsilon \times \frac{MMol_{CO_2}}{VMol} \quad \text{Equação (4)}$$

Onde:

E_{CO_2} = Emissão de CO₂ (kg)

$Consumo_{gás}$ = Consumo de gás no *flare* (m³)

$Teor CH_{4,gás}$ = Teor de CH₄ na composição do gás, igual a 0,80 kgmol CH₄/kgmol gás

$Teor C_2H_6_{gás}$ = Teor de C₂H₆ na composição do gás, igual a 0,15 kgmol C₂H₆/kgmol gás

$Teor C_3H_8_{gás}$ = Teor de C₃H₈ na composição do gás, igual a 0,05 kgmol C₃H₈/kgmol gás

ε = Eficiência da combustão, 98%

$MMol_{CO_2}$ = Massa Molar do CO₂ – 44 kg/kg mol

$VMol$ = Volume Molar – 23,69 m³/kg mol

O CH₄ emitido no *flare* é calculado considerando a premissa de que 2% do gás encaminhado para o *flare* não sofre combustão (Abordagem 3B).

$$E_{CH_4} = Consumo_{gás} \times Teor CH_{4,gás} \times (1 - \varepsilon) \times \frac{MMol_{CH_4}}{VMol_{CH_4}} \quad \text{Equação (5)}$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissão de CH₄ (kg)

$Consumo_{gás}$ = Consumo de gás no *flare* (m³)

$Teor CH_{4,gás}$ = Teor de CH₄ na composição do gás, igual a 0,8 m³ CH₄/m³ gás

$MMol_{CH_4}$ = Massa Molar do CH₄ – 16 kg/kg mol

$VMol_{CH_4}$ = Volume Molar do CH₄ – 23,69 m³/kg mol

O cálculo do N₂O é realizado através da aplicação de fatores de emissão que consideram o volume total de óleo ou gás produzido na unidade, dependendo da especificidade da plataforma e da economia do país onde é realizada a produção. Para países em desenvolvimento, o fator de emissão para plataformas de produção de óleo é de $8,8 \times 10^{-4}$ toneladas/10³ m³ óleo produzido e em plataformas de produção de gás o valor é de $2,9 \times 10^{-5}$ toneladas/10⁶ m³ de gás produzido (API, 2009).

c) Desidratador a Glicol

Para os desidratadores a glicol é previsto pela API um fator de emissão de CH₄ por m³ de gás tratado na unidade. Com isso tem-se a Equação 6 (API, 2009).

$$E_{CH_4} = Volume_{gás} \times Fator Emissão_{CH_4} \quad \text{Equação (6)}$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissão de CH₄ (tonelada)

$Volume_{gás}$ = Volume de gás tratado no desidratador (m³)

$Fator Emissão_{CH_4}$ = Fator de Emissão de CH₄ – 0,18667 tonelada CH₄/ 10⁶ m³ gás tratado

Por não ser uma fonte de combustão, não estão previstas emissões de CO₂ e N₂O.

d) Fugitivas

As emissões fugitivas de CH₄ foram calculadas sendo utilizados fatores de emissão concebidos pela API. Os fatores de emissão presentes no documento relacionam as emissões de CH₄ provenientes de vazamentos à produção da plataforma, apresentando valores diferenciados para plataforma de produção de óleo e de gás. A Equação 7 apresenta o cálculo utilizado (API, 2009).

$$E_{CH_4} = Produção_{óleo/gás} \times Fator Emissão_{CH_4} \quad \text{Equação (7)}$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissão de CH₄ (tonelada)

$Produção_{gás}$ = Produção Total de óleo/gás na Plataforma (m³)

$Fator\ Emissão_{CH_4}$ = Fator de Emissão de CH₄ – 5,903 x 10⁻⁴ t CH₄/m³ de óleo produzido para plataformas de produção de óleo (*offshore oil production*) e 0,3673 t CH₄/10⁶ m³ de gás produzido para plataformas de produção de gás (*offshore gas production*)

e) Tanques de armazenamento de óleo

As emissões de CH₄ nos tanques de armazenamento de óleo são derivadas do fenômeno de *flash* que ocorre na saída da unidade de separação primária. A metodologia de cálculo dessas emissões foi escolhida seguindo a árvore de decisão abaixo proposta pela API e apresentada na Figura 27 (API, 2009).

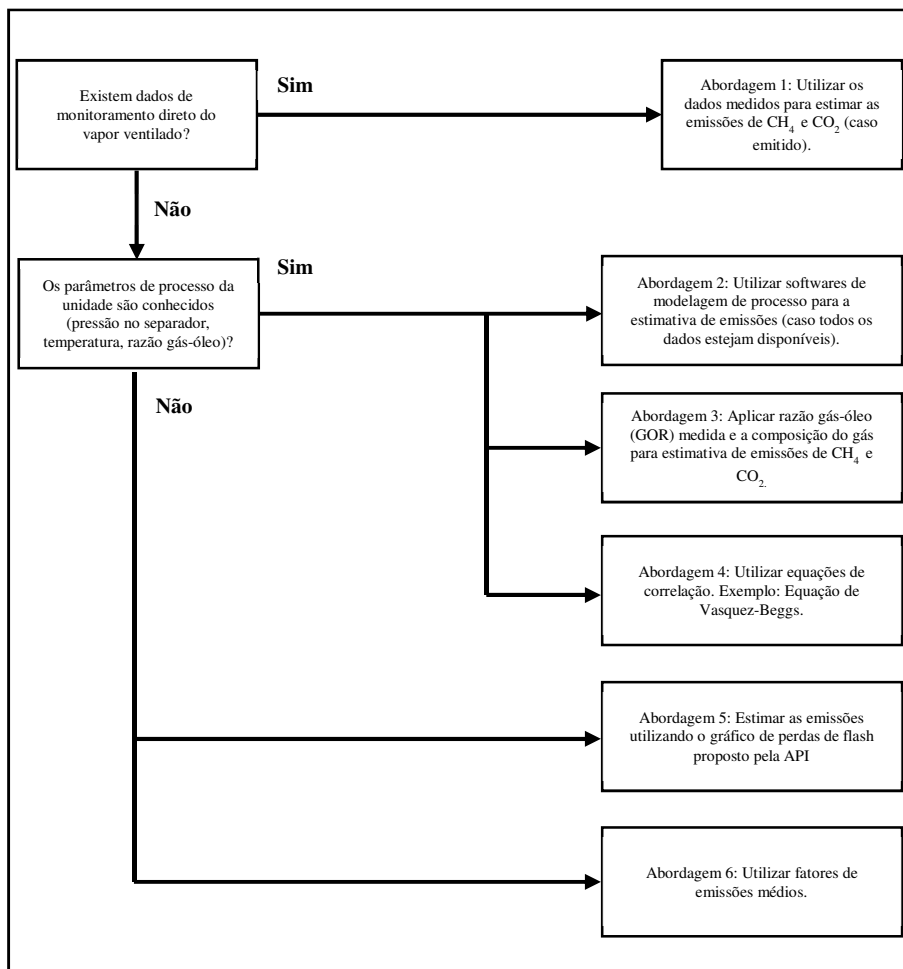


Figura 27 – Árvore de decisão de metodologia de cálculo de emissões de armazenamento.

Fonte: Adaptado de API, 2009

Por falta de dados específicos do processo de separação de cada plataforma, como pressão e temperatura, foi considerada a estimativa de emissões através do uso de um gráfico de correlação. O gráfico proposto pela API fornece a razão de volume de vapor ventilado no tanque por barril de óleo produzido, em função do grau API do óleo e da pressão do separador a jusante do tanque de armazenamento. O gráfico é apresentado na Figura 28.

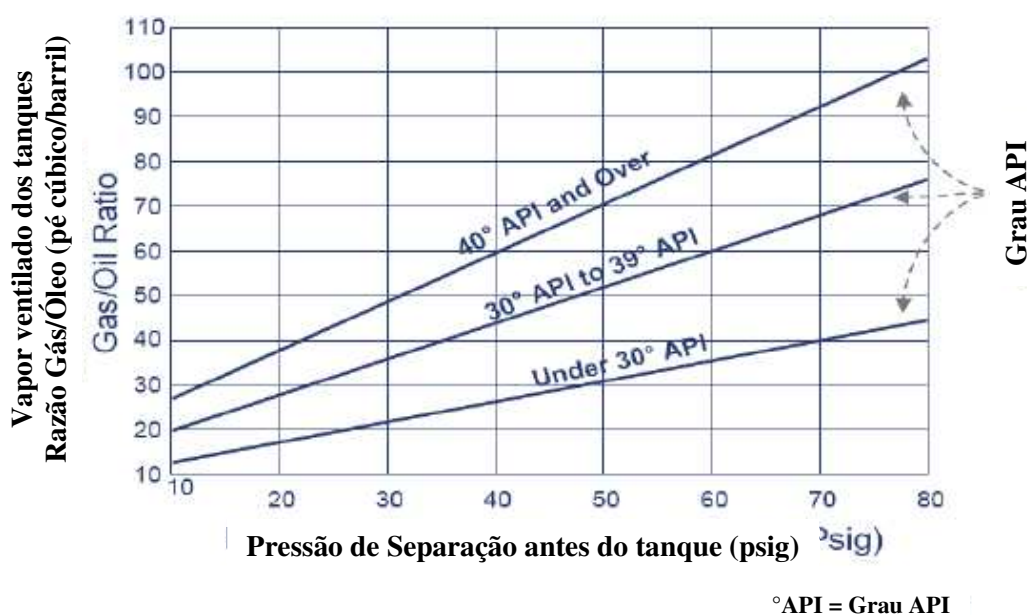


Figura 28 – Curvas de vapor ventilado de tanques de armazenamento de óleo em função da pressão de separação

Fonte: API, 2009

Para a obtenção das razões do volume de vapor ventilado foram utilizados os valores de grau API específicos de cada cenário apresentados na Tabela 4 e um valor médio de pressão de separação. Conforme estudos anteriores podemos considerar um valor de pressão média de separação de 276 kPa ou 40,03 psig (MCTIC, 2017).

Utilizando a Figura 27 e as informações acima obtêm-se as seguintes razões de vapor ventilado apresentadas na Tabela 7:

Tabela 7 - Razões de vapor emitidas nos tanques de armazenamento.

Cenário	Grau API	Pressão Média (psig)	Razão Vapor (ft ³ vapor/bbl)	Razão Vapor (m ³ vapor/bbl)
Cenário I	33,3	40,03	45	1,27
Cenário II	18,8	40,03	26	0,74
Cenário III	32,6	40,03	45	1,27

Fonte: Elaboração própria

A partir da razão de vapor emitido por barril de óleo produzido pode-se calcular a emissão de CH₄ através da Equação 8 (API, 2009).

$$E_{CH_4} = Produção_{\text{óleo}} \times Razão \ Vapor \times Teor_{CH_4} \times \frac{Densidade_{CH_4}}{1000} \quad \text{Eq.(8)}$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissão de CH₄ (toneladas)

$Produção_{\text{óleo}}$ = Produção de óleo na Plataforma (bbl)

$Razão \ Vapor$ = Volume de vapor emitido no tanque de armazenamento por barril de óleo produzido (m³ vapor/bbl)

$Teor_{CH_4}$ = Teor volumétrico de CH₄ presente no vapor emitido dos tanques de armazenamento. Na ausência de dados específicos, considerou-se um valor médio de 27,4% de CH₄ conforme indicado pela API (API, 2009)

$Densidade_{CH_4}$ = Densidade do CH₄, 0,6542 kg/m³

6.3.1.3 Emissões dos cenários base

Com base nas metodologias de cálculos definidas no capítulo anterior pode ser calculado as emissões de cada cenário base. As emissões calculadas são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 - Emissões calculadas para os cenários base

Cenário	Fonte Emissora	CO₂ (toneladas)	CH₄ (toneladas)	N₂O (toneladas)
Cenário Base I	Turbinas	87.242,5	6,4	2,3
	<i>Flare</i>	8.678,6	41,2	2,4
	Desidratador a glicol	-	30,5	-
	Fugitivas por componentes	-	1.583,9	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	3.854,5	-
	Somatório	95.921,0	5.516,4	4,6
Cenário Base II	Turbinas	340.913,7	25,1	8,8
	<i>Flare</i>	71.569,3	339,9	3,1
	Desidratador a glicol	-	62,5	-
	Fugitivas por componentes	-	2.109,9	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	2.966,7	-
	Somatório	412.483,0	5.504,1	12,0
Cenário Base III	Turbinas	189.290,6	13,9	4,9
	<i>Flare</i>	7.548,4	35,9	0,03
	Desidratador a glicol	-	180,5	-
	Fugitivas por componentes	-	355,2	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	1.009,6	-
	Somatório	196.839,0	1.595,1	4,9

Fonte: Elaboração própria

Analisando os resultados da Tabela 8 foi verificado maiores valores de emissões de CH₄ nos cenários base I e II, que apresentam o óleo como principal fluido produzido. Nestes cenários tem-se que as fontes mais representativas são as fugitivas por componentes e o armazenamento de óleo. Apesar da diferença da capacidade de produção e processamento entre as plataformas do cenário I e II, verifica-se que as emissões de CH₄ são equivalentes. Essa equivalência é devida, principalmente, a fonte de armazenamento de petróleo que apresenta maiores emissões no cenário I devido ao maior grau API do óleo produzido.

As emissões de CO₂ e N₂O são emitidas pelos processos de combustão, sendo que as diferenças são proporcionais aos consumos de gás nos turbogeradores e nos *flares* de cada cenário base.

6.3.1.4 Cálculo das emissões dos cenários de mitigação

Neste capítulo serão calculadas as emissões de gases de efeito estufa derivadas da aplicação das opções de mitigação.

- i. Cenário A - Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com reaproveitamento energético

Este cenário prevê a recuperação do metano contido no vapor emitido dos tanques de armazenamento de óleo durante o fenômeno de *flashing* através de uma unidade de recuperação de vapor. O vapor que retorna para o processo através da unidade de recuperação de vapor é utilizado como gás combustível no autoconsumo das plataformas. BYLIN et al (2010) considerou em seu estudo que cerca de 95% do vapor é recuperado, restando 5% referente a *venting* de segurança. A Tabela 9 contém os volumes de vapor calculados para cada cenário.

Tabela 9 - Volumes de vapor calculados para cada cenário de mitigação.

Cenários	Volume de vapor total emitido do tanque (m ³)	Volume de vapor recuperado e consumido nos turbogeradores (m ³)	Volume de vapor ventilado (m ³)
A - I	21.503.243	20.428.081	1.075.162
A - II	16.550.483	15.722.959	827.524
A - III	5.632.156	5.350.549	281.608

Fonte: Elaboração própria

O vapor neste cenário de mitigação é consumido no turbogerador da plataforma, em substituição ao gás combustível utilizado na operação. O volume recuperado, porém, não é o suficiente para atender a demanda energética total da plataforma, sendo necessário a utilização de uma parcela de gás combustível. Foi assumido que

a parcela de gás combustível que deixou de ser consumido nos turbogeradores seria disponibilizado ao mercado.

Para o cálculo das emissões das turbinas e da ventilação da parcela restante do vapor foi assumido a presença de um teor de CH₄ no vapor recuperado de 27,4% e um poder calorífico de 35,169 MJ/m³ (API, 2009 e MCTIC, 2017). As emissões dos turbogeradores foram calculadas através da Equação 3, considerando o consumo do volume de gás recuperado para cada cenário e a parcela complementar de gás combustível. A emissão da parcela de vapor não-recuperada foi calculada a partir da Equação 9:

$$E_{CH_4} = \text{Volume de vapor}_{\text{n\~{a}o-recuperado}} \times \text{Teor}_{CH_4} \times \frac{\text{Densidade}_{CH_4}}{1000} \quad \text{Eq.(9)}$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissão de CH₄ (toneladas)

$\text{Volume de vapor}_{\text{n\~{a}o recuperado}}$ = Volume de vapor não recuperado emitido pelos tanques de armazenamento;

Teor_{CH_4} = Teor de CH₄ no vapor, igual a 27,4%;

Densidade_{CH_4} = Densidade do CH₄, igual a 0,6542 kg/m³;

Realizando os cálculos obtêm-se as emissões das turbinas e do armazenamento de óleo para cenário de mitigação A. Na Tabela 10 abaixo são apresentadas as emissões totais dos cenários, englobando tanto as emissões modificadas pelo cenário de mitigação (turbinas e armazenamento de óleo) quanto as que não sofreram alterações (*flare*, desidratador a glicol e fugitivas).

Tabela 10 - Emissões calculadas para o cenário de mitigação A.

Cenário	Fonte Emissora	CO ₂ (toneladas)	CH ₄ (toneladas)	N ₂ O (toneladas)
A - I	Turbinas – vapor recuperado	36.137,4	2,7	0,9
	Turbinas – gás combustível	51.105,0	3,8	1,3
	<i>Flare</i>	8.678,6	41,2	2,4
	Desidratador a glicol	-	30,5	-
	Fugitivas por componentes	-	1.583,9	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	193,0	-
	Somatório	95.921,0	1.855,1	4,6
A - II	Turbinas – vapor recuperado	27.814,0	2,0	0,7
	Turbinas – gás combustível	313.099,7	23,0	8,1
	<i>Flare</i>	71.569,3	339,9	3,1
	Desidratador a glicol	-	62,5	-
	Fugitivas por componentes	-	2.109,9	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	148,0	-
	Somatório	412.483,0	2.685,3	11,9
A - III	Turbinas – vapor recuperado	9.465,2	0,7	0,2
	Turbinas – gás combustível	179.825,4	13,2	4,7
	<i>Flare</i>	7.548,4	35,9	0,03
	Desidratador a glicol	-	180,5	-
	Fugitivas por componentes	-	355,2	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	50,0	-
	Somatório	196.839,0	635,5	4,9

Fonte: Elaboração própria

Analisando os resultados calculados na Tabela 10 para o cenário de mitigação A, pode ser verificado que as emissões das turbinas não apresentaram variação em comparação às emissões dos cenários base. Isso se deve ao fato de que os fatores de emissão para o protocolo dos turbogeradores estão em base energética. Sendo assim, apesar das variações entre o poder calorífico dos gases queimados, o valor final de energia demandada para a operação das plataformas se manteve constante,

apresentando assim os mesmos valores de emissões. Para a fonte de armazenamento de óleo nota-se uma significativa redução resultante da recuperação de 95% do vapor que seria ventilado no cenário base.

- ii. Cenário B - Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com envio ao *flare*

O cenário de mitigação B apresenta uma configuração semelhante ao cenário A, com a diferença de que a parcela de vapor recuperada dos tanques de armazenamento de óleo através da URV é encaminhada para queima em *flare*. Neste cenário também se utilizou a relação proposta por BYLIN et al (2010) de 95% do vapor recuperado e 5% para *venting* de segurança (vapor não-recuperado). Com isso tem-se os seguintes valores apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Volumes de vapor para o cenário B

Cenários	Volume de vapor total emitido do tanque (m ³)	Volume de vapor recuperado e consumido no <i>flare</i> (m ³)	Volume de vapor ventilado (m ³)
B - I	21.503.243	20.428.081	1.075.162
B- II	16.550.483	15.722.959	827.524
B - III	5.632.156	5.350.549	281.608

Fonte: Elaboração própria

As emissões da queima do vapor recuperado no *flare* e da parcela ventilada foram calculadas utilizando-se as Equações 4 e 9, respectivamente. O teor de CH₄ presente no vapor utilizado para os cálculos foi de 27,4% (API, 2009). Na Tabela 12 são apresentadas as emissões totais dos cenários, englobando tanto as emissões modificadas pelo cenário de mitigação (*flare* e armazenamento de óleo) quanto as que não sofreram alterações (turbina, desidratador a glicol e fugitivas).

Tabela 12 - Emissões calculadas para o cenário de mitigação B.

Cenário	Fonte Emissora	CO₂ (toneladas)	CH₄ (toneladas)	N₂O (toneladas)
B - I	Turbinas	87.242,5	6,4	2,3
	<i>Flare</i> – queima operacional	8.678,6	41,2	2,4
	<i>Flare</i> – vapor recuperado	66.036,5	75,6	-
	Desidratador a glicol	-	30,5	-
	Fugitivas por componentes	-	1.583,9	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	193,0	-
	Somatório	161.957,6	1.930,6	4,7
B - II	Turbinas	340.913,7	25,1	8,8
	<i>Flare</i> – queima operacional	71.569,3	339,9	3,1
	<i>Flare</i> – vapor recuperado	50.826,6	58,2	-
	Desidratador a glicol	-	62,5	-
	Fugitivas por componentes	-	2.109,9	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	148,0	-
	Somatório	463.309,6	2.743,6	11,9
B - III	Turbinas	189.290,6	13,9	4,9
	<i>Flare</i> – queima operacional	7.548,4	35,9	0,03
	<i>Flare</i> – vapor recuperado	17.296,4	19,8	-
	Desidratador a glicol	-	180,5	-
	Fugitivas por componentes	-	355,2	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	50,0	-
	Somatório	214.135,4	655,3	4,9

Fonte: Elaboração própria

Diferentemente do que ocorre no cenário de mitigação A, as emissões relativas à queima do vapor recuperado no *flare* são adicionais as emissões da operação normal da plataforma, ou seja, devem ser somadas as emissões de *flare* do cenário base.

iii. Cenário C - Recuperação do metano do desidratador a glicol com reaproveitamento energético

Este cenário de mitigação prevê a recuperação de uma parcela de CH₄ do processo de desidratação a glicol através da implantação de um tanque de flash associado a uma URV. Conforme descrito anteriormente, o tanque de flash tem como função reduzir a pressão da linha de glicol rico de modo a volatilizar o CH₄ dissolvido. Segundo a EPA (2006), cerca de 90% do CH₄ pode ser recuperado dessa forma, sendo que o restante permanece dissolvido no glicol sendo emitido durante a fase de regeneração. O volume de CH₄ recuperado é reaproveitado como combustível nos turbogeradores, substituindo uma parcela de gás combustível.

Com base nas emissões de CH₄ dos cenários base podem-se calcular a parcela recuperada em massa e volume que é apresentada na Tabela 13 Para a conversão da massa de CH₄ para volume foi utilizado o valor de densidade de 0,6542 kg/m³.

Tabela 13 - Volumes de CH₄ para o cenário C.

Cenários	Total de CH ₄ emitido no cenário base (t)	Massa de CH ₄ recuperada no cenário de mitigação (t)	Volume de CH ₄ recuperado no cenário de mitigação (m ³)
C - I	30,46	27,41	41.898,1
C - II	62,48	56,23	85.955,2
C - III	180,53	162,48	248.363,7

As emissões derivadas do consumo do CH₄ recuperado nos turbogeradores foram calculadas utilizando a Equação 3. O poder calorífico do CH₄ utilizado para o cálculo foi de 39,84 MJ/m³ (ABNT, 2008).

Além do volume recuperado, também foi considerado no cálculo das emissões o consumo complementar de gás combustível necessário para o atingimento da demanda energética da unidade. Na Tabela 14 são apresentadas as emissões totais dos cenários, englobando tanto as emissões modificadas pelo cenário de mitigação (turbina e desidratador a glicol) quanto as que não sofreram alterações (*flare*, armazenamento de óleo e fugitivas).

Tabela 14 - Emissões calculadas para o cenário de mitigação C

Cenário	Fonte Emissora	CO₂ (toneladas)	CH₄ (toneladas)	N₂O (toneladas)
C - I	Turbinas – CH ₄ recuperado	83,9	0,01	0,002
	Turbinas – gás combustível	87.158,5	6,4	2,3
	<i>Flare</i>	8.678,6	41,2	2,4
	Desidratador a Glicol	-	3,1	-
	Fugitivas por componentes	-	1.583,9	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	3.854,5	-
	Somatório	95.921,0	5.489,1	4,7
C - II	Turbinas – CH ₄ recuperado	172,2	0,01	0,004
	Turbinas – gás combustível	340.741,5	25,1	8,8
	<i>Flare</i>	71.569,3	339,9	3,1
	Desidratador a Glicol	-	6,3	-
	Fugitivas por componentes	-	2.109,9	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	2.966,7	-
	Somatório	412.483,0	5.447,9	11,9
C - III	Turbinas – CH ₄ recuperado	497,6	0,04	0,013
	Turbinas – gás combustível	188.793,0	13,9	4,9
	<i>Flare</i>	7.548,4	35,9	0,0
	Desidratador a Glicol	-	18,1	-
	Fugitivas por componentes	-	355,2	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	1.009,6	-
	Somatório	196.839,0	1.432,7	4,9

Fonte: Elaboração própria

O baixo volume de CH₄ recuperado em comparação com o consumido de gás combustível implica em diferença pouco significativa nas emissões dos turbogeradores. Em relação as emissões do desidratador a glicol, observa-se uma redução significativa em comparação com os cenários base devido a recuperação realizada.

iv. Cenário D - Recuperação do metano do desidratador a glicol com envio ao *flare*

Neste cenário o CH₄ recuperado pela URV via tanque de flash segue para queima em *flare*. Foi utilizada a mesma proporção de recuperação do CH₄ de 90% (EPA, 2010). As emissões relativas à queima do gás no *flare* foram calculadas utilizando a Equação 4, sendo utilizado como premissa que o vapor queimado apresenta em sua composição apenas o CH₄.

A Tabela 15 apresenta as emissões totais dos cenários, englobando tanto as emissões modificadas pelo cenário de mitigação (*flare* e desidratador a glicol) quanto as que não sofreram alterações (turbina, armazenamento de óleo e fugitivas).

Tabela 15 - Emissões calculadas para o cenário de mitigação D

Cenário	Fonte Emissora	CO ₂ (toneladas)	CH ₄ (toneladas)	N ₂ O (toneladas)
D - I	Turbinas	87.242,5	6,4	2,3
	<i>Flare</i> – queima operacional	8.678,6	41,2	2,4
	<i>Flare</i> – CH ₄ recuperado	76,3	0,6	-
	Desidratador a Glicol	-	3,1	-
	Fugitivas por componentes	-	1.583,9	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	3.854,5	-
	Somatório	95.997,4	5.489,7	4,7
D - II	Turbinas	340.913,7	25,1	8,8
	<i>Flare</i> – queima operacional	71.568,3	339,9	3,1
	<i>Flare</i> – CH ₄ recuperado	156,5	1,2	-
	Desidratador a Glicol	-	6,3	-
	Fugitivas por componentes	-	2.109,9	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	2.966,7	-
	Somatório	412.638,5	5.449,1	11,9
D - III	Turbinas	189.290,6	13,9	4,9
	<i>Flare</i> – queima operacional	7.548,4	35,9	0,03
	<i>Flare</i> – CH ₄ recuperado	452,1	3,4	-
	Desidratador a Glicol	-	18,1	-
	Fugitivas por componentes	-	355,2	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	1.009,6	-
	Somatório	197.291,1	1.436,1	4,9

Fonte: Elaboração própria

v. Cenário E - Detecção e reparo de emissões fugitivas

A implantação de um programa de detecção e reparo de emissões fugitivas prevê a eliminação dos vazamentos de componentes de processos através de campanhas de monitoramento constantes. Em cada campanha realizada, os componentes que apresentaram vazamentos são reparados ou substituídos por novos equipamentos.

A técnica de monitoramento de emissões fugitivas prevista para este cenário de mitigação considera a utilização de uma câmera infravermelho para a varredura dos vazamentos. Segundo estudos anteriores, é sabido que câmera infravermelha não apresenta sensibilidade suficiente para a detecção de pequenos vazamentos, se concentrando na detecção de vazamentos mais significativos e que são responsáveis pela maior parcela de emissões fugitivas da unidade (CARVALHO, 2016). Considerou-se como premissa deste cenário que a eficiência de redução de emissões seria de 60% (ICF, 2014). A Tabela 16 apresenta a redução de emissões fugitivas calculadas para este cenário de mitigação:

Tabela 16 – Redução de emissões fugitivas para o cenário E

Cenários	Emissões Fugitivas antes da aplicação do programa (t CH4)	Emissões Fugitivas após a aplicação do programa (t CH4)
E - I	1.584	634
E - II	2.110	844
E - III	355	142

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 17 apresenta as emissões totais dos cenários, englobando tanto as emissões modificadas pelo cenário de mitigação (fugitivas) quanto as que não sofreram alterações (turbina, *flare*, desidratador a glicol e armazenamento de óleo):

Tabela 17 - Emissões calculadas para o Cenário E

Cenário	Fonte Emissora	CO₂ (toneladas)	CH₄ (toneladas)	N₂O (toneladas)
E - I	Turbinas	87.242,5	6,4	2,3
	<i>Flare</i>	8.678,6	41,2	2,4
	Desidratador a glicol	-	30,5	-
	Fugitivas por componentes	-	634,0	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	3.854,5	-
	Somatório	95.921,0	4.566,6	4,6
E - II	Turbinas	340.913,7	25,1	8,8
	<i>Flare</i>	71.569,3	339,9	3,1
	Desidratador a glicol	-	62,5	-
	Fugitivas por componentes	-	844,0	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	2.966,7	-
	Somatório	412.483,0	4.238,2	12,0
E - III	Turbinas	189.290,6	13,9	4,9
	<i>Flare</i>	7.548,4	35,9	0,0
	Desidratador a glicol	-	180,5	-
	Fugitivas por componentes	-	142,0	-
	Armazenamento de óleo (flash)	-	1.009,6	-
	Somatório	196.839,0	1.381,9	4,9

vi. Cenário F - Técnica Gas-to-liquid (GTL)

Para o cálculo das emissões deste cenário, considerou-se como premissa que 97% do volume total de gás queimado no *flare* pode ser enviado para o processo GTL, restando 3% para queimas emergenciais ou não rotineiras (SILVA, 2015). Em relação ao vapor recuperado do tanque de armazenamento considerou-se uma eficiência de captura de 95%, sendo a parcela restante ventilada para atmosfera. Com isso tem-se os seguintes valores de volume direcionados ao GTL e estão apresentados na Tabela 18:

Tabela 18 - Volumes de gás direcionados para o processo de GTL

Cenários	Volume de gás enviado para o processo GTL – parcela <i>flare</i> (m ³)	Volume de gás enviado para o processo GTL – parcela tanque/URV (m ³)	Volume total de gás enviado para o processo GTL (m ³)
F - I	3.699.952	20.428.081	24.128.033
F - II	30.512.277	15.722.959	46.235.236
F - III	3.218.146	5.350.549	8.568.695

Fonte: Elaboração própria

Para este cenário de mitigação foi considerada uma planta de GTL independente da planta de processamento de óleo e gás da unidade, sendo assumido a autogeração de energia para o funcionamento do processo. É prevista a utilização de cerca de 50% da energia do gás recebido pelo processo para o atendimento da demanda energética. As emissões associadas ao processo do GTL são proporcionais ao volume de gás convertido, sendo utilizado um valor de 1156,031 tCO₂/milhão m³ de gás (COMPACT GLT, 2018; CASTELO BRANCO, 2008). Utilizando os volumes apresentados na Tabela 18 pode-se calcular as emissões associadas ao processo GTL, conforme apresentado na Tabela 19.

Tabela 19 – Emissões de CO₂ derivadas do processo de GTL

Cenários	Emissões (tCO ₂)
F - I	27.893
F - II	53.449
F - III	9.906

Para este cenário de mitigação, além das emissões associadas ao processo GTL, também devem ser consideradas as emissões relativas aos volumes restantes de gás queimado na *flare* e ventilado nos tanques, respectivamente 3% e 5% dos volumes totais. A Tabela 20 apresenta os volumes residuais associados ao *flare* e ao armazenamento de óleo.

Tabela 20 - Volume de gás residual queimado pelo *flare* e ventilado pelos tanques de armazenamento

Cenários	Volume de gás residual queimado no <i>flare</i> (m³)	Volume de vapor residual ventilado pelo tanque de armazenamento (m³)
F - I	114.432	1.075.162
F - II	943.679	827.524
F - III	99.530	281.608

Fonte: Elaboração própria

As emissões foram calculadas utilizando os dados da Tabela 20 e as equações referentes as tipologias de fonte *flare* e armazenamento de óleo. A Tabela 21 apresenta as emissões totais dos cenários, englobando tanto as emissões do processo GTL, as modificadas pelo cenário de mitigação (*flare* e armazenamento de óleo) quanto as que não sofreram alterações (turbina, desidratador a glicol e fugitivas):

Tabela 21 - Emissões calculadas para o cenário de mitigação F

Cenário	Fonte Emissora	CO₂ (toneladas)	CH₄ (toneladas)	N₂O (toneladas)
F - I	Turbinas	87.242,5	6,4	2,3
	<i>Flare</i> – queima residual	260,4	1,2	2,4
	Desidratador a glicol	-	30,5	-
	Fugitivas por componentes	-	1.583,9	-
	Tanque de armazenamento – ventilação residual	-	193	-
	Processo GTL	27.892,8	-	-
	Somatório	115.395,7	1815,0	4,7
F - II	Turbinas	340.913,7	25,1	8,8
	<i>Flare</i> – queima residual	2.147,1	10,2	3,2
	Desidratador a glicol	-	62,5	-
	Fugitivas por componentes	-	2.109,9	-
	Tanque de armazenamento – ventilação residual	-	148,0	-
	Processo GTL	53.449,4	-	-
	Somatório	396.510,2	2.355,7	12,0
F - III	Turbinas	189.290,6	13,9	4,9
	<i>Flare</i> – queima residual	226,5	1,1	0,03
	Desidratador a glicol	-	180,5	-
	Fugitivas por componentes	-	355,2	-
	Tanque de armazenamento – ventilação residual	-	50,0	-
	Processo GTL	9.905,7	-	-
	Somatório	199.422,8	600,7	4,9

Fonte: Elaboração própria

As emissões dos cenários base e dos cenários de mitigação são apresentadas de forma consolidada no capítulo 7.

6.3.2 Cálculo dos custos de capital e operação

Os custos de capital, de operação e as possíveis receitas foram os três indicadores financeiros considerados na análise multicritério das tecnologias de mitigação de metano. Os valores foram obtidos através de uma série de referências internacionais conceituadas, como a EPA, sendo atualizados para o valor do ano de

2016 através da aplicação de uma taxa de inflação média. A taxa de inflação utilizada para a atualização dos valores foi o Índice de Preço de Consumidor - CPI dos EUA (*Consumer Price Index*) (USD, 2018).

- i. Cenário A - Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com reaproveitamento energético

Os custos do cenário A são referentes a implantação de Unidades de Recuperação de Vapor (URVs) nas plantas de processo das UEPs. Conforme relatado no estudo da EPA (EPA, 2006), os custos de implantação e operação estão atrelados ao dimensionamento da URV de acordo com sua capacidade de captura. A capacidade da URV foi dimensionada, para cada cenário, considerando o dobro da vazão de vapor emitido pelos tanques de armazenamento de petróleo. A Tabela 22 apresenta as capacidades calculadas.

Tabela 22 - Capacidades da URV para o cenário A

Cenários	Volume de vapor emitido do tanque em 1 ano (m³)	Vazão de vapor do tanque (m³/dia)	Capacidade mínima da URV (m³/dia)
A - I	21.503.243	58.913	117.826
A - II	16.550.483	45.344	90.688
A - III	5.632.156	15.431	30.862

Fonte: Elaboração própria

O estudo da EPA sobre unidades de Recuperação de Vapor (EPA, 2006) apresenta os custos em função da capacidade do equipamento. Os custos de instalação foram proporcionais a 75% dos custos de capital, conforme definição do estudo e apresentados na Tabela 23:

Tabela 23 - Custos para diferentes capacidades de URV

Capacidade da URV (m ³ /dia)	Potência do compressor (HP)	Custos de capital (U\$)	Custos de instalação (U\$)	Custos de operação e manutenção (U\$/ano)
708	5 - 10	20.421	15.316	7.367
1.416	10 - 15	26.327	19.745	8.419
2.832	15 - 25	31.728	23.796	10.103
5.663	30 - 50	42.529	31.897	11.787
14.158	60 - 80	59.405	44.554	16.839

Fonte: Adaptado de EPA, 2006

Para a determinação desses custos, o estudo da EPA se baseou em instalações *onshore* de produção de óleo e gás, no entanto é sabido que os custos de aplicação das mesmas tecnologias em unidade *offshore* são significativamente superiores devido aos custos de transporte dos equipamentos e peças, necessidade de equipamentos mais compactos e resistentes para uso em ambiente marítimo, mão de obra especializada, entre outros aspectos. Devido a essa diferença BYLIN et al (2010) em seu estudo determina os seguintes fatores de conversão de custos *onshore* para *offshore*:

- Custo de capital *offshore*: 3 x Custos de capital *onshore*
- Custos de instalação *offshore*: 3 x Custos de instalação *onshore*
- Custos de operação e manutenção *offshore*: 1,3 x Custos de operação e manutenção *onshore*

Esses fatores de conversão foram aplicados nos valores apresentados na Tabela 23, na Tabela 24.

Tabela 24 - Custos para diferentes capacidades de URV - *offshore*

Capacidade da URV (m³/dia)	Potência do compressor (HP)	Custos de capital e instalação (U\$)	Custos de operação e manutenção (U\$)
708	5 - 10	107.210	9.577
1.416	10 - 15	138.217	10.945
2.832	15 - 25	166.572	13.134
5.663	30 - 50	223.277	15.323
14.158	60 - 80	311.876	21.891

Fonte: Elaboração própria

Os valores dos custos apresentados na Tabela 24 foram corrigidos para o ano de 2016 a partir de uma taxa de inflação média. A inflação média aplicada para o período 2006-2016 foi de 19,47% (USDL, 2018). Os custos corrigidos foram calculados e são apresentados na Tabela 25.

Tabela 25 - Custos corrigidos para diferentes capacidades de URV - *offshore*

Capacidade da URV (m³/dia)	Potência do compressor (HP)	Custos de capital e instalação (U\$)	Custos de operação e manutenção (U\$/ano)
708	5 - 10	128.077	11.442
1.416	10 - 15	165.133	13.076
2.832	15 - 25	199.009	15.692
5.663	30 - 50	266.757	18.307
14.158	60 - 80	372.609	26.154

Fonte: Elaboração própria

Para o estabelecimento dos custos específicos da URV para os cenários de mitigação analisados foi necessária a modelagem de duas equações de correlação entre a capacidade e os custos de capital/instalação e operação/manutenção. Para a modelagem dessas equações foram elaborados gráficos de correlação utilizando os valores definidos na Tabela 25 através do *software* Microsoft Office Excel. Com os

gráficos plotados foram modeladas linhas de tendência e calculadas equações em função destas, conforme apresentado na Figura 29.

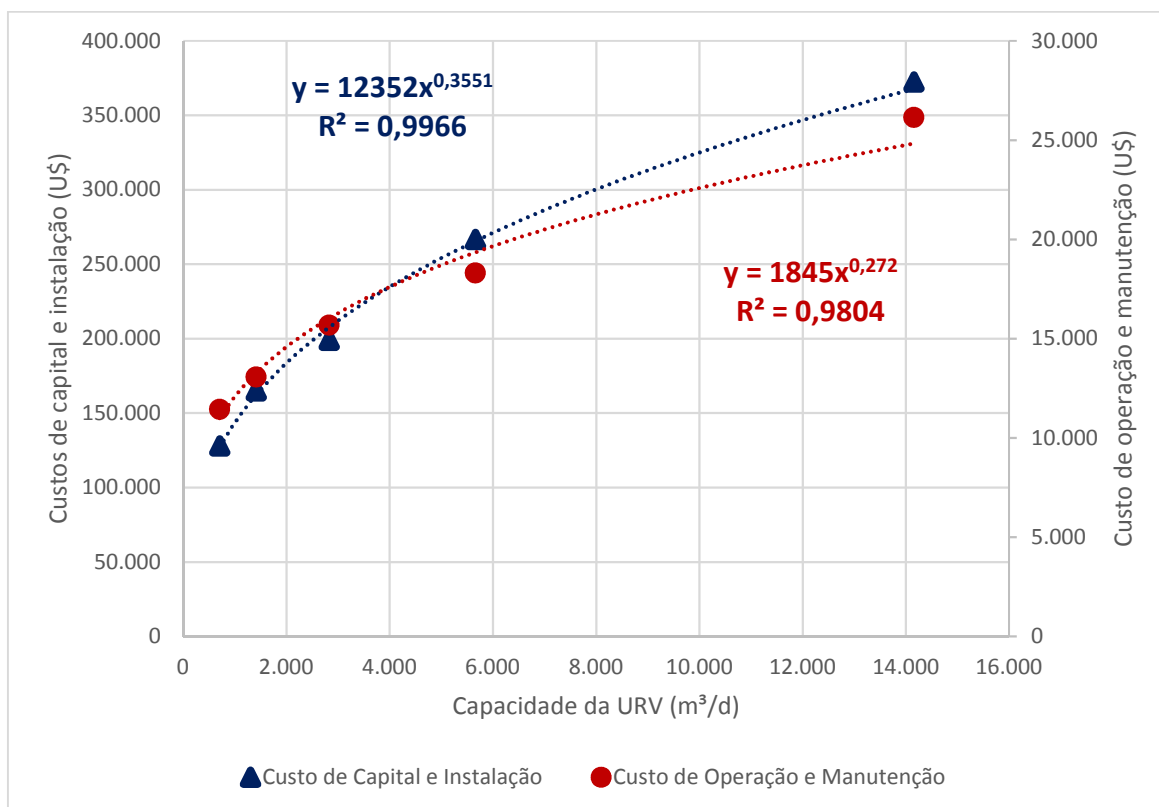


Figura 29 – Curva de correlação entre capacidade da URV e custos da unidade

Fonte: Elaboração própria

Com isso tem-se as Equações 11 e 12 que podem ser utilizadas para o cálculo dos custos específicos.

$$Custo_{capital/inst} = 12352 \times CAP^{0,3551} \quad (11)$$

$$Custo_{O\&M} = 1845 \times CAP^{0,272} \quad (12)$$

Onde:

$Custo_{capital/inst}$ = Custo de capital e instalação (US\$)

$Custo_{O\&M}$ = Custo de operação e manutenção (US\$)

CAP = Capacidade da URV (m³/dia)

Utilizando as Equações 11 e 12 definidas acima e as capacidades estabelecidas para cada cenário de mitigação da Tabela 22, tem-se os valores calculados na Tabela 26.

Tabela 26 - Custos calculados para o cenário A

Cenários	Capacidade mínima da URV (m³/dia)	Custos de capital e instalação (U\$)	Custos de operação e manutenção (U\$/ano)
A - I	117.826	780.791	44.195
A - II	90.688	711.481	41.158
A - III	30.862	485.212	30.699

Fonte: Elaboração própria

Além dos custos associados a tecnologia é previsto no cenário de mitigação proposto uma receita referente ao gás produzido que deixou de ser queimado nos turbogeradores. Para o cálculo da receita foi considerado que todo o volume de gás combustível que deixou de ser consumido foi disponibilizado para o mercado, sendo esse valor multiplicado pelo Preço médio de referência do Gás Natural (PRGN) associado aos respectivos campos de produção.

O PRGN é calculado pela ANP através do somatório dos produtos das frações volumétricas do gás natural que podem ser obtidas após seu processamento (condensado de gás natural, gás liquefeito de petróleo e gás processado), considerando seus correspondentes preços. O PRGN é utilizado para o cálculo de participações governamentais como os royalties (ANP, 2017). Os preços médios de referência do gás natural para o ano de 2016 utilizados foram os apresentados na Tabela 27.

Tabela 27 - Preços de Referência do Gás Natural para 2016

Cenários	Campo	Preço de Referência do Gás Natural (R\$/m ³)	Preço de Referência do Gás Natural (US\$/m ³)
A - I	Baúna	0,7172	0,2058
A - II	Albacora Leste	0,4179	0,1201
A - III	Uruguá/Tambaú	0,3556	0,1022

Fonte: Adaptado de ANP, 2017

Multiplicando os preços definidos acima pelo volume de gás combustível não consumido nos cenários tem-se os seguintes valores de receita da Tabela 28.

Tabela 28 - Receitas calculadas para o Cenário A

Cenários	Volume de gás combustível não consumido (m ³)	Preço de Referência do Gás Natural (US\$/m ³)	Receita (US\$/ano)
A - I	15.618.209	0,2058	3.214.227
A - II	12.020.927	0,1201	1.443.713
A - III	4.090.741	0,1022	418.074

Fonte: Elaboração própria

- ii. Cenário B - Recuperação do metano dos tanques de armazenamento de óleo com envio ao *flare*

O cenário B apresenta custos semelhantes aos do Cenário A, sendo relativos ao investimento e operação das Unidade de Recuperação de Vapor (URV). Como os volumes recuperados de vapor dos tanques de armazenamento de petróleo são os mesmos em ambos os cenários, pode-se assumir as mesmas premissas de dimensionamento das URV, e conseqüentemente, os mesmos custos de investimento, implantação, operação e manutenção. Sendo assim tem-se os seguintes custos para o Cenário B de mitigação apresentados na Tabela 29:

Tabela 29 - Custos calculados para o cenário B

Cenários	Capacidade mínima da URV (m³/dia)	Custos de capital e instalação (U\$)	Custos de operação e manutenção (U\$/ano)
B - I	117.826	780.791	44.195
B - II	90.688	711.481	41.158
B - III	30.862	485.212	30.699

Fonte: Elaboração própria

Para o presente cenário, diferentemente do Cenário A, não é prevista a geração de receita, visto que o vapor recuperado não é reaproveitado no processo, sendo encaminhado para queima em *flare*.

- iii. Cenário C - Recuperação do metano do desidratador a glicol com reaproveitamento energético

A estimativa dos custos do cenário C também está associada ao dimensionamento das URV necessárias para a captação do volume de metano a ser recuperado no tanque de flash do desidratador a glicol. Para o dimensionamento da capacidade das URV foi considerado o dobro da vazão de gás recuperado, conforme apresentado na Tabela 30.

Tabela 30 - Capacidades da URV para o cenário C

Cenários	Volume de CH₄ emitido do tanque de flash em 1 ano (m³)	Vazão de vapor do tanque de flash (m³/dia)	Capacidade mínima da URV (m³/dia)
C - I	41.898	115	230
C - II	85.955	235	470
C - III	248.364	680	1.360

Fonte: Elaboração própria

As capacidades das URV necessárias para o cenário de mitigação C são inferiores as capacidades calculadas para os cenários A e B, devido a diferença significativa do volume de gás ventilado pelos tanques de armazenamento de petróleo em comparação ao emitido pelo desidratador a glicol. Utilizando os valores de

capacidade da Tabela 30 e as Equações 11 e 12 foi possível estimar os custos associados ao presente cenário de mitigação apresentados na Tabela 31.

Tabela 31 - Custos calculados para o cenário C

Cenários	Capacidade mínima da URV (m ³ /dia)	Custos de capital e instalação (US\$)	Custos de operação e manutenção (US\$/ano)
C - I	230	85.190	8.098
C - II	470	109.799	9.836
C - III	1.360	160.124	13.132

Fonte: Elaboração própria

Para este cenário também estão previstas receitas relativas a substituição do gás combustível queimado dos turbogeradores. Considerando os mesmos preços de referência do gás natural utilizados anteriormente e o volume de gás combustível disponibilizado ao mercado pode-se calcular as receitas associadas a essa opção. As receitas são apresentadas na Tabela 32.

Tabela 32 - Receitas calculadas para o Cenário C

Cenários	Volume de gás combustível não consumido (m ³)	Preço de Referência do Gás Natural (US\$/m ³)	Receita (US\$/ano)
C - I	36.280	0,2058	7.466
C - II	74.430	0,1201	8.939
C - III	215.061	0,1022	21.979

Fonte: Elaboração própria

iv. Cenário D - Recuperação do metano do desidratador a glicol com envio ao *flare*

O custo associado a opção de recuperação de metano do processo de desidratação a glicol e seu envio para queima no *flare* é relativo apenas a implantação e operação das URV. Como se trata dos mesmos volumes de gás a ser recuperado pode-se assumir os mesmos custos estabelecidos ao cenário C, conforme apresentado na Tabela 33.

Tabela 33 - Custos calculados para o cenário D

Cenários	Capacidade mínima da URV (m³/dia)	Custos de capital e instalação (US\$)	Custos de operação e manutenção (US\$/ano)
D - I	230	85.190	8.098
D - II	470	109.799	9.836
D - III	1.360	160.124	13.132

Fonte: Elaboração própria

v. Cenário E - Detecção e reparo de emissões fugitivas

A implantação de um programa de detecção e reparo de emissões fugitivas prevê custos de investimento relativos à aquisição de equipamentos como câmera infravermelha, detector de gases via fotoionização e sistema de gravação, além despesas em treinamento de profissionais especializados para a execução do serviço. Os custos operacionais estão associados a execução do serviço de monitoramento e controle dos dados levantados (MCTIC, 2017).

Os custos desta opção de mitigação foram baseados em ICF (2014) que utilizou dados de análise de programas de detecção e reparo de emissões fugitivas em unidades de produção de óleo e gás *onshore* da EPA e da Comissão de Qualidade do Ar de Colorado. Com base em ICF (2014), para uma unidade *onshore*, temos um custo médio de investimento da ordem US\$ 152.065 e um custo de operação anual de US\$ 150.345. Para a conversão destes custos para uma unidade *offshore* foi considerado um acréscimo de 30% nos custos de investimentos e de operação. Ressalta-se que para os custos de investimentos não foi considerado a proporção de 300% proposta por BYLIN et al (2010), visto que os custos relativos aos equipamentos de monitoramento não são modificados, neste caso, o acréscimo de 30% é decorrente apenas do treinamento especializado. A Tabela 34 apresenta os custos considerados:

Tabela 34 - Custos calculados para o cenário E

Cenários	Custos de capital e instalação (US\$) - onshore	Custos de operação e manutenção (US\$/ano) - onshore	Custos de capital e instalação (US\$) - offshore	Custos de operação e manutenção (US\$/ano) - offshore
E - I	152.065	150.345	197.684	195.449
E - II	152.065	150.345	197.684	195.449
E - III	152.065	150.345	197.684	195.449

Fonte: Adaptado de ICF (2014)

Os custos de investimento e operação e manutenção foram considerados os mesmos para as três plataformas, uma vez que se considerou que não haveria necessidade de aumento da equipe de monitoramento apesar da diferença de capacidades de processamento das plataformas. Segundo MCTIC (2017), os maiores focos de emissões fugitivas não apresentam variações significativas com o aumento da capacidade das plataformas, não implicando assim em um aumento com gastos de funcionários. Na análise realizada pela ICF (2014) não foram considerados os custos de reparos mais complexos, como substituição de componentes, pois estes reparos já seriam previstos na manutenção da unidade.

A receita atrelada a esta opção de mitigação é derivada do montante de gás que deixou de ser emitido para atmosfera através da redução das emissões fugitivas. Para o cálculo desse valor considerou-se o preço por volume de CH₄ semelhante ao preço de referência de gás natural para o campo específico, conforme definido na Tabela 35.

Tabela 35 - Receitas calculadas para o Cenário E

Cenários	Massa de CH₄ mitigada (t)	Volume de CH₄ mitigado (m³)	Preço de Referência do Gás Natural (US\$/m³)	Receita (US\$/ano)
E - I	950	1.452.155	0,2058	298.853
E - II	1266	1.935.188	0,1201	232.416
E - III	213	325.589	0,1022	33.275

Fonte: Elaboração própria

vi. Cenário F - Técnica Gas-to-liquid (GTL)

Os custos da opção de mitigação de metano via GTL são relativas a dois processos. A primeira parcela de custos de refere a URV que irá recuperar as emissões de vapores dos tanques de armazenamento e a segunda parcela a instalação e operação do próprio processo de GTL. Os custos da URV são semelhantes aos do Cenário A e B, pois referem ao mesmo dimensionamento de capacidade, conforme apresentado na Tabela 36.

Tabela 36 - Custos da URV do Cenário F

Cenários	Capacidade mínima da URV (m ³ /dia)	Custos de capital e instalação (US\$)	Custos de operação e manutenção (US\$/ano)
F - I	117.826	780.791	44.195
F - II	90.688	711.481	41.158
F - III	30.862	485.212	30.699

Fonte: Elaboração própria

Para o cálculo das despesas associadas ao processo de GTL considerou-se, primeiramente, o valor de produção de 561,798 m³ de *syncrude*/ milhões de m³ de gás convertidos no processo (CASTELO BRANCO, 2009). Com esse valor de conversão foram calculados os volumes de *syncrude* produzidos para cada cenário. Os valores calculados são apresentados na Tabela 37.

Tabela 37 - Volume de *syncrude* produzido

Cenários	Volume total de gás enviado para o processo GTL (m ³)	Volume de <i>syncrude</i> produzido (m ³)	Volume de <i>syncrude</i> produzido (bpd)
F - I	24.128.033	13.555	234
F - II	46.235.236	25.974	448
F - III	8.568.695	4.813	83

Fonte: Elaboração própria

No trabalho de SILVA (2015) foram estimados os custos e a receitas de um módulo de GTL com capacidade de produção de 1000 barris de *syncrude* por dia. As

receitas foram estimadas a partir dos valores de venda do óleo lubrificante e combustíveis sintéticos, resultantes do processo de GTL, conforme apresentado na Tabela 38.

Tabela 38 - Custos e receitas de um módulo de GTL (capacidade 1000 pbd)

Custo de investimento e implantação (US\$)	Custo de operação e manutenção (US\$/ano)	Receita (US\$/ano)
214.666.071	4.760.000	43.471.380

Fonte: Adaptado de SILVA, 2015

Utilizando os dados da Tabela 37 podem-se calcular os valores proporcionais associados a cada cenário. Os valores calculados são apresentados na Tabela 39.

Tabela 39 - Custos e receitas do processo de GTL para o cenário F

Cenários	Custo de investimento e implantação (US\$)	Custo de operação e manutenção (US\$/ano)	Receita (US\$/ano)
F - I	50.231.861	1.113.840	10.172.303
F - II	96.170.400	2.132.480	19.475.178
F - III	17.817.284	395.080	3.608.125

Fonte: Elaboração própria

Somando os valores da Tabela 36 com os obtidos acima tem-se os custos e receitas totais do cenário de mitigação F, apresentados na Tabela 40.

Tabela 40 - Custos e receitas totais do Cenário F

Cenários	Custo de investimento e implantação (US\$)	Custo de operação e manutenção (US\$/ano)	Receita (US\$/ano)
F - I	51.012.652	1.158.035	10.172.303
F - II	96.881.881	2.173.638	19.475.178
F - III	18.302.496	425.779	3.608.125

Fonte: Elaboração própria

6.3.3 Pontuações dos indicadores quantitativos

É necessário que os indicadores ambientais e financeiros calculados anteriormente estejam em uma mesma escala numérica de pontuação para serem comparáveis e poderem ser utilizados na AHP.

Em seu trabalho CASTELO BRANCO (2012) utilizou uma escala numérica para seus indicadores quantitativos com base em pontuações que variavam de 1 a 5. Para os valores menos favoráveis eram atribuídas a pontuação 1 e para os valores mais favoráveis, a pontuação 5, as demais pontuações intermediárias foram calculadas via interpolação linear. A mesma metodologia foi utilizada para o presente estudo, sendo que as atribuições das pontuações seguiram a lógica apresentada na Tabela 41.

Tabela 41 - Pontuações para os indicadores quantitativos

Critérios	Indicadores	Pior pontuação - 1	Melhor pontuação - 5
Ambientais	Emissão Evitada de CH ₄	Menor valor de Emissão Evitada de CH ₄	Maior valor de Emissão Evitada de CH ₄
	Emissão de CO ₂	Maior valor de Emissão de CO ₂	Menor valor de Emissão de CO ₂
	Emissão de N ₂ O	Maior valor de Emissão de N ₂ O	Menor valor de Emissão de N ₂ O
Financeiros	CAPEX	Maior valor de CAPEX	Menor valor de CAPEX
	OPEX	Maior valor de OPEX	Menor valor de OPEX
	Receita	Menor valor de Receita	Maior valor de Receita

Fonte: Elaboração própria

Os valores consolidados dos indicadores ambientais e financeiros, bem como a conversão destes em uma escala única são apresentados no Capítulo 6.

6.4 Cálculo dos indicadores operacionais

A qualificação dos indicadores operacionais citados anteriormente envolve uma avaliação subjetiva que varia de acordo com o conhecimento teórico e prático do avaliador sobre a tecnologia e os processos envolvidos. De modo a diminuir essa

subjetividade na análise desses indicadores foi proposto nesse estudo a consulta a diversos especialistas sobre as tecnologias, utilizando para isso um formato de questionário.

Para responderem a avaliação das tecnologias foram selecionados 5 especialistas com conhecimentos avançados em emissões atmosféricas e no setor de óleo e gás. Cada especialista respondeu separadamente um questionário contendo as tecnologias e os indicadores operacionais a serem avaliados. Para cada opção de mitigação proposta foram elencados os quatro indicadores operacionais, sendo requisitado que os avaliadores atribuíssem para cada um deles uma pontuação que poderia variar de 1 a 5.

A escala numérica de 1 a 5 tinha como função indicar a favorabilidade de cada indicador para a opção de mitigação, segundo o entendimento do avaliador. A escala utilizada foi baseada em MENDOZA et al (2009), apresentada na Tabela 42.

Tabela 42 - Pontuações para os indicadores qualitativos

Pontuação	Classificação
1	Extremamente não favorável
2	Não favorável
3	Neutro
4	Favorável
5	Extremamente favorável

Fonte: Adaptado de MENDOZA et al (2009)

Uma única classificação de cada indicador operacional foi obtida através de uma média aritmética dos resultados de cada questionário. Os resultados da avaliação são apresentados no Capítulo 7.

7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nos capítulos seguintes serão apresentados os resultados da análise multicritério para os seis cenários de mitigação. Os capítulos 7.1, 7.2 e 7.3 correspondem, respectivamente, aos resultados individuais dos três critérios considerados: critério ambiental, financeiro e operacional. No capítulo 7.4 é apresentado o resultado final da análise hierárquica de processo, englobando todos os resultados.

7.1 Resultados do critério ambiental

7.1.1 Indicador de Mitigação de Metano

O primeiro indicador de critério ambiental corresponde ao potencial de mitigação de metano de cada opção de mitigação. O potencial de mitigação foi calculado a partir da diferença entre as emissões de metano do cenário base e as emissões dos cenários de mitigação. Considerando os valores calculados presentes nas Tabelas 8, 10, 12, 14, 15, 17 e 21, tem-se os seguintes resultados apresentados na Tabela 43.

Tabela 43 – Potencial de mitigação de metano de cada opção de mitigação

	Cenários	Emissão de CH ₄ (t)	Potencial de mitigação de CH ₄ (t)
Plataforma I	Cenário Base	5.516,4	-
	Cenário A	1.855,1	3.661,3
	Cenário B	1.930,6	3.585,8
	Cenário C	5.489,1	27,3
	Cenário D	5.454,9	26,7
	Cenário E	4.566,6	949,8
	Cenário F	1.815,0	3.701,4
Plataforma II	Cenário Base	5.504,1	-
	Cenário A	2.685,3	2.818,8
	Cenário B	2.743,6	2.760,5
	Cenário C	5.447,9	56,2
	Cenário D	5.449,1	55
	Cenário E	4.238,2	1.265,9
	Cenário F	2.355,7	3.148,4
Plataforma III	Cenário Base	1.595,1	-
	Cenário A	635,5	959,6
	Cenário B	655,3	939,8
	Cenário C	1.432,74	162,36
	Cenário D	1.436,1	159
	Cenário E	1.381,9	213,2
	Cenário F	600,7	994,4

Fonte: Elaboração própria

Analisando os valores da Tabela 43, observa-se que os maiores potenciais de mitigação de metano são referentes as opções de mitigação relativas à recuperação de vapor em tanques de armazenamento com reutilização no processo ou queima em *flare* (cenários A e B) e envio de gás para o processo GTL (cenário F).

As pontuações do indicador de potencial de mitigação de cada cenário podem ser calculadas com base nos valores obtidos, utilizando para isso a lógica explicada no capítulo 6.3.3. As pontuações são apresentadas na Tabela 44.

Tabela 44 – Pontuações do Indicador Potencial de Mitigação de Metano

	Cenários	Potencial de mitigação de CH₄ (t)	Pontuação
Plataforma I	Cenário A	3.661,3	4,96
	Cenário B	3.585,8	4,87
	Cenário C	27,3	1,00
	Cenário D	61,5	1,00
	Cenário E	949,8	2,00
	Cenário F	3.701,4	5,00
Plataforma II	Cenário A	2.818,8	4,57
	Cenário B	2.760,5	4,50
	Cenário C	56,2	1,00
	Cenário D	55	1,00
	Cenário E	1.265,9	2,57
	Cenário F	3.148,4	5,00
Plataforma III	Cenário A	959,6	4,83
	Cenário B	939,8	4,74
	Cenário C	162,36	1,02
	Cenário D	159	1,00
	Cenário E	213,2	1,26
	Cenário F	994,4	5,00

Fonte: Elaboração própria

Conforme metodologia proposta anteriormente, a maior pontuação (5) foi atribuída ao cenário com maior potencial de mitigação de metano e a menor pontuação (1) ao menor potencial. Os demais valores intermediários foram calculados via interpolação linear. Analisando a Tabela 44, pode ser verificado que a maior e a menor pontuação foram referentes ao cenário F e D, respectivamente. As pontuações dos cenários de mitigação A e B ficaram próximas da pontuação máxima.

Com exceção do Cenário E, não houve uma variação significativas entre as pontuações das diferentes plataformas. A pontuação do Cenário E variou entre 1,26 na plataforma III e 2,57 na plataforma II, sendo que essa variação pode ser atribuída a diferença significativa entre as emissões fugitivas dos cenários base.

7.1.2 Indicador de Emissões de CO₂

O segundo indicador do critério ambiental é referente as emissões de CO₂ associadas aos cenários de mitigação. As emissões de CO₂ foram obtidas diretamente dos valores calculados para cada cenário e apresentados nas Tabelas 8, 10, 12, 14, 15, 17 e 21. Os valores de emissões e as pontuações são apresentadas na Tabela 45.

Tabela 45 – Pontuações do Indicador Emissões de CO₂

	Cenários	Emissão de CO₂ (t)	Pontuação
Plataforma I	Cenário A	95.921,0	5,00
	Cenário B	161.957,6	1,00
	Cenário C	95.921,0	5,00
	Cenário D	95.997,4	5,00
	Cenário E	95.921,1	5,00
	Cenário F	115.395,7	3,82
Plataforma II	Cenário A	412.483,0	3,90
	Cenário B	463.309,6	1,00
	Cenário C	412.483,0	3,91
	Cenário D	412.639,5	3,90
	Cenário E	412.483,0	3,91
	Cenário F	393.510,2	5,00
Plataforma III	Cenário A	196.839,0	5,00
	Cenário B	214.135,4	1,00
	Cenário C	196.839,0	5,00
	Cenário D	197.291,1	4,90
	Cenário E	196.839,0	5,00
	Cenário F	199.422,8	4,40

Fonte: Elaboração própria

Diferentemente do indicador de potencial de mitigação de metano, a melhor pontuação foi atribuída para as opções que tiveram os menores valores de emissões de CO₂. Seguindo essa lógica podemos observar que os indicadores de emissão de CO₂ que receberam as melhores pontuações são relativos os cenários A C, D e E. Os cenários A, C e E possuem menores emissões de CO₂ pois consideram processos de

mitigação que não ocasionam uma queima adicional de gás/vapor, como é o caso dos cenários B, D e F.

Apesar do Cenário D prever a queima do vapor recuperado dos desidratadores a glicol no *flare*, verifica-se a baixa influência nas emissões de CO₂ devido ao baixo de volume de gás recuperado. As piores pontuações estão associadas ao cenário B que prevê a queima de vapor recuperado dos tanques de armazenamento de óleo no *flare* da unidade.

7.1.3 Indicador de Emissões de N₂O

O último indicador do critério ambiental é referente as emissões de N₂O associadas aos cenários de mitigação. As emissões de N₂O foram obtidas diretamente dos valores calculados para cada cenário e apresentados nas Tabelas 8, 10, 12, 14, 15, 17 e 21. Os valores de emissões e as pontuações são apresentadas na Tabela 46.

Tabela 46 – Pontuações do Indicador Emissões de N₂O

	Cenários	Emissão de N ₂ O (t)	Pontuação
Plataforma I	Cenário A	4,6	5,00
	Cenário B	4,7	5,00
	Cenário C	4,7	5,00
	Cenário D	4,7	5,00
	Cenário E	4,7	5,00
	Cenário F	4,7	5,00
Plataforma II	Cenário A	11,9	5,00
	Cenário B	11,9	5,00
	Cenário C	11,9	5,00
	Cenário D	11,9	5,00
	Cenário E	11,9	5,00
	Cenário F	12,0	5,00
Plataforma III	Cenário A	4,9	5,00
	Cenário B	4,9	5,00
	Cenário C	4,9	5,00
	Cenário D	4,9	5,00
	Cenário E	4,9	5,00
	Cenário F	4,9	5,00

Fonte: Elaboração própria

Conforme exposto na Tabela 46, verificamos que os valores de emissões de N₂O não variam entre os cenários de mitigação considerados, sendo essa ausência de variação atrelada a metodologia de cálculo de emissões das fontes de combustão (turbina e *flare*). Em relação as turbinas não houve mudança significativa no consumo total de gás produzido necessário para suprir a demanda energética das unidades, logo as emissões de N₂O permaneceram próximas aos valores do cenário base. No caso do *flare*, o protocolo de cálculo de emissões prevê a utilização dos valores de produção de óleo ou gás natural para a estimativa de N₂O, logo o volume de gás queimado não interfere nas emissões finais da unidade.

Como não existem valores máximos ou mínimos de emissões foi considerada a maior pontuação (5) para todas as opções de mitigação.

7.1.4 Matriz de Julgamento dos Indicadores Ambientais

A etapa de julgamento consiste na atribuição de diferentes importâncias para os indicadores considerados dentro de um mesmo critério, no caso ambiental. Com base nos julgamentos realizados serão calculados pesos relativos para cada indicador, sendo esses pesos utilizados na etapa de cálculo da pontuação final do critério ambiental das opções de mitigação.

Considerando a metodologia de julgamentos comparativos propostas no capítulo 5.1.2 e a escala fundamental de comparações presentes no Quadro 1 tem-se a seguinte matriz de julgamento A1 para os indicadores ambientais:

$$A1 = \begin{bmatrix} ICH_4/ICH_4 & ICH_4/ICO_2 & ICH_4/IN_2O \\ ICO_2/ICH_4 & ICO_2/ICO_2 & ICO_2/IN_2O \\ IN_2O/ICH_4 & IN_2O/ICO_2 & IN_2O/IN_2O \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 5 & 9 \\ 0,2 & 1 & 5 \\ 0,11 & 0,2 & 1 \end{bmatrix}$$

Na primeira linha da matriz A1 verifica-se que o indicador de potencial de mitigação de metano foi considerado fortemente mais importante que o indicador de emissões de CO₂ (grau de escala 5) e extremamente mais importante que a emissão de N₂O (grau de escala 9). O indicador de potencial de mitigação de metano foi considerado de alta importância pois é o objetivo principal da análise. A importância

do N₂O foi considerada baixa em relação aos outros indicadores visto que não foi verificada variação entre as emissões dos cenários de mitigação. O índice de consistência (CI) calculado para a matriz de julgamento A1 foi de 10%, o que indica que os julgamentos comparativos realizados foram consistentes.

7.1.5 Pontuação Final do Critério Ambiental

A partir da Matriz de Julgamento A1 é possível calcular os pesos relativos de cada indicador dentro do critério ambiental seguindo a metodologia apresentada no capítulo 5.1.2. A Tabela 47 apresenta os pesos relativos calculados para cada indicador.

Tabela 47 – Pesos relativos para cada indicador ambiental

Indicadores	Peso Relativo
Potencial de Mitigação de CH ₄	0,74
Emissões de CO ₂	0,22
Emissões de N ₂ O	0,04

Fonte: Elaboração própria

Para o cálculo da pontuação final do critério ambiental multiplicou-se as pontuações individuais de cada indicador, presentes nas Tabelas 44, 45 e 46 pelos seus respectivos pesos relativos. Os resultados calculados são apresentados na Tabela 48.

Tabela 48 – Pontuação Final do Critério Ambiental

Cenários	Pontuação dos Indicadores Ambientais			Critério Ambiental	
	Potencial de Mitigação de CH ₄	Emissão de CO ₂	Emissão de N ₂ O	Pontuação Final	
Plataforma I	Cenário A	4,96	5,00	5,00	4,97
	Cenário B	4,87	1,00	5,00	4,04
	Cenário C	1,00	5,00	5,00	2,11
	Cenário D	1,00	5,00	5,00	2,11
	Cenário E	2,00	5,00	5,00	2,83
	Cenário F	5,00	3,82	5,00	4,75
Plataforma II	Cenário A	4,57	3,90	5,00	4,45
	Cenário B	4,50	1,00	5,00	3,78
	Cenário C	1,00	3,91	5,00	1,87
	Cenário D	1,00	3,90	5,00	1,87
	Cenário E	2,57	3,91	5,00	3,01
	Cenário F	5,00	5,00	5,00	5,00
Plataforma III	Cenário A	4,83	5,00	5,00	4,88
	Cenário B	4,74	1,00	5,00	3,95
	Cenário C	1,02	5,00	5,00	2,12
	Cenário D	1,00	4,90	5,00	2,09
	Cenário E	1,26	5,00	5,00	2,30
	Cenário F	5,00	4,40	5,00	4,87

Fonte: Elaboração própria

Representando graficamente os resultados da Tabela 48 tem-se a seguinte situação apresentada na Figura 30.

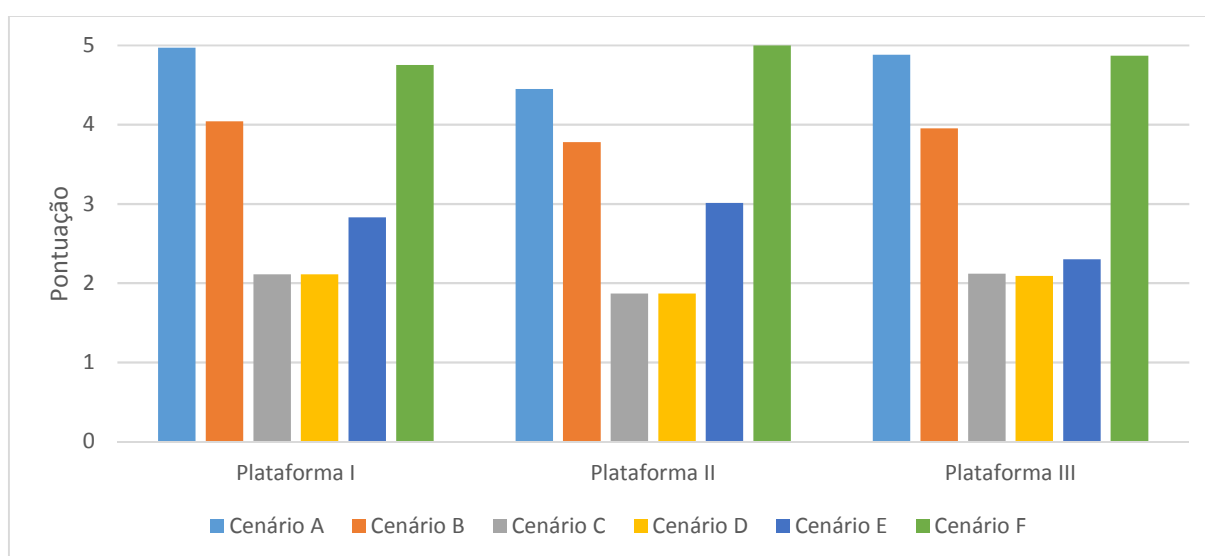


Figura 30 – Gráfico com as pontuações de Critério Ambiental de cada cenário de mitigação

Fonte: Elaboração própria

Analisando a Figura 30 tem-se que os cenários de mitigação com as melhores pontuações em termos de critério ambiental são o de recuperação de vapor dos tanques de armazenamento e reutilização no processo (Cenário A) e recuperação de gás de *flare* e vapor dos tanques de armazenamento com envio ao processo GTL (Cenário F). Ambos cenários possuem alto potencial de mitigação de emissões de metano o que influenciou fortemente nas altas pontuações. Pode ser verificado também que em unidades com alto volume de queima de gás no *flare* em operação normal, como é o caso da plataforma II, a pontuação do cenário F ultrapassa a do cenário A.

Apesar do alto potencial de mitigação de metano, a pontuação do cenário B ficou abaixo das pontuações do cenário A e F devido, principalmente, as emissões adicionais de CO₂ associadas a queima do vapor recuperado no *flare*. O cenário de implantação de programa de emissões fugitivas (Cenário E) apresentou pontuações intermediárias, sendo maiores nas plataformas I e II devido ao maior potencial de mitigação de metano. Os cenários de recuperação de CH₄ dos desidratadores a glicol com reutilização no processo ou queima em *flare* (Cenários C e D) apresentaram as menores pontuações ambientais devido ao baixo potencial de mitigação de metano.

7.2 Resultados do critério financeiro

7.2.1 Indicador de Despesas de Capital (CAPEX)

Nesta seção serão consolidados os resultados relativos as Despesas de Capital (CAPEX) de cada tecnologia de mitigação. As despesas (custos de investimento), calculadas previamente no Capítulo 6.3.2, são apresentadas de forma agregada na Tabela 49 em conjunto com suas respectivas pontuações.

Tabela 49 – Pontuações do Indicador de Despesas de Capital (CAPEX)

	Cenários	CAPEX (US\$)	Pontuação
Plataforma I	Cenário A	780.791	4,94
	Cenário B	780.791	4,94
	Cenário C	85.190	5,00
	Cenário D	85.190	5,00
	Cenário E	197.684	4,99
	Cenário F	50.231.861	1,00
Plataforma II	Cenário A	711.481	4,97
	Cenário B	711.481	4,97
	Cenário C	109.799	5,00
	Cenário D	109.799	5,00
	Cenário E	197.684	5,00
	Cenário F	96.170.400	1,00
Plataforma III	Cenário A	485.212	4,89
	Cenário B	485.212	4,89
	Cenário C	160.124	5,00
	Cenário D	160.124	5,00
	Cenário E	197.684	4,96
	Cenário F	17.817.284	1,00

Fonte: Elaboração própria

Analisando os dados expostos na Tabela 49 verifica-se que as despesas de capital do cenário F, referente a recuperação de gás do *flare* e dos tanques de armazenamento e envio para o processo GTL, são significativamente superiores aos demais valores avaliados. Esse alto custo de investimento está atrelado a necessidade de implantação de uma nova unidade de processo (módulo) responsável pela tecnologia GTL, além disso também são considerados no montante os custos da recuperação de vapor e adequação a planta existente. É necessário ressaltar que nos demais cenários de mitigação considerados, não está prevista a instalação de novas unidades de processo, apenas a adequação dos processos já existentes com a instalação de equipamentos como unidades de recuperação de vapor (compressores) e/ou tanques de *flash*, o que diminui consideravelmente os custos de implantação dessas tecnologias.

O cenário F recebeu a menor pontuação na escala considerada (valor 1). Os cenários C e D, referente a recuperação de vapor de desidratadores a glicol,

receberam as melhores pontuações devido ao seu baixo custo de implantação. Devido a diferença significativa entre os valores de custo quando comparados ao Cenário F, os Cenários A, B e E receberam pontuação próximas ao valor máximo (5).

7.2.2 Indicador de Custos de Operação (OPEX)

Nesta seção são apresentados os valores e as pontuações calculadas para o indicador de Custos de Operação e Manutenção (OPEX) relativo a cada tecnologia de mitigação avaliada. Os dados são apresentados na Tabela 50.

Tabela 50 – Pontuações do Indicador de Custos de Operação (OPEX)

	Cenários	OPEX (US\$/ano)	Pontuação
Plataforma I	Cenário A	44.195	4,87
	Cenário B	44.195	4,87
	Cenário C	8.098	5,00
	Cenário D	8.098	5,00
	Cenário E	195.449	4,32
	Cenário F	1.113.840	1,00
Plataforma II	Cenário A	41.158	4,94
	Cenário B	41.158	4,94
	Cenário C	9.836	5,00
	Cenário D	9.836	5,00
	Cenário E	195.449	4,65
	Cenário F	2.132.480	1,00
Plataforma III	Cenário A	30.699	4,82
	Cenário B	30.699	4,82
	Cenário C	13.132	5,00
	Cenário D	13.132	5,00
	Cenário E	195.449	3,09
	Cenário F	395.080	1,00

Fonte: Elaboração própria

Os resultados obtidos para o indicador de custos de operação (OPEX) foram semelhantes aos dos custos de investimento (CAPEX) com a diferença significativa do cenário F em relação aos demais. Os custos de operação do Cenário de mitigação

F receberam as menores pontuações. As maiores pontuações atreladas aos menores custos foram referentes aos Cenários C e D.

As pontuações relativas ao Cenário de mitigação E, implantação de programa de monitoramento e reparo de vazamentos, variaram de 4,65 (plataforma II) a 3,09 (plataforma III). Essa variação na pontuação é decorrente do seu custo fixo de operação que independe do tamanho da plataforma. Para uma unidade de menor porte, como a plataforma III, os custos do programa se tornam mais relevantes quando comparado as demais opções.

7.2.3 Indicador de Receitas

Algumas opções de mitigação, além dos custos de investimento e operação das opções de mitigação, apresentam oportunidades de geração de receita relativas a economia de consumo de gás produzido na unidade (Cenários A e C) ou ainda a produção de produtos (Cenário F). Os valores de receitas calculados no capítulo 6.3.2 foram pontuados seguindo a lógica determinada anteriormente. Os resultados são apresentados na Tabela 51.

Tabela 51 – Pontuações do Indicador de Receitas

	Cenários	Receitas (US\$/ano)	Pontuação
Plataforma I	Cenário A	3.214.227	2,26
	Cenário B	0	1,00
	Cenário C	7.466	1,00
	Cenário D	0	1,00
	Cenário E	298.853	1,12
	Cenário F	10.172.303	5,00
Plataforma II	Cenário A	1.443.713	1,50
	Cenário B	0	1,00
	Cenário C	8.939	1,00
	Cenário D	0	1,00
	Cenário E	232.416	1,05
	Cenário F	19.475.178	5,00
Plataforma III	Cenário A	418.074	1,46
	Cenário B	0	1,00
	Cenário C	21.979	1,02
	Cenário D	0	1,00
	Cenário E	33.275	1,04
	Cenário F	3.608.125	5,00

Fonte: Elaboração própria

De acordo com os valores expostos na Tabela 51 tem-se que as menores pontuações foram atribuídas aos cenários de mitigação que não consideraram a geração de receita (Cenários B e D). Nestes cenários foi considerado que o gás recuperado nos tanques de armazenamento de óleo ou no desidratador a glicol seria enviado para queima no *flare*, não havendo assim um reaproveitamento do gás no processo.

O Cenário F apresentou as maiores receitas e conseqüentemente as maiores pontuações quando comparadas as demais opções. As receitas associadas a esse cenário são provenientes do produto produzido no processo GTL, o syncrude. Os cenários A e C também preveem receitas, sendo derivadas do reaproveitamento do gás recuperado no processo, que por sua vez ocasiona a economia de gás produzido que pode ser exportado ao mercado. O cenário C apresentou as menores receitas quando comparado as demais, recebendo assim as menores pontuações. Seus

baixos valores de receitas estão associados ao baixo volume de vapor recuperado dos desidratadores a glicol.

O Cenário A apresentou valores intermediários de receita, sendo menores apenas que as receitas do Cenário F. A variação dos valores de receitas, e consequente das pontuações, são proporcionais ao volume de vapor recuperado nos tanques das diferentes plataformas. As receitas previstas para o Cenário E está associada a extinção de vazamentos de gás (perda de produto).

7.2.4 Matriz de Julgamento dos Indicadores Financeiros

Neste capítulo são apresentados os resultados dos julgamentos comparativos realizados para os indicadores financeiros. Conforme relatado anteriormente, esses resultados serão utilizados para o cálculo dos pesos relativos, sendo posteriormente utilizados no cálculo da pontuação final do critério financeiro de cada opção de mitigação. A Matriz de Julgamento A2 proposta para a análise dos indicadores financeiros foi a seguinte:

$$A2 = \begin{bmatrix} ICAPEX/ICAPEX & ICAPEX/IOPEX & ICAPEX/IREC \\ IOPEX/ICAPEX & IOPEX/IOPEX & IOPEX/IREC \\ IREC/ICAPEX & IREC/IOPEX & IREC/IREC \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 3 \\ 0,33 & 1 & 1 \\ 0,33 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Analisando a Matriz de Julgamento A2 verifica-se que o indicador de Custo de Investimento (CAPEX) foi considerado moderadamente mais importante que o indicador de Custo Operacional (OPEX) e de Receita (Escala 3). Para esse julgamento foi estabelecido como premissa que o valor de CAPEX de um projeto de mitigação tem uma importância maior na atratividade do investimento. Um custo de investimento alto (CAPEX) pode desestimular o investimento inicial em um projeto de mitigação, mesmo que seu fluxo financeiro apresente resultados positivos ao longo de sua existência. Os indicadores de custo operacionais (OPEX) e Receita foram considerados de mesma importância visto que ambos influenciam igualmente no fluxo financeiro do projeto.

O índice de consistência (CI) calculado para a matriz de julgamento A2 foi de 0%, o que indica que os julgamentos comparativos realizados foram consistentes.

7.2.5 Pontuação Final do Critério Financeiro

A partir da Matriz de Julgamento A2 é possível calcular os pesos relativos de cada indicador dentro do critério financeiro seguindo a metodologia apresentada no capítulo 5.1.2. A Tabela 52 apresenta os pesos relativos calculados para cada indicador.

Tabela 52 – Pesos relativos para cada indicador financeiro

Indicadores	Peso Relativo
CAPEX	0,60
OPEX	0,20
Receitas	0,20

Fonte: Elaboração própria

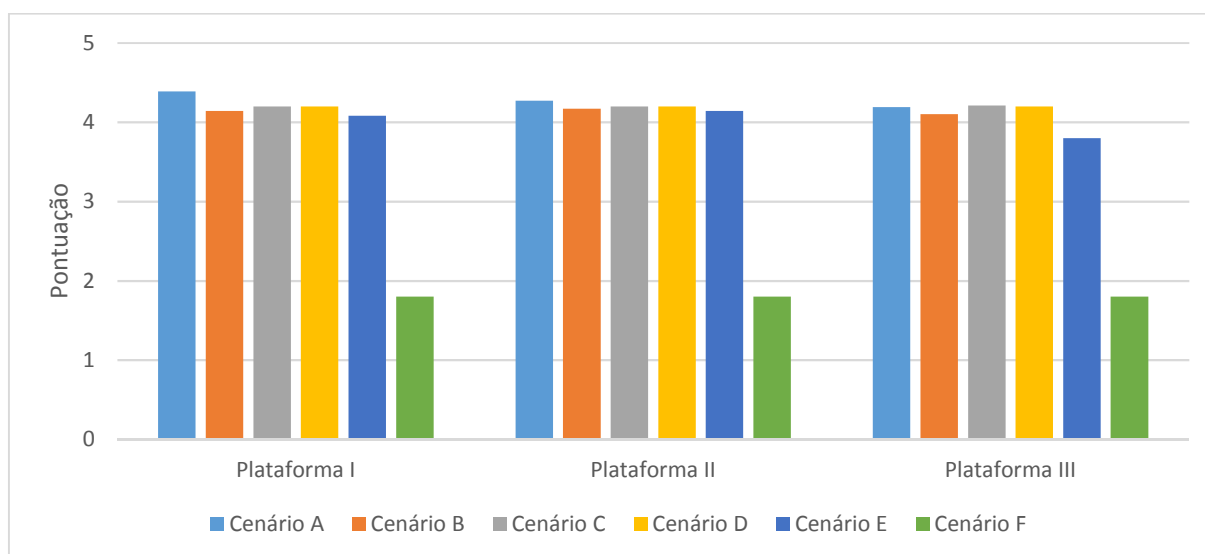
Para o cálculo da pontuação final do critério ambiental multiplicou-se as pontuações individuais de cada indicador, presentes nas Tabelas 49, 51 e 51 pelos seus respectivos pesos relativos. Os resultados calculados são apresentados na Tabela 53.

Tabela 53 – Pontuação Final do Critério Financeiro

Cenários		Pontuação dos Indicadores Financeiros			Critério Financeiro
		CAPEX	OPEX	Receita	Pontuação Final
Plataforma I	Cenário A	4,94	4,87	2,26	4,39
	Cenário B	4,94	4,87	1,00	4,14
	Cenário C	5,00	5,00	1,00	4,20
	Cenário D	5,00	5,00	1,00	4,20
	Cenário E	4,99	4,32	1,12	4,08
	Cenário F	1,00	1,00	5,00	1,80
Plataforma II	Cenário A	4,97	4,94	1,50	4,27
	Cenário B	4,97	4,94	1,00	4,17
	Cenário C	5,00	5,00	1,00	4,20
	Cenário D	5,00	5,00	1,00	4,20
	Cenário E	5,00	4,65	1,05	4,14
	Cenário F	1,00	1,00	5,00	1,80
Plataforma III	Cenário A	4,89	4,82	1,46	4,19
	Cenário B	4,89	4,82	1,00	4,10
	Cenário C	5,00	5,00	1,02	4,21
	Cenário D	5,00	5,00	1,00	4,20
	Cenário E	4,96	3,09	1,04	3,80
	Cenário F	1,00	1,00	5,00	1,80

Fonte: Elaboração própria

Representando graficamente os resultados da Tabela 53 temos a seguinte situação apresentada na Figura 31.

**Figura 31** – Pontuações de Critério Financeiro de cada cenário de mitigação

Fonte: Elaboração própria

Analisando o gráfico da Figura 31 tem-se que os cenários de mitigação com as maiores pontuações (acima de 4) em termos de critério financeiro são os de recuperação de vapor dos tanques de armazenamento (Cenários A e B) e recuperação de vapor nas unidades de desidratação a glicol (Cenários C e D). Esses cenários apresentaram os menores valores de custo de investimento e de operação que as demais opções analisadas. É possível notar também que a presença de receita associada a opção de mitigação, no caso dos cenários A e C que preveem reutilização do gás recuperado no processo, não influenciou significativamente na pontuação final do critério.

A pontuação da opção de implantação de um programa de detecção e reparo de vazamentos (Cenário E) apresentou variação entre as diferentes plataformas. Nas plataformas I e II a pontuação destes cenários ficou acima dos 4 pontos, enquanto na plataforma III foi igual a 3,80. Essa diferença decorreu da menor receita associada a mitigação de emissões fugitivas na plataforma III que apresenta um menor porte quando comparada as demais.

O Cenário F, referente ao processo GTL, apresentou a pontuação financeira mais baixa dentre as opções avaliadas, abaixo do nível de 2 pontos. Esse resultado financeiro pode ser atribuído aos altos valores de investimentos (CAPEX) e de operação (OPEX) associados a tecnologia. Apesar dos valores de Receita também serem significativos, não foram suficientes para aumentar a pontuação final da opção.

7.3 Resultados do critério operacional

Diferentemente dos critérios ambientais e financeiros que possuem valores que podem ser quantificados, como emissões e custos, o critério operacional e seus indicadores possuem aspectos qualitativos. De modo a diminuir a subjetividade desta análise foi proposto a utilização da opinião de um grupo de especialistas.

Os indicadores operacionais de maturidade tecnológica, integração com a planta de processo, mão de obra especializada e segurança operacional foram avaliados e pontuados de acordo com as avaliações de 05 especialistas. Cada especialista, de acordo com sua experiência profissional e conhecimento teórico, atribuiu uma pontuação para cada um dos indicadores operacionais em relação a cada uma das tecnologias. Os especialistas que participaram da pesquisa são profissionais com

experiência no tema de emissões atmosférica e na indústria de óleo e gás. O perfil de cada especialista segue na Tabela 54.

Tabela 54 – Perfil dos especialistas

Especialista	Formação	Tempo de Experiência
Especialista 1	Eng. Meio Ambiente/Eng. De Segurança	6 anos
Especialista 2	Msc. Eng. Químico/Eng. Processamento	15 anos
Especialista 3	Eng. de Meio Ambiente	7 anos
Especialista 4	Eng. Químico	10 anos
Especialista 5	Eng. de Meio Ambiente	10 anos

Fonte: Elaboração própria

As pontuações finais de cada indicador foram obtidas através da média aritmética das pontuações de cada especialista.

7.3.1 Indicador de Maturidade da Tecnologia

O indicador de maturidade da tecnologia está associado ao nível de conhecimento sobre o processo e sua capacidade de implantação e operação a curto prazo. As pontuações atribuídas para esse indicador seguem na Tabela 55.

Tabela 55 – Pontuação para o Indicador de Maturidade

Cenários	Pontuação dos Especialistas					Pontuação	
	E1	E2	E3	E4	E5	Média Aritmética	
Plataforma I	Cenário A	5,00	5,00	4,50	4,00	5,00	4,70
	Cenário B	5,00	5,00	4,50	4,00	5,00	4,70
	Cenário C	4,50	4,50	4,00	4,00	4,50	4,30
	Cenário D	4,50	4,50	4,00	4,00	4,50	4,30
	Cenário E	5,00	5,00	4,80	4,50	5,00	4,86
	Cenário F	1,50	1,00	1,50	2,00	1,50	1,50
Plataforma II	Cenário A	5,00	5,00	4,50	4,00	5,00	4,70
	Cenário B	5,00	5,00	4,50	4,00	5,00	4,70
	Cenário C	4,50	4,50	4,00	4,00	4,50	4,30
	Cenário D	4,50	4,50	4,00	4,00	4,50	4,30
	Cenário E	5,00	5,00	4,80	4,50	5,00	4,86
	Cenário F	1,50	1,00	1,50	2,00	1,50	1,50
Plataforma III	Cenário A	5,00	5,00	4,50	4,00	5,00	4,70
	Cenário B	5,00	5,00	4,50	4,00	5,00	4,70
	Cenário C	4,50	4,50	4,00	4,00	4,50	4,30
	Cenário D	4,50	4,50	4,00	4,00	4,50	4,30
	Cenário E	5,00	5,00	4,80	4,50	5,00	4,86
	Cenário F	1,50	1,00	1,50	2,00	1,50	1,50

Fonte: Elaboração própria

As opções de mitigação de implantação de programa de detecção e reparo de vazamentos (Cenário E) e de recuperação de vapor dos tanques de armazenamento (Cenários A e B) apresentaram as maiores pontuações de maturidade, por proporem tecnologias e serviços que já são utilizadas comercialmente e operacionalmente. No caso do Cenários E, os programas de monitoramento são práticas comuns em refinarias, unidades de tratamento de gás e pontualmente em algumas unidades offshore. A recuperação de vapores ou gases também são tecnologias já dominadas, como exemplo tem-se que grande parte das plantas de processamento primário das plataformas marítimas de grande porte apresentam unidades de recuperação (URV) ligadas aos separadores de fase. A pontuação da tecnologia de recuperação de vapor da unidade de desidratação a glicol (Cenários C e D) foi influenciada pela necessidade de instalação e operação de um tanque de flash antes da etapa de regeneração do glicol, prática essa não usual em plataformas marítimas.

A opção de recuperação de gás enviado para o *flare* e dos vapores dos tanques de carga com envio para o processo GTL (Cenário F) apresentou os piores resultados de maturidade tecnológica, visto que se trata de um processo ainda não estabelecido comercialmente para plataformas marítimas e que ainda apresenta uma série de desafios operacionais.

7.3.2 Indicador de Integração com a planta de processo

O indicador de integração com a planta de processo é referente a facilidade com que a tecnologia e/ou serviço pode ser implantada e integrada com uma planta de processo já existente. Essa facilidade de integração está ligada a parâmetros como necessidade de adaptações e modificações da planta de processo atual, necessidade de energia e outros insumos (vapor/água) para sua operação e necessidade de espaço físico na planta. As pontuações atribuídas para esse indicador seguem na Tabela 56.

Tabela 56 – Pontuação para o Indicador de Integração com a planta de processo

Cenários	Pontuação dos Especialistas					Pontuação	
	E1	E2	E3	E4	E5	Média Aritmética	
Plataforma I	Cenário A	4,50	4,00	4,50	4,50	4,70	4,44
	Cenário B	4,50	4,00	4,50	4,50	4,70	4,44
	Cenário C	3,80	4,00	4,00	3,50	4,00	3,86
	Cenário D	3,80	4,00	4,00	3,50	4,00	3,86
	Cenário E	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
	Cenário F	1,00	1,00	1,20	1,50	1,50	1,24
Plataforma II	Cenário A	4,50	4,00	4,50	4,50	4,70	4,44
	Cenário B	4,50	4,00	4,50	4,50	4,70	4,44
	Cenário C	3,80	4,00	4,00	3,50	4,00	3,86
	Cenário D	3,80	4,00	4,00	3,50	4,00	3,86
	Cenário E	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
	Cenário F	1,00	1,00	1,20	1,50	1,50	1,24
Plataforma III	Cenário A	4,50	4,00	4,50	4,50	4,70	4,44
	Cenário B	4,50	4,00	4,50	4,50	4,70	4,44
	Cenário C	3,80	4,00	4,00	3,50	4,00	3,86
	Cenário D	3,80	4,00	4,00	3,50	4,00	3,86
	Cenário E	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
	Cenário F	1,00	1,00	1,20	1,00	1,00	1,04

Fonte: Elaboração própria

A Cenário E apresentou a pontuação máxima para o indicador de facilidade de integração ao processo visto que se trata de um serviço de monitoramento e reparo de vazamentos que não demanda alterações no *layout* do processo. Os monitoramentos são realizados por equipe especializada com equipamentos portáteis de detecção (câmeras e analisadores de voláteis) e que não exigem nenhuma condição diferenciada de funcionamento da planta. As manutenções dos equipamentos que apresentaram taxas de vazamentos são realizadas durante as paradas de manutenção usuais da planta.

Os cenários de recuperação de vapor e gás (Cenários A, B, C e D) exigem adaptações da planta de processo prevendo a instalação de equipamentos de pequeno porte como compressores, tubulações e vasos de *flash* (especificamente para os cenários C e D). A demanda energética desses equipamentos é baixa, não influenciado significativamente na demanda total da unidade.

De acordo com os especialistas, dentre as opções apresentadas, o Cenário F apresenta a tecnologia de mais difícil implementação e integração. O primeiro fator de dificuldade de integração com a unidade é a exigência de espaço físico, visto que o processo de GTL necessita de um módulo específico para seus equipamentos. Nas plataformas marítimas os módulos de processamento e tratamento de óleo e gás ocupam a maior parcela do *topside* da unidade, limitando a inclusão de novos equipamentos ou módulos de grande porte. A demanda energética do processo GTL também é um fator relevante e que exige adaptação da planta.

7.3.3 Indicador de Mão de obra qualificada

Para as opções de mitigação levantadas foi avaliado também a existência de profissionais (mão de obra) qualificados para sua implantação, operação e manutenção. Esse indicador operacional também possui relação a maturidade da tecnologia, visto que novas tecnologias que ainda não estão difundidas na indústria carecem de profissionais experientes para operá-las. É importante ressaltar que a ausência de mão de obra nacional qualificada implica em importação de profissionais ou custos de treinamento. As pontuações atribuídas para esse indicador seguem na Tabela 57.

Tabela 57 – Pontuação para o Indicador de Mão-de-obra qualificada

Cenários		Pontuação dos Especialistas					Pontuação
		E1	E2	E3	E4	E5	Média Aritmética
Plataforma I	Cenário A	5,00	5,00	4,50	5,00	5,00	4,90
	Cenário B	5,00	5,00	4,50	5,00	5,00	4,90
	Cenário C	5,00	4,50	4,50	5,00	5,00	4,80
	Cenário D	5,00	4,50	4,50	5,00	5,00	4,80
	Cenário E	4,50	5,00	5,00	5,00	5,00	4,90
	Cenário F	3,00	2,00	3,00	3,00	3,50	2,90
Plataforma II	Cenário A	5,00	5,00	4,50	5,00	5,00	4,90
	Cenário B	5,00	5,00	4,50	5,00	5,00	4,90
	Cenário C	5,00	4,50	4,50	5,00	5,00	4,80
	Cenário D	5,00	4,50	4,50	5,00	5,00	4,80
	Cenário E	4,50	5,00	5,00	5,00	5,00	4,90
	Cenário F	3,00	2,00	3,00	3,00	3,50	2,90
Plataforma III	Cenário A	5,00	5,00	4,50	5,00	5,00	4,90
	Cenário B	5,00	5,00	4,50	5,00	5,00	4,90
	Cenário C	5,00	4,50	4,50	5,00	5,00	4,80
	Cenário D	5,00	4,50	4,50	5,00	5,00	4,80
	Cenário E	4,50	5,00	5,00	5,00	5,00	4,90
	Cenário F	3,00	2,00	3,00	3,00	3,50	2,90

Fonte: Elaboração própria

De forma geral, com exceção do Cenário F, as pontuações indicadas para o indicador de mão de obra qualificada foram próximas ao valor máximo, pois as opções de mitigação elencadas envolvem processos, equipamentos e serviços presentes na indústria de óleo e gás. O processo de GTL, não é utilizado usualmente no *upstream*, logo existe a ausência de profissionais experientes para executar sua operação e manutenção.

7.3.4 Indicador de Segurança Operacional

A segurança dos trabalhadores e da unidade é um fator de significativa importância para a escolha de um processo ou tecnologia. A proposta desse indicador é avaliar se existem riscos adicionais atrelados as tecnologias selecionadas que não existem durante a operação normal de uma plataforma marítima de produção de óleo e gás. As pontuações atribuídas para esse indicador seguem na Tabela 58.

Tabela 58 – Pontuação para o Indicador de Segurança Operacional

Cenários	Pontuação dos Especialistas					Pontuação	
	E1	E2	E3	E4	E5	Média Aritmética	
Plataforma I	Cenário A	3,00	3,00	3,00	2,50	3,50	3,00
	Cenário B	3,00	3,00	3,00	2,50	3,50	3,00
	Cenário C	2,50	3,00	3,00	3,00	3,50	3,00
	Cenário D	2,50	3,00	3,00	3,00	3,50	3,00
	Cenário E	4,50	4,00	3,00	4,00	3,50	3,80
	Cenário F	3,00	2,00	2,00	3,00	2,00	2,40
Plataforma II	Cenário A	3,00	3,00	3,00	2,50	3,50	3,00
	Cenário B	3,00	3,00	3,00	2,50	3,50	3,00
	Cenário C	2,50	3,00	3,00	3,00	3,50	3,00
	Cenário D	2,50	3,00	3,00	3,00	3,50	3,00
	Cenário E	4,50	4,00	3,00	4,00	3,50	3,80
	Cenário F	3,00	2,00	2,00	3,00	2,00	2,40
Plataforma III	Cenário A	3,00	3,00	3,00	2,50	3,50	3,00
	Cenário B	3,00	3,00	3,00	2,50	3,50	3,00
	Cenário C	2,50	3,00	3,00	3,00	3,50	3,00
	Cenário D	2,50	3,00	3,00	3,00	3,50	3,00
	Cenário E	4,50	4,00	3,00	4,00	3,50	3,80
	Cenário F	3,00	2,00	2,00	3,00	2,00	2,40

Fonte: Elaboração própria

Analisando a Tabela 58 temos que as tecnologias que preveem recuperação de gás ou vapor (Cenários A, B, C, D e F) apresentaram pontuações intermediárias próximas a 3. Apesar de não serem consideradas inseguras (pontuação próxima de 1) elas representam riscos inerentes ao processo, pois envolvem recuperação e transporte de gases inflamáveis a diferentes pressões. O Cenário E, referente a

implantação de um programa de monitoramento e reparo de vazamentos, foi classificada com a melhor pontuação, pois não envolve a adição de novos equipamentos ou processos, apenas a presença de profissionais na planta.

7.3.5 Matriz de Julgamento dos Indicadores Operacionais

Neste capítulo são apresentados os resultados dos julgamentos comparativos realizados para os indicadores operacionais, que serão utilizados para o cálculo dos pesos relativos, sendo posteriormente utilizados no cálculo da pontuação final do critério operacional de cada opção de mitigação. A Matriz de Julgamento A3 proposta para a análise dos indicadores foi a seguinte:

$$A3 = \begin{bmatrix} IMAT/IMAT & IMAT/IINT & IMAT/IMDO & IMAT/ISEG \\ IINT/IMAT & IINT/IINT & IINT/IMDO & IINT/ISEG \\ IMDO/IMAT & IMDO/IINT & IMDO/IMDO & IMDO/ISEG \\ ISEG/IMAT & ISEG/IINT & ISEG/IMDO & ISEG/ISEG \end{bmatrix}$$

$$A3 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 5 & 5 \\ 1 & 1 & 3 & 3 \\ 0,2 & 0,33 & 1 & 1 \\ 0,2 & 0,33 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

A matriz A3 apresenta os julgamentos realizados para a interação entre cada par de indicadores. Os indicadores de maturidade da tecnologia e integração com a planta de processo foram considerados de igual importância, porque determinam efetivamente se a tecnologia está apta a ser implantada como uma opção de mitigação. Os demais indicadores, de mão de obra especializada e segurança operacional, receberem uma importância menor. A ausência de mão de obra especializada não implicaria necessariamente na inviabilidade da tecnologia, mas sim em custos adicionais com treinamentos específicos ou importação de profissionais, conforme citado anteriormente.

A mesma premissa pode ser utilizada para o indicador de segurança operacional. Os procedimentos de operação e de segurança podem ser atualizados para

contemplar novos riscos associados a tecnologia, implicando também em custos adicionais com treinamento de profissionais.

O índice de consistência (CI) calculado para a matriz de julgamento A3 foi de 1%, o que indica que os julgamentos comparativos realizados foram consistentes.

7.3.6 Pontuação Final do Critério Operacional

A partir da Matriz de Julgamento A3 é possível calcular os pesos relativos de cada indicador dentro do critério financeiro seguindo a metodologia apresentada no capítulo 5.1.2.2. A Tabela 59 apresenta os pesos relativos calculados para cada indicador.

Tabela 59 – Pesos relativos para cada indicador operacional

Indicadores	Peso Relativo
Maturidade da tecnologia	0,45
Integração com a planta de processo	0,35
Mão de obra especializada	0,10
Segurança operacional	0,10

Fonte: Elaboração própria

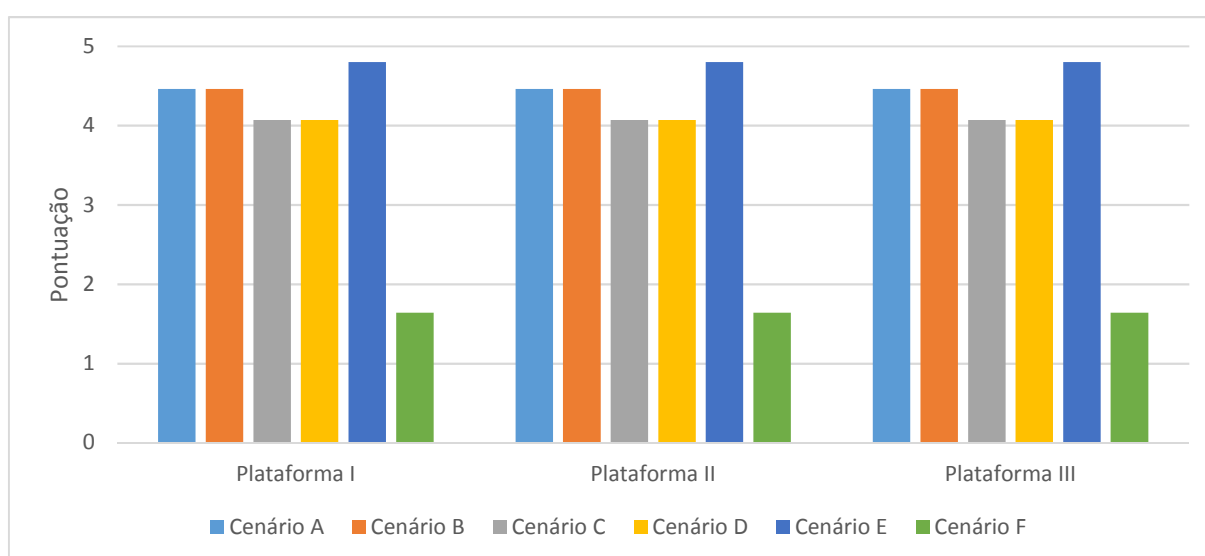
Para o cálculo da pontuação final do critério ambiental multiplicou-se as pontuações individuais de cada indicador, presentes nas Tabelas 55, 56, 57 e 58 pelos seus respectivos pesos relativos. Os resultados calculados são apresentados na Tabela 60.

Tabela 60 – Pontuação Final do Critério Operacional

Cenários		Pontuação dos Indicadores Operacionais				Critério Operacional
		Maturidade da tecno.	Integração planta	Mão de obra especializada	Segurança operacional	Pontuação Final
Plataforma I	Cenário A	4,70	4,44	4,90	3,00	4,46
	Cenário B	4,70	4,44	4,90	3,00	4,46
	Cenário C	4,30	3,86	4,80	3,00	4,07
	Cenário D	4,30	3,86	4,80	3,00	4,07
	Cenário E	4,86	5,00	4,90	3,80	4,80
	Cenário F	1,50	1,24	2,90	2,40	1,64
Plataforma II	Cenário A	4,70	4,44	4,90	3,00	4,46
	Cenário B	4,70	4,44	4,90	3,00	4,46
	Cenário C	4,30	3,86	4,80	3,00	4,07
	Cenário D	4,30	3,86	4,80	3,00	4,07
	Cenário E	4,86	5,00	4,90	3,80	4,80
	Cenário F	1,50	1,24	2,90	2,40	1,64
Plataforma III	Cenário A	4,70	4,44	4,90	3,00	4,46
	Cenário B	4,70	4,44	4,90	3,00	4,46
	Cenário C	4,30	3,86	4,80	3,00	4,07
	Cenário D	4,30	3,86	4,80	3,00	4,07
	Cenário E	4,86	5,00	4,90	3,80	4,80
	Cenário F	1,50	1,04	2,90	2,40	1,64

Fonte: Elaboração própria

Representando graficamente os resultados da Tabela 60 tem-se a seguinte situação apresentada na Figura 32.

**Figura 32** – Pontuações de Critério Operacional de cada cenário de mitigação

Fonte: Elaboração própria

Analisando a Figura 32 pode-se observar que a opção de Implantação de Programa de Monitoramento e Reparo de vazamentos (Cenário E) apresentou a melhor pontuação operacional dentre as tecnologias avaliadas. O que motivou essa alta pontuação foi o fato de que o monitoramento e reparo de vazamentos é uma técnica conhecida pelo mercado e já executada em outros subsetores da indústria de óleo e gás, como o refino. O fato de que a opção não interfere na operação normal da unidade também influenciou na pontuação.

As tecnologias de recuperação também receberam pontuações altas devido, principalmente a sua maturidade tecnológico e facilidade com a integração com a planta de processo. A diferença entre as pontuações dos Cenários A e B para C e E foram referentes a necessidade de instalação de um vaso de flash associado a etapa de regeneração do glicol (Cenários C e E).

Conforme esperado, as baixas pontuações do Processo GTL (Cenário E) nos indicadores de maturidade tecnológica e integração com a planta de processo influenciaram fortemente na pontuação final do critério operacional. A necessidade de um espaço físico significativo na planta de processo somado ao fato da alta demanda energética da unidade, torna sua implantação com uma opção de mitigação um desafio tecnológico.

7.4 Resultados Finais

Com as pontuações finais de cada critério (ambiental, financeiro e operacional) é possível realizar a última etapa da análise multicritério proposta, obtendo pontuações individuais para cada opção de mitigação. Essa pontuação individual final consolida todas os critérios avaliados até o momento, possibilitando a comparação das tecnologias.

7.4.1 Julgamentos dos Critérios

Assim como realizado para o cálculo do peso relativo de cada indicador dentro dos seus respectivos critérios também é necessário o estabelecimento da importância

de cada critério através da elaboração de uma Matriz de Julgamento. Para cada par de critérios foi estabelecido uma classificação de relacionamento, conforme metodologia proposta anteriormente. A Matriz de Julgamento A4 proposta para a análise dos critérios foi a seguinte:

$$A4 = \begin{bmatrix} \textit{Crit Amb.}/\textit{Crit Amb.} & \textit{Crit Amb.}/\textit{Crit Finan.} & \textit{Crit Amb.}/\textit{Crit Operac.} \\ \textit{Crit Finan.}/\textit{Crit Amb.} & \textit{Crit Finan.}/\textit{Crit Finan.} & \textit{Crit Finan.}/\textit{Crit Operac.} \\ \textit{Crit Operac.}/\textit{Crit Amb.} & \textit{Crit Operac.}/\textit{Crit Finan.} & \textit{Crit Operac.}/\textit{Crit Operac.} \end{bmatrix}$$

$$A4 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 3 \\ 1 & 1 & 3 \\ 0,33 & 0,33 & 1 \end{bmatrix}$$

Analisando a Matriz de Julgamento A4 tem-se que os critérios ambientais e financeiros foram considerados de importância equivalente entre eles, enquanto que os mesmos em relação ao critério operacional foram considerados moderadamente mais importantes. Apesar da importância dos critérios estarem próximas em termos relativos foi estabelecido como premissa de que os critérios quantitativos (ambiental e financeiro) deviam possuir um maior peso no cálculo que o critério qualitativo (operacional). Essa premissa foi utilizada porque os resultados dos critérios quantitativos foram calculados com base em valores reais enquanto que o critério qualitativo foi pontuado de acordo com a análise subjetiva de cada especialista.

O índice de consistência (CI) calculado para a matriz de julgamento A4 foi de 0%, o que indica que os julgamentos comparativos realizados foram consistentes.

7.4.2 Pontuação Final do Critério Operacional

A partir da Matriz de Julgamento A4 foi calculado os pesos relativos de cada critério seguindo a metodologia apresentada no capítulo 5.1.2.2. A Tabela 61 apresenta os pesos relativos calculados para cada indicador.

Tabela 61 – Pesos relativos para critério

Critérios	Peso Relativo
Ambiental	0,43
Financeiro	0,43
Operacional	0,14

Fonte: Elaboração própria

Com as pontuações de cada critério e os pesos relativos apresentados na Tabela 61 foram calculadas as pontuações finais da Análise Hierárquica de Processo (AHP) de cada opção de mitigação avaliada. Os resultados calculados são apresentados na Tabela 62.

Tabela 62 – Pontuação Final da AHP para cada opção de mitigação englobando os critérios ambiental, financeiro e operacional

Cenários	Pontuação Final dos Critérios			Pontuação Final da AHP	
	Ambiental	Financeiro	Operacional		
Plataforma I	Cenário A	4,97	4,39	4,46	4,65
	Cenário B	4,04	4,14	4,46	4,14
	Cenário C	2,11	4,20	4,07	3,29
	Cenário D	2,11	4,20	4,07	3,29
	Cenário E	2,83	4,08	4,80	3,65
	Cenário F	4,75	1,80	1,64	3,04
Plataforma II	Cenário A	4,45	4,27	4,46	4,38
	Cenário B	3,78	4,17	4,46	4,04
	Cenário C	1,87	4,20	4,07	3,18
	Cenário D	1,87	4,20	4,07	3,18
	Cenário E	3,01	4,14	4,80	3,75
	Cenário F	5,00	1,80	1,64	3,15
Plataforma III	Cenário A	4,88	4,19	4,46	4,52
	Cenário B	3,95	4,10	4,46	4,09
	Cenário C	2,12	4,21	4,07	3,29
	Cenário D	2,09	4,20	4,07	3,28
	Cenário E	2,30	3,80	4,80	3,30
	Cenário F	4,87	1,80	1,64	3,09

Fonte: Elaboração própria

Representando graficamente os resultados da Tabela 62 tem-se a seguinte situação apresentada na Figura 33.

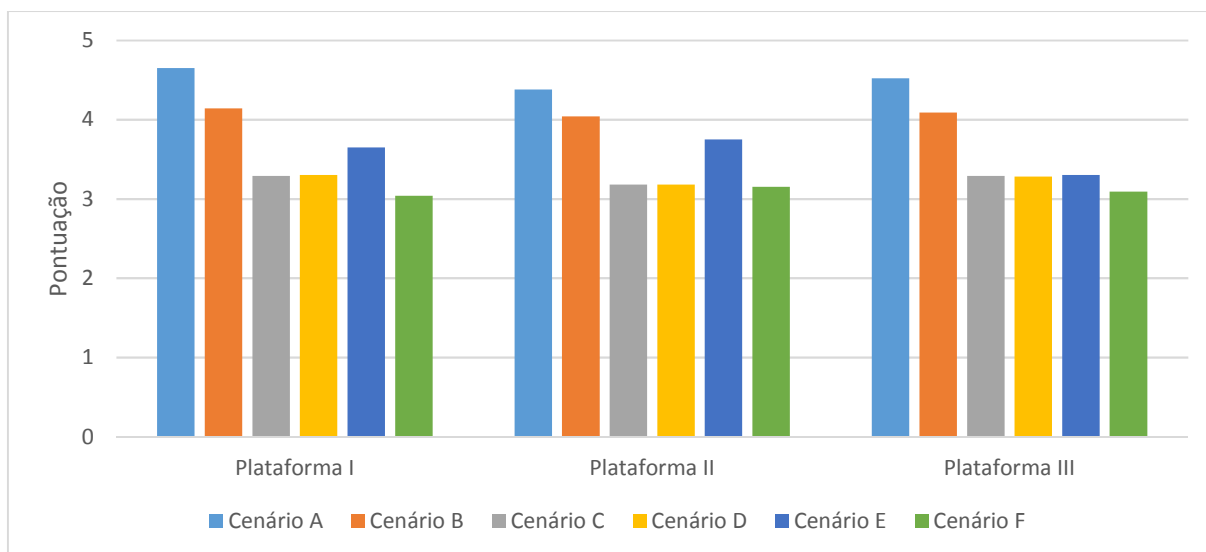


Figura 33 – Pontuações finais da AHP para cada cenário de mitigação

Fonte: Elaboração própria

A Figura 33 apresenta os resultados finais da Análise Hierárquica de Processo realizada para o presente estudo, consolidando todos os resultados calculados anteriormente em uma pontuação única para cada cenário de mitigação considerado.

Analisando a Figura 33 temos que a opção de mitigação que apresentou a maior pontuação foi a recuperação de vapor dos tanques de armazenamento de óleo com reutilização no processo (Cenário A). Essa opção se mostrou predominante as demais principalmente devido ao seu alto potencial de mitigação de metano sem a consequência de aumento de emissão de outros gases. Além disso essa opção de mitigação prevê uma receita associada a seu fluxo financeiro derivado da possibilidade de entrega de gás adicional ao mercado (gás não consumido internamente). A opção que atingiu um segundo patamar de pontuação altas, próximo a 4 pontos, foi a de recuperação de vapor em tanques de armazenamento com envio ao *flare* (Cenário B). Apesar desse cenário apresentar potenciais de mitigação de CH₄ próximas ao Cenário A, ela também apresenta emissões adicionais de CO₂ relativas a queima do vapor recuperado no *flare*, fator esse que resultou na diminuição das pontuações do critério ambiental. Por encaminhar o vapor recuperado para o *flare*, essa opção de mitigação não possui receita, o que minimizou sua pontuação financeira.

O Cenário E, referente a Implantação de programa de detecção e reparo de vazamentos recebeu pontuações intermediárias, variando entre 3,75 e 3,30. Apesar

da opção não possuir pontuações altas relativas ao critério ambiental devido ao baixo potencial de mitigação, ela se beneficiou com pontuações equivalentes com as demais no critério financeiro e principalmente se sobressaiu no critério operacional. Essa opção, por não exigir nenhuma interferência adicional na planta de processo apresentou alta pontuação no critério operacional, fator determinando para o aumento da sua pontuação final. As opções de recuperação de vapor das unidades de desidratação a glicol (Cenários C e D) apresentaram valores de pontuação menores que as opções já citadas. O fator determinante para essa pontuação pouco expressiva foi seu baixo potencial de mitigação de CH₄. É possível notar também que não houve diferença significativa de pontuação entre ambos os cenários. O Cenário F relativo a recuperação de gases do *flare* e dos tanques de armazenamento para envio ao processo GTL recebeu as menores pontuações dentre as opções avaliadas. Apesar do seu alto potencial de mitigação, o processo GTL apresenta um custo muito expressivo, significativamente superior as demais tecnologias. Além disso, o processo GTL apresenta uma série de parâmetros operacionais críticos como baixa maturidade tecnológica para unidades offshore, alta demanda energética e necessidade de espaço físico para o módulo de processamento.

Considerando as pontuações calculadas e os fatores determinantes elencados acima é possível estabelecer um ranqueamento das alternativas de opção de mitigação avaliadas. Esse ranqueamento, produto da Análise Multicritério realizada, tem como objetivo facilitar uma possível tomada de decisão quanto a escolha da melhor tecnologia para mitigação de CH₄ em plataformas marítimas de produção de óleo e gás. O ranqueamento é apresentado na Tabela 63.

Tabela 63 – Ranqueamento das opções de mitigação conforme pontuações da AHP

Cenários de Mitigação	Intervalo de Pontuação
Cenário A	4,65 – 4,38
Cenário B	4,14 – 4,04
Cenário E	3,75 – 3,30
Cenário C	3,29 – 3,18
Cenário D	3,28 – 3,18
Cenário F	3,15 – 3,04

Fonte: Elaboração própria

8. CONCLUSÕES

A Análise Hierárquica de Processo (AHP) se mostrou uma metodologia prática e eficiente na avaliação multicritério das diferentes alternativas de mitigação de metano consideradas no estudo. Seu princípio de estruturação da problemática a ser avaliada em uma estrutura hierárquica propiciou uma visão integrada das relações entre as alternativas, os critérios e os subcritérios. A metodologia de julgamentos comparativos entre pares de indicadores e os cálculos necessários para a obtenção das pontuações se mostraram de simples execução, sendo que os resultados obtidos foram coerentes com o esperado de cada alternativa.

A metodologia da análise multicritério apresentada pode ser facilmente adaptada para a avaliação de tecnologias de mitigação de outros poluentes e em outros tipos de setores. Neste caso, a principal diferença seriam os critérios a serem avaliados, visto que estes devem ser selecionados de acordo com as características esperadas das alternativas.

No presente estudo, os critérios ambientais, financeiros e operacionais selecionados para a avaliação das opções de mitigação abrangeram tanto características quantitativas quanto qualitativas das tecnologias. A utilização de dados de operação reais para o cálculo dos indicadores ambientais e financeiros proporcionou a obtenção de resultados coerentes que refletem as diferentes particularidades das tecnologias avaliadas. Somado a esse resultado quantitativo, foi realizada também uma avaliação criteriosa de especialistas do setor em relação os atributos operacionais de cada alternativa. As informações e ponderações relativas a todos esses critérios foram condensadas em uma pontuação única, produto da Análise Hierárquica de Processo, permitindo assim uma comparação entre as alternativas de mitigação de metano.

A alternativa de recuperação de vapor de tanques de armazenamento com reutilização do gás no processo apresentou o melhor resultado dentre as opções de mitigação avaliadas. A alta pontuação dessa alternativa na AHP pode ser atribuída a fatores como o alto potencial de mitigação de metano, o baixo custo de implantação e operacional, a possibilidade de receita a partir da utilização do gás recuperado e o conhecimento operacional dessa tecnologia.

O resultado foi compatível com estudos significativos realizados para o setor, que elencam a instalação de Unidades de Recuperação de Vapor associadas a tanques de armazenamento de óleo como uma das tecnologias mais custo efetivas do setor de exploração e produção de óleo e gás (MCTIC, 2017).

Em contrapartida, a opção de recuperação de gás do sistema de flare e de vapor dos tanques com envio para o processo GTL obteve os piores resultados, devido ao seu alto custo de investimento e a desafios operacionais esperados de uma tecnologia não madura para o ambiente offshore como alta demanda energética, necessidade de espaço físico e ausência de mão de obra especializada. O processo GTL pode vir a ser no futuro uma alternativa viável para a mitigação de emissões de metano associada a geração de receita, porém é necessário investimento em pesquisa aplicada para que a tecnologia apresente uma melhor capacidade de integração com plantas de processamento de plataformas marítimas.

Dentre as demais alternativas de mitigação que apresentaram resultados intermediários destaca-se a implantação de programas de monitoramento e reparo de vazamentos de componentes de processo com foco na eliminação de emissões fugitivas. Este tipo de opção prevê a detecção de grandes vazamentos nas linhas de processo e não exige a instalação de novos equipamentos, sendo uma opção atrativa quando consideramos unidades antigas de produção, próximas ao descomissionamento, nas quais não é financeiramente viável o investimento em novos equipamentos. A recuperação de metano do processo de desidratação a glicol também apresentou resultados intermediários devido ao seu baixo potencial de mitigação.

De forma geral, o presente trabalho apresentou resultados expressivos que podem auxiliar e direcionar tomadores de decisão na escolha das melhores tecnologias de mitigação de metano a serem implantadas em plataformas offshore de produção de óleo e gás.

REFERÊNCIAS

ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas). *NBR 15213: Cálculos de propriedades físico-químicas a partir da composição*. 2008.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). *Anuário estatístico de brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. 2017.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). *Consulta de Dados de Produção Mensal de Hidrocarbonetos*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>>. Acessado em: 15/11/17.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Dados de produção por plataforma. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>>. Acessado em 05/10/2017.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). *Plano de Desenvolvimento do Campo de Albacora Leste*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Albacora_Leste.pdf>. Acessado em: 15/11/17.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). *Plano de Desenvolvimento do Campo de Baúna*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Bauna.pdf>. Acessado em: 15/11/17.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). *Plano de Desenvolvimento do Campo de Uruguá*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Gestao_Contratos/Fase_Producao/Planos_Desenvolvimento/sumario_urugua.pdf>. Acessado em: 15/11/17.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Plataformas em operação. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>>. Acessado em 05/10/2017.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). *Portaria n° 16, de 16 de junho de 2008*, da Agência Nacional de Petróleo– ANP; Dispõe sobre a especificação do Gás Natural. Brasília, DF.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). *Portaria n° 249, de 1 de Novembro de 2000*, da Agência Nacional de Petróleo– ANP; Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em flares e as perdas de gás natural. Brasília, DF.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). *Preço de Referência do Gás Natural*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>>. Acessado em: 03/05/18.

API (American Petroleum Institute). *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry*. Washington, DC, Estados Unidos. 2009.

BAIRD, C.; CANN, M. *Química Ambiental*. 4 ed. Porto Alegre: Bookman, 2011.

BLANCO, V. L. A. *Diagnóstico de emissões de gases de efeito estufa em plataforma FPSO*. 2016. 124 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

BRASIL, N. I.; ARAUJO, M. A.; SOUZA, E. C. M. *Processamento de petróleo e gás*. 1 Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações – MCTIC, 2017. *Histórico de emissões de GEE*. Disponível em: <sirene.mcti.gov.br>. Acesso em: 15/08/17

BURKETT, V. *Global climate change implications for coastal and offshore oil and gas development*. Energy Policy, n. 39, p. 7719-7725, 2011.

BYLIN, C.; SCHAFFER, Z.; GOEL, V.; ROBINSON, D.; CAMPOS, A. N.; BORENSZTEIN, F. *Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy*. SPE International Conference on Health, Safety and Environmental in Oil and Gas Exploration and Production. SPE 126964. Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

CAMPOS, V. R. *Modelo de apoio à decisão multicritério para priorização de projetos em saneamento*. 2011. 175 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

CARVALHO, A. V. F. *Controle de emissões fugitivas de compostos orgânicos voláteis em componentes de linhas de processo de refinarias de petróleo*. 2016. 229 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Sistemas de Gestão, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2016.

CASTELO BRANCO, D. A.; RATHMANN, R.; BORBA, B. S.; LUCENA, A. F.; SCHAEFFER, R. *A multicriteria approach for measuring the carbon-risk of oil companies*. Energy Strategy Review, n. 1, p. 122-129, 2012.

CASTELO BRANCO, D. A.; SZKLO, A. S.; SCHAEFFER, R. *CO₂e emissions abatement costs of reducing natural gas flaring in Brazil by investing in offshore GTL plants producing premium diesel*. Energy, n. 35, p. 158-167, 2009.

COMPACT GTL. Commercial demonstration plant at Petrobras. Disponível em: <<http://www.compactgtl.com/technology/petrobras/>>. Acessado em 04/08/17.

CONAMA. *Resolução n° 393, de 08 de Agosto de 2007*, do Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA; Dispõe sobre o descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Publicada no DOU n° 153, de 9 de agosto de 2007. Brasília, DF.

CRUZ, A. M., KRAUSMANN, E. *Damage to offshore oil and gas facilities following hurricanes Katrina and Rita: an overview*. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, n. 21, p. 620-626, 2008.

FERRAZ, P. G. *Aplicativo para a avaliação multicritério de projetos de geração para atendimento a comunidades isoladas*. 2008. 102f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

GHIMIRE, L. P., KIM, Y. *An analysis on barriers to renewable energy development in the context of Nepal using AHP*. Renewable Energy, n. 129, p. 446-456, 2018.

GLOBAL CARBON PROJECT. *Global Methane Budget 2016*. Disponível em: < https://www.globalcarbonproject.org/methanebudget/16/files/GCP_MethaneBudget_2016.pdf>. Acessado em 24/02/18.

GMI. *Global Methane Initiative*. Disponível em: < <http://www.globalmethane.org/>>. Acessado em 04/08/17.

GOMES, L. F. A. M.; GOMES, F. S. C., 2014, *Tomada de Decisão Gerencial: enfoque multicritério*. Editora Atlas. São Paulo.

HENRIQUES, M. F. *Potencial de redução de emissão de gases de efeito estufa pelo uso de energia no setor industrial brasileiro*. 2010. 340 f. Tese (Doutorado) - Curso de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

ICF. *Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the U.S. Onshore Oil and Natural Gas Industries*. Nova York, Estados Unidos. 2014.

IEA (International Energy Agency). *World Energy Outlook 2017*. Paris, França. 2017.

IOGP (International Organization of Oil & Gas Producers). *Environmental Performance Indicators: 2015 Data*. Londres, Reino Unido, 2016.

IPCC. *Climate Change 2014: Fifth Assessment Report. Synthesis Report*. Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.

IPCC. Introduction. In: *Climate Change 2013 Fifth Assessment Report: The Physical Science Basis*. Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IPIECA (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association). *Exploring methane emissions: an IPIECA fact sheet*. Londres, Reino Unido. 2015.

KAMARUZZAMAN, S. N.; LOU, E. C.; WONG, P. F.; WOOD, R.; CHE-ANI, A. I. *Developing weighting system for refurbishment building assessment scheme in Malaysia through analytic hierarchy process (AHP) approach*. Energy Policy, n. 112, p. 280-290, 2018.

LIMA, K. M. *Controle de uma turbina a gás aeroderivada aplicada na propulsão de navios*. 2014. 101 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

LOPES, Y. G., ALMEIDA, A.T. *A multicriteria decision model for selecting a portfolio of oil and gas exploration projects*. Pesquisa Operacional, n. 33, p. 417-441, 2013.

MARS, J. C., HOUSEKNECHT, D.W. *Quantitative remote sensing study indicates doubling of coastal erosion rate in past 50 year along a segment of the Arctic coast of Alaska*. Geology, 2007.

MCTI (Ministério da Ciência, Tecnologia e Informação). *3ª Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima: Sumário Executivo*. 2016.

MCTIC (Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações). *Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil: Modelagem Setorial de Opções de Baixo Carbono para o setor de Óleo e Gás Natural*. Brasília, 2017.

MCTIC (Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações). *Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas para alcance das metas brasileiras no Acordo de Paris*. Brasília, 2017.

MENDONZA, G. A. et al. *Guidelines for applying multicriteria analysis to the assessment of criteria and indicators*. Disponível em <<http://www.cifor.cgiar.org/acm/methods/toolbox9.html>> Acessado em: 02/04/18.

MODEC. *FPSO Cidade de Santos MV20*. Disponível em: <http://www.modec.com/fps/fpso_fso/projects/opportunity_gas.html>. Acessado em 05/10/2017.

NGUYEN, T. V., TOCK, L., BREUHAUS, P., MARECHAL, F., ELMGAARD, B. *CO₂-mitigation options for the offshore oil and gas sector*. Applied Energy, n. 161, p. 673-694, 2015.

OFFSHORE ENERGY. *GE to equip Cidade de Caraguatatuba FPSO with gas turbine generators*. Disponível em <<https://www.offshoreenergytoday.com/ge-to-equip-cidade-de-caraguatatuba-fpso-with-gas-turbine-generators/>>. Acessado em: 03/11/17.

PAIK, J. K.; THAYAMBALLI, A. *Ship-shaped offshore installations: design, building and operation*. 1 ed. New York: Cambridge, 2007.

PBMC (Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas). *Mitigação das mudanças climáticas*. Rio de Janeiro: Coppe, 2014.

PETROBRAS *Tipos de Plataformas - Infográfico*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>. Acessado em 01/08/17.

PETROBRAS. *Relatório de Sustentabilidade 2013*. Disponível em <www.investidorpetrobras.com.br/download/1158>. Acessado em: 03/09/17.

PROMENTILLA, M. A.; AVISO, K. B.; LUCAS, R. I.; RAZON, L. F.; TAM, R. T. *Teaching Analytic Hierarchy Process (AHP) in undergraduate chemical engineering courses*. *Education for Chemical Engineers*, n. 23, p. 34-41, 2018.

RAHINPOUR, M. R. et al. *A comparative study of three different methods for flare gas recovery of Asalooye Gas Refinery*. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, n. 4, p. 17-28, 2011.

SAATY, T. L. *Decision making with the analytic hierarchy process*. *Services Sciences*, v. 1, n. 1, p. 83-98, 2008.

SAATY, T. L. *Hard mathematics applied to soft decisions*. 2001.

SAATY, T. L. *How to make a decision: the analytic hierarchy process*. *European Journal of Operational Research*, n.48, p. 9-26, 1990.

SEINFELD, J; PANDIS, S. *Atmospheric Chemistry and Physics: From air pollution to climate change*. 1 ed. John Wiley & Sons, 1997.

SILVA, M. I. M. T. *Estudo de Mitigação de Gases de Efeito Estufa na Produção de Petróleo Brasileira – Ênfase Offshore*. 2015. 146 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Planejamento Energético, Universidade Tecnológica Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

TAPIA, J. F. D.; PROMENTILLA, M. A.; TSENG, M.; TAN, R. R. *Screening of carbon dioxide utilization options using hybrid Analytic Hierarchy Process-Data Envelopment Analysis method*. *Journal of Cleaner Production*, n. 165, p. 1361-1370, 2017.

TAVARES, M. C. *Análise multicritério aplicada à tomada de decisão do modo de transporte de produtos farmacêuticos termossensíveis importados ao mercado brasileiro*. 2015. 139 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Transportes, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de engenharia de petróleo*. 2 Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

USD. *Bureau of Labor Statistics: Consumer Price Index inflation calculator*. Disponível em: <https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm>. Acessado em: 10/05/18.

U. S. EPA (Environmental Protection Agency). AP-42: *Industrial Flares*. Washington, DC, 1995. Disponível em < <https://www3.epa.gov/ttnchie1/ap42/ch13/final/c13s05.pdf>>. Acessado em: 03/11/17.

U. S. EPA (Environmental Protection Agency). EPA-453/R-95-017 – *Protocol for Equipment Leak Emissions Estimates*. Washington, DC, Estados Unidos. 1995.

U. S. EPA (Environmental Protection Agency). *Global Anthropogenic Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions: 1990-2020*. Washington, DC, Estados Unidos. 2006.

U. S. EPA (Environmental Protection Agency). *Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks*. In: *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos. 2006.

U. S. EPA (Environmental Protection Agency). *Inventory of U.S Greenhouse Gas Emissions and Sinks*. Disponível em < <https://www.epa.gov/ghgemissions>>. Acessado em 02/09/17.

U. S. EPA (Environmental Protection Agency). *Natural Gas Dehydration: Lessons Learned from the Natural Gas STAR Program*. Vernal, TC, Estados Unidos. 2010.

U. S. EPA (Environmental Protection Agency). *Natural Gas STAR Program*. Disponível em < <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program>>. Acessado em 04/08/17.

U. S. EPA (Environmental Protection Agency). *Optimize Glycol Circulation and Install Flash Tank Separators In Glycol Dehydrators: Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners*. United States Environmental Protection Agency. Washington, DC, Estados Unidos. 2006.

U. S. EPA (Environmental Protection Agency). *Vapor Recovery and Gathering Pipeline Pigging: Lessons Learned from Natural Gas STAR*. Midland, Texas, Estados Unidos. 2008.

WOLLNER, G. C. *Arranjo de convés de FPSOs para operação no pré-sal*. 2016. 127 f. Projeto de Graduação (Graduação) - Curso de Engenharia Naval e Oceânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

WORLD BANK. *States and Trends of carbon pricing*. Washington DC, 2016.

WORLD BANK. *Zero Routine Flaring by 2030*. Disponível em < <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030>>. Acessado em 04/09/19.

YUSUF, R. O.; NOOR, Z. Z.; ABBA, A. H.; HASSAN, M. A; DIN, M. F. *Methane emission by sectors: a comprehensive review of emission source and mitigation methods*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 16, p. 5059-5070, 2012.