



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVA DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS

Lilia Carolina Mendonça Machado

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

Orientador:

Emilio Lèbre La Rovere

Rio de Janeiro

Abril de 2013

METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVA DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS

Lilia Carolina Mendonça Machado

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

Aprovado por:

Prof.: Emilio Lèbre La Rovere, D.Sc.

Prof.: Amaro Olimpio Pereira Júnior, D.Sc.

Prof.^a: Maria Egle Cordeiro Setti, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ

ABRIL DE 2013

Machado, Lília C. M.

Metodologias para Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa na Produção de Óleo e Gás/ Lília Carolina Mendonça Machado – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2013.

XIV, 159 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica/Curso de Engenharia Ambiental, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 153-159.

1 GEE. 2. Metodologias de Emissões. 3. Inventário de Emissões. 4. Óleo e Gás. 5. Pré-sal. I. La Rovere, Emílio Lèbre. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Ambiental. III. Título.

Dedicatória

Dedico esse trabalho a toda a minha família, que sempre me apoiou e incentivou. Devo a eles minha formação.

Dedico e agradeço ao Marcel, que além de me ajudar na elaboração da monografia, me encorajou e compreendeu em momentos mais complicados.

Cabe ainda dedicar este trabalho aos amigos do curso e fora dele, que de alguma forma contribuíram para o sucesso desta fase.



Agradecimento à ANP/FINEP/MCTI

Este trabalho foi realizado com o apoio da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e do Ministério da Ciência e Tecnologia e Informação (MCTI), por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

Gostaria de agradecer ao PRH-41 que me propiciou uma formação complementar em Engenharia Ambiental na Indústria do Petróleo, Gás, e Biocombustíveis com ênfase em Ecologia Industrial.

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

Metodologias para Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa na Produção de Óleo e Gás

Lilia Carolina Mendonça Machado

Abril de 2013

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Curso: Engenharia Ambiental

No panorama brasileiro atual, em que a produção de petróleo aumenta rapidamente, principalmente devido ao Pré-sal onde a concentração de CO₂ traz preocupações ambientais, a regulamentação brasileira peca ao não especificar os parâmetros a serem utilizados nos inventários de Gases de Efeito Estufa (GEE) das empresas produtoras de petróleo. Um inventário de GEE consiste na quantificação de GEE emitidos ou removidos da atmosfera durante um período. Um dos passos mais importantes que uma entidade pode tomar em relação ao combate ao aquecimento global é estabelecer uma plataforma de credibilidade para contabilizar e reportar relatórios de GEE. O objetivo do presente trabalho é a contextualização e discussão sobre a importância da elaboração de inventários de emissões de GEE pela indústria do petróleo brasileira, com foco nas metodologias para a estimativa de emissões aplicáveis ao setor. Com o estudo de caso busca-se exemplificar a aplicação de metodologias utilizadas e reconhecidas atualmente na indústria para estimar as emissões das fontes mais significativas na produção de petróleo, a queima de gás no *flare* e liberações por *venting*. Procurou-se representar no estudo condições semelhantes às do Pré-sal. A divergência entre resultados obtidos através de diferentes metodologias para uma mesma fonte comprova a importância da escolha das ferramentas de cálculo para se estimar adequadamente as emissões.

Palavras-chave: GEE, Metodologias de Emissões, Inventário de Emissões, Óleo e Gás, Pré-sal.

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

Methodologies for Greenhouse Gases Emissions Estimation
for the Oil and Gas Production

Lilia Carolina Mendonça Machado

April 2013

Advisor: Emilio Lèbre La Rovere

Course: Environmental Engineering

In the current Brazilian scenario, where oil production increases speedily, due mainly to the Pre-salt pole where the concentration of CO₂ brings environmental concerns, Brazilian regulations falls short of the expected for specifications of the parameters to be used in Greenhouse Gases (GHG) inventories of oil producing companies. An inventory of greenhouse gases is the quantification of emissions or removals of GHG from the atmosphere during a period. One of the most important steps that an organization can take to minimize global warming consequences is to establish a credible platform to account for and report GHG. The goal of this work is the contextualization and discussion about the importance of drawing up inventories of GHG emissions by the Brazilian oil and gas industry, with focus on methodologies for estimating emissions applicable to the sector. The case study seeks to exemplify the application of recognized and currently used methodologies for estimating emissions in the most significant oil production sources, gas flaring and venting. In this study, an attempted was made to represent conditions similar to the ones found at the Pre-salt pole. The discrepancy between results obtained using different methods for the same sources confirms the importance of the choice of calculation tools for estimating emissions properly.

Keywords: GHG, Emissions Methodologies, Emissions Inventory, Oil and Gas, Pre-salt.

Sumário

1. Introdução.....	1
1.1. Objetivo	2
1.2. Justificativa	2
1.3. Metodologia.....	3
1.4. Estrutura	4
2. Conceitos sobre Mudanças Climáticas	6
3. Contextualização das Estimativas de Emissões de GEE	13
4. Inventários de GEE.....	22
5. Panorama Internacional.....	31
5.1. Noruega.....	32
5.2. Canadá.....	34
5.3. Estados Unidos.....	35
6. Panorama Nacional	36
6.1. Panorama da Produção de Óleo e Gás e a Relação com as Emissões de GEE	41
6.2. Iniciativas de empresas de produção de petróleo brasileiras	44
7. Emissões de GEE na Produção de Óleo e Gás.....	48
7.1. Produção de Óleo e Gás	48
7.1.1. Origem do Petróleo.....	48
7.1.2. Exploração e Produção de Petróleo	49
7.2. Fontes de Emissão	51
7.2.1. Fontes de Combustão	53
7.2.2. Fontes de Emissões de Processo ou <i>Venting</i>	53
7.2.3. Fontes de Emissões Fugitivas	54
7.2.4. Fontes Indiretas.....	54
8. Metodologias para Estimativa de Emissões de GEE	57
8.1. Fontes de Combustão.....	59

8.1.1.	Fontes de combustão estacionárias, exceto <i>flares</i>	59
8.1.2.	Fontes de combustão estacionárias: <i>flares</i>	71
8.1.3.	Fontes de combustão móveis	76
8.2.	Fontes de Emissões de Processo ou <i>Venting</i>	79
8.2.1.	Desidratadores a glicol	79
8.2.2.	Bombas assistidas a gás para o desidratador de glicol.....	85
8.2.3.	Desidratadores dessecantes	87
8.2.4.	Processo de remoção de gases ácidos	88
8.2.5.	Tanques de armazenamento de óleo.....	93
8.2.6.	Tanque de armazenamento de condensado.....	101
8.2.7.	Tanques de armazenamento de água	103
8.2.8.	Tanque com <i>gas-blanket</i>	105
8.2.9.	Dispositivos pneumáticos a gás natural.....	106
8.2.10.	Bombas de injeção de produtos químicos a gás natural.....	111
8.2.11.	<i>Casing</i>	115
8.2.12.	Manutenção e atividades não rotineiras	116
8.2.13.	Equipamentos de combate a incêndios.....	120
9.	Estudo de Caso	121
9.1.	Fontes de Combustão.....	124
9.1.1.	Fontes de combustão estacionárias, exceto <i>flares</i>	125
9.1.2.	Fontes de combustão estacionárias: <i>Flare</i>	127
9.1.3.	Fontes de emissão móveis	129
9.2.	Fontes de Emissões de Processo ou <i>Venting</i>	131
9.2.1.	Desidratador a glicol.....	131
9.2.2.	Processo de remoção de gases ácidos com aminas	132
9.2.3.	<i>Flash</i> em tanques de armazenamento.....	133
9.2.4.	Tanques com <i>gas-blanket</i>	135
9.2.5.	Dispositivos pneumáticos	135

9.2.6.	Bombas de injeção de produtos químicos	136
9.2.7.	Atividades de manutenção e não rotineiras	137
9.2.8.	Sistema de combate a incêndio	139
9.2.9.	Emissões pelo <i>casing</i>	140
9.3.	Apresentação e Discussão dos Resultados Gerais.....	140
10.	Considerações Finais.....	149
11.	Recomendações para Futuros Estudos.....	151
12.	Referências Bibliográficas.....	152

Anexo I: Descrição dos Principais Equipamentos Emissores

Anexo II: Estimativa do Conteúdo de Carbono do Gás

Lista de Figuras

Figura 1: Mudanças na temperatura global.....	8
Figura 2: Média global de CO ₂ na atmosfera.....	9
Figura 3: Evolução da temperatura ao longo dos anos.	10
Figura 4: Escopos para o setor de petróleo e gás.	28
Figuras 5a e 5b: Distribuição de emissões por fonte.	33
Figura 6: Distribuição das emissões por setor em 2010.....	34
Figura 7: Especificações metodológicas do SIGEA.....	46
Figura 8: Representação ilustrativa de um reservatório de petróleo.....	49
Figura 9: Reservatório do Pré-sal.....	50
Figura 10: Emissões de GEE por fonte.	56
Figura 11: Estimativas de emissões de CO ₂ para fontes estacionárias, exceto <i>flares</i>	69
Figura 12: Estimativas de emissões de CH ₄ e N ₂ O para fontes estacionárias, exceto <i>flares</i>	70
Figura 13: Estimativas de emissões para fontes estacionárias em <i>flares</i>	75
Figura 14: Estimativas de emissões de CH ₄ e N ₂ O para fontes móveis.	78
Figura 15: Estimativas de emissões para o desidratador a glicol.	84
Figura 16: Estimativas de emissões para a remoção de gases ácidos.....	92
Figura 17: Gráfico relacionando RGO, grau API e pressão no separador.	97
Figura 18: Estimativas de emissões pelo tanque de armazenamento de óleo.	100
Figura 19: Estimativas de emissões pelo tanque de armazenamento de condensado.	102
Figura 20: Estimativas de emissões pelo tanque de armazenamento de óleo.....	105
Figura 21: Estimativas de emissões por dispositivos pneumáticos.....	110
Figura 22: Estimativas de emissões por bombas de injeção de produtos químicos.	114
Figura 23: FPSO Cidade de São Paulo.....	122
Figura 24: Resultados por fontes de combustão do Conjunto 1.	145
Figura 25: Resultados por fontes de combustão do Conjunto 2.	146
Figura 26: Resultados por fontes de processo ou <i>venting</i> do Conjunto 1.....	147
Figura 27: Resultados por fontes de processo ou <i>venting</i> do Conjunto 2.....	148

Lista de Quadros

Quadro 1: Principais equipamentos por grupo de emissões.....	55
Quadro 2: Abordagens de Estimação de Emissões.	58
Quadro 3: Coeficientes	95
Quadro 4: Resumo informações.....	122
Quadro 5: Composição do gás.....	123
Quadro 6: Informações para fontes de combustão.....	124
Quadro 7: Fatores de Emissão por equipamento.	125
Quadro 8: Fatores de Emissão por combustível.	125
Quadro 9: Informações para fontes de emissão estacionárias.	126
Quadro 10: Resultados para emissões de fontes de combustão estacionárias.	127
Quadro 11: Informações para <i>flare</i>	128
Quadro 12: Fatores de emissão para flare.	128
Quadro 13: Resultados para emissões do <i>flare</i>	128
Quadro 14: Informações sobre o helicóptero.....	129
Quadro 15: Informações para fontes de emissões móveis.....	129
Quadro 16: Fatores de Emissão por combustível.....	130
Quadro 17: Fatores de Emissão específicos por equipamento.....	130
Quadro 18: Resultados para fontes de emissão móveis.	130
Quadro 19: Informações sobre o desidratador.	131
Quadro 20: Fatores de emissão para o desidratador.	131
Quadro 21: Resultados para emissões do desidratador.....	131
Quadro 22: Informções para remoçãp de gases ácidos.	132
Quadro 23: Fatores de emissão para remoção de gases ácidos.....	132
Quadro 24: Resultados para emissões de remoção de gases ácidos.	132
Quadro 25: Informaçõs sobre os tanques de armazenamento.	133
Quadro 26: Parâmetros para o tanque de óleo cru.....	133
Quadro 27: Fatores de emissão para tanques de armazenamento.	134

Quadro 28: Resultados para emissões de tanques de armazenamento.	134
Quadro 29: Informações para tanques com <i>gas-blanket</i>	135
Quadro 30: Resultados para emissões dos tanques de <i>gas-blanket</i>	135
Quadro 31: Fatores de emissão para dispositivos pneumáticos.	135
Quadro 32: Informações sobre os dispositivos pneumáticos.	136
Quadro 33: Resultados para emissões dos dispositivos pneumáticos.	136
Quadro 34: Informações sobre as bombas de injeção de produtos químicos.	136
Quadro 35: Fatores de emissão para bombas de injeção de produtos químicos.	137
Quadro 36: Resultados para emissões das bombas de injeção de produtos químicos.	137
Quadro 37: Informações sobre atividades de manutenção/ não rotineiras.	137
Quadro 38: Fatores de emissão para atividades de manutenção/ não rotineiras.	138
Quadro 39: Resultados para emissões de atividades de manutenção/ não rotineiras.	138
Quadro 40: Informações sobre o vaso.	138
Quadro 41: Resultados de emissões para blowdown de vasos.	139
Quadro 42: Informações sobre o sistema de combate a incêndio.	139
Quadro 43: Fator de emissão para o <i>casing</i>	140
Quadro 44: Resultados para emissões do <i>casing</i>	140
Quadro 45: Valores de GWP utilizados.	141
Quadro 46: Resumo dos resultados obtidos no Estudo de Caso.	144

Nomenclatura

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano de Petróleo)
ARPEL	<i>Regional Association of Oil and Natural Gas Companies in Latin America and The Caribbean</i>
BM&FBOVESPA	Bolsa de Mercadorias e Futuros e Bolsa de Valores de São Paulo
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> (Captura e Armazenamento de Carbono)
CCX	<i>Chicago Climate Exchange</i>
CDP	<i>Carbon Disclosure Project</i>
CH₄	Metano
CO₂	Dióxido de carbono
CO₂eq	Dióxido de Carbono Equivalente
E&P	Exploração e Produção
EIA/ RIMA	Estudo de Impacto Ambiental/ Relatório de Impacto Ambiental
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
EPER	<i>European Pollutant Emissions Register</i>
EU ETS	<i>European Union Emissions Trading System</i>
FLIGHT	<i>Facility Level Information on GreenHouse Gases Tool</i>
FPSO	<i>Floating, Production, Storage and Offloading</i>
GEE/ GHG	Gases de Efeito Estufa/ Greenhouse Gases
GHGRP	<i>Environment Canada's Facility Greenhouse Gas Emissions Reporting Program</i>
GPC	<i>Global Protocol for Community-Scale GHG Emissions</i>
GRI	<i>Global Reporting Initiative</i>
GWP	<i>Global Warming Potential</i> (Potencial de Aquecimento Global)
HFC	Hidrofluorcarboneto
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
INEA	Instituto Estadual do Ambiente do Rio de Janeiro
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)
IPIECA	<i>International Petroleum Industry Conservation Association</i>
ISE	Índice Bovespa de Sustentabilidade Empresarial

ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
MBRE	Mercado Brasileiro de Redução de Emissões
MCTI	Ministério da Ciência e Tecnologia e Informação
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MMA	Ministério do Meio Ambiente
N₂O	Óxido Nitroso
NOAA	<i>National National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
OGP	<i>International Association of Oil & Gas Producers</i>
OLF	<i>The Norwegian Oil Industry Association</i>
ONG	Organização Não Governamental
PFC	Perfluorcarboneto
PNMC	Programa Nacional de Mudanças Climáticas
RCE	Reduções Certificadas de Emissões
SF₆	Hexafluoreto de Enxofre
UK ETS	<i>United Kingdom Emission Trading Scheme</i>
UNEP	<i>United Nations Environment Programme</i> (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente)
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas)
WBCSD	<i>World Business Council for Sustainable Development</i>
WMO	<i>World Meteorological Organization</i> (Organização Meteorológica Mundial)
WRI	World Resources Institute

1. Introdução

De maneira geral, a comunidade mundial já aceitou que a influência antrópica sobre o aquecimento global é uma realidade e que é responsabilidade de todos contribuírem para a redução de seus impactos negativos. Segundo o último relatório do IPCC sobre os aspectos científicos do fenômeno, os aumentos globais da concentração de CO₂, o principal entre os Gases de Efeito Estufa (GEE) são atribuídos principalmente ao uso de combustíveis fósseis e mudanças no uso da terra. Enquanto que para os gases CH₄ e N₂O os aumentos são atribuídos principalmente à agricultura. Sendo o aumento do CO₂ atmosférico desde a Revolução Industrial atribuído majoritariamente à queima de combustíveis fósseis e de gás no *flare* e à produção de cimento (IPCC, 2007).

A relação entre energia e meio ambiente é muito intensa, devido à utilização de recursos naturais e aos impactos ambientais envolvidos ao longo da cadeia desde a produção até o uso final da energia.

Aparentemente no sentido oposto às preocupações ambientais, a crescente demanda energética contribui para a manutenção da produção e consumo de energia a partir de fontes não renováveis. Seguindo esta linha, a produção de petróleo está em expansão no mundo em ambientes cada vez mais desafiadores e com isso, seus impactos e riscos ao meio ambiente continuam sendo um desafio a ser superado.

No Brasil, o Pré-sal ganha a cada dia mais importância. As reservas estimadas de 50 bilhões de barris nas camadas do Pré-sal são suficientes para inserir as reservas brasileiras entre as 10 maiores do mundo. Estima-se que a participação do Pré-sal na produção nacional de petróleo passará de 2% em 2011 para 40,5% em 2020 (IBP, 2012). Além de vencer barreiras tecnológicas a custos econômicos competitivos, o país tem como desafio viabilizar a atividade a custos ambientais aceitáveis. Um dos desafios ambientais do Pré-sal é o teor de CO₂ no petróleo maior do que o encontrado na média dos reservatórios brasileiros.

O impetuoso crescimento da indústria de petróleo brasileira paralelamente às pressões relacionadas à temática ambiental tem feito com que o setor público e privado do país deem mais atenção ao tema. As empresas de petróleo brasileiras estão mais conscientes da importância do seu posicionamento quanto ao meio ambiente frente às suas relações com *stakeholders*¹, sociedade e mercado internacional. Relações essas que interferem diretamente na imagem e nas questões financeiras da empresa.

¹ *Stakeholders* - termo pode ser interpretado como partes interessadas (que afetam ou são afetadas pelas atividades em questão).

1.1. Objetivo

O objetivo do presente trabalho é a contextualização e discussão sobre a importância da elaboração de inventários de emissões de GEE pela indústria do petróleo brasileira, com foco nas metodologias aplicáveis para a estimativa das emissões.

Com o estudo de caso busca-se exemplificar a aplicação destas metodologias em condições semelhantes às presentes no polo Pré-sal, além de, quando possível, evidenciar as divergências ou não dos resultados de emissões calculadas com diferentes metodologias.

1.2. Justificativa

Um inventário de GEE consiste na quantificação de tais gases emitidos ou removidos da atmosfera durante certo período. Um dos passos mais importantes que uma entidade pode tomar em relação ao combate ao aquecimento global é estabelecer uma plataforma de credibilidade para contabilizar e reportar relatórios de GEE.

No atual panorama brasileiro, há um grande aumento na produção de petróleo, principalmente devido ao Pré-sal onde a concentração de CO₂ traz preocupações ambientais, a regulamentação brasileira peca ao não especificar os parâmetros a serem utilizados nos inventários de GEE das empresas produtoras de petróleo.

No entanto, respondendo às pressões da sociedade e demais partes interessadas, as empresas produtoras de petróleo podem e devem se antecipar a regulação, adotando iniciativas voluntárias de estimativa e elaboração de relatórios sobre suas emissões (e reduções) de GEE.

A confecção de inventários de GEE permite que as empresas conheçam detalhadamente suas emissões, contribuindo para ações como identificação das fontes críticas, estabelecimento de metas de redução das emissões, melhoria da eficiência energética e garantia oportunidades no mercado internacional.

Adicionalmente, outro incentivo para a estimativa de emissões é o mercado de carbono. Durante a COP 17 em 2011, projetos de captura e armazenamento de carbono (*Carbon Capture and Storage*, CCS) foram incluídos no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Dessa maneira, o CCS poderá ser implementado de acordo com as regras do MDL e ganhar RCEs (Reduções Certificadas de Emissões), que têm um valor comercial no mercado internacional de carbono.

Constatada a importância dos inventários, neste trabalho serão apresentadas metodologias atuais e internacionalmente reconhecidas utilizadas na indústria para estimar as emissões das fontes mais significativas na produção de petróleo, a queima de gás no *flare* e liberações por *venting*.

1.3. Metodologia

A metodologia adotada para a elaboração desse estudo é a realização de revisão bibliográfica através de consulta a guias internacionais, teses e dissertações, regulamentação nacional e internacional, entre outras publicações relacionadas às mudanças climáticas e à indústria do petróleo.

Considerando que as fontes de emissão por fontes de combustão estacionárias e as por *venting* são as mais significativas na produção de óleo e gás, serão apresentadas metodologias para as estimativas de emissões apenas para estas fontes principais.

Após a apresentação e discussão dos temas relevantes sobre emissões de GEE pela atividade petrolífera, é realizado um Estudo de Caso para exemplificar a aplicação das metodologias para estimativa de emissões por fontes de combustão e *venting* apresentadas no Capítulo 8 no contexto do Pré-sal. Para tanto, diversas informações sobre um dos FPSOs que operam na Bacia de Santos foram extraídas de “EIA/RIMA para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 1” entregue pela Petrobras em 2012 (PETROBRAS, 2012). Também foram utilizadas informações do exemplo de aplicação das metodologias para a produção offshore apresentado por API (2009). Considerou-se uma unidade com capacidade de produção de aproximadamente 120.000 bpd de óleo e 5,0 MMm³/d de gás onde o grau API do petróleo é de 30 °API.

As metodologias são empregadas de acordo com as informações disponíveis na literatura, visto que não foram obtidos dados de monitoramento em campo. Além disso, quando possível, o estudo de caso busca evidenciar as diferenças nos resultados obtidos para uma mesma fonte de acordo com a metodologia empregada, indicando como este fator pode impactar no desenvolvimento de um inventário de emissões.

1.4. Estrutura

O **Capítulo 2** apresenta conceitos sobre mudanças climáticas e sua relação com o uso de combustíveis fósseis, a fim de viabilizar a contextualização da necessidade da estimativa das emissões de GEE no capítulo seguinte.

O **Capítulo 3** trata da evolução da preocupação sobre o aquecimento global e seus efeitos, desde os primeiros passos dados em relação às questões ambientais genéricas em nível mundial até a criação do IPCC² e a demanda por estudos específicos sobre emissão e remoção de GEE na atmosfera.

No **Capítulo 4** são descritos conceitos sobre os Inventários de GEE, mais especificamente sobre emissões. São apresentadas as principais iniciativas e diretrizes reconhecidas e utilizadas internacionalmente por nações, regiões e corporações.

A regulamentação internacional específica sobre emissões de GEE de países desenvolvidos, com empresas tradicionais nas atividades de petróleo é apresentada no **Capítulo 5**.

No **Capítulo 6** é apresentado o envolvimento do setor público do Brasil em relação à gestão das emissões e as iniciativas privadas de inventário e elaboração de relatórios de GEE. Primeiramente são discutidas as iniciativas nacionais de maneira geral frente às mudanças climáticas. Em seguida, é apresentado o panorama sobre a produção de óleo e gás do Brasil, bem como sua relação com as emissões de GEE e o que as empresas brasileiras do setor têm feito especificamente quanto a essa questão.

No **Capítulo 7** explica-se brevemente a origem e a exploração e produção de petróleo e, na sequência, são apresentadas as fontes de emissão de GEE da atividade de produção de petróleo offshore.

A principal etapa do presente trabalho é a apresentação das metodologias para a estimativa de emissões dos principais GEE por fontes de combustão e de processo ou *venting*, realizada no **Capítulo 8**. Nesse capítulo são apresentadas comparações e sugestões de uso das metodologias de acordo com a disponibilidade de dados.

O **Capítulo 9** apresenta o Estudo de Caso de uma instalação hipotética que busca reproduzir as condições encontradas nas atividades de produção de óleo e gás no Pré-sal. No estudo são aplicadas as metodologias apresentadas no Capítulo 8 de

² IPCC - Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change*).

acordo com os dados disponíveis e procura-se fazer comparações entre os resultados obtidos através de diferentes abordagens metodológicas para quantificação de emissões.

Os **Capítulos 10 e 11** apresentam as considerações finais diante do exposto nos capítulos anteriores e as recomendações para estudos futuros relacionados ao tema abordado.

2. Conceitos sobre Mudanças Climáticas

Para que se compreendam as metodologias para estimar as emissões de GEE na produção de óleo e gás apresentadas no Capítulo 8, alguns conceitos usuais sobre mudanças climáticas devem ser apresentados.

Clima é normalmente definido como a descrição estatística do tempo em termos de média e variações de quantidades relevantes por períodos de várias décadas (geralmente três décadas, como definido pela *WMO*³). Tais quantidades são na maioria das vezes temperatura, precipitação e vento. Clima também é definido como a descrição do estado do sistema climático (IPCC, 2013).

Mudanças climáticas referem-se a mudanças no estado do clima que podem ser identificadas (por exemplo, por meio de testes estatísticos) por alterações na média e/ou variação de suas propriedades, e que persiste durante um longo período, tipicamente décadas ou mais. A mudança climática pode ocorrer devido a processos naturais ou forças externas, ou devido a mudanças antropogênicas persistentes na composição da atmosfera ou no uso da terra (IPCC, 2007).

Quando existe um balanço entre a energia solar incidente e a energia refletida na forma de calor pela superfície terrestre, o clima se mantém praticamente inalterado. Entretanto, o balanço de energia pode ser alterado de várias formas (MMA, 2013):

- Por mudança na quantidade de energia que chega à superfície terrestre;
- Por mudança na órbita da Terra ou do próprio Sol;
- Por mudança na quantidade de energia que chega à superfície terrestre e é refletida de volta ao espaço, devido à presença de nuvens ou de partículas na atmosfera (também chamadas de aerossóis, que resultam de queimadas, por exemplo); e, finalmente,
- Graças à alteração na quantidade de energia reemitida de volta ao espaço com maior comprimento de onda, devido a mudanças na concentração de GEE na atmosfera.

O CO₂ é o principal dos Gases de Efeito Estufa (GEE), que são definidos como constituintes gasosos da atmosfera, naturais e antrópicos, que absorvem e emitem radiação em comprimentos de onda específicos dentro do espectro da radiação térmica infravermelha emitida pela superfície da Terra, pela atmosfera em si, e por nuvens (IPCC, 2007). Esta propriedade dos gases é a causa do efeito estufa.

³ WMO - *World Meteorological Organization (Organização Meteorológica Mundial)*.

O Vapor d'água (H₂O), dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), metano (CH₄) e ozônio (O₃) são os principais GEE na atmosfera da Terra. Além disso, há certo número de GEE produzidos pelo homem, como os halocarbonetos e outras substâncias contendo cloro e bromo, tratadas pelo Protocolo de Montreal. Além do CO₂, N₂O e CH₄, o Protocolo de Quioto trata dos gases hexafluoreto de enxofre (SF₆), hidrofluorcarbonetos (HFC) e perfluorocarbonetos (PFC) (IPCC, 2007).

A presença desses gases na atmosfera é o que torna a Terra habitável, pois, se não existissem naturalmente, a temperatura média do planeta seria muito baixa, da ordem de 18°C negativos. A troca de energia entre a superfície e a atmosfera mantém as atuais condições, que proporcionam uma temperatura média global, próxima à superfície, de 14°C (MMA, 2013).

No entanto, as concentrações atmosféricas globais de CO₂, CH₄ e N₂O aumentaram acentuadamente como resultado das atividades humanas desde 1750 e hoje excedem em muito os valores pré-industriais determinados a partir de amostras de gelo que abrangem muitos milhares de anos. Os aumentos globais na concentração de CO₂ são consequência principalmente das emissões pelo uso de combustíveis fósseis e mudanças no uso da terra, enquanto os de CH₄ e N₂O são principalmente atribuídos à agricultura (IPCC, 2007).

A concentração de CO₂ na atmosfera da Terra foi medida em Mauna Loa no Havaí desde 1958, e em mais 5 outras estações posteriormente. A concentração tem um aumento médio constante de 357 ppmv⁴ em 1992 até 389 ppmv em 2011 (UNEP, 2011). Várias instituições ao redor do mundo monitoram as temperaturas globais da superfície. Apesar de sutis diferenças nas maneiras como os cientistas realizam suas análises, os quatro registros de temperatura apresentados na **Figura 1** mostram um consenso significativo. Todos mostram picos e vales que variam em certa sincronia desde 1880 e também um aquecimento particularmente rápido nas últimas décadas, sendo a última década a mais quente.

⁴ ppmv - partes por milhão em volume.

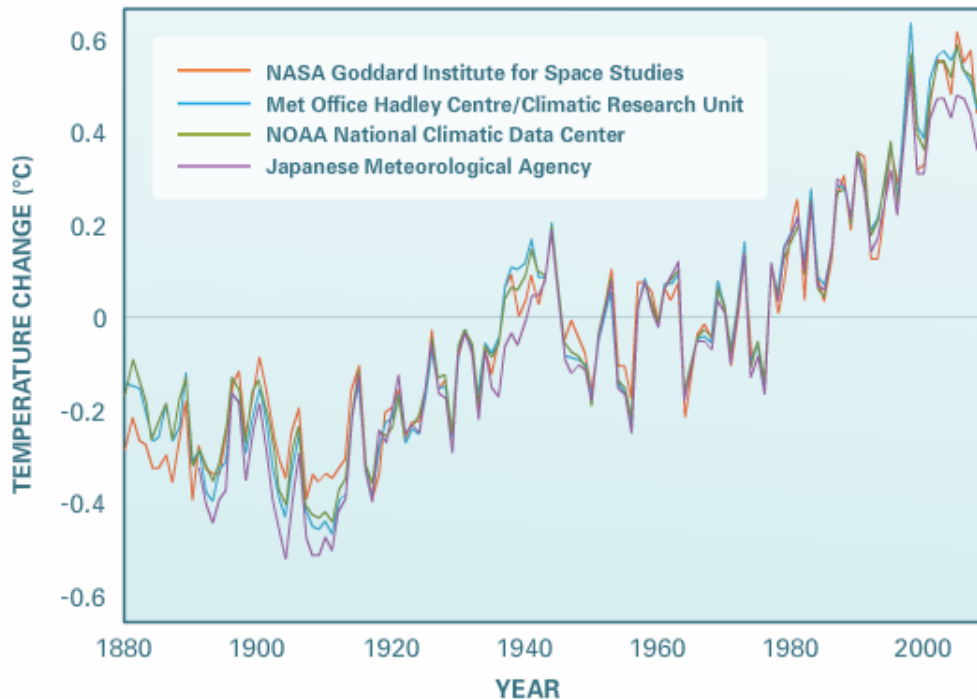


Figura 1: Mudanças na temperatura global.

Eixo vertical: temperatura em °C, eixo horizontal: tempo em anos.

Fontes: NASA Goddard Institute for Space Studies; NOAA National Climatic Data Center; Met Office Hadley Centre/Climatic Research Unit; Japanese Meteorological Agency. Disponível em: <http://climate.nasa.gov/interactives/warming_world>. Acesso em Março de 2013.

Dados recentes da NOAA⁵ coletados em Mauna Loa demonstram que em 2012 a concentração do CO₂ subiu 2,67 ppm, o terceiro maior crescimento anual desde que a entidade começou a fazer medições, em 1959 (**Figura 2**). A atual concentração de CO₂ global é de 395,09 ppm. As informações mais recentes sobre a elevação das temperaturas mostram que a temperatura média global ficou em 12,54°C (com margem de erro de 0,08°C), ultrapassando em 0,54°C a média do século XX. (ERL, 2013).

⁵ NOAA - *National Oceanic and Atmospheric Administration* (Administração Oceânica e Atmosférica Nacional dos Estados Unidos).

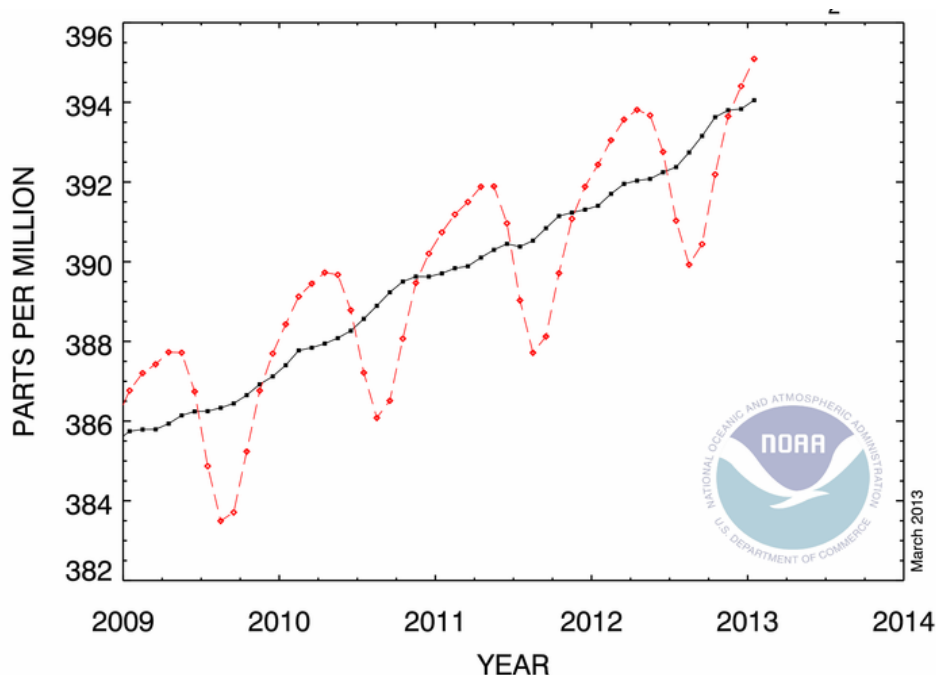


Figura 2: Média global de CO₂ na atmosfera.

Eixo vertical temperatura em °C, eixo horizontal tempo em anos.

Fonte: NOAA. Disponível em: <<http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/mlo.html>>. Acesso em Março de 2013.

Segundo o quarto relatório do IPCC⁶, Mudanças Climáticas 2007 (ou *Assessment Report 4*, AR4), é provável⁷ que tenha havido aquecimento devido a fatores antropogênicos significativo ao longo dos últimos 50 anos em média em todos os continentes, exceto na Antártida (**Figura 3**). Os padrões observados de aquecimento, incluindo o maior aquecimento sobre a terra do que sobre o oceano, e suas mudanças ao longo do tempo, conseguem ser simulados apenas por modelos que incluem as perturbações antropogênicas. A capacidade dos modelos climáticos acoplados (oceano-atmosfera) para simular a evolução de temperatura observada nos seis continentes fornece evidências ainda mais fortes sobre a influência humana no clima do que estava disponível no Terceiro Relatório de Avaliação (IPCC, 2007).

⁶ IPCC - Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change*)

⁷ Os seguintes termos são utilizados no AR4 para indicar a probabilidade avaliada, usando julgamento de especialistas, sobre uma conclusão ou um resultado: Praticamente certo > 99%; probabilidade de ocorrência, extremamente provável > 95%; muito provável > 90%; Provável > 66%; mais provável que não > 50%; improvável < 33%; muito improvável < 10%; extremamente improvável < 5%.

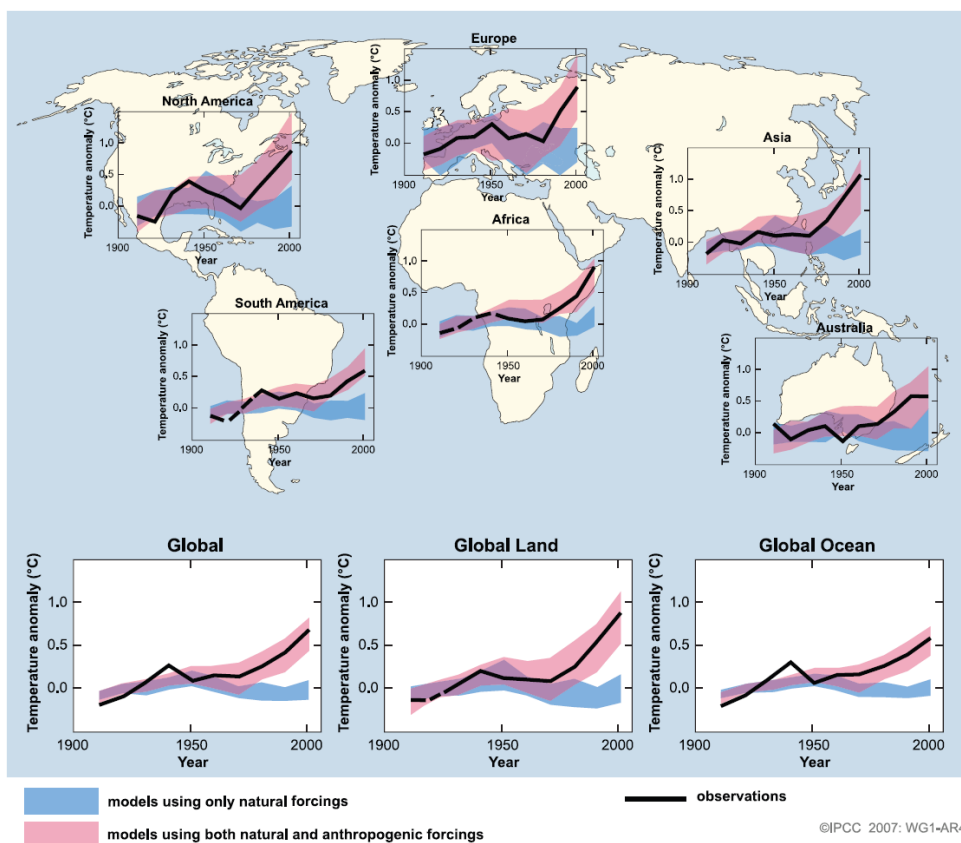


Figura 3: Evolução da temperatura ao longo dos anos. Em azul: modelo apenas com as forçantes naturais; Em rosa: modelo considerando também as influências antropogênicas; Em preto: as observações.
Fonte: IPCC, 2007.

O aquecimento do sistema climático foi detectado nas mudanças de temperatura na superfície e na atmosfera em várias centenas de metros superiores ao nível do oceano, e nas contribuições para o aumento do nível do mar. Estudos de atribuição⁸ estabeleceram contribuições antrópicas para todas estas mudanças. O padrão observado de aquecimento da troposfera e resfriamento da estratosfera é muito provavelmente consequência das influências combinadas do aumento de GEE e da depleção do ozônio estratosférico (IPCC, 2007).

O aquecimento generalizado observado na atmosfera e oceano, juntamente com a perda de massa de gelo, apoiam a conclusão de que é extremamente improvável que

⁸ Estudos de atribuições de relações causa e efeito sobre as mudanças climáticas são realizados pelo Grupo de Trabalho I do IPCC, que avalia os aspectos científicos físicos do sistema do clima e das mudanças climáticas. Os principais tópicos avaliados pelo Grupo de Trabalho I incluem: alterações de GEE e aerossóis na atmosfera, mudanças de temperaturas observadas na terra, ar e mar, alterações nas chuvas, geleiras e camadas de gelo, mudanças nos níveis dos oceanos e do mar, a perspectiva histórica e paleoclimática nas alterações climáticas; biogeoquímica, ciclo de carbono, gases e aerossóis, dados de satélite e outros dados; modelos climáticos; projeções climáticas, causas e atribuição de mudanças climáticas. (http://www.ipcc.ch/working_groups/working_groups.shtml#UUKQxRyG2IU)

a mudança climática global dos últimos 50 anos possa ser explicada sem forças externas, e muito provável que esta mudança não seja consequência unicamente de causas naturais conhecidas (IPCC, 2007).

Para as próximas duas décadas, um aquecimento em torno de 0,2 °C por década é projetado para uma variedade de cenários de emissões do Relatório Especial sobre Cenários de Emissões do IPCC. Mesmo se as concentrações de todos os GEE e aerossóis fossem mantidas constantes em 2000, é esperado um aquecimento adicional de cerca de 0,1 °C por década (IPCC, 2007).

O fenômeno das mudanças climáticas justifica a importância de se calcular as emissões (e reduções) de GEE para a atmosfera. Para nações, regiões e corporações, as quantidades de GEE são relatadas através de inventários. Nos inventários são contabilizadas, para todas as fontes dentro de um escopo previamente estabelecido, as emissões de cada um dos GEE. Posteriormente, para facilitar comparações, as quantidades de cada um dos gases é convertida em uma base comum, o CO₂ equivalente (CO_{2eq}) através do Potencial de Aquecimento Global (*Global Warming Potential*, GWP) para cada substância.

Para o IPCC (2007), CO_{2eq} é a concentração de CO₂ necessária para criar a mesma quantidade de perturbação radiativa⁹ que uma dada mistura de CO₂ e outros GEE. A massa de uma espécie de GEE multiplicada por seu potencial de aquecimento global (GWP) para se encontrar o CO_{2eq} da emissão relacionada a este gás. É utilizado para avaliar as emissões de diferentes GEE numa base-comum, a massa de CO₂ que deveria ser emitida para resultar em um efeito de aquecimento equivalente (IPIECA, 2003).

O GWP de um GEE é um índice baseado em suas propriedades radiativas, considerando que estão distribuídos uniformemente na atmosfera. Esse índice mede a perturbação radiativa de uma unidade de massa de um dado GEE na atmosfera atual integrada ao longo de um horizonte de tempo determinado, em relação a perturbação que seria causada pelo CO₂. O GWP representa o efeito combinado dos diferentes tempos em que esses gases permanecem na atmosfera e a sua eficácia relativa em

⁹ Perturbação (ou forçante) radiativa é a mudança líquida (redução menos aumento) da irradiância, (expressa em W.m⁻²) na tropopausa devido a uma mudança em um condutor externo de alterações climáticas, como uma alteração na concentração de dióxido de carbono ou na energia fornecida pelo Sol. A perturbação radiativa é calculada com todas as propriedades troposféricas mantidas fixas, de acordo com seus valores não perturbados, e depois é permitido que as temperaturas estratosféricas se reajustem, caso sejam perturbadas, ao equilíbrio dinâmico de radiação. A perturbação radiativa é chamada de instantânea se nenhuma mudança na temperatura da estratosfera for contabilizada. Para os efeitos do relatório AR4, a força radiativa é ainda definida como a mudança em relação ao ano de 1750 e, a menos que indicado em contrário, refere-se a um valor médio global e anual (IPCC, 2007).

absorver de radiação térmica infravermelha. O Protocolo de Quioto é baseado no GWP de emissões por período de 100 anos (IPCC, 2007).

Frequentemente, as estimativas são realizadas através de fatores de emissão. Fator de emissão é um coeficiente que quantifica as emissões ou remoções de um gás por unidade de atividade (fator de atividade). Fatores de emissão são frequentemente baseados em uma amostra de dados de medição, da qual se calcula a média para desenvolver uma taxa representativa de emissão para um nível de atividade dado sob um dado conjunto de condições de operacionais (IPCC, 2006). Fator de atividade é o valor numérico que representa qualquer ação ou operação que causa ou influencia a liberação GEE (por exemplo, a quantidade de combustível consumida).

3. Contextualização das Estimativas de Emissões de GEE

Neste capítulo será abordada a evolução da preocupação da comunidade mundial sobre o aquecimento global e seus efeitos, levando à demanda por estudos sobre a emissão de GEE, geralmente compilados na forma de inventários de emissões, seja em nível global, nacional, regional, corporativo ou por instalações.

Segundo OLIVEIRA (2008), a Revolução Industrial possibilitou uma expansão da capacidade humana de deslocamento e produção, permitindo uma maior interferência na natureza, aumentando consideravelmente a utilização de recursos naturais *per capita* e a degradação ambiental, gerando uma visão na época, de que só haveria desenvolvimento em detrimento da qualidade ambiental.

A partir do fim da Segunda Guerra Mundial em 1945, houve uma reorganização das economias e parques industriais das grandes potências da época, levando parte da população a padrões materiais mais altos. Entretanto, para o crescimento do padrão material, foram necessárias várias transformações, como o aumento do número e tamanho de fábricas, da quantidade de veículos, e até mesmo da produção na agricultura – conhecida como Revolução Verde, que fazia uso intensivo de fertilizantes e pesticidas. Tais mudanças tiveram como consequência o agravamento de vários problemas ambientais, como a poluição do ar e da água, a contaminação dos solos e ameaça de extinção para várias espécies.

A partir de então, vários desastres de poluição aconteceram nos países industrializados, como a inversão térmica que agravou a poluição do ar na cidade de Londres, em 1952. A queima de carvão para o aquecimento das casas, as indústrias e os veículos movidos a derivados do petróleo foram os maiores responsáveis pela morte estimada de 4.000 pessoas (APTI, 2003). Em 1956 um novo episódio ocorreu, com menor intensidade, provocando a morte de cerca de 1.000 pessoas, culminando na aprovação da "Lei do Ar Puro", que proibiu o aquecimento das casas com o carvão e obrigou as indústrias a adotarem medidas de controle da poluição do ar.

A partir de 1960, uma nova tendência ocorreu nos âmbitos social, tecnológico e ambiental, chamada de Era Pós-Industrial, em que se evidenciou uma menor dependência do setor industrial e maior do setor de serviços (OLIVEIRA, 2008).

Em 1962, a publicação do livro "Primavera Silenciosa", da escritora americana Rachel Carson, denunciava o desaparecimento dos pássaros nos campos dos Estados Unidos provocado pela utilização do pesticida DDT na agricultura. Os efeitos da

publicação foram imediatos: a utilização do DDT foi proibida nos Estados Unidos, seguido pela maioria dos países do mundo. Foi um dos marcos do início da conscientização social e política sobre as questões ambientais, embora restrito quase que exclusivamente aos países desenvolvidos, onde os cidadãos começaram a exigir informações sobre como as atividades econômicas e sociais afetavam o meio ambiente.

As organizações não governamentais (ONGs), movimentos estudantis e hippies ambientalistas começaram a surgir nesta época, principalmente nos países desenvolvidos, e preocupavam-se a princípio com a conservação da natureza, com a utilização dos pesticidas na agricultura e com a poluição industrial.

Os custos ambientais das atividades econômicas aparecem quando a capacidade de assimilação do meio ambiente é ultrapassada. Inicialmente, tais custos foram externalizados, isto é, transferidos para vários segmentos da sociedade sob a forma de prejuízos por danos à saúde humana, ambientais e materiais. Porém, o agravamento dos índices de poluição nos países desenvolvidos, provocado pelo grande crescimento da produção industrial desde o término da Segunda Guerra Mundial, e o surgimento de uma maior conscientização sobre as questões ambientais, exigiu uma ação governamental para tentar controlar o problema. Esta ação resultou no estabelecimento de padrões gradualmente mais rigorosos de qualidade ambiental e de emissão de poluentes industriais, iniciando a internalização dos custos ambientais, pagos em grau cada vez maior pelas atividades econômicas que os produzem (LEMOS, 2009).

Criado em 1968, o Clube de Roma, da Academia dei Lincei na Itália, teve marcante participação nesta época. Era formado por cientistas de vários países com a intenção de estudar e propor soluções para os complexos problemas decorrentes da crescente pressão que a explosão demográfica já exercia sobre o delicado equilíbrio dos ecossistemas do planeta e sobre os recursos não renováveis.

Em 1971, um grupo de cientistas liderado por Donella H. Meadows submeteu ao Clube de Roma o Primeiro Relatório, denominado Os Limites do Crescimento (*The Limits to Growth*), baseado num complexo modelo matemático mundial, que utilizava a nova metodologia de dinâmica de sistemas (*system dynamics*). O relatório concluía que, se as taxas de crescimento demográfico, industrialização e de utilização de recursos naturais se mantivessem, haveria efeitos catastróficos em meados do século XXI, como fome, escassez de recursos naturais e altos níveis de poluição, levando a mortandade da população.

A divulgação do Relatório Limites do Crescimento influenciou decisivamente o teor das discussões na Conferência de Estocolmo de 1972. Como resultado da conferência surgiu o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (*United Nations Environment Programme*, UNEP) criado com o objetivo de incentivar e coordenar as atividades de proteção ambiental dentro das Nações Unidas e entre os vários organismos de âmbito regional e internacional, além de entidades governamentais.

Desde então, outros relatórios foram desenvolvidos, buscando aproximar o modelo da realidade, refinando as simplificações, pois o impasse entre países desenvolvidos e em desenvolvimento quanto às restrições de crescimento econômico, dificultava que decisões em prol do meio ambiente fossem tomadas e postas em prática.

A Primeira Conferência Mundial do Clima em 1979 foi efetivamente a primeira avaliação internacional das alterações climáticas. Na conferência foi divulgado o estudo realizado pelo Instituto Ambiental de Estocolmo, sob comando do professor Bert Bolin, com assistência do diretor do Programa Mundial do Clima (*World Climate Program*, WCP) e da WMO. Houve avaliações nacionais anteriores, particularmente nos Estados Unidos, mas esta foi a primeira vez em que a questão foi abordada na escala global (UNEP, 2012b)

Em 1988, o UNEP e a WMO criaram o IPCC, com o objetivo de fornecer ao mundo uma visão científica clara sobre o estado atual do conhecimento sobre as mudanças climáticas e seus potenciais impactos ambientais e socioeconômicos (IPCC, 2012).

Hoje o papel do IPCC é também "avaliar de forma compreensiva, objetiva, aberta e transparente as informações científicas, técnicas e socioeconômicas relevantes para o entendimento da base científica do risco das mudanças climáticas induzidas pelo homem, seus impactos potenciais e opções de adaptação e mitigação. Os relatórios do IPCC devem ser neutros em relação à política, embora possam ter de lidar objetivamente com fatores científicos, técnicos e socioeconômicos relevantes para a aplicação de políticas específicas." (IPCC, 2012).

O IPCC apresentou seu Primeiro Relatório de Avaliação Científica em 1990, durante a Segunda Conferência Mundial do Clima. Esta conferência, com base na avaliação científica do IPCC, resolveu solicitar que os governos iniciassem uma negociação para a elaboração de uma convenção internacional para tratar das mudanças climáticas.

Em 1992, o IPCC atualizou seu Relatório de Avaliação Científica para apresentar na Rio 92, apesar de não haver muitas mudanças, reconheceu que ainda existiam dúvidas nas previsões das mudanças climáticas, principalmente em relação às

épocas, grandezas e padrões regionais das mudanças. Baseados no conhecimento daquela época, as principais conclusões foram (IPCC, 1992):

- As emissões resultantes das atividades humanas estão aumentando substancialmente a concentração dos GEE, provocando um aumento do efeito estufa, que resultará num aquecimento da superfície da Terra;
- O gás estufa vapor d'água vai aumentar em consequência do aquecimento global e contribuir para aumentá-lo ainda mais;
- Alguns GEE são potencialmente mais prejudiciais que outros para provocar mudanças climáticas, dependendo de seu GWP;
- O CO₂ deverá continuar como responsável por metade do efeito estufa no futuro.

De acordo o Relatório, entre as principais consequências do aquecimento global se encontram (IPCC, 1992):

- Aumento na frequência e intensidade de eventos climáticos extremos;
- Diminuição da temperatura na estratosfera
- Aumento do nível dos oceanos entre 15 e 95 cm até 2100;
- Duplicação do número de pessoas sujeitas a enchentes por ano como consequência da elevação no nível dos oceanos;
- Desaparecimento de metade das geleiras e redução da capa de gelo no Ártico;
- Aumento na distribuição geográfica e na incidência de doenças transmissíveis por insetos;
- Aumento na desertificação;
- Mudanças nos padrões de distribuição das chuvas e na produtividade da agricultura.
- Ecossistemas mais afetados com elevação do nível do mar seriam os manguezais, recifes de corais e estuários de rios, todos locais com alta biodiversidade;
- Grandes mudanças nos limites entre florestas, cerrados e savanas, levando à perda de biodiversidade.

Sob influência dessas conclusões, durante a Conferência do Rio de Janeiro em 1992 foi assinada por 154 países mais a União Europeia a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (*United Nations Framework Convention on Climate Change*, Convenção) que entrou em vigor em 1994. A Convenção estabelece como seu órgão máximo a Conferência das Partes (COP), responsável pelo

desenvolvimento, promoção e monitoramento da Convenção, formada pelos países membros que a ratificaram (LEMOS, 2009).

A Convenção determina que os países devem proteger o clima segundo o princípio da equidade e de acordo com suas responsabilidades comuns porém diferenciadas e respectivas capacidades (artigo 3.1), e que as incertezas científicas não devem ser usadas como razão para adiar medidas em áreas onde possam existir ameaças de danos sérios ou irreversíveis (artigo 3.3) (UNFCCC, 1992).

Segundo UNFCCC (2013), a Convenção divide os países em três grupos principais de acordo com compromissos diferentes:

- Partes do Anexo I incluem os países industrializados que eram membros da OCDE¹⁰ em 1992, além de países com economias em transição, incluindo a Federação Russa, os Estados Bálticos e estados do Leste e Centro da Europa.
- Partes do Anexo II são os membros da OCDE do Anexo I, exceto os com economia em transição. São obrigados a fornecer recursos financeiros para os países em desenvolvimento realizarem atividades de redução de emissões no âmbito da Convenção e se adaptarem aos efeitos adversos das mudanças climáticas. Além disso, eles têm de promover o desenvolvimento e a transferência de tecnologias ambientalmente amigáveis para os países Anexo I com economia em transição e países em desenvolvimento.
- Partes não-Anexo I são principalmente os países em desenvolvimento. Certos grupos de países em desenvolvimento são reconhecidos pela Convenção como sendo especialmente vulneráveis aos impactos adversos das alterações climáticas, como aqueles propensos à desertificação e à seca. Outros (como os países que dependem fortemente da produção e comércio de combustíveis fósseis) são mais vulneráveis aos potenciais impactos econômicos das medidas de resposta às mudanças climáticas.

O objetivo da COP é monitorar regularmente a implementação da Convenção e de quaisquer instrumentos jurídicos que a COP possa adotar, além de tomar as decisões necessárias para promover a efetiva implementação da Convenção. Com frequência mínima anual, os países signatários se reúnem na COP para então discutir o progresso de implementação da Convenção.

¹⁰ OCDE - Organização para a Cooperação Econômica e Desenvolvimento: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, República Checa, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda, Itália, Coréia, Japão, Luxemburgo, México, Holanda, Nova Zelândia, Noruega, Polônia, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido e Estados Unidos.

A Terceira Conferência das Partes (COP 3) foi realizada em 1997 em Quioto, antiga capital do Japão. Na COP 3 foi adotado o Protocolo de Quioto, em que os países do Anexo I aceitaram reduzir suas emissões de GEE em 5,2% em média, em relação às emissões de 1990, entre os anos 2008 e 2012. Os países que compõem o Anexo I negociaram entre si reduções diferenciadas das emissões, com base nas emissões de 1990, mas mantendo uma redução média de 5,2%.

No seu Terceiro Relatório de Avaliação, em 2001, o IPCC mudou a estimativa do aumento da temperatura média da superfície da Terra para valores entre 1,4 e 5,8^oC, com a melhor estimativa de um aumento de 2,5^oC. Este aumento da temperatura seria bastante significativo, porque nos últimos 10.000 anos a temperatura média da atmosfera terrestre não variou mais do que 2 °C (para mais ou para menos), e a temperatura média durante a mais recente Idade do Gelo era apenas 5 °C menor do que a que temos hoje. A terceira avaliação foi bem mais clara que a primeira, de 1990, afirmando que existem novas e fortes evidências de que a maior parte do aquecimento da Terra nos últimos 50 anos é devido às atividades humanas (LEMOS, 2009).

Assim, as regras para a implementação do Protocolo foram aprovadas em 2001 na COP 7 em Marrakesh, referidas como os "Acordos de Marrakesh" e o Protocolo entrou em vigor em 2005. Seu primeiro período de compromisso teve início em 2008 e terminou em 2012 (UNFCCC, 2013). O Protocolo prevê três mecanismos de flexibilização, com a intenção de ajudar os países Anexo I no alcance da meta de redução de emissões: Comércio de Emissões, Implementação Conjunta e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Os dois primeiros se aplicam aos países do Anexo I da Convenção, ao passo que o último, o MDL, se aplica também aos países Não Anexo I (MMA, 2013).

O Quarto Relatório de Avaliação, AR4 (2007) do IPCC chamou a atenção do mundo para o entendimento científico sobre as mudanças atuais no clima, levando a organização a ganhar o Prêmio Nobel da Paz de 2007 (IPCC, 2013).

Em dezembro de 2012, durante a COP18, o futuro do Protocolo de Quioto foi decidido. Segundo IIED (2012), uma das grandes decisões da Conferência foi a adoção do segundo período de compromisso por parte da União Europeia, Noruega e Austrália, entre outros, porém, o número de signatários diminuiu em relação ao primeiro período. Não foram estabelecidas quantias para o financiamento por parte dos países ricos, portanto, a perspectiva é de se manter o mesmo nível, como nos últimos anos, de aproximadamente 10 bilhões de dólares por ano. Algumas questões para as quais se

esperava um posicionamento foram ignoradas, por exemplo, não houve acordo sobre a maneira de se lidar com as emissões dos setores da aviação internacional e do transporte marítimo.

Em 1992, a Convenção estabeleceu como seu objetivo principal a estabilização das concentrações de GEE na atmosfera em um nível que impeça uma interferência antrópica perigosa no sistema climático. Para tanto, foram definidos compromissos e obrigações para todos os países, como (UNFCCC, 1992):

- Monitorar e informar sobre as emissões nacionais de GEE;
- Implementar programas nacionais e/ou regionais com medidas para mitigar a mudança do clima e se adaptar a ela;
- Promover o desenvolvimento, a aplicação e a difusão de tecnologias, práticas e processos que controlem, reduzam ou previnam as emissões antrópicas de GEE;
- Promover e cooperar em pesquisas científicas, tecnológicas, técnicas, socioeconômicas e outras, em observações sistemáticas e no desenvolvimento de bancos de dados relativos ao sistema do clima;
- Promover e cooperar na educação, treinamento e conscientização pública em relação à mudança do clima.

Os países desenvolvidos encarregaram-se ainda de compromissos específicos como (UNFCCC, 1992):

- Adotar políticas e medidas nacionais para reduzir as emissões de GEE;
- Transferir recursos tecnológicos e financeiros para países em desenvolvimento;
- Auxiliar os países em desenvolvimento, particularmente os mais vulneráveis à mudança do clima, a implementar ações de adaptação e se preparar para a mudança do clima, reduzindo os seus impactos.

As partes da Convenção devem apresentar relatórios nacionais sobre a aplicação da Convenção para COP. Os conteúdos exigidos nestas Comunicações Nacionais e sua periodicidade são diferentes para países Anexo I e não Anexo I, de acordo com o princípio de "responsabilidades comuns, mas diferenciadas".

Os elementos essenciais das Comunicações Nacionais para ambas as partes são informações sobre as emissões e remoções de GEE e detalhes das atividades que a parte desenvolveu para a implementação da Convenção. Comunicações Nacionais

geralmente contêm informações sobre o panorama nacional, avaliação de vulnerabilidade, recursos financeiros e transferência de tecnologia e de educação, e instrução e sensibilização pública, adicionalmente, partes do Anexo I informam sobre políticas e medidas implantadas.

De acordo com os artigos 4º e 12 da Convenção e as decisões pertinentes da COP, as partes do Anexo I devem submeter anualmente ao Secretariado¹¹ Inventários Nacionais de emissões antrópicas por fontes e de remoções por sumidouros dos GEE não controlados pelo Protocolo de Montreal¹² (como os clorofluorcarbonos). Além disso, devem fornecer dados resumidos do inventário na em suas Comunicações Nacionais. Estes inventários estão sujeitos a um processo de revisão técnica anual. (UNFCCC, 2013).

Partes não Anexo I devem apresentar sua Comunicação inicial dentro de três anos após a entrada em vigor da Convenção ou dependendo da disponibilidade de recursos financeiros (exceto países menos desenvolvidos, que podem apresentar relatórios a seu critério). Além disso, a COP 17 decidiu que partes não-Anexo I, de acordo com as suas capacidades e nível de apoio fornecido para a elaboração do relatório, deveriam apresentar o seu primeiro relatório bienal de atualização até dezembro de 2014; países menos desenvolvidos e pequenos Estados insulares em desenvolvimento podem apresentar relatórios bienais atualizados a seu critério. Os países menos desenvolvidos devem submeter ao Secretariado Programas Nacionais de Adaptação de Ação (NAPAs) que contêm suas necessidades e prioridades para a adaptação às mudanças climáticas (UNFCCC, 2013).

¹¹ O Secretariado fornece suporte organizacional e *expertise* técnica para as negociações da Convenção e instituições e facilitar o fluxo de informações confiáveis sobre a implementação da Convenção e seu Protocolo de Quioto. Isto inclui o desenvolvimento e a aplicação efetiva de abordagens inovadoras para mitigar as mudanças climáticas e impulsionar o desenvolvimento sustentável (UNFCCC, 2013).

¹² Em 1987, foi assinado o Protocolo de Montreal sobre as Substâncias que Destroem a Camada de Ozônio. Definia medidas de controle para os cinco CFCs mais usados, cuja produção deveria ficar congelada nos níveis de 1986. Os países desenvolvidos deveriam reduzir sua produção em 20% até 1993, e reduzir em mais 30% até 1998. Aos países em desenvolvimento era permitido aumentar o consumo destas substâncias antes de assumirem compromissos de redução. Como o Protocolo de Montreal previa avaliações periódicas da situação e a tomada de medidas mais fortes, caso fosse necessário, 92 países se reuniram em Londres em 1990, na Segunda Reunião das Partes do Protocolo de Montreal e concordaram em eliminar toda a produção de CFCs até o ano 2000 (LEMOS, 2009).

Já em 1999, a crescente preocupação com o desempenho ambiental das empresas levou ao lançamento dos índices de sustentabilidade da Dow Jones, em Nova York, para medir o desempenho nas bolsas de valores de empresas com políticas de responsabilidade socioambiental. Em 2002, o *Global Report Initiative* (GRI) iniciou suas atividades, focadas em desenvolver padrões de relatórios de políticas e ações corporativas de sustentabilidade.

Segundo o relatório *State and Trend of the Carbon Market* (Estado e Tendências dos Mercados de Carbono) publicado pelo *World Bank* (Banco Mundial), o valor total do mercado de carbono, viabilizado pelos mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quito, cresceu 11% em 2011 para US\$ 176 bilhões, englobando 10,3 bilhões de toneladas de CO_{2eq} transacionados. No mercado voluntário, as transações primárias foram avaliadas em US\$ 569 milhões em 2011, crescendo 37% em relação ao ano anterior (WORLD BANK, 2012).

Na medida em que grande parte da comunidade científica e da sociedade veio reconhecendo o aquecimento global e a magnitude de seus potenciais impactos negativos, a pressão ambiental sobre governos e empresas aumentou. Os exemplos citados nos parágrafos acima são apenas alguns representando as organizações e ferramentas relacionando questões ambientais, empresas e economia que proliferaram nos últimos anos. Esta tendência tem como uma das diversas consequências, a contribuição para que as estimativas de emissões e reduções de GEE sejam exigidas por regulamentação ou reportadas voluntariamente tanto pelo setor público como privado, indo muito além do que é determinado pela Convenção das Nações Unidas.

4. Inventários de GEE

Com o intuito de compreender as metodologias para estimar as emissões de GEE na produção de óleo e gás apresentadas no Capítulo 8, também devem ser apresentados conceitos sobre inventários de GEE.

Um inventário de GEE consiste na quantificação de gases de efeito estufa emitidos ou removidos da atmosfera durante um período. Os tomadores de decisão, sejam eles do governo ou corporativos, usam os inventários para estabelecer uma linha de base para acompanhar as tendências de emissão, desenvolvimento de estratégias e políticas de mitigação e avaliar o progresso de tais medidas.

Segundo EPA (2013), um inventário é geralmente o primeiro passo dado por entidades que querem reduzir suas emissões de GEE e para GHG PROTOCOL (2007), um dos passos mais importantes que uma entidade pode tomar em relação ao aquecimento global é estabelecer uma plataforma de credibilidade para contabilizar e reportar relatórios dos GEE.

Para organizações, são vários os benefícios obtidos a partir da iniciativa de elaboração de um inventário (GHG Protocol, 2013; UNFCCC, 2013):

- Oportunidades de redução de custos relacionadas com melhoria da eficiência em processos gerenciais, redução ou otimização do uso de energia e de matérias primas e adoção de fontes alternativas de energia.
- Participação em mercados de carbono ao identificar oportunidades para desenvolver projetos que geram créditos de carbono ou atraiam investimentos, produzindo receitas adicionais para a empresa.
- Prestar contas aos acionistas e demais *stakeholders*, com informações sobre riscos e oportunidades associados à gestão de emissões de GEE a partir dos dados fornecidos pelos inventários.
- Delineamento metas de responsabilidade socioambiental, com a redução de emissões.
- Antecipação a futuras políticas de emissões de GEE por meio dos inventários que permitem identificar fontes e volumes das emissões e assim traçar planos de mitigação.
- Garantir oportunidades no mercado internacional, pois o mercado globalizado exige cada vez mais das empresas boas condutas em termos de desempenho em sustentabilidade, e a boa gestão de emissões de GEE é um dos principais aspectos cobrados nas transações internacionais.

- Compreensão e mitigação de impactos na cadeia de valor, envolvendo fornecedores e compradores em ações de redução de emissões de GEE.
- Criação de *benchmark*¹³, pois os inventários corporativos podem servir de base para a identificação de oportunidades de melhoria e desempenho a partir de sistemas de comparação das emissões decorrentes de processos e da geração de produtos.

Os inventários podem contabilizar as emissões e remoções de GEE de países, sendo chamados de Inventários Nacionais, cujas diretrizes no âmbito da Convenção são dadas pelo IPCC. Podem ser realizados em níveis subnacionais: regiões, estados e cidades, ainda sem protocolos reconhecidos e utilizados globalmente. E entidades menores, como empresas e outras organizações, podem elaborar inventários corporativos, que seriam a soma das emissões e remoções de cada uma das suas instalações (numa abordagem *bottom-up*). As diretrizes nesses casos são dadas por normas ISO¹⁴ e diversas outras iniciativas, como o *GHG Protocol*, criado por WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*) e WRI (*World Resources Institute in Reference*).

Como visto, o objetivo da Convenção é estabilizar as concentrações de GEE na atmosfera a um nível que iria prevenir e reduzir a perigosa interferência humana no sistema climático. A capacidade da comunidade internacional para alcançar este objetivo depende de um conhecimento preciso das tendências de emissões de GEE e da habilidade coletiva de alterar estas tendências (UNFCCC, 2013).

Por isso, além dos relatórios de avaliação, o IPCC publica relatórios especiais e artigos sobre diversos tópicos relacionados às mudanças climáticas, como as Diretrizes do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa de 2006¹⁵ (Diretrizes). E em 2012, o IPCC publicou a versão 2.0 do manual de utilização do *Software* de Inventário do IPCC, cujo objetivo é ajudar na implementação das Diretrizes de 2006 para inventários nacionais (IPCC, 2013). Apesar do nome, as Diretrizes servem também como base teórica para elaboração de inventários por outras entidades que não sejam países.

¹³ *benchmarck* - termo pode ser interpretado como um modelo a ser seguido. **Benchmarking** é a busca das melhores práticas na indústria que conduzem ao desempenho superior. É visto como um processo positivo e pró-ativo por meio do qual uma empresa examina como outra realiza uma função específica a fim de melhorar como realizar a mesma ou uma função semelhante.

¹⁴ ISO - *International Organization for Standardization*.

¹⁵ *IPCC 2006 Guidelines for National Greenhouse Gases Inventories*.

As Diretrizes do IPCC apresentam como devem ser realizadas as estimativas de emissões e remoções antrópicas de GEE dos países, e os auxiliam a cumprir a obrigação de reportá-las da mesma forma e nos mesmos moldes, no caso de partes Anexo I. Este documento é dividido em cinco longos volumes, sendo que o primeiro volume descreve os passos básicos para se desenvolver um inventário de emissões e remoções (RYPDAL, 2006 *apud* ALBUQUERQUE, 2012). O documento se baseia no entendimento dos autores sobre o conhecimento acumulado com as experiências dos países desde 1980, quando os inventários nacionais começaram a surgir em um número significativo. Os outros volumes, do segundo ao quinto, oferecem diretrizes para estimar as emissões em diferentes setores da economia (PENMAN, 2006 *apud* ALBUQUERQUE, 2012).

Em nível subnacional, embora muitas cidades venham realizando inventários e definindo metas de redução de GEE, até o momento não há orientação global consistente para a condução de um inventário em nível de cidade. O que não permite uma troca fácil entre governos locais, subnacionais e nacionais, instituições financeiras e setor privado. A falta de uma abordagem comum também dificulta a comparação entre cidades ao longo do tempo e a demonstração do impacto global de ações locais coletivas. O *Global Protocol for Community-Scale GHG Emissions* (GPC) tem como objetivo resolver as diferenças entre os diferentes protocolos utilizados atualmente pelas cidades. Este protocolo prevê requisitos e orientações para as cidades sobre a preparação e disponibilização pública de um inventário de emissões de GEE. O objetivo principal é fornecer uma abordagem passo-a-passo padronizada para ajudar as cidades a quantificar as suas emissões de GEE, a fim de gerenciar e reduzir seus impactos (GPC, 2012).

Dificuldades enfrentadas por cidades na elaboração de inventários são exemplificadas pelo Inventário e Cenário de Emissões dos Gases de Efeito Estufa da Cidade do Rio de Janeiro, elaborado pela COPPE em 2011. No estudo afirma-se que “no âmbito municipal, a principal questão metodológica enfrentada é a delimitação da abrangência do estudo de forma que reflita àquelas emissões que correspondem às atividades socioeconômicas de responsabilidade do município do Rio de Janeiro” (COPPE, 2011). Entre as adaptações em relação às Diretrizes do IPCC (2006), encontra-se a inclusão das emissões provenientes da disposição dos resíduos sólidos urbanos em Gramacho, Duque de Caxias, portanto fora dos limites geográficos da cidade, no inventário de emissões.

Entre os protocolos utilizados para a padronização proposta pela GPC está o *GHG Protocol*. O *GHG Protocol* foi originalmente desenvolvido nos Estados Unidos, em

1998 e é hoje a metodologia mais usada mundialmente pelas empresas e governos para a realização de inventários de GEE. É compatível com as normas ISO 14.064 e com as diretrizes do IPCC. O protocolo foca em programas para promover a quantificação e apresentação do relatório de emissões em nível corporativo. Estes programas podem facilitar a gestão corporativa dos GEE, melhorar a qualidade e a consistência de seus dados, apoiar programas de regulamentação e fornecer informações para as partes interessadas (GHG PROTOCOL, 2007). *GHG Protocol* estabeleceu parcerias para facilitar a concepção e implementação de programas de GEE no Brasil (desde 2008), China, Índia, México, Filipinas, Canadá, Estados Unidos.

Em 2006, a ISO adotou o padrão do *GHG Protocol* como base para a Parte 1 da norma ISO 14064. As três partes da norma ISO 14.064 auxiliam na criação de um sistema de gestão das emissões de GEE, foi criado em 2006 para padronizar as informações internacionalmente, possibilitando a verificação por uma terceira parte. A ABNT¹⁶ já possui as normas em versões brasileiras:

ABNT NBR ISO 14064-1:2007 - Gases de Efeito Estufa - Especificação e orientação a organizações para quantificação e elaboração de relatórios de emissões e remoções de gases de efeito estufa - A primeira parte especifica princípios e requisitos no âmbito organizacional para a quantificação e para a elaboração de relatórios de emissões e remoções de GEE. Inclui determinações para o projeto, o desenvolvimento, o gerenciamento, a elaboração de relatórios e a verificação de um inventário de GEE da organização.

ABNT NBR ISO 14064-2:2007 - Gases de Efeito Estufa - Especificação e orientação a projetos para quantificação, monitoramento e elaboração de relatórios das reduções de emissões ou da melhoria das remoções de gases de efeito estufa - A segunda parte especifica princípios e requisitos, e oferece orientação para a elaboração de projetos para quantificação, monitoramento e relato de atividades de redução de emissões ou melhoria da remoção de gases de efeito estufa. Inclui requisitos para o planejamento de um projeto de GEE, identificando e selecionando fontes, sumidouros e reservatórios relevantes para o projeto e o cenário de referência (linha de base), monitorando, qualificando, documentando e relatando o desempenho de projetos de GEE e administrando a qualidade dos dados.

ABNT NBR ISO 14064-3:2007 - Gases de Efeito Estufa - Especificação e orientação para a validação e verificação de declarações relativas a gases de efeito estufa - A

¹⁶ ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

terceira parte especifica princípios e requisitos e fornece orientação para aqueles que estão conduzindo ou administrando a validação e verificação de declarações de GEE. Pode ser aplicada na quantificação organizacional ou de projeto de GEE, incluindo quantificação, monitoramento e elaboração de relatórios realizados de acordo com as partes ABNT NBR ISO 14064-1 ou a ABNT NBR ISO 14064-2.

As normas ISO 14065 e ISO 14066 sobre organismos e equipes de verificação e validação também já possuem versão brasileira:

ABNT NBR ISO 14065:2012 - Gases de Efeito Estufa - Requisitos para organismos de validação e verificação de gases de efeito estufa para uso em acreditação e outras formas de reconhecimento - Esta norma especifica princípios e requisitos para organismos que realizam validações ou verificações de declarações de gases do efeito estufa (GEE). Foi publicada 5 anos após a emissão da norma pela ISO.

ABNT NBR ISO 14066:2012 - Gases de efeito estufa - Requisitos de competência para equipes de validação e equipes de verificação de gases de efeito estufa - Especifica os requisitos de competência para as equipes de validação e equipes de verificação. Esta norma complementa a implementação da ABNT NBR ISO 14065. Foi publicada apenas um ano após a emissão da norma pela ISO.

Consistente com o objetivo de construir normas internacionais e protocolos sobre inventários de GEE corporativos, a ISO 14064 incorpora muitos conceitos-chave e requisitos estabelecidos pelo *GHG Protocol*. Os usuários da primeira parte da ISO 14064 são encorajados a se referir ao *GHG Protocol* para orientação adicional na aplicação dos conceitos e requisitos relevantes (ISO, 2006a).

Os protocolos e programas¹⁷ de GEE baseiam-se geralmente em princípios de contabilidade e elaboração de relatórios de GEE, destinados a apoiar e orientar sua realização, de maneira a garantir que as informações apresentadas representam um relato fiel, verdadeiro e justo de emissões de GEE de uma empresa. Tais princípios são (GHG PROTOCOL, 2004):

¹⁷ Programa de GEE é um termo genérico usado para se referir a qualquer iniciativa nacional ou internacional, voluntária ou obrigatória, do governo ou não governamental, que reúne informações, registros, atesta ou regula as emissões e remoções de GEE de corporações, desenvolvedores de projetos, entre outras entidades (GHG PROTOCOL, 2007).

- **Relevância:** Busca assegurar que o inventário reflita, com exatidão, as emissões da empresa e que sirva às necessidades de decisão dos utilizadores, tanto no nível interno como no externo à empresa.
- **Integralidade:** Orienta o registro e a comunicação de todas as fontes e atividades de emissão de GEE dentro dos limites do inventário selecionado para que o inventário compilado seja abrangente e significativo. Na prática, a falta de dados ou o custo de compilá-los pode ser um fator limitante.
- **Consistência:** Os usuários de informações de GEE devem poder acompanhar e comparar informações sobre emissões de GEE ao longo do tempo para identificar tendências e para avaliar o desempenho da empresa. A aplicação consistente de abordagens de contabilização, limites de inventário e metodologias para estimativa é essencial para a produção de dados de emissões de GEE que sejam comparáveis no tempo.
- **Transparência:** As informações sobre processos, procedimentos, pressupostos e limitações do inventário de GEE devem ser reveladas com transparência, isto é, de forma clara, factual, neutra e compreensível, com base em documentação e arquivos claros.
- **Acurácia:** Os dados devem ser suficientemente precisos para permitir que os usuários tomem decisões com confiança razoável de que as informações relatadas têm credibilidade. Medidas, cálculos ou estimativas de GEE não devem estar sistematicamente acima ou abaixo do valor real das emissões, até onde se pode julgar, e as incertezas devem ser reduzidas tanto quanto possível. O processo de quantificação deve ser conduzido de forma a minimizar incertezas. Relatar as medidas tomadas para garantir a exatidão da contabilização de emissões pode ajudar a aprimorar o nível de credibilidade e transparência.

No caso da Indústria do Petróleo, são normalmente realizados inventários corporativos, baseados em relatórios de emissões das instalações da empresa. Inventários corporativos possuem abordagens diferentes dos Inventários Nacionais. Os Inventários Nacionais separam as emissões por setor e tipo de GEE. No caso dos inventários corporativos, a consolidação das emissões de GEE, além de setor e tipo de GEE, é dada em três escopos, divididos em emissões diretas e indiretas, para que se evite a dupla contagem de emissões entre as empresas (GHG PROTOCOL, 2004)

- **Escopo 1:** Contabiliza as emissões diretas de uma empresa. Inclui as emissões de todas as fontes sob propriedade ou controle da empresa.

Emissões pela combustão de biomassa e de GHG não incluídos no Protocolo de Quioto (como clorofluorcarbonos e óxidos de nitrogênio) devem ser contabilizadas separadamente.

- **Escopo 2:** Contabiliza as emissões indiretas de uma empresa. Inclui a geração de energia elétrica adquirida consumida pela empresa. Eletricidade adquirida é definida como eletricidade que é adquirida ou de alguma outra forma trazida para o limite organizacional da empresa. As emissões do Escopo 2 ocorrem fisicamente no local onde a eletricidade é gerada.
- **Escopo 3:** As emissões do Escopo 3 incluem todas as outras fontes indiretas não contabilizadas no Escopo 2. São uma consequência das atividades da empresa, mas ocorrem a partir de fontes que não pertencem ou são controladas pela empresa. Alguns exemplos são atividades de extração e produção de materiais comprados, transporte de combustíveis comprados e uso de produtos e serviços vendidos. O Escopo 3 é uma categoria de relatório não exigida pela maior parte dos programas de GEE.

Para o setor de petróleo e gás, GHG PROTOCOL divide os escopos conforme a **Figura 4**.

FONTES DE EMISSÃO DO ESCOPO 1	FONTES DE EMISSÃO DO ESCOPO 2	FONTES DE EMISSÃO DO ESCOPO 3
<ul style="list-style-type: none"> ■ Combustão estacionária (aquecedores de processo, motores, turbinas, queima de gases descartados ou flaring, incineradores, oxidantes, produção de eletricidade, calor e vapor) ■ Emissões de processo (respiradouros de processo, respiradouros de equipamentos, atividades rotineiras e de manutenção, atividades não rotineiras) ■ Combustão móvel (transporte de matérias-primas, produtos, resíduos; veículos de propriedade da empresa) ■ Emissões fugitivas (vazamentos de equipamentos pressurizados, tratamento de esgotos, represas) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Combustão estacionária (consumo de energia, calor ou vapor adquiridos) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Combustão estacionária (uso de produtos como combustível ou combustão para a produção de materiais adquiridos) ■ Combustão móvel (transporte de matérias-primas, produtos e resíduos; viagens de negócios de empregados; viagens pendulares de empregados; uso de produtos como combustível) ■ Emissões de processo (uso de produto como matéria-prima ou emissões resultantes da produção de materiais adquiridos) ■ Emissões fugitivas (CH₄ e CO₂ de aterros ou da produção de materiais adquiridos)

Figura 4: Escopos para o setor de petróleo e gás.
Fonte: GHG PROTOCOL.

Relatórios de emissão em nível de instalações focam nas emissões associadas com uma operação discreta de um negócios ou uma instalação dentro de um limite corporativo. Programas regulatórios são geralmente baseados em níveis de dados de instalações, e o proprietário ou operador de uma instalação regulada é solicitado a reportar as emissões de todas as suas instalações. Uma desvantagem deste tipo de abordagem, especialmente em um contexto de relatórios voluntários, é que alguns participantes podem considerar confidenciais os dados de instalações (GHG PROTOCOL, 2007).

Uma opção na definição da entidade é reportar relatórios, tanto em nível corporativo quanto para instalações. Esta opção é a mais adequada para os programas que são concebidos para servir a vários objetivos, incluindo a promoção da gestão corporativa dos GEE e servir de base para um programa regulatório (GHG PROTOCOL, 2007).

Uma vez que os limites do inventário foram estabelecidos, as organizações costumam calcular suas emissões de GEE de acordo com os seguintes passos:

- Identificar fontes de emissão;
- Escolher a abordagem de estimativa;
- Coletar dados;
- Aplicar metodologias para estimativa; e
- Compilar dados no nível corporativo.

A organização deve selecionar e utilizar metodologias de quantificação e ferramentas de estimativa que irão minimizar razoavelmente a incerteza e produzir resultados precisos, consistentes e reprodutíveis. Geralmente, metodologias de quantificação indicadas por programas de GEE podem ser classificadas nos seguintes tipos: estimativas baseadas em dados de atividade de GEE e multiplicados por fatores de emissões de GEE, uso de modelos, balanço material, medições contínuas ou intermitentes. (GHG PROTOCOL).

A mensuração direta das emissões de GEE através do monitoramento da concentração ou da taxa de fluxo não é comum, pois muitas vezes os custos são proibitivos. Neste caso, as emissões podem ser calculadas com base em um balanço material ou em uma base estequiométrica específica a uma unidade ou a um processo. Porém, a abordagem mais comum para calcular emissões de GEE é por meio da aplicação de fatores de emissão documentados. De acordo com os princípios citados anteriormente, as empresas devem usar a abordagem de estimativa mais precisa à sua disposição e mais apropriada ao contexto do seu inventário.

Corroborando com o princípio da integralidade, as empresas não devem excluir pequenas fontes de emissões de seus inventários. Paralelamente, em conformidade com o princípio da relevância, pode não ser prática a aplicação de rigorosas metodologias de estimativa para fontes muito pequenas, cujas emissões podem não ser relevantes.

Através dos conceitos expostos, ficam claras a importância e a complexidade da elaboração de um inventário de emissões de GEE. Como pôde ser observado, a escolha das metodologias aplicadas às estimativas de emissões tem papel importante na credibilidade dos inventários. Neste contexto, organizações que englobam todos os segmentos da indústria do petróleo têm buscado desenvolver e aprimorar as metodologias de estimativa de emissões para suas atividades, além das diretrizes de agências ambientais (como EPA¹⁸ e IPCC). Exemplos de grandes organizações que desenvolvem estudos relacionados são OGP, ARPEL, IPIECA e API¹⁹.

Em 2009, a API publicou *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry*. Este documento é um compêndio de metodologias utilizadas e reconhecidas atualmente e fornece detalhes para todos os segmentos da indústria do petróleo e gás natural da para aumentar a consistência na estimativa de emissões. O compêndio foi utilizado como base para o desenvolvimento do Capítulo 8.

Na medida em que a preocupação com as mudanças climáticas foi aumentando, ONGs, investidores e outras partes interessadas vêm demandando cada vez mais informações sobre as emissões de GEE das organizações. Eles estão interessados nas atitudes que as organizações tomam e em como se posicionam relativamente a seus competidores em face de novas regulamentações. Ações internacionais e nacionais serão abordadas nos próximos capítulos.

¹⁸ EPA - *United States Environmental Protection Agency*

¹⁹ OGP - *International Association of Oil & Gas Producers*

ARPEL - *Regional Association of Oil and Natural Gas Companies in Latin America and The Caribbean*

IPIECA - *International Petroleum Industry Conservation Association*

API - *American Petroleum Institute*.

5. Panorama Internacional

Neste capítulo será abordada a regulamentação internacional específica sobre emissões de GEE de países desenvolvidos, com empresas tradicionais nas atividades de petróleo.

Abordagens de mercado para reduzir emissões de GEE já existem em algumas partes do mundo. Na maioria dos lugares, elas tomam a forma de programas de comércio de emissões, embora outros países adotem modos diferentes, tais como a abordagem tributária usada na Noruega. Os programas de comércio de emissões podem ser implementados de forma obrigatória (por exemplo, *European Union Emissions Trading System*, EU ETS) ou voluntária (por exemplo, *Chicago Climate Exchange*, CCX).

Um crescente número de organizações tem preparado inventários públicos contendo informações sobre emissões de GEE. Estes podem ser relatórios independentes sobre emissões de GEE ou relatórios mais amplos sobre sustentabilidade ou desempenho ambiental.

Na Europa, as instalações sujeitas aos requisitos da Diretiva de Prevenção e Controle Integrado de Poluição (*Integrated Pollution Prevention and Control*, IPPC) devem relatar emissões que excedam um limiar determinado para cada um dos seis GEEs. As emissões relatadas são incluídas no Registro Europeu de Emissões Poluentes (*European Pollutant Emissions Register*, EPER), uma base de dados pública e acessível pela internet que permite fazer comparações entre emissões de instalações individuais ou entre setores industriais em diferentes países.

No Reino Unido o *United Kingdom Emissions Trading Scheme* (UK ETS), por exemplo, requer que os participantes contabilizem suas emissões de GEE resultantes da geração da energia adquirida.

Tendo em vista a grande quantidade de gás queimado mundialmente, o Banco Mundial, em colaboração com o governo da Noruega, lançou o programa "*Global Gas Flaring Reduction Initiative*". Esta iniciativa visa apoiar a indústria do petróleo e os governos nacionais nos esforços para redução da queima do gás, buscando criar um ambiente econômico apropriado para o desenvolvimento de projetos de redução da queima. O programa tem seu foco na identificação de barreiras que atualmente dificultam os investimentos para redução da queima do gás. As principais atividades do programa até o presente momento são:

- Promoção do intercâmbio entre instituições envolvidas com o problema;
- Difusão de informações referentes às melhores práticas e políticas anti-queima;

- Maximização do impacto dos projetos de redução de queima na redução da pobreza;
- Incorporação das práticas anti-queima na governança corporativa no setor;
- Desenho de mecanismos de financiamento para projetos com externalidades positivas a nível global;
- Promoção de conferências visando a promoção de discussões e acordos internacionais.

Outro exemplo de mobilizações para a redução da queima e a ventilação do gás associado na produção de petróleo, é o padrão *A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Veting Reduction*, lançada em 2004 pelo Banco Mundial, mostrando a tendência de redução na tolerabilidade da prática.

A técnica de CCS tem sido estudada por diversos países como medida de reduzir o CO₂ na atmosfera. Na Noruega, essa medida não terá um potencial real nas atividades *offshore* até depois de 2020, pois ainda há incertezas significativas associadas com a tecnologia e os custos do CCS. A tecnologia deve ser testada em terra antes de ir para a esfera *offshore* de implementação.

A seguir será apresentado o panorama das políticas de emissões de GEE na Noruega, Estados Unidos e no Canadá, exemplos de países desenvolvidos tradicionais em atividades petrolíferas.

5.1. Noruega

As autoridades norueguesas empregam uma série de instrumentos para regular as emissões das atividades de petróleo e gás. Os mais importantes são os impostos sobre o CO₂, o *Greenhouse Gas Emission Trading Act*, regulamentações para a queima no *flare* e requisitos para a utilização da melhor tecnologia disponível.

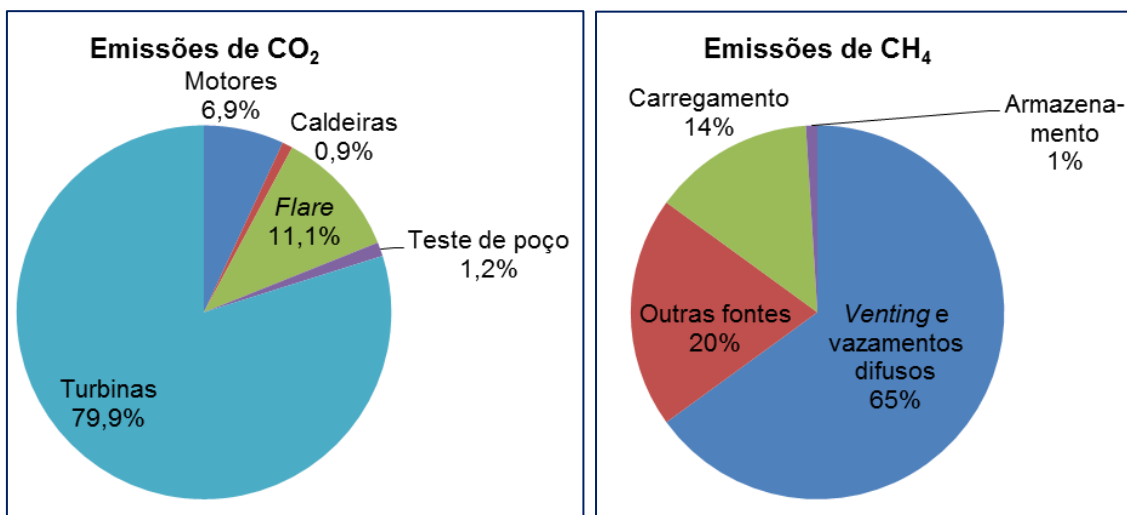
Na Noruega, a indústria do petróleo paga tanto impostos sobre o CO₂, como cotas de compras para todas as suas emissões, nenhum outro setor realiza tal ação. A indústria da norueguesa continua trabalhando para reduzir as emissões de GEE através de práticas de eficiência energética. Uma nova revisão de projetos durante o período de 2007-2011 mostra que as empresas têm implementado medidas adicionais que, no total, resultaram em aproximadamente 550 mil toneladas de redução nas emissões de CO₂ até o final de 2011. As companhias de petróleo e gás estão, portanto, no caminho para cumprir suas metas de reduzir as emissões de 800 000 toneladas por ano até

2013. Além disso, a indústria identificou recentemente novas medidas que podem resultar em uma redução de 200.000 toneladas até 2020 (OLF, 2012).

Através de estudos nos últimos anos, tanto por parte da indústria e quanto das autoridades, tem sido documentado que a indústria petrolífera norueguesa trabalhou durante muito tempo em medidas para reduzir suas emissões. O resultado disso é uma indústria *offshore* com alta eficiência energética de produção e baixíssimas emissões de CO₂ por unidade produzida. Além disso, a queima de gás no *flare* é desestimulada, pois só é permitido retirar o gás que será consumido, evitando-se o desperdício desse recurso natural.

Diversas medidas para a redução de GEE vêm sendo planejadas na Noruega. O fornecimento de eletricidade para instalações *offshore* a partir da terra é uma medida muito discutida para reduzir as emissões e deverá ser implementado em vários campos em que as condições sejam adequadas. Com base no custo-benefício, avaliações indicam que a utilização em grande escala do fornecimento de energia por terra para instalações *offshore* é tecnicamente possível, mas muito caro.

O relatório ambiental de 2011 da OLF (*The Norwegian Oil Industry Association*) ilustra através das **Figuras 5a e 5b** as principais fontes de emissão CO₂ e CH₄ da atividade *offshore*, respectivamente.



Figuras 5a e 5b: Distribuição de emissões por fonte.
Fonte: Adaptado de OLF, 2012.

5.2. Canadá

O governo canadense estabeleceu em 2004 o Programa Canadense de Inventário de Emissão de Gás de Efeito Estufa (*Environment Canada's Facility Greenhouse Gas Emissions Reporting Program*, GHGRP) para inventariar anualmente as emissões de GEE das instalações canadenses.

Este programa é parte de um grande esforço do governo canadense para desenvolver, com a colaboração de todas as províncias e estados, um sistema harmonizado, eficiente e mandatário de inventários de GEE, que consiga minimizar os problemas de duplicação de contagem de dados e que reporte todas as emissões, tanto para o governo como para as indústrias. Os objetivos principais do programa são: prover informações sobre emissão de GEE no país; validar estimativas apresentadas no Inventário Nacional de GEE; dar suporte ao desenvolvimento de regulamentos. As metodologias devem ser compatíveis com as diretrizes adotadas pela Convenção e desenvolvidas pelo IPCC.

O Programa GHGRP obriga indústrias com emissão anual de GEE igual ou maior que 50 kt de CO_{2eq} a reportar suas emissões. Empresas que apresentam emissões menores que esse valor podem participar voluntariamente do programa. Desde o ano 2010, é necessário informar para a agência, quando metas de emissão protocoladas no início de cada ano não são cumpridas (ENVIRONMENT CANADA, 2013).

Analisando as emissões canadenses por setor econômico (**Figura 6**), percebe-se que a maioria das emissões de GEE em 2010 pode ser atribuída a 7 áreas econômicas-chaves: transporte representa 24% do total das emissões, óleo e gás 22% e setor de eletricidade 14% (ENVIRONMENT CANADA, 2013).

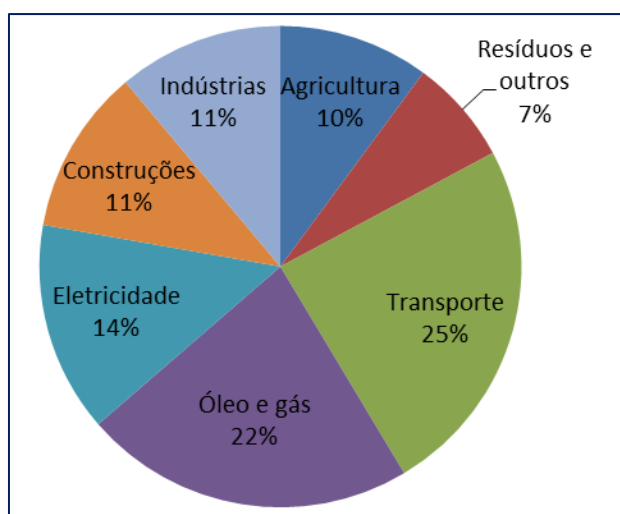


Figura 6: Distribuição das emissões por setor em 2010.

Fonte: Adaptado de: <http://www.ec.gc.ca/indicateurs-indicators/default.asp?lang=En&n=F60DB708-1>. Acesso em março de 2013.

5.3. Estados Unidos

Diversas iniciativas de inventários de emissões de GEE nos Estados Unidos são realizadas desde os anos 90. O programa *Natural Gas STAR* é uma parceria voluntária e flexível que ocorre nos Estados Unidos desde 1993 que incentiva empresas de óleo e gás natural a adotarem tecnologias e práticas que melhorem a eficiência operacional para reduzir as emissões de CH₄. Nesse programa é possível que as empresas documentem voluntariamente seus inventários de CH₄.

Em 2008, a EPA emitiu a notificação obrigatória de regra Gases de Efeito Estufa (74 FR 56260), que exige a comunicação de dados de GEE e outras informações relevantes de grandes fontes e fornecedores nos Estados Unidos. O objetivo da regra é coletar dados precisos e atualizados de GEE para as decisões políticas futuras. Em geral, a regra é referida como 40 CFR Parte 98 (Parte 98). A implementação da Parte 98 é referida como o *GHG Reporting Program* (GHGRP). Segundo esse ato, instalações que emitem 25.000 toneladas métricas ou mais por ano de GEE são obrigadas a apresentar relatórios anuais à EPA (EPA, 2013).

Por essa razão, nos Estados Unidos existem dados abrangentes de GEE de todos os estados, que são informados diretamente para a agência ambiental, EPA. Por isso, dados de GEE estão atualmente facilmente acessíveis ao público através do Programa GHGRP. O programa GHGRP de 2010 inclui informações públicas de instalações de nove grupos de indústrias que diretamente emitem grandes quantidades de GEE para a atmosfera, bem como fornecedores de determinados combustíveis fósseis. Para o setor de óleo e gás, 2011 foi o primeiro ano em que dados de emissões foram coletados.

Em janeiro de 2012, a EPA relatou os primeiros relatórios do GHGRP disponíveis para o público através de sua ferramenta interativa de dados da publicação, chamada *Facility Level Information on GreenHouse Gases Tool* (FLIGHT). A EPA vai continuar a atualizar essa ferramenta e divulgar dados adicionais a cada ano de referência.

6. Panorama Nacional

Neste capítulo é apresentado o envolvimento do setor público em relação à gestão das emissões e as iniciativas privadas de inventário e elaboração de relatórios sobre GEE. Primeiramente serão discutidas as iniciativas nacionais de maneira geral frente às mudanças climáticas. Em seguida, é apresentado o panorama sobre a produção de óleo e gás Brasil, bem como sua relação com as emissões de GEE e o que as empresas brasileiras do setor têm feito especificamente quanto a isso.

O Brasil foi o primeiro país a assinar a Convenção e em agosto de 2002, o país ratificou o Protocolo de Quioto. Por ser uma parte não-Anexo I, o país não tem compromissos obrigatórios de redução de emissões. Entretanto, possui uma série de outros compromissos, como elaborar inventários nacionais de GEE, implementar programas nacionais de mitigação e adaptação à mudança do clima, promover cooperação tecnológica, científica e educacional em matéria de mudança do clima, promover o manejo sustentável de sumidouros e reservatórios de carbono, e comunicar à COP informações relativas à implementação da Convenção (MMA, 2013).

O Brasil publicou sua primeira Comunicação Nacional em 2004 contendo as estimativas do inventário nacional relativo aos anos de 1990 a 1994 (MCTI, 2004). Em 2010, publicou sua Segunda Comunicação Nacional, em que foram incluídas estimativas do inventário nacional até o ano de 2005, envolvendo importante parcela da comunidade científica e empresarial brasileira, além de diversos setores governamentais. As emissões do inventário brasileiro foram classificadas de acordo com os setores: energia, processos industriais, uso de solventes e outros produtos, agropecuária, mudança do uso da terra e florestas e tratamento de resíduos (MCTI, 2012), como recomenda IPCC (2006).

A contribuição dos processos de extração, transporte e processamento de petróleo e gás natural no que diz respeito à emissão de GEE é contabilizada no capítulo de Emissões Fugitivas do Inventário Brasileiro das Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, do MCTI (IBP, 2012).

Na COP 15 (2009) o Brasil adotou metas nacionais voluntárias de redução de emissões de GEE, com reduções entre 36,1% e 38,9% das suas emissões projetadas para a linha de base estimada em 3,236 Gt CO_{2eq} para 2020. Porém, segundo ALBUQUERQUE (2007), os compromissos nacionais de redução de emissão declarados não serão cumpridos caso as ações de mitigação se limitem ao conteúdo e forma expostos no Decreto nº 7.390/2010 que regulamenta a Lei nº 12.187/2009, que

institui a Política Nacional sobre a Mudança do Clima (PNMC) e dá outras providências.

A PNMC criada em 2009 visa incentivar o desenvolvimento e aprimoramento de ações de mitigação no país, colaborando com o esforço mundial de redução das emissões de GEE, bem como a criação de condições internas para lidar com os impactos das mudanças climáticas globais (adaptação). Entre seus principais objetivos estão (MMA, 2013):

- Identificar, planejar e coordenar as ações para mitigar as emissões de GEE geradas no Brasil, bem como aquelas necessárias à adaptação da sociedade aos impactos que ocorram devido à mudança do clima;
- Fomentar aumentos de eficiência no desempenho dos setores da economia na busca constante do alcance das melhores práticas.

O Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (Fundo Clima) foi criado pela Lei nº 12.114/2009 e regulamentado pelo Decreto nº 7.343/2010. O Fundo Clima é um instrumento da PNMC e tem por finalidade financiar projetos, estudos e empreendimentos que visam a mitigação da mudança do clima e a adaptação a seus efeitos. O órgão disponibiliza recursos em duas modalidades: reembolsáveis (administrados pelo BNDES²⁰) e não reembolsáveis (operados pelo MMA). Até 2012, entre as fontes de recursos do Fundo Clima estava a porcentagem de até 60% da participação especial que cabe ao MMA²¹ nos recursos oriundos da produção de petróleo, conforme a Lei nº 9.478 de 1997²² (MMA, 2013). No entanto, após as mudanças sobre a distribuição dos royalties de petróleo, esta que era a principal fonte do Fundo Clima não está mais disponível.

Outra iniciativa governamental é o Plano Plurianual, que define todas as políticas públicas e ações do governo federal, estabelece os projetos e os programas de longa duração do governo, definindo objetivos e metas da ação pública para um período de quatro anos. No Plano Plurianual 2012-2015 - Plano Mais Brasil, o programa que trata sobre mudanças climáticas é o Programa 2050, que abrange seis objetivos e suas respectivas metas e iniciativas, sendo uma das metas, monitorar as emissões setoriais de GEE.

²⁰ BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

²¹ MMA - Ministério do Meio Ambiente

²² Lei nº 9.478 de 1997 - Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

Em nível estadual, segundo FORUM CLIMA (2012), até o momento a constituição das legislações estaduais de mudanças climáticas tem ocorrido de forma autônoma e desconectada no país. Mesmo as que foram desenvolvidas depois da aprovação da PNMC mantêm esse padrão, com algumas exceções pontuais, como é o caso da meta de redução de emissões de GEE da Paraíba. A ausência de coordenação e padronização pode implicar dificuldades para a governabilidade das políticas de mudanças climáticas estaduais.

Embora, de forma geral, todos os estados apontem para a realização de inventários das suas emissões, eles diferem na especificação da periodicidade desses inventários e também na definição de referência sobre o seu escopo. Um exemplo é o modo como cada inventário propõe contabilizar as emissões de transporte de carga com origem no Estado e destino fora dele (FORUM CLIMA, 2012).

A harmonização da periodicidade dos inventários e, principalmente a definição de cada escopo que pode ser aplicado são premissas básicas para que os inventários possam ser comparados e que sejam acompanhadas corretamente as reduções de emissões. Hoje, diversos estados já exigem o inventário de emissões de GEE de empresas, porém, nem todos especificam o protocolo que deve ser seguido, dando margens para a não comparabilidade dos inventários.

No Rio de Janeiro, por exemplo, o INEA²³ emitiu em 2012 a Resolução INEA n° 64, em que determina apresentação de inventário de emissões de GEE para fins de licenciamento ambiental no estado. A obrigatoriedade de apresentação do inventário se aplica a todos os empreendimentos em operação referente a diversas atividades, tais como aterros sanitários, indústria petroquímica, indústria de produção de cimento, siderurgia, entre outras. Será ainda exigida a verificação prévia do inventário por organismo de verificação acreditado por entidade competente para certificação de Inventário de Emissões de GEE.

Segundo o relatório do Fórum Clima (2012) sobre a harmonização das políticas públicas de mudanças climáticas, ainda que não utilizem especificamente as mesmas metodologias, os inventários precisam ser harmonizados. Outro aspecto importante é a integração do sistema de reporte e registro dos inventários, de modo que sejam compatíveis entre si. Do ponto de vista das empresas e instituições que atuam em diferentes estados, é importante uma porta de entrada única. Ou seja, ao escolher uma metodologia reconhecida pelo Estado para inventariar, verificar e registrar suas

²³ INEA - Instituto Estadual do Ambiente

emissões, esta deve ser reconhecida e estar acessível a todos os outros Estados e à União, evitando retrabalho. Portanto, é de suma importância a definição de critérios mínimos e, se possível, de um padrão único para o inventário de emissões de GEE, incluindo sua verificação e registro.

E de acordo com ALBURQUERQUE (2012), a maior parte das iniciativas estaduais dos governos também não leva em consideração as ações que já são realizadas pelo setor privado. Diversos estados apresentam em suas iniciativas a criação de uma ferramenta de registro público de emissões sem atentar para o fato que parte do setor privado convive, desde 2008, com a já existente e já aderida por diversas empresas, ferramenta de Registro Público de Emissões do Programa Brasileiro *GHG Protocol*.

A iniciativa *GHG Protocol* foi apresentada no Capítulo 0, o Programa Brasileiro *GHG Protocol* tem como objetivo estimular a cultura corporativa para a elaboração e publicação de inventários de emissões de GEE, proporcionando aos participantes acesso a instrumentos e padrões de qualidade internacional. Em 2008, a metodologia *GHG Corporate Standard* foi adaptada ao contexto nacional pelo GVces²⁴ da FGV e pelo WRI em parceria com o MMA, o CEBDS²⁵, o WBSCD e 27 Empresas Fundadoras. Em 2013, 92 empresas participam do programa. As informações geradas nos inventários de GEE podem ser aplicadas nos relatórios e questionários de iniciativas internacionais como *Carbon Disclosure Project (CDP)*²⁶, Índice Bovespa de Sustentabilidade Empresarial (ISE)²⁷ e *Global Reporting Initiative (GRI)*.

O Registro Público de Emissões de Gases de Efeito Estufa, lançado em 2011, é uma plataforma *online* pioneira no Brasil, que auxilia as organizações na produção e

²⁴ GVces - Centro de Estudos em Sustentabilidade e FGV - Fundação Getúlio Vargas

²⁵ CEBDS - Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável. Associação civil, fundada em 1997, que lidera os esforços do setor empresarial para a implementação do desenvolvimento sustentável no Brasil, com efetiva articulação junto aos governos, empresas e sociedade civil. Reunindo os maiores grupos empresariais do país, o CEBDS é o representante no Brasil da rede do WBSCD, que conta com quase 60 conselhos nacionais e regionais em 36 países e de 22 setores industriais, além de 200 grupos empresariais que atuam em todos os continentes.

²⁶ O CDP é uma organização internacional, sem fins lucrativos, que fornece um sistema global para empresas e cidades medirem, divulgarem, gerirem e compartilharem informações ambientais. O sistema mantém a maior coleção mundial de relatórios sobre os riscos relacionados às mudanças climáticas, água e florestas. Através desse sistema global, empresas, investidores e cidades são mais capazes de mitigar riscos, aproveitar as oportunidades e tomar decisões de investimento que contribuam para um mundo mais sustentável.

²⁷ O ISE é uma ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na BM&FBovespa sob o aspecto da sustentabilidade corporativa, baseada em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa. Também amplia o entendimento sobre empresas e grupos comprometidos com a sustentabilidade, diferenciando-os em termos de qualidade, nível de compromisso com o desenvolvimento sustentável, equidade, transparência e prestação de contas, natureza do produto, além do desempenho empresarial nas dimensões econômico-financeira, social, ambiental e de mudanças climáticas.

divulgação de seus inventários de emissões de GEE. Seu objetivo é aumentar a transparência na divulgação dos dados, estabelecer *benchmarks* setoriais e sensibilizar o público para a questão das mudanças climáticas.

O país conta ainda com o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), que corresponde ao conjunto de instituições, regulamentações, sistemas de registro de projetos e centro de negociação em processo de consolidação através da BM&FBOVESPA²⁸. Este mercado visa estimular o desenvolvimento de projetos de redução de emissões e viabilizar negócios no mercado ambiental de forma organizada e transparente. As operações são realizadas por meio de leilões eletrônicos agendados pela BM&FBOVESPA a pedido de entidades públicas ou privadas que desejem ofertar no mercado seus créditos de carbono gerados por projetos de MDL e no âmbito do mercado voluntário.

Embora o MBRE tenha sido até agora restrito a créditos oriundos de projetos MDL, o PNMC permite que o MBRE adquira um escopo mais amplo e também reconhece que os volumes transacionados são títulos mobiliários. Esse reconhecimento contábil é fator importante para o estabelecimento de valor para as transações de mercado, o que, até a PNMC, ainda não tinha amparo legal. O decreto da PNMC permite também que as ações de mitigação propostas nos planos setoriais sejam implementadas também por meio do MDL ou de outros mecanismos no âmbito da Convenção, o que possibilitaria a interligação do mercado brasileiro com mercados regulados pela Convenção (IBP, 2012).

Essas mudanças vão ao encontro à inclusão da técnica de CCS como projeto de MDL, configurando mais um incentivo aos produtores de petróleo para reduzir suas emissões por queima ou *venting* do gás produzido quando este não é aproveitado ou comercializado. No entanto, ressalta-se que para ser considerado um projeto de MDL, a injeção de gás deve ser permanente e não pode ser empregada para a recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery*, EOR).

²⁸ BM&FBOVESPA - Fusão de Bolsa de Mercadorias e Futuros e Bolsa de Valores de São Paulo.

6.1. Panorama da Produção de Óleo e Gás e a Relação com as Emissões de GEE

A descoberta de novas jazidas de petróleo em águas ultraprofundas (profundidade de 1.500 a 3.000 metros) abriu uma nova fronteira para a indústria de petróleo e gás natural no Brasil. A existência da camada Pré-sal estabeleceu um novo posicionamento do país no mercado internacional de petróleo e gás natural, ampliando substancialmente as reservas brasileiras provadas e viabilizando a quase triplicação da produção até 2020. As reservas estimadas de 50 bilhões de barris nas camadas do Pré-sal são suficientes para inserir as reservas brasileiras entre as 10 maiores do mundo. Estima-se que a participação do Pré-sal na produção nacional de petróleo passará de 2% em 2011 para 40,5% em 2020 (IBP, 2012).

Em 2011, o Brasil ocupou a 14ª posição no ranking mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo. Como grande parte das reservas brasileiras de hidrocarbonetos está localizada em campos *offshore*, a maior parte do gás natural produzido no Brasil provém de instalações marítimas. Essa produção vem crescendo sistematicamente, principalmente no que diz respeito ao gás associado. Do total de gás natural produzido em 2011, 73,3% ou 17,7 bilhões m³ eram de gás associado ao petróleo, sendo o Rio de Janeiro o estado com a maior produção. (IBP, 2012).

Em 2011, 7,3% da produção total foram queimados ou perdidos, e 16,8%, reinjetados. Em comparação a 2010, o volume de queimas e perdas caiu 27,4% e o de reinjeção, 7,6% (ANP, 2012).

Em dois anos, apenas com o início da produção de um projeto no Campo de Lula, o volume de óleo produzido nessa região triplicou. Dezenas de projetos estão previstos para o polo Pré-sal da Bacia de Santos nos próximos anos. Atualmente, o Pré-sal é uma realidade, que faz com que o Brasil assuma uma posição estratégica frente à demanda de energia mundial das próximas décadas (PETROBRAS, 2013).

Segundo o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP de janeiro de 2013, a produção do Pré-sal neste mês foi de 264,0 Mbbbl/d de petróleo e 8,9 MMm³/d de gás natural, totalizando 319,7 Mboe/d²⁹. Esta produção foi oriunda de 24 poços. Dos 5 poços que mais produziram nesse mês, 3 são da região do Pré-sal (ANP, 2013).

²⁹ boe: barris de óleo equivalente (1 m³ ~ 6,29 bbl).

Este panorama sugere que o país esteja indo na contramão do combate às mudanças climáticas, no entanto, mesmo que a passos lentos, diversas ações vêm sendo desenvolvidas pelos atores da indústria de petróleo. A seguir serão descritos os itens da regulamentação brasileira específicos para emissões provenientes da produção de óleo e gás e na próxima subseção serão apresentadas as ações empresariais relacionadas.

Em relação às emissões atmosféricas pela exploração e produção de óleo e gás, a regulamentação brasileira conta com a Portaria ANP nº 249 de 2000, que 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.

A cada ano, juntamente com as aprovações dos Programas Anuais de Produção³⁰ dos campos, a ANP aprova os volumes de queimas e perdas de gás natural e define as quantidades que não estarão sujeitas ao pagamento de royalties.

As queimas e as perdas de gás natural são classificadas de acordo com os seguintes motivos: Segurança; Emergência; Limitação operacional; Manutenção programada; Obra em andamento; Baixa produção; Contaminação; Economicidade; Ventilação em tanques e Teste de poço.

De maneira geral, estão dispensadas de prévia autorização, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo, as queimas ou perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% da produção mensal de gás natural associado do campo. Estão dispensadas de prévia autorização de forma cumulativa: queimas durante os testes de poço; queimas por questões de segurança; queimas e perdas devidas à baixa produção; perdas em tanques; além de queimas e perdas por motivos de emergência: paradas de emergência ou descontrole do poço.

Queimas e perdas de petróleo e gás natural sujeitas à prévia autorização se devem aos motivos: limitação operacional; manutenção programada; obras em andamento; contaminação; e economicidade.

O Decreto nº 2.705 de 1998, estabelece que estão excluídas do volume total de produção para efeito de pagamento de royalties as quantidades de gás natural queimadas em *flares*, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais na indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP,

³⁰ Programa em que se discriminam as previsões de produção e movimentação de petróleo, gás natural, água e outros fluidos e resíduos oriundos do processo de produção de cada campo (ANP, 2000).

ou posteriormente aprovada perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após sua ocorrência.

Outra regulamentação específica trata do Projeto de Controle da Poluição (PCP), que consiste em uma das medidas mitigadoras de impactos exigidas como condicionante de licença ambiental de empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás. Trata-se de um conjunto de procedimentos, tanto a bordo, nas unidades marítimas e embarcações inseridas nesses processos de licenciamento, quanto fora dessas unidades e embarcações, de modo a buscar a minimização da poluição advinda: da geração de resíduos a bordo, de sua disposição em terra, do descarte de rejeitos no mar e das emissões atmosféricas. A Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA³¹ n°01/11 (NT 01/2011) apresenta diretrizes para apresentação, implementação e para elaboração de relatórios de PCP, nos processos de licenciamento ambiental destes empreendimentos. Dois objetivos fundamentais do PCP são gerar o mínimo possível de resíduos sólidos, efluentes líquidos e emissões atmosféricas e buscar procedimentos que minimizem a poluição gerada pelas emissões atmosféricas e pelos resíduos sólidos e efluentes líquidos passíveis de descarte no mar.

Em relação à quantificação das emissões atmosféricas, a única exigência da NT 01/2011 é a realização, para cada unidade marítima de perfuração e de produção e escoamento, do inventário semestral de emissões atmosféricas, com base nos diversos tipos de consumo e na geração dos diferentes tipos de gases, obtendo-se os resultados via aplicação de modelos matemáticos reconhecidos. E declara que futuramente será emitida uma nota técnica, no âmbito do licenciamento ambiental, especificamente relacionada às emissões atmosféricas decorrentes da exploração e produção de petróleo e gás.

Quanto à relação entre o PNMC e as atividades petrolíferas, pelas contribuições propostas para cada segmento no cenário nacional das emissões do PNMC, fica evidente que o esforço nacional estará concentrado no controle do desmatamento. Além disso, observa-se que as metas de energia são aquelas contempladas no Plano Decenal de Expansão da Energia – PDE (2011-2020), significando que o esforço nesse setor já está incorporado à expansão da oferta prevista (IBP, 2012). Portanto, a PNMC não exerce muita pressão sobre a indústria do petróleo, compreendida no setor de energia.

³¹ CGPEG – Coordenação Geral de Petróleo e Gás; DILIC – Diretoria de Licenciamento Ambiental; IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.

O estudo de GGFR (2004 *apud* GONIN, 2012) investigou o papel da regulação na queima de gás no *flare* e *venting* em 44 países produtores de gás. Constatou-se que a maioria do grupo dos países em desenvolvimento não têm eficazes regulamentos de queima e da ventilação. E em muitos desses países, as instituições possuem recursos insuficientes e responsabilidades que se sobrepõem, e as empresas que deveriam ser reguladas muitas vezes são as próprias responsáveis por funções de regulação. É o caso da regulamentação brasileira.

Como pôde ser observado, a regulamentação brasileira relacionada às emissões beira a negligência em contraste com o que seria esperado frente à produção nacional de petróleo *versus* a importância do combate às mudanças climáticas. Neste sentido, as ações empresariais acabam por ser mais focadas na imagem das empresas frente aos *stakeholders* e sociedade, uma vez que a regulamentação não exige grandes medidas de sua parte.

6.2. Iniciativas de empresas de produção de petróleo brasileiras

Nesta subseção serão apresentadas iniciativas das principais empresas brasileiras de produção de óleo e gás focadas na contabilização e redução das emissões de suas atividades.

Dentre as empresas de petróleo brasileiras, apenas a Petrobras faz parte do Programa Brasileiro *GHG Protocol*, somente a Petrobras e Queiroz Galvão possuem relatórios segundo as diretrizes do *Global Reporting Initiative* (GRI) e nenhuma participou do ISE nos últimos anos. Exclusivamente a OGX aderiu recentemente ao índice ICO² da BM&FBOVESPA³².

Em seu relatório de sustentabilidade nos padrões *Global Reporting Initiative* (GRI), em que também apresenta o progresso em relação ao Pacto Global³³, a Petrobras declara

³² A BM&FBovespa e BNDES criaram o ICO², um indicador composto pelas ações das companhias que aceitaram adotar práticas transparentes com relação às suas emissões de GEE. O índice leva em consideração o grau de eficiência de emissões de GEE das empresas.

³³ O Pacto Global é uma iniciativa proposta pela UN para encorajar empresas a adotar políticas de responsabilidade social corporativa e sustentabilidade. O Pacto Global e a *Global Reporting Initiative* (GRI) têm papéis complementares na promoção de responsabilidade organizacional e no desempenho de sustentabilidade. O Pacto Global catalisa liderança e inovação na tradução de compromissos chaves de responsabilidade social corporativa em visão e ação organizacionais. Os princípios universais nos quais o Pacto Global se baseia são um ponto central de referência nas diretrizes GRI. Portanto, a GRI recomendaria o uso do Pacto Global como um meio prático de implementar tais princípios e, por sua vez a GRI providencia um meio de mensurar o progresso numa base contínua e de relatar o progresso.

as metas voluntárias para 2015, em relação a 2009, visando reduzir a intensidade das emissões de GEE e melhorar o aproveitamento energético em seus processos. Dentre as metas encontram-se a de reduzir em 65% a intensidade da queima de gás natural em *flares* nas operações de exploração e produção e de reduzir em 15% a intensidade de emissões de GEE nas operações de exploração e produção. O Plano de Negócios 2011-2015 da empresa prevê um investimento de US\$ 1,2 bilhão para viabilizar os compromissos voluntários de aumento da eficiência energética e redução da intensidade de emissões de GEE no período, contribuindo para alcançar as metas estabelecidas.

Um dos programas desenvolvidos pelo CENPES³⁴ é o Programa Tecnológico de Gerenciamento do CO₂ no Desenvolvimento do Pré-Sal (ProCO₂), criado em 2009 para desenvolver e implementar tecnologias que viabilizem a captura, o transporte, o armazenamento e o aproveitamento do CO₂ que será produzido de forma associada ao gás natural nos campos do Pré-Sal. Em 2006, foi criada a Rede Temática de Captura e Armazenamento de Carbono e Mudanças Climáticas, formada por 14 instituições científicas e tecnológicas, com o objetivo de capacitar e criar infraestrutura no País para o desenvolvimento de tecnologias de captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂ (CCS) (PETROBRAS, 2011).

Desde 2002, a Petrobras possui um Sistema de Gestão de Emissões Atmosféricas (SIGEA), que realiza o inventário por fontes de emissões, tanto de GEE como de poluentes regulados. Seus resultados são submetidos periodicamente à verificação por terceira parte, segundo a norma ISO 14064. Do total de fontes inventariadas, aproximadamente 9 mil são emissoras de GEE. A companhia divulga voluntariamente seu inventário de emissões atmosféricas, tanto em publicações próprias quanto por meio da participação em iniciativas como o Programa Brasileiro *GHG Protocol*, do qual é membro fundador, e o *Carbon Disclosure Project* (CDP) (PETROBRAS). A **Figura 7** apresenta as metodologias utilizadas para estimar as emissões em todos os segmentos da empresa.

³⁴ CENPES - Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello

FORTE DE EMISSÃO	POLUENTES	METODOLOGIA DE CÁLCULO FATOR DE EMISSÃO
EMISSIONES DIRETAS		
QUEIMA DE COMBUSTÍVEIS	CO ₂ , SO ₂	Balanco de Massa
	CH ₄ , N ₂ O, MP	Fator de Emissao
	NO _x	Fator de Emissao (*)
TOCHAS (FLARING)	CO ₂	Balanco de Massa com Eficiencia de Destruicao de Hidrocarbonetos Fator de Emissao (**)
	SO ₂	Balanco de Massa
	CH ₄	Balanco de Massa
	N ₂ O, MP	Fatores de Emissao
	NO _x	Fator de Emissao
EMISSIONES FUGITIVAS	CH ₄	Balanco de Massa e Fatores de Emissao
EMISSIONES EVAPORATIVAS	CH ₄	Balanco de Massa e Fatores de Emissao
PROCESSOS	CO ₂	Balanco de Massa
	SO ₂	Fator de Emissao
	CH ₄ , N ₂ O, MP	Fatores de Emissao
	NO _x	Fatores de Emissao (*)
EMISSIONES INDIRETAS (IMPORTAÇÃO DE ENERGIA)		
INDIRETAS	CO ₂	Fatores de emissao e porcentagem de energia comprada
	CH ₄	proveniente de termoelétricas de acordo com o Balanco Nacional

(*) – Fator de emissao elaborado a partir de caracteristicas especificas dos processos da Petrobras.
(**) – Fator utilizado para estimar as emissoes das tochas das unidades de refino localizadas no Brasil.

Figura 7: Especificações metodológicas do SIGEA.

Fonte: PETROBRAS - Gestão de Emissões Atmosféricas 2002-2004, Relatório de Desempenho.

A OGX é a única empresa brasileira de petróleo participante do índice ICO². No entanto, a empresa ainda não possui divulgados seu relatório de sustentabilidade e inventário de emissões de acordo com protocolos reconhecidos internacionalmente. O Grupo EBX realizou ao longo de 2011 um estudo interno visando a análise de lacunas para relato em sustentabilidade segundo o padrão da *Global Reporting Initiative* (GRI). O trabalho também contemplou as ações visando a adesão às iniciativas do Pacto Global. Concluiu-se que o Relatório de Sustentabilidade nos moldes do GRI deverá ser publicado em 2013.

Adicionalmente, o Projeto Compensação de Emissões de Gases de Efeito Estufa, que busca contribuir para a mitigação da mudança do clima, faz da OGX a primeira empresa de exploração e produção de óleo e gás nacional a compensar suas emissões atmosféricas. O objetivo é compensar parcialmente os GEE emitidos no Teste de Longa Duração (TLD) e Desenvolvimento da Produção de Waimea, na Bacia de Campos. A OGX compra créditos de carbono do Projeto de Geração de Eletricidade a Biomassa, que usa resíduos oriundos do cultivo de arroz, antes dispostos em aterros sanitários, para gerar energia elétrica (OGX, 2013).

Em seu relatório de sustentabilidade de 2011, que adota as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI), a Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP) declara que firma a adesão ao Pacto Global e, em 2012, pretende implementar os dez princípios do Pacto. Em 2011, foram monitoradas as emissões de CO₂ provenientes das atividades de perfuração do bloco BM-J-2, de viagens de negócios e de compra de eletricidade para os escritórios do Rio de Janeiro e de Salvador. Os 141 dias de operação do bloco BM-J-2 representam 99% das emissões de CO₂ da QGEP em 2011. Para o ano de 2012, as metas são consolidar o processo de estimativa de emissões e participar de iniciativas de relato de emissões como o *Carbon Disclosure Project* (CDP) (QGEP, 2011). No entanto, a empresa ainda não publicou inventários de emissão segundo protocolos aceitos internacionalmente.

A HRT publicará o Relatório Anual 2011, que compreenderá todas as iniciativas relacionadas ao desempenho operacional, financeiro, de recursos humanos e gestão socioambiental implementadas durante este período. O conteúdo do relatório observa os princípios estabelecidos pelo Pacto Global, do qual é signatária ainda sem comunicações, e os indicadores definidos pelo Instituto Ethos, de forma a preparar a companhia futuramente para um relatório de sustentabilidade baseado nos indicadores da *Global Reporting Initiative* (GRI) (HRT, 2012).

Apesar de cumprir com as exigências da regulamentação brasileira quanto às emissões atmosféricas de GEE, a Odebrecht Óleo e Gás até o momento não possui divulgados o relatório de sustentabilidade ou o inventário de emissões de acordo com protocolos reconhecidos internacionalmente.

7. Emissões de GEE na Produção de Óleo e Gás

Depois de demonstrada a importância da elaboração de inventários de emissão e da compreensão que as metodologias utilizadas desempenham papel fundamental na sua credibilidade, o presente capítulo trata da produção de óleo e gás, apresentando os principais gases e fontes de emissão para que no capítulo seguinte as metodologias sejam apresentadas.

7.1. Produção de Óleo e Gás

Para compreender como a produção de óleo e gás ocorre, é preciso explicar brevemente a origem do petróleo e de que maneira ele está presente na natureza para que o homem possa extraí-lo.

7.1.1. Origem do Petróleo

O petróleo, conforme a teoria da origem orgânica, é formado pela decomposição de grandes quantidades de material vegetal e animal que, sob ação da pressão e calor, gera misturas de compostos constituídos majoritariamente por moléculas de carbono e hidrogênio – os hidrocarbonetos (PETROBRAS, 2007).

Geralmente, o petróleo depois de formado não se acumula na rocha na qual foi gerado (rocha geradora ou matriz), e migra sob ação de pressões do subsolo, até encontrar uma rocha porosa, que, se cercada por uma rocha impermeável - rocha selante ou rocha capeadora, aprisiona o petróleo em seu interior. É a partir deste reservatório que o petróleo é extraído, caso as condições de porosidade da rocha e a quantidade acumulada de material formem uma jazida comercial (PETROBRAS, 2007).

Dependendo da pressão e do local em que se encontra o petróleo acumulado, é comum encontrar uma capa de gás natural ocupando as partes mais altas do interior do reservatório, e o óleo e a água salgada ocupando as parte mais baixas (**Figura 8**) (PETROBRAS, 2007).

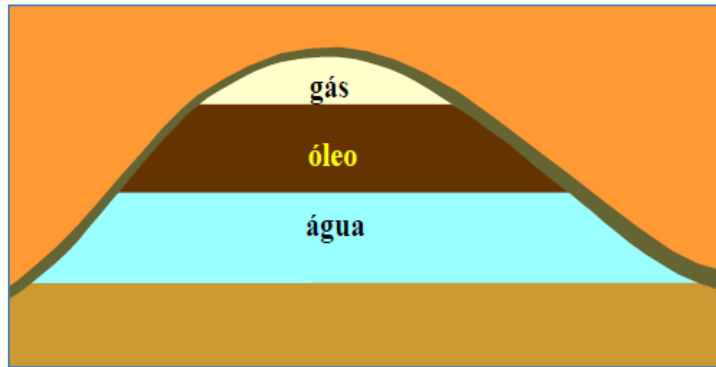


Figura 8: Representação ilustrativa de um reservatório de petróleo
Fonte: PETROBRAS, 2007

Por conta desta configuração no reservatório e das condições necessárias para a produção, não apenas petróleo e gás são produzidos, mas também água e sedimentos (areia e outras impurezas sólidas em suspensão, como material de corrosão, produtos de incrustação, por exemplo) em quantidades variadas. Além destes, deve-se considerar que outros compostos não hidrocarbônicos também podem estar presentes no sistema, como os contaminantes CO_2 e H_2S , quer na fase gasosa ou mesmo arrastados/dissolvidos na fase líquida (PETROBRAS, 2007).

7.1.2. Exploração e Produção de Petróleo

Após enorme desenvolvimento tecnológico, o homem passou a ser capaz de localizar a presença dos reservatórios de petróleo e de começar a produzir o hidrocarboneto. No Brasil, a Lei 9.478/97 estabelece que o Contrato de Concessão dos blocos de petróleo deva prever duas fases: exploração e produção (ANP, 2012).

A atividade exploratória consiste na aquisição de dados, obtidos através de pesquisas nas bacias sedimentares, por concessionários, Empresas de Aquisição de Dados (EAD), instituições acadêmicas ou pela própria ANP. Os métodos sísmicos utilizados nas atividades *offshore* consistem em métodos geofísicos de reflexão e/ou refração de ondas (ANP, 2012). Nessa mesma fase são realizadas as atividades de perfuração e testes de formação para avaliar se a área oferece viabilidade econômica para ser produzida.

Um poço que se comprove economicamente viável pode, então, ser completado e posto em produção. Diversas atividades estão envolvidas na produção, como a separação, tratamento e armazenagem, liberação, aproveitamento energético ou descarte das correntes de óleo, gás e água.

A fase de produção se inicia justamente quando o concessionário declara uma descoberta como comercial e inclui também as atividades de desenvolvimento. Essas atividades se destinam a instalar equipamentos e sistemas que tornam possível a produção de um campo de petróleo e/ou gás natural. A última etapa da operação de campos de produção é a desativação das instalações e a devolução da área de concessão (ANP, 2012).

A chamada província do Pré-sal, está localizada nas Bacias de Santos e Campos, se estendendo do litoral de Santa Catarina até o litoral do Espírito Santo, possui cerca 800 km de extensão e 200 km de largura, em lâminas d'água variáveis entre 2 a 3 mil metros (PETROBRAS, 2013). A **Figura 9** mostra que a cama de sal tem profundidade que varia ao longo da área.

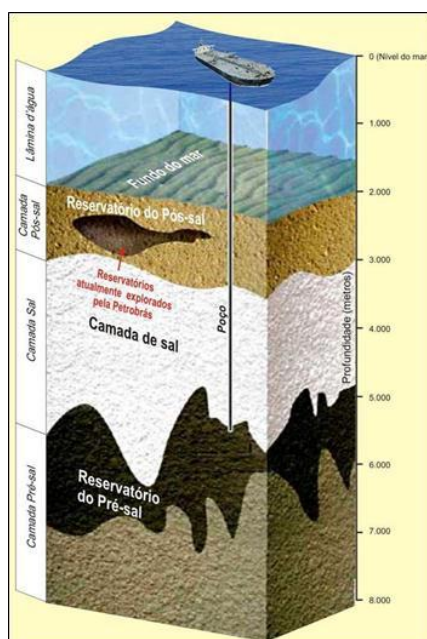


Figura 9: Reservatório do Pré-sal.
Fonte: PETROBRAS, 2013

7.2. Fontes de Emissão

Como dito anteriormente, a exploração envolve principalmente levantamentos geológicos, geofísicos e testes, seguido de perfuração exploratória em áreas prováveis. Durante o período de exploração, as principais fontes de emissão são os gases de escape de motores combustão interna usados em operações de perfuração, *venting* ou queima do gás associado no teste de poço ou na completação (API, 2009).

Durante a produção, a separação óleo/ gás e as operações de tratamento de gás podem resultar em emissões de CH₄ por *venting* em tanques, desidratadores, unidades de amina e dispositivos pneumáticos. Emissões fugitivas de equipamentos também podem ser uma fonte de emissões do metano. O gás produzido pode ser recolhido para o processamento (desidratação e/ ou dessulfurização), reinjetado ou queimado no *flare* (ou tocha). A queima do gás produzido pode ocorrer em situações de emergência, quando não há nenhuma infraestrutura para processar o gás, ou quando os volumes de gás produzidos são muito baixos para viabilizar economicamente seu tratamento para comercialização.

A queima do gás natural produzido em tochas (*flares*) é a fonte mais significativa de emissões atmosféricas, quando não há infraestrutura ou mercado disponível para o gás. Entretanto, sempre que viável, o gás é processado e distribuído, e, desta forma, através de um desenvolvimento integrado, e da provisão de mercados, a necessidade de queima é significativamente reduzida (MARIANO, 2007).

Progressivamente, a queima do gás natural em *flares* tem sido reduzida em todo o mundo, especialmente em decorrência da legislação. Isso se deve também ao fato da construção de gasodutos e da utilização do gás para reinjeção. Espera-se que nos novos desenvolvimentos, o gás somente seja queimado em *flares* em razão de necessidade de alívio da pressão dos poços (operação de segurança), pois as rotinas de queima zero são atualmente já consideradas como metas realistas de projeto para os programas de desenvolvimento planejados (CARVALHO, 2008).

Técnicas de Recuperação Avançada de Petróleo (*enhanced oil recovery*, EOR), que consistem na injeção de CO₂ na formação para aumentar a produção de óleo, podem gerar emissões de equipamento, de processo e fugitivas de CO₂ significativamente maiores que as de CH₄ (API, 2009).

Além das fontes citadas, a própria cabeça de poço pode ser uma fonte de CH₄ e CO₂, através da liberação do gás pela cabeça do *casing* (revestimento).

O N₂O pode ser formado na combustão pelas reações entre nitrogênio e oxigênio. A quantidade de N₂O formado depende do tipo de combustível e dos processos de controle da poluição utilizados. Dependendo do tipo de instalação e de como sua energia é gerada (compressores ou plantas de aproveitamento de gás), as emissões de N₂O podem superar 2% do total de emissões em CO₂ equivalente (API, 2009).

Os gases HFC, PFC e SF₆, embora em pequena quantidade, também podem ser emitidos. HFCs são cada vez mais utilizados em sistemas de refrigeração. HFCs e PFCs podem ser usados como solventes, e os PFC são utilizados em alguns sistemas de combate a incêndios. O SF₆ é usado em equipamentos de alta tensão elétrica, e às vezes usado como um marcador para detectar vazamentos nos gasodutos. Uma vez que nenhuma destas atividades são partes essenciais da indústria do petróleo, é esperado que as emissões totais destes gases sejam insignificantes (IPIECA, 2011).

Operações de produção *offshore* de óleo e de gás natural são semelhantes às operações *onshore*. As configurações de equipamentos e processos são normalmente os mesmos, porém, emissões de CH₄ por *venting* e fugitivas são geralmente menores em operações *offshore* devido à menor disponibilidade de espaço em plataformas e maior ênfase em segurança e prevenção de risco e perdas (API, 2009).

As fontes de emissões típicas de GEE na produção de óleo e gás podem ser divididas em quatro grandes grupos:

- Fontes de Combustão (estacionárias ou móveis);
- Fontes de Emissões de Processo ou *Venting*;
- Fontes de Emissões Fugitivas;
- Fontes Indiretas.

A classificação das fontes pode variar de acordo com a abordagem do inventário. Para o IPCC, por exemplo, o termo emissões fugitivas se aplica a todas estas fontes excetuando-se basicamente as de combustão e indiretas. A seguir as fontes mais significativas de cada grupo serão apresentadas.

7.2.1. Fontes de Combustão

As fontes de combustão são aquelas que emitem gases devido à utilização de combustíveis contendo carbono. A oxidação do carbono leva à formação de CO₂, no caso de a combustão ser incompleta, pode haver liberação de metano. Já o N₂O pode ser formado durante a combustão através de reações entre o nitrogênio presente no combustível e o oxigênio. Para essas fontes, emissões de CO₂ são muito mais significativas que as de CH₄ e N₂O.

Uma das principais fontes de emissão é o *flare*. Esses equipamentos podem ser usados para controlar as emissões de tanques de armazenamento, de operações de carga, de unidades de desidratação a glicol, do sistema de coleta de *venting*, etc. Geralmente operam continuamente, no entanto, alguns são usados apenas quando há problemas nas operações (MMS, 2007).

7.2.2. Fontes de Emissões de Processo ou *Venting*

Venting (ou ventilação) é a liberação controlada de gases não queimados direto para atmosfera. As instalações de produção, muitas vezes descarregam os poluentes para a atmosfera através dos *vents* (gases liberados). As descargas podem ser devido a lançamentos de rotina ou de emergência, provenientes de diversos fluxos de gases de escape de diferentes fontes (MMS, 2007).

Focos de *venting* na produção são as cabeças de poços, cujo gás do reservatório acaba por sair através do anelar da haste de extração. Em geral este gás é emitido diretamente para a atmosfera. Outra fonte importante é o denominado *gas-blanket*, utilizado em tanques de armazenamento para evitar vácuo ou deixar os vapores gerados abaixo do limite de inflamabilidade.

As emissões de processo são uma subcategoria de *venting*, suas emissões ocorrem como resultado de algum tipo de transformação química ou etapa de processo (API, 2009).

Por se tratarem de gases que não sofreram combustão, as emissões de CH₄ por *venting* são mais significativas que as de CO₂, que possuem maior participação apenas em correntes de gás ricas em CO₂.

7.2.3. Fontes de Emissões Fugitivas

Emissões fugitivas são liberações não intencionais a partir de componentes da tubulação e vazamentos de equipamentos como flanges, conectores, bombas, selos, aquecedores, além de emissões provenientes do tratamento de água de produção. As emissões fugitivas são geralmente emissões de baixo volume de fluidos de processo de superfícies impermeáveis, resultantes do desgaste de juntas, selos e superfícies rotativas ao longo do tempo. Emissões fugitivas incluem fontes difusas de evaporação, como o tratamento de águas residuais (API, 2009).

7.2.4. Fontes Indiretas

Emissões indiretas são emissões decorrentes das atividades da empresa que está reportando as emissões, mas que resultam de fontes controladas por outra parte (IPIECA, 2003). Por exemplo, emissões geradas a partir da energia importada ou adquirida através de combustíveis contendo hidrocarbonetos.

Cabe observar as emissões de certos equipamentos podem se enquadrar em mais de um desses grupos. Os compressores, por exemplo, geram emissões fugitivas quando pressurizados, *venting* quando despressurizados para manutenção e emissões de combustão em operação normal. Portanto, as estimativas de emissões para esses equipamentos precisam considerar os diversos tipos de emissões, deve-se ter cuidado para evitar a dupla contagem.

Os principais equipamentos e processos geradores de GEE são apresentados no **Quadro 1**. As descrições dos equipamentos estão apresentadas no Anexo I.

Quadro 1: Principais equipamentos por grupo de emissões.

Categoria	Principais fontes	Principais GEE
Emissões Diretas		
Fontes de Combustão		
Estacionárias	Caldeiras, compressores, motores de combustão interna, turbinas, refeedores da desidratação, equipamento de combate a incêndio, <i>flares</i>	CO ₂ , N ₂ O, CH ₄
Móveis	Embarcações, navios, aviões, helicópteros, empilhadeiras	CO ₂ , N ₂ O, CH ₄
Emissões de Processo e Venting		
Emissões de Processo	Desidratadores a glicol, bombas de glicol assistidas a gás, desidratadores dessecantes, processo de remoção de gases ácidos	CH ₄ , CO ₂ ³⁵
Outras Emissões por Venting	Tanques de armazenamento de petróleo bruto, condensado e gás natural, tanques de <i>gas-blanket</i> e produtos químicos, bombas pneumáticas a gás, amostradores de gás, bombas de injeção de produtos químicos, perfuração exploratória (testes e completação)	CH ₄ , CO ₂ ³⁶
Manutenção	Manutenção de poços, depressurização de vasos, partida (<i>startup</i>) de compressores, amostragem de gás e <i>blowdown</i> de vasos e compressores, manutenção de bombas de óleo	CH ₄ , CO ₂ ¹¹
Atividades Não Rotineiras	Emissões por válvulas de alívio de pressão (PRVs), válvulas reguladoras de pressão (PCVs) e aparelhos de desligamento de emergência	CH ₄ , CO ₂ ¹¹
Fontes Fugitivas		
Emissões Fugitivas	Válvulas, flanges, conectores, bombas, vazamentos da selagem do compressor, aquecedores Cata-dyne	CH ₄ , CO ₂ ¹¹
Outras Fontes Não Pontuais	Tratamento de água de produção	CO ₂ , CH ₄
Emissões Indiretas		
Eletricidade	Geração de energia fora da instalação	CO ₂ , N ₂ O, CH ₄
Vapor/Aquecimento	Geração de água quente e vapor fora da instalação para aquecimento	CO ₂ , N ₂ O, CH ₄
Refrigeração	Pressurização de gás fora da instalação para refrigeração	CO ₂ , N ₂ O, CH ₄

Fonte: Adaptado de API, 2009.

³⁵ Emissões de CO₂ apenas para processos de dessulfurização do gás.

³⁶ Abordagem estimativa das emissões é fornecida, mas apenas aplicável para correntes ricas em CO₂.

Em relação à contribuição das emissões de GEE, as principais fontes de emissão são o *flare*, emissões por *venting*, operações de motores e turbinas, processamento de fluidos e emissões fugitivas. O relatório sobre indicadores de desempenho ambiental da OGP, em que são compilados dados de emissão de 2005 até 2011, apresenta que 51% das emissões de GEE reportadas são geradas pelo uso de energia (dos quais 95% correspondem à combustão na instalação), 35% pela queima de gás no *flare*, 10% por *venting* e apenas 4% por emissões fugitivas (**Figura 10**) (OGP, 2012).

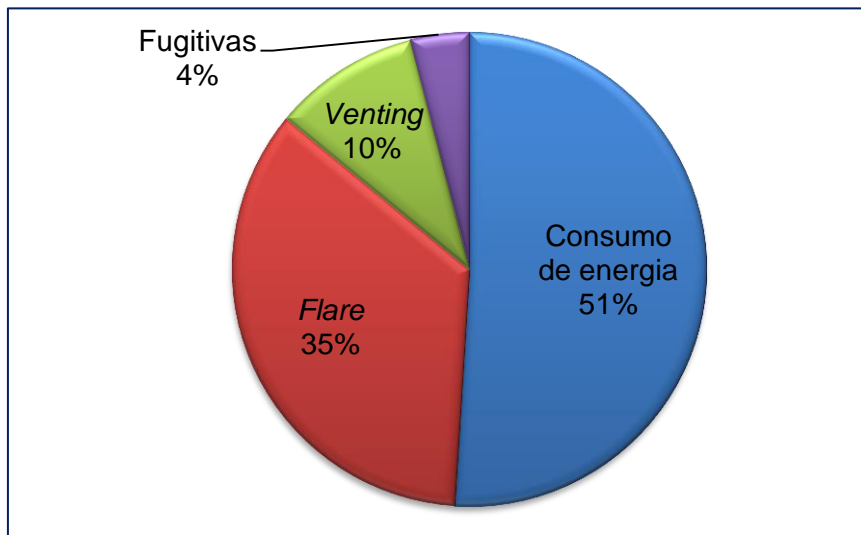


Figura 10: Emissões de GEE por fonte.
Fonte: Adaptado de OGP (2012).

Considerando que as fontes de emissão por fontes de combustão estacionárias e as por *venting* são as mais significativas na produção de óleo e gás, serão apresentadas metodologias para as estimativas de emissão dessas fontes no Capítulo 8.

8. Metodologias para Estimativa de Emissões de GEE

Neste capítulo serão apresentadas metodologias para estimativa de emissões de GEE para as fontes citadas no Capítulo 0. Este capítulo baseia-se na publicação *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry* do instituto americano de petróleo, API, de 2009 (API, 2009) e outras fontes de referência serão citadas quando cabível.

Como discutido nos capítulos anteriores, a padronização das estimativas de emissões é um fator fundamental para garantir sua confiabilidade e comparabilidade com outros estudos, além de permitir tomadas de decisões pelas partes interessadas. O objetivo geral do API (2009) é promover o uso de metodologias consistentes e padronizadas para estimar as emissões de GEE de operações da indústria de óleo e gás natural, consiste na compilação de metodologias para estimativa de emissões de GEE comumente usadas e reconhecidas na indústria do petróleo.

A escolha da metodologia a ser abordada depende extremamente, além do objetivo do inventário, dos dados existentes para as atividades da empresa ou instalação. Portanto, quando mais de uma metodologia estiver disponível para a estimativa de emissões por uma fonte, será feita uma comparação destas, procurando sugerir qual a mais indicada levando em conta a precisão dos resultados e os dados disponíveis.

Por exemplo, a utilização de fatores de emissão associados à determinação das perdas fugitivas ou por *venting* de CH₄ é considerada uma metodologia de baixa acurácia. Estes tipos de perdas dependem da condição do equipamento na instalação (em função da idade, manutenção, etc.) e os procedimentos de operação (por exemplo, se o *venting* é evitado nas operações rotineiras). O emprego dos fatores de emissão para perdas fugitivas e por *venting* pode levar a erros de até 50% em relação à realização de monitoramento local com equipamentos de detecção de perda de gás (CAPP 2003).

O **Quadro 2** apresenta os tipos de abordagens de acordo com as informações disponíveis e considerações sobre as vantagens e desvantagens em aplicá-las.

Quadro 2: Abordagens de Estimacão de Emissões.

Tipos de Abordagens	Considerações Gerais
Fatores de Emissão Publicados	<ul style="list-style-type: none"> • Corresponde a operações ou condições corriqueiras; • Fáceis de aplicar; • Requer compreensão e aplicação adequadas das unidades de medida e condições padrão consideradas; • Acurácia depende da representatividade do fator em relação à fonte de emissão considerada no inventário; • Acurácia pode variar para diferentes GEE (CO₂, CH₄ e N₂O).
Fatores de Emissão do Fabricante do Equipamento	<ul style="list-style-type: none"> • Adaptado a parâmetros específicos do equipamento; • Acurácia depende da representatividade das condições de teste em relação práticas de operação e condições consideradas inventário; • Acurácia depende da adesão a inspeção, manutenção e procedimentos de calibração sugeridos pelo fabricante; • Acurácia depende do ajuste para a composição do combustível sendo utilizado; • Adição de novos equipamentos de controle, por exemplo, pode alterar os fatores de emissão do fabricante.
Estimativas de Engenharia	<ul style="list-style-type: none"> • Acurácia depende de simplificações utilizadas nos métodos de estimativa; • Pode exigir dados mais detalhados.
Simulação de processos ou outra modelagem computacional	<ul style="list-style-type: none"> • Acurácia depende de simplificações utilizadas na modelagem dos métodos computacionais; • Pode exigir dados de entrada detalhados para caracterizar adequadamente as condições do processo; • Pode não ser representativo para emissões que sejam decorrentes de operações fora do intervalo das condições simuladas.
Monitoramento de condições variadas para estimar fatores de emissão	<ul style="list-style-type: none"> • Acurácia depende da representatividade das condições/ parâmetros operacionais e ambientais monitorados em relação a fontes de emissão consideradas no inventário; • Deve-se tomar cuidado ao realizar correções para representar condições padrão de funcionamento; • Custos de aquisição, operação e manutenção devem ser considerados em relação aos equipamentos de monitoramento.
Acompanhamento periódico ou contínuo de parâmetros ou emissões para a estimativa direto das emissões	<ul style="list-style-type: none"> • Relaciona-se a condições operacionais e fontes específicas; • Pode fornecer alta confiabilidade se a frequência de monitoramento for compatível com a variação temporal dos parâmetros de atividade; • Não há instrumentação disponível para todos os GEE ou aplicáveis a todas as fontes; • Custos de aquisição operação e manutenção devem ser considerados para equipamentos de monitoramento.

Fonte: Adaptado de API (2009).

A seguir serão apresentadas as metodologias para cada uma das fontes identificadas como emissoras de GEE no Capítulo 0. Em um inventário, após o estimativa de emissões para cada uma das fontes, por tipo de GEE, o total de emissões gerados por uma atividade consistirá na soma de todas as emissões em termos de CO_{2eq}.

8.1. Fontes de Combustão

Considerando que as emissões a partir de fontes de combustão compreendem grande parte de um inventário de GEE, é importante compreender a exatidão dos dados utilizados nos estimativas.

Por exemplo, os dados de medição de combustível podem ser obtidos a partir de medidores de vazão, cuja precisão pode ser afetada por calibrações, inspeção e manutenção. A composição do combustível pode variar ao longo do tempo, para as emissões calculadas utilizando o teor de carbono pode ou não ser representativa, dependendo da frequência de amostragem dos dados e da variabilidade da composição do combustível (API, 2009).

Cabe ressaltar que os fatores de emissão de CO₂ refletem o conteúdo de carbono total do combustível menos qualquer fração não oxidada de carbono retida nas cinzas, particulados ou fuligem. Considerando que essa fração geralmente é pequena, as diretrizes do IPCC (2006) assumem a completa oxidação do carbono contido no combustível, na ausência de dados de medição específicos. Esta abordagem é comumente adotada pela indústria e aplica-se a maior parte das fontes de combustão, exceto *flares*.

O estimativa das emissões deve ser realizado para cada tipo de GEE por fonte de combustão (equipamento ou processo), considerando cada combustível que foi utilizado. Posteriormente, o total emitido por fontes de combustão é calculado somando-se o resultado de cada um desses estimativas.

Deve-se tomar cuidado para evitar duplas contagens ou subestimação de emissões. Os medidores de combustível devem estar devidamente associados a cada uma das fontes para as quais as emissões estão sendo estimadas, e o consumo de combustível deve ser contabilizado para todas as fontes (API, 2009).

8.1.1. Fontes de combustão estacionárias, exceto *flares*

API (2009) indica quatro metodologias para o estimativa de emissões de CO₂ para fontes de combustão estacionárias que serão apresentadas a seguir, excetuando-se os *flares*, cuja combustão não é considerada completa. Para as estimativas de emissões de CH₄ e N₂O, são utilizados fatores de emissão fornecidos pelo fabricante, específicos por equipamento, ou publicados, baseados no tipo de combustível.

8.1.1.1. Estimativa de emissões de CO₂ considerando volume consumido e conteúdo de carbono do combustível

Esta metodologia considera o volume consumido em cada equipamento de combustão pelo período em que esteve em funcionamento e todos os compostos contendo carbono no combustível utilizado que foram oxidados a CO₂. A equação para se encontrar a quantidade de emissões deste gás muda ligeiramente dependendo do estado do combustível utilizado:

$$E_{CO_2} = FC \times \frac{1}{\text{conversão de volume molar}} \times MW_{\text{mistura}} \times W_{t\%C} \times \frac{44}{12} \text{ (combustíveis gasosos)}$$

$$E_{CO_2} = FC \times D \times W_{t\%C} \times \frac{44}{12} \text{ (combustíveis líquidos)}$$

$$E_{CO_2} = FC \times W_{t\%C} \times \frac{44}{12} \text{ (combustíveis sólidos)}$$

Os termos representam as informações sobre dados do consumo de combustível (fator de atividade) e conteúdo de carbono, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação, porém, as conversões de unidades não estão explícitas.

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- FC = Consumo de combustível (m³/ano para gasosos ou líquidos e kg/ano para sólidos);
- $\frac{1}{\text{conversão de volume molar}}$ = termo referente à conversão de volume molar para massa (= 23.685 cm³/mol), no caso de combustíveis gasosos;
- MW_{mistura} = Massa molar da mistura (combustível), no caso de combustíveis gasosos (g/mol);
- D = Densidade do combustível, no caso de combustíveis líquidos (kg/m³);
- $W_{t\%C}$ = Conteúdo de carbono no combustível (em % de massa);
- $\frac{44}{12}$ = Conversão estequiométrica de C para CO₂.

Caso o conteúdo de carbono utilizado não seja conhecido, podem-se adotar valores padrões, como os fornecidos nas publicações *Engineering Data Book, Volume II* (GPSA, 1987 *apud* API, 2009), *Documentation for Emissions of Greenhouse Gases in the United States 2006* (EIA, 2008), *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2007* (EPA, 2009) e *North American Combustion Handbook, Volume I: Combustion Fuels, Stoichiometry, Heat transfer, Fluid Flow* (NORTH AMERICAN MFG, 2009).

O consumo de combustível (FC) não se resume apenas ao volume de combustível disponibilizado para a queima, para sua estimativa são necessários os seguintes dados:

- **Potência do equipamento (P_{output} , W)** – A utilização da potência real dará um resultado mais preciso. No entanto, a potência fornecida pelo fabricante pode ser usada para estimar o consumo de combustível, uma simplificação que irá superestimar as emissões (API, 2009). Em relação este termo, um fator de carregamento pode ainda ser aplicado à potência, quando o equipamento não estiver sendo utilizado em sua capacidade total.
- **Horas de funcionamento (H , h/ano)** – Total de horas em que o equipamento esteve em funcionamento durante um ano (ou pelo período em que se quer calcular as emissões), desconsiderando os períodos em que esteve parado ou em manutenção.
- **Eficiência térmica do equipamento (ϵ , J_{input}/J_{output})**– Fornecida em termos de entrada de calor por produção de energia. Os fabricantes de equipamentos podem especificar um fator de conversão entre potência e consumo de energia. Caso estas informações não estejam disponíveis, as eficiências de equipamentos de combustão mais comuns podem ser encontradas em publicações como *Assumptions to the Annual Energy Outlook* (EIA, 2008), *Guidance for Emissions Inventory Development, Volume VIII: Estimating Greenhouse Gas Emissions* (EIPa, 1999), *Compilation of Air Pollutant Emission Factors e Supplements A, B, e C, AP-42* (EPA, 1995 e 1996).
- **Poder calorífico do combustível (HV , J_{input}/m^3)** – As reações químicas da combustão liberam calor, estas reações são denominadas exotérmicas. Cada combustível ao ser queimado é capaz de liberar uma determinada quantidade de calor. Essas quantidades de calor são medidas em aparelhos chamados calorímetros e são específicas para cada combustível. Define-se poder calorífico como a quantidade de calor produzida pela queima total de uma unidade de combustível (J_{input}/m^3 , por exemplo). O poder calorífico superior (HHV) é o calor liberado pela combustão da unidade de massa do combustível a volume constante, estando a água formada pela combustão, no estado líquido. No poder calorífico inferior a água formada permanece no estado gasoso, logo, seu calor latente fica excluído do calor gerado na combustão (ARAÚJO, 2012).

É importante utilizar o mesmo poder calorífico (HHV ou LHV), tanto para a eficiência térmica e propriedades do combustível (API, 2009). Segundo o IPCC (2006), o LHV é 5% menor que o HHV para óleos e 10% menor para gás natural.

A partir desses dados, o consumo de combustível (FC) pode ser calculado através da relação:

$$FC = P_{output} \times H \times \epsilon \times \frac{1}{HV}$$

O conteúdo de carbono ($W_{t\%C}$) é utilizado em termos da massa total de carbono de cada um dos compostos (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , por exemplo) contida na massa total do combustível.

O uso do conteúdo de carbono de um combustível líquido no lugar do conteúdo de carbono da fase de vapor é uma suposição simplista, e irá sobrestimar as emissões, pois o teor da fase de vapor é menor que o teor da fase líquida, já que contém hidrocarbonetos mais leves, capazes de volatilizar mais facilmente que os mais pesados (API, 2009).

8.1.1.2. Estimativa de emissões de CO₂ considerando dados do fabricante ou resultados de monitoramento em testes para o mesmo tipo de combustível e equipamento

Nem sempre a composição do combustível é conhecida para a realização do estimativa do conteúdo de carbono. Neste cenário, podem ser utilizados dados sobre a potência e emissões de gases do equipamento fornecidos pelo fabricante ou ainda resultados do monitoramento das emissões ao longo de testes realizados para o mesmo tipo de combustível (isto é, combustíveis com composições similares) e de equipamento para os quais se deseja estimar as emissões.

Os fatores de emissão podem ser fornecidos pelo fabricante, como os que são listados para equipamentos dos fabricantes Waukesha e Caterpillar na publicação *Calculating Greenhouse Gas Emissions* (CAPP, 2003).

A equação que relaciona tais dados para se encontrar a quantidade de emissões é:

$$E_{CO_2} = P_{output} \times H \times EF_{m,CO_2}$$

Os termos representam as informações sobre dados do consumo de combustível (fator de atividade) e o fator de emissão, cujas unidades são apresentadas como

exemplo para facilitar a compreensão da equação, porém, as conversões de unidades não estão explícitas:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- P_{output} = Potência total fornecida pelo equipamento (dados do fabricante) (W);
- H = Horas de funcionamento (h/ano);
- EF_{m,CO_2} = Fator de Emissão de CO₂ fornecido pelo fabricante ou obtido através de testes (t/W.h).

8.1.1.3. Estimativa de emissões de CO₂ considerando fatores de emissão para o combustível utilizado

Outra metodologia é a utilização dos fatores de emissão para o mesmo tipo de combustível publicados em outros estudos, assim como o volume consumido de combustível e seu poder calorífico.

Os fatores de emissão podem ser obtidos em publicações como *Emissions of Greenhouse Gases in the United States 1987-1992* (EIA, 1994), *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2007* (EPA, 2009), *Climate Leaders. Greenhouse Gas Inventory Protocol Core Module Guidance: Direct Emissions from Stationary Combustion Sources* (EPA, 2008), 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC, 2006), *General Reporting Protocol* (TCR, 2008). Esses fatores de emissão adotam a composição típica do combustível.

Uma vez que o fator de emissão nestes estudos é apresentado numa base de energia (massa por potência do equipamento), o consumo de combustível deve ser convertido para o consumo de energia usando o poder calorífico (HV). Devendo-se verificar em que base foi calculado o fator de emissão (HHV ou LHV) para identificar qual poder calorífico deverá ser utilizado no estimativa. Se o HV do combustível utilizado não for conhecido, devem-se adotar valores de HV padrões (HVs), como os fornecidos pelas publicações *Engineering Data Book, Volume II* (GPSA, 1987 *apud* API, 2009), *Documentation for Emissions of Greenhouse Gases in the United States 2006* (EIA, 2008), *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2007* (EPA, 2009) e *North American Combustion Handbook, Volume I: Combustion Fuels, Stoichiometry, Heat transfer, Fluid Flow* (NORTH AMERICAN MFG, 2009).

As equações que relacionam tais dados para se encontrar a quantidade de emissões são:

$$E_{CO_2} = FC \times EF_{CO_2} \times HV$$

$$E_{CO_2} = FC \times EF_{CO_2} \times HVs$$

Os termos representam as informações sobre dados do consumo de combustível (fator de atividade), o fator de emissão e o poder calorífico cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação, porém, as conversões de unidades não estão explícitas:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- FC = Consumo de combustível (m³/ano);
- EF_{CO_2} = Fator de Emissão de CO₂ publicado (t/J);
- HV = Poder calorífico conhecido para o combustível utilizado (J/m³);
- HVs = Poder calorífico padrão para o combustível utilizado (J/m³).

Estimativa do volume de combustível consumido

Caso o volume de combustível consumido por equipamento não seja conhecido, este pode ser estimado através do estimativa da energia fornecida pelo combustível (energia de entrada) ao equipamento para que este funcionasse a uma dada eficiência durante uma quantidade de horas do ano (ou período para o qual se deseja calcular as emissões). Esta relação é dada pela equação:

$$En_{input} = P_{output} \times H \times \varepsilon$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- En_{input} = Energia fornecida pelo combustível por ano (energia de entrada) (J_{input}/ano);
- P_{output} = Potência total fornecida pelo equipamento (dados do fabricante) (W = J_{output}/h);
- H = Horas de funcionamento (h/ano);
- ε = Eficiência térmica do equipamento (J_{input}/J_{output}).

Dessa maneira, o consumo de combustível (FC) pode ser estimado através da equação:

$$FC = En_{input} \times \frac{1}{HV \text{ ou } HVs}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- $E_{n_{input}}$ = Energia fornecida pelo combustível por ano (energia de entrada) (J_{input}/ano);
- HV ou HVs = Poder calorífico (conhecido ou padrão) do combustível utilizado (J/m^3).

A partir do conhecimento consumo de combustível (FC), a emissão de CO_2 pode ser obtida pelas metodologias apresentadas anteriormente, dependendo dos dados disponíveis.

8.1.1.4. Estimativa de emissões de CH_4 e N_2O considerando fatores de emissão específicos para o equipamento

Equipamentos de combustão externa: Estimativa de emissões de CH_4 e N_2O considerando volume consumido do combustível e fator de emissão específico para o equipamento utilizado.

A principal fonte para fatores de emissão de CH_4 e N_2O para fontes de combustão externa é a publicação *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, e Supplements A, B, e C, AP-42* (EPA, 1995 e 1996). Esses fatores de emissão adotam a composição típica do combustível. A equação que relaciona tais dados para se encontrar a quantidade de emissões é:

$$E_{CH_4} = FC \times EF_{m,CH_4} \times HV$$

$$E_{CH_4} = FC \times EF_{m,CH_4} \times HVs$$

$$E_{N_2O} = FC \times EF_{m,N_2O} \times HV$$

$$E_{N_2O} = FC \times EF_{m,N_2O} \times HVs$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH_4 (t/ano);
- E_{N_2O} = Emissões de N_2O (t/ano);
- FC = Consumo de combustível (m^3/ano);
- EF_{m,CH_4} = Fator de Emissão de CH_4 específico para o equipamento (t/J);
- EF_{m,N_2O} = Fator de Emissão de N_2O específico para o equipamento (t/J);
- HV = Poder calorífico conhecido para o combustível utilizado (J/m^3);
- HVs = Poder calorífico padrão para o combustível utilizado (J/m^3).

Equipamentos de combustão interna: Estimativa de emissões de CH₄ e N₂O considerando volume consumido do combustível e fator de emissão específico para o equipamento utilizado.

A principal fonte para fatores de emissão de CH₄ e N₂O para fontes de combustão interna é a publicação *Compilation of Air Pollutant Emission Factors*, e *Supplements A, B, e C*, AP-42 (EPA, 1995 e 1996). Os fatores de emissão fornecidos pelo fabricante Waukesha e apresentados na publicação *Calculating Greenhouse Gas Emissions* (CAPP, 2003) contemplam também emissões de CH₄.

Esses fatores de emissão adotam a composição típica do combustível. A equação que relaciona tais dados para se encontrar a quantidade de emissões é

$$E_{CH_4} = P_{output} \times H \times EF_{m,CH_4}$$

$$E_{N_2O} = P_{output} \times H \times EF_{m,N_2O}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{N_2O} = Emissões de N₂O (t/ano);
- P_{output} = Potência total fornecida pelo equipamento (dados do fabricante) (W);
- H = Horas de funcionamento (h/ano);
- EF_{m,CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ específico para o equipamento (t/W.h);
- EF_{m,N_2O} = Fator de Emissão de N₂O específico para o equipamento (t/W.h).

Caso o fator de emissão seja baseado na energia fornecida (E_{input}) pelo combustível, esta deve ser convertida para potência fornecida (P_{output}) através da eficiência térmica do equipamento (ϵ).

Cabe ressaltar que a diferença entre as fórmulas de combustão externa e interna ocorre apenas porque as bases utilizadas para a determinação dos fatores de emissão disponíveis para cada uma delas é diferente. Para combustão externa, os fatores de emissão disponíveis encontram-se em termos de massa por energia fornecida pelo combustível, enquanto os fatores para combustão interna estão em termos de massa por potência e hora.

8.1.1.5. Estimativa de emissões de CH₄ e N₂O considerando fatores de emissão do combustível

Esta metodologia é similar àquela apresentada na subseção 8.1.1.3 para emissões de CO₂, em que se utilizam os fatores de emissão para o mesmo tipo de combustível publicados em outros estudos, assim como o volume consumido de combustível e seu poder calorífico.

A principal fonte para fatores de emissão de CH₄ e N₂O é a publicação 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC, 2006). Esses fatores de emissão adotam a composição típica do combustível.

Da mesma forma que para CO₂, os fatores de emissão nestes estudos são apresentados numa base de energia (massa por potência do equipamento), o consumo de combustível deve ser convertido para consumo de energia usando o poder calorífico (*HV*). Devendo-se verificar em que base foi calculado o fator de emissão (HHV ou LHV) para identificar qual poder calorífico deverá ser utilizado no estimativa. Se o HV do combustível utilizado não for conhecido, devem-se adotar valores de HV padrões (*HVs*), como os fornecidos nas publicações citadas na subseção 8.1.1.3.

As equações que relacionam tais dados para se encontrar a quantidade de emissões são:

$$E_{CH_4} = FC \times EF_{CH_4} \times HV$$

$$E_{N_2O} = FC \times EF_{N_2O} \times HV$$

$$E_{CH_4} = FC \times EF_{CH_4} \times HVs$$

$$E_{N_2O} = FC \times EF_{N_2O} \times HVs$$

Os termos representam as informações sobre dados do consumo de combustível (fator de atividade), o fator de emissão e o poder calorífico cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação, porém, as conversões de unidades não estão explícitas:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{N_2O} = Emissões de N₂O (t/ano);
- FC = Consumo de combustível (m³/ano);
- EF_{CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ publicado (t/J);
- EF_{N_2O} = Fator de Emissão de N₂O publicado (t/J);
- HV = Poder calorífico conhecido para o combustível utilizado (J/m³);
- HVs = Poder calorífico padrão para o combustível utilizado (J/m³).

8.1.1.6. Comparação das metodologias

A abordagem de balanço de material, com base em dados de uso de combustível e análises do conteúdo de carbono do combustível, é a metodologia mais confiável para estimar as emissões de fontes estacionárias de combustão. Porém, se essas informações não estiverem disponíveis, os dados do fabricante, testes específico para o equipamento e o combustível utilizados ou fatores de emissão publicados são outras metodologias de estimativa aplicáveis (API, 2009).

Segundo o IPCC (2006), o monitoramento contínuo das emissões dos gases de combustão geralmente apenas para a obtenção mais acurada das emissões não se justifica, devido ao custo relativamente elevado para a aplicação desta metodologia.

A **Figura 11** apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões de CO₂ de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis.

Por considerar que a oxidação do combustível é completa e que as emissões de CO₂ dependem apenas do tipo de combustível utilizado e não têm interferência das tecnologias de combustão aplicadas aos equipamentos, API (2009) não recomenda metodologias para emissões de CO₂ que utilizem os fatores de emissão específicos para equipamentos.

Fatores de emissão de CO₂ publicados em termos de toneladas por quantidade de combustível consumido ou toneladas por consumo de energia de um determinado combustível são suficientes para estimar as emissões de CO₂, já que as emissões de CO₂ não variam com a tecnologia de combustão do equipamento (IPCC, 2006).

No entanto, as emissões de CH₄ são preferencialmente estimadas empregando-se fatores de emissão baseados na eficiência da tecnologia de combustão do equipamento utilizado. Os fatores de emissão baseados no equipamento para o N₂O também são priorizados para a estimativa das emissões, visto que metodologias baseadas na composição do combustível apenas não contemplam os diversos fatores que contribuem para a formação desta substância.

A **Figura 12** apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões de CH₄ e N₂O de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis.

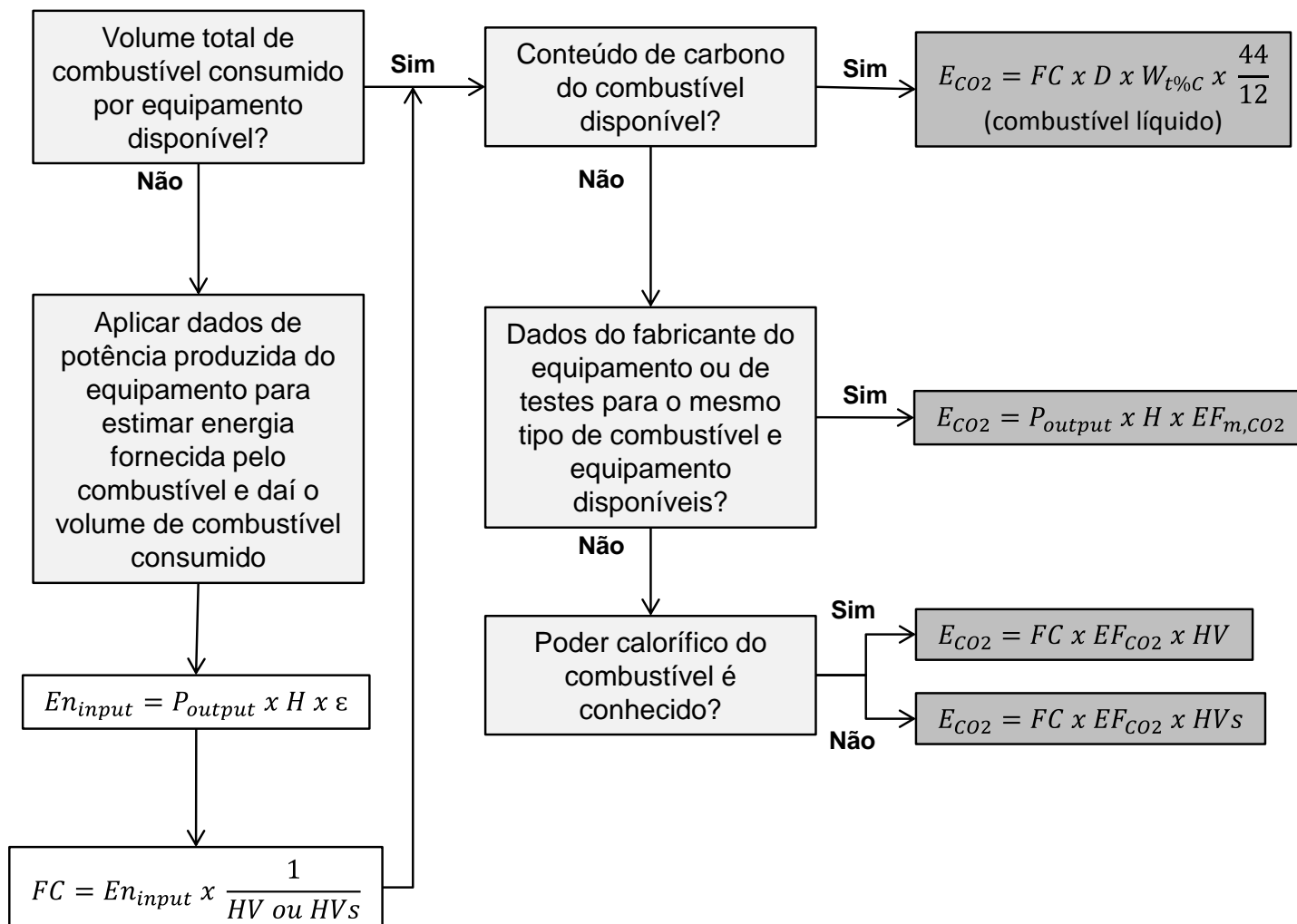


Figura 11: Estimativas de emissões de CO₂ para fontes estacionárias, exceto flares
Fonte: Adaptado de API, 2009.

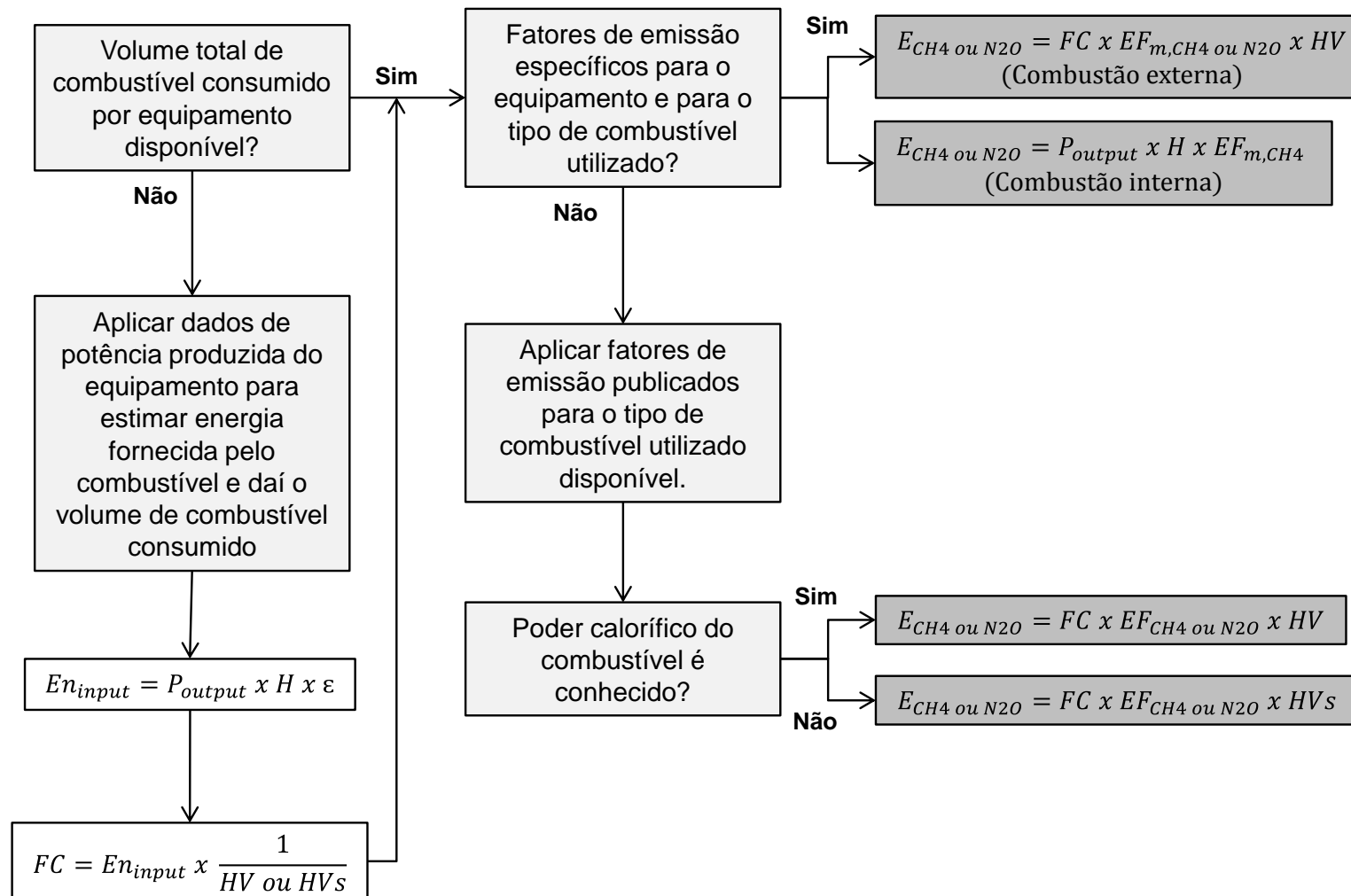


Figura 12: Estimativas de emissões de CH₄ e N₂O para fontes estacionárias, exceto flares.
Fonte: Elaboração própria com base nas metodologias apresentadas por API, 2009.

8.1.2. Fontes de combustão estacionárias: *flares*

Segundo EPA (1995), *flares* adequadamente operados alcançam pelo menos 98% de eficiência de combustão na queima pluma, o que significa que a quantidade de emissões de hidrocarbonetos e CO representa menos de 2% da corrente de gás na saída do equipamento. As metodologias indicadas para a estimativa de emissões de CO₂ por *flares* serão apresentadas a seguir. O valor de 2% de CH₄ não queimado é utilizado nas estimativas de emissões. Em relação ao N₂O, pouca informação está disponível para as emissões em *flares*, mas essas emissões são praticamente insignificantes em comparação às emissões de CO₂.

8.1.2.1. Estimativa de emissões de CO₂ considerando especificações do fabricante ou dados de testes

Devido à influência de diversos fatores nas emissões de CO₂ pelo *flare*, a estimativa utilizando as informações fornecidas pelo fabricante ou dados de monitoramento em testes específicos para o equipamento utilizado é a mais indicada.

Por exemplo, se a eficiência específica para o equipamento utilizado for fornecida pelo fabricante e o volume de hidrocarbonetos na saída do *flare* for conhecido, a equação abaixo pode ser utilizada para o estimativa das emissões:

$$E_{CO_2} = \left(HC \times CF_{HC} \times \frac{\varepsilon}{1 - \varepsilon} \times \frac{44}{12} \right) + M_{CO_2}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- HC = taxa de emissão de hidrocarbonetos pelo *flare* (kg/ano);
- CF_{HC} = Fração em massa de carbono nos hidrocarbonetos
- ε = Eficiência de queima do *flare*;
- M_{CO_2} = Massa de CO₂ na corrente de gás enviada para o *flare* (kg/ ano);

8.1.2.2. Estimativa de emissões de CO₂ considerando volume de gás enviado para o *flare* e sua composição

Na situação em que dados de monitoramento ou especificações do fabricante do *flare* não estão disponíveis, as emissões de CO₂ são estimadas através do volume de gás

encaminhado para o *flare* e sua composição. A equação para se encontrar a quantidade de emissões deste gás muda ligeiramente dependendo do estado do combustível utilizado é:

$$E_{CO_2} = V \times \frac{\text{conversão de volume molar}}{\text{volume molar}} \times MW_{CO_2} \times \left\{ \sum_1^i \left[(n^\circ \text{ mol C no HC}_i) \times \left(\frac{0,98 \text{ mol CO}_2 \text{ emitido}}{\text{mol de C no HC}_i} \right) \right] + \right\} \\ n^\circ \text{ mol CO}_2 \text{ no gás}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- V = Volume de gás encaminhado para o *flare* por ano, ou período para o qual se deseja estimar as emissões (m³/ano);
- $\frac{\text{conversão de volume molar}}{\text{volume molar}}$ = conversão de volume molar para massa (=23.685 cm³/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol);
- O termo Σ considera a contribuição do carbono presente em cada um dos hidrocarbonetos presentes no gás;
- $\frac{0,98 \text{ mol CO}_2 \text{ emitido}}{\text{mol de C no HC}}$ = refere-se à quantidade de CO₂ emitida pelo carbono contido no hidrocarboneto de acordo com a eficiência de conversão de C a CO₂ de 98%.

8.1.2.3. Estimativa de emissões de CH₄ considerando volume de gás enviado para o *flare* e sua composição

Na situação em que dados de monitoramento ou especificações do fabricante do *flare* não estão disponíveis, as emissões de CH₄ são estimadas através do volume de gás encaminhado para o *flare* e a quantidade de CH₄ em sua composição. A equação para se encontrar a quantidade de emissões deste gás é:

$$E_{CH_4} = V \times n^\circ \text{ mol de CH}_4 \text{ no gás} \times MW_{CH_4} \times \frac{1}{\text{conversão do volume molar}} \times 0,02$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);

- V = Volume de gás encaminhado para o *flare* por ano, ou período para o qual se deseja estimar as emissões (m³/ano);
- $\frac{1}{\text{conversão de volume molar para massa}}$ = termo refere-se à conversão de volume molar para massa (=23.685 cm³/mol);
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- 0,02 = refere-se a quantidade de CH₄ não queimada.

8.1.2.4. Estimativa de emissões de CO₂, CH₄ e N₂O considerando volume de gás enviado para o *flare* e fatores de emissão

Quando o volume de gás enviado para o *flare* é conhecido, porém, não se tem dados sobre a composição do gás, a metodologia consiste na aplicação de fatores de emissões dos gases. A publicação *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC, 2006) é a principal fonte dos fatores de emissão pra *flares*. A equação que relaciona esses termos é:

$$E_{CO_2} = V \times EF_{CO_2} \qquad E_{CH_4} = V \times EF_{CH_4} \qquad E_{N_2O} = V \times EF_{N_2O}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{N_2O} = Emissões de N₂O (t/ano);
- V = Volume de gás encaminhado para o *flare* por ano, ou período para o qual se deseja estimar as emissões (m³/ano);
- EF_{CO_2} = Fator de Emissão de CO₂ (t/m³);
- EF_{CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ (t/m³);
- EF_{N_2O} = Fator de Emissão de N₂O (t/m³).

8.1.2.5. Comparação das Metodologias

Segundo o estudo realizado por Johnson e Kostiuk. (2002), cujo principal objetivo foi o de apresentar dados experimentais para elucidar a importância relativa dos parâmetros que afetam a eficiência de queima nos *flares*, os parâmetros físicos que se mostraram mais importantes foram o tipo de combustível, velocidade do vento, a velocidade de saída do gás, diâmetro e o conteúdo de energia da mistura de

combustível. Este estudo desenvolveu também modelos empíricos para estimar a eficiência dos *flares*.

No entanto, devido à complexidade envolvida na estimativa da eficiência deste equipamento, e considerando que nem sempre dados experimentais ou informações do fabricante estão disponíveis, geralmente adota-se uma eficiência de pelo menos 98% para *flares* adequadamente operados (EPA, 1995). Quando o volume é conhecido, porém a composição do gás não está disponível, utiliza-se fatores de emissão baseados no processo do qual originou-se a corrente de gás encaminhada para a queima.

Para casos em que nem o volume de gás enviado para o *flare* é conhecido, recomenda-se que se adotem ações para sua medição, a publicação *Estimation of Flaring and Venting Volumes from Upstream Oil and Gas Facilities* (CAPP, 2002) fornece abordagem para a estimativa deste volume.

A **Figura 13** apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões por *flares* de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis:

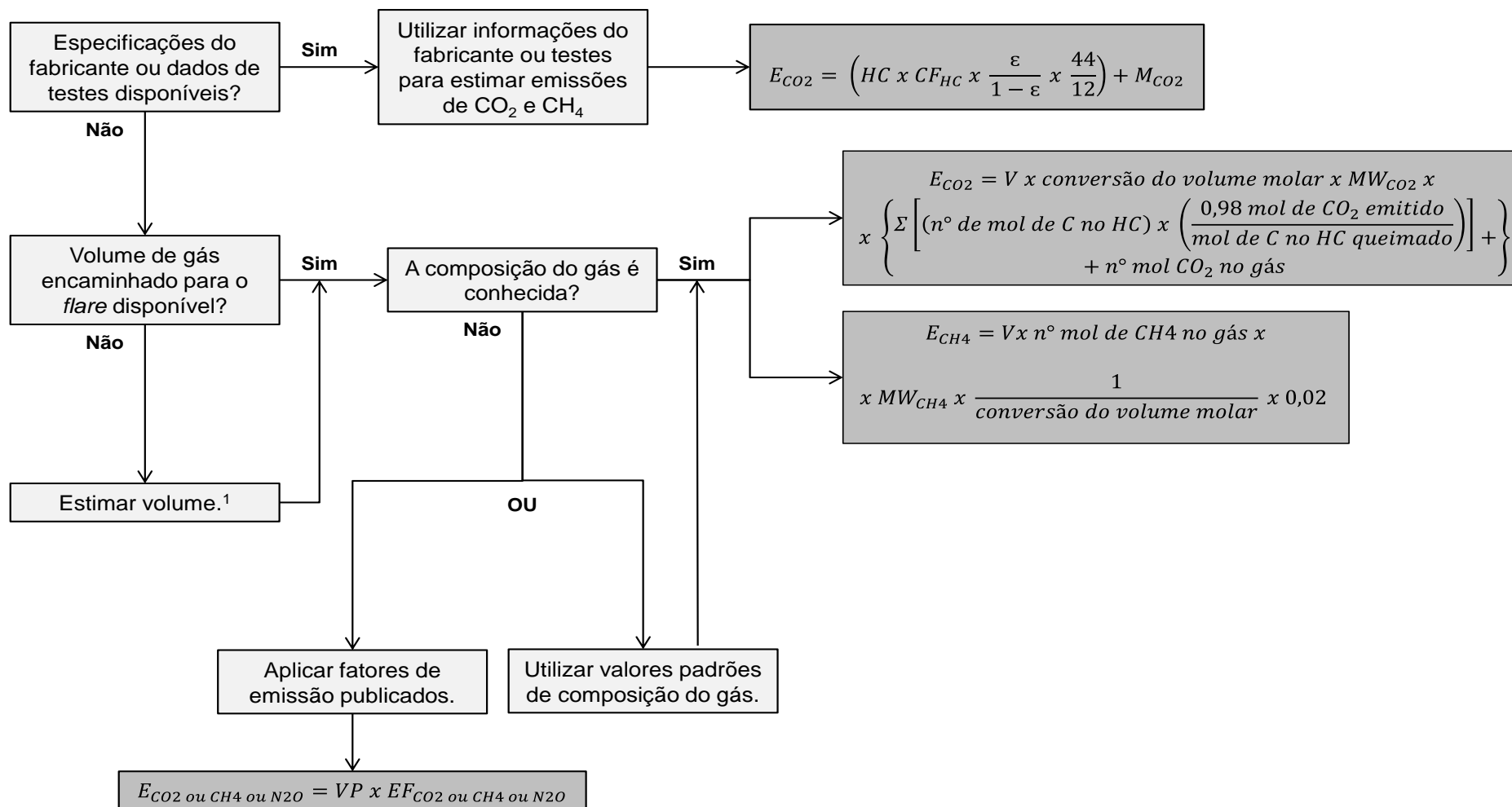


Figura 13: Estimativas de emissões para fontes estacionárias em flares.

¹Para operações de flares upstream, CAPP (2002) proporciona uma abordagem para quantificar os volumes de gás enviados para o flare.

Fonte: Adaptado de API (2009).

8.1.3. Fontes de combustão móveis

Os motores de combustão interna movidos a combustíveis fósseis utilizados no transporte são uma fonte de emissões de CO₂. Pequenas quantidades de CH₄ e N₂O são também emitidas dependendo da composição do combustível, das condições de combustão, e das tecnologias de controle na pós-combustão (API, 2009).

No caso de instalações *offshore*, fontes de combustão móveis são embarcações de apoio e dedicadas, helicópteros, empilhadeiras e outras embarcações que dão suporte em operações de emergência, por exemplo, o derramamento de óleo e abandono da plataforma, como os *tugboats* (rebocadores) e baleeiras.

A seguir são apresentadas as metodologias para estimativa de emissões por fontes móveis aplicáveis às atividades de produção *offshore*.

8.1.3.1. Estimativa de emissões de CO₂ e CH₄ considerando volume consumido e conteúdo de carbono do combustível

Conforme apresentado para a combustão estacionária, a abordagem de consumo de combustível para fontes móveis é simplesmente baseada no volume queimado e no conteúdo de carbono ou no poder calorífico do combustível.

Se o teor de carbono do combustível for conhecido, a abordagem de balanço de material pode ser utilizada com base na conversão 100% do carbono no combustível a CO₂, como apresentado na subseção 8.1.1.1.

8.1.3.2. Estimativa de emissões de CO₂, CH₄ e N₂O considerando volume consumido, fator de emissão para o combustível utilizado e seu poder calorífico

Se o conteúdo de carbono for desconhecido, os fatores de emissão de CO₂, CH₄ e N₂O específicos por combustível, em termos de massa por volume consumido, podem ser utilizados, como apresentado na subseção 8.1.1.3. Tais fatores podem ser encontrados nas publicações *National Inventory Report: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 1990-2006* (ENVIRONMENT CANADA, 2008) e *General Reporting Protocol Version 1.0* (TCR, 2008).

O consumo de combustível por navios é baseado no tipo de embarcação e da tonagem de arqueação bruta. Caso não seja conhecido o volume consumido pela fonte em questão, o consumo médio por embarcações é apresentado pela publicação

2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC, 2006). A publicação fornece ainda a porcentagem de combustível consumida por cada motor, pois se deve levar em conta que o consumo combustível pelos motores principais é maior que o consumo pelos motores auxiliares.

8.1.3.3. Estimativa de emissões de CO₂, CH₄ e N₂O fator de emissão baseado em dados operacionais das fontes

Ainda para o caso em que o consumo de combustível não seja conhecido, o cálculo de emissões pode ser calculado através das equações:

$$E_{CO_2} = H \times P \times EF_{CO_2} \quad E_{CH_4} = H \times P \times EF_{CH_4} \quad E_{N_2O} = H \times P \times EF_{N_2O}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- H = Horas de funcionamento (h/ano);
- P_{output} = Potência total fornecida pelo equipamento (dados do fabricante) (W);
- EF_{CO_2} = Fator de Emissão de CO₂ (t/W.h);
- EF_{CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ (t/W.h);
- EF_{N_2O} = Fator de Emissão de N₂O (t/W.h).

Os fatores de emissão para CO₂, CH₄ e N₂O são fornecidos baseados em fatores operacionais, em termos de massa por potência gerada. Podem ser encontrados na publicação *Year 2005 Gulfwide Emission Inventory Study* (MMS, 2007).

8.1.3.4. Comparação das metodologias

Considerando fontes móveis para a atividade *offshore*, a priorização das metodologias é similar àquela apresentada para fontes fixas (exceto flares). A diagrama abaixo apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões de CO₂ de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis:

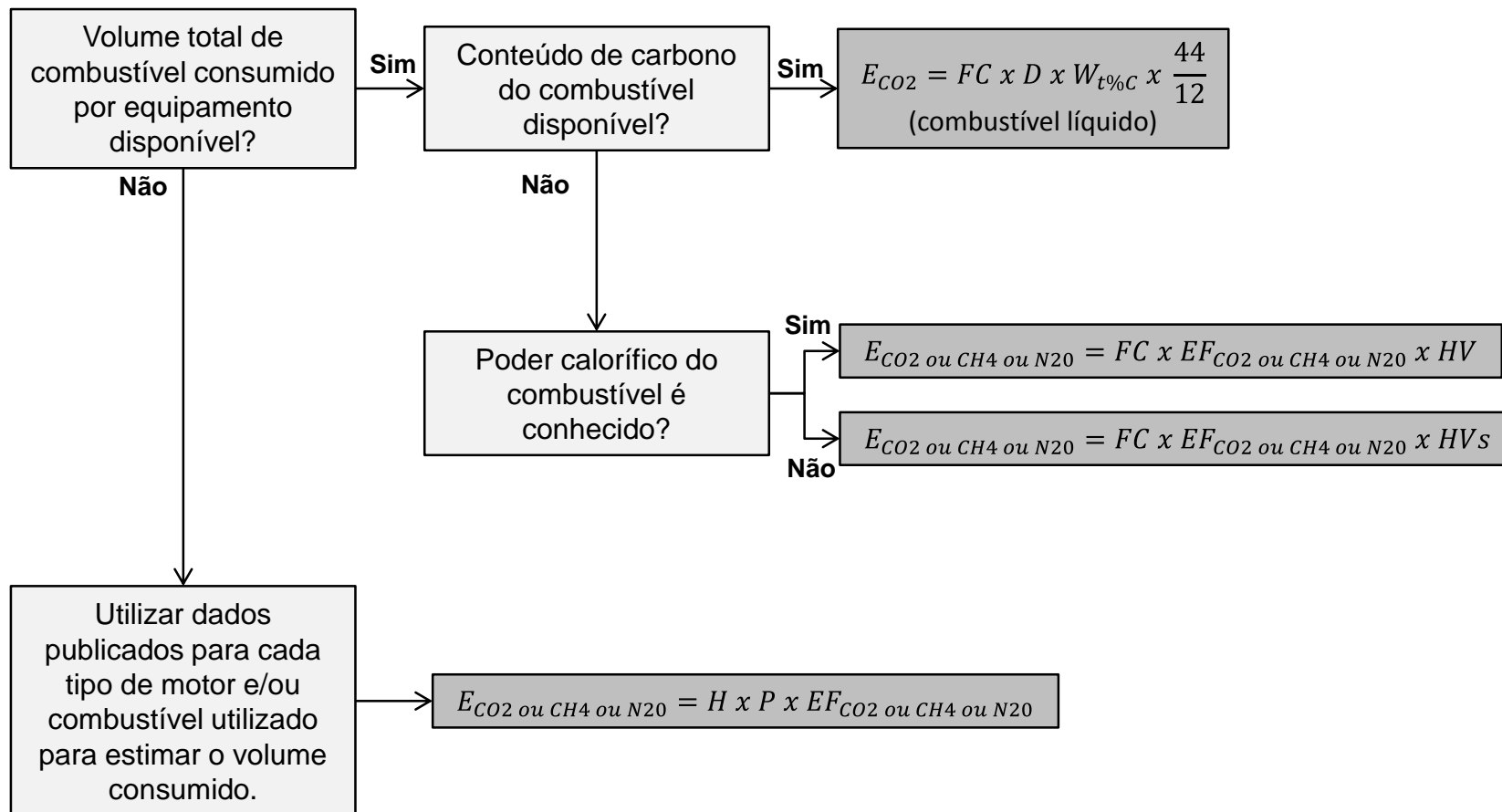


Figura 14: Estimativas de emissões de CH₄ e N₂O para fontes móveis.
Fonte: Adaptado de API (2009).

8.2. Fontes de Emissões de Processo ou *Venting*

As emissões de processo ou venting dependem diretamente da fonte de emissão, isto é, estão diretamente ligadas ao tipo de equipamento utilizado, seus insumos e condições operacionais.

Nas próximas seções serão abordadas as metodologias para estimativa de emissões por *venting* para os principais equipamentos utilizados na produção de óleo e gás *offshore*.

8.2.1. Desidratadores a glicol

Desidratadores a glicol são utilizados para remover água das correntes de gás. O glicol líquido absorve a água do fluxo de gás, e a água é removida do glicol por aquecimento no refeedor. Uma pequena quantidade de CH₄ é absorvida pelo glicol e expelida para a atmosfera nesta fase de regeneração do glicol.

Um gás de separação (gás de *stripping*) também pode ser introduzido no regenerador para ajudar a remover a água e outros compostos absorvidos pelo glicol ao aumentar a taxa de fluxo de vapor no refeedor. Emissões de CH₄ a partir de unidades de desidratação sem controle ocorrerem porque o CH₄ removido passa pelo refeedor e é ventilado para a atmosfera. É importante frisar que se houver o encaminhamento do CH₄ para o *flare* ou outro equipamento de combustão, esta corrente deve ser tratada como uma fonte de emissões por combustão, como as apresentadas no capítulo 8.1.

As emissões de CO₂ para este equipamento são significativas apenas quando a corrente de gás for rica em CO₂, enquanto as emissões de N₂O são negligenciáveis.

8.2.1.1. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando dados de testes

Das metodologias disponíveis para estimar as emissões de CH₄ de desidratadores de glicol, a mais indicada é o uso de dados de testes (API, 2009). No entanto, dados de teste podem não estar disponíveis.

8.2.1.2. Estimativa de emissões de CH₄ utilizando *softwares*

Se informações detalhadas sobre o desidratador a glicol da instalação são conhecidas, um simulador de processos como o Aspen HYSYS ou um *software* como o GRI-GLYCalc podem ser utilizados para estimar as emissões. Contudo, esta abordagem

demanda informações detalhadas como: composição de hidrocarbonetos, taxa de fluxo, temperatura, pressão e umidade do gás úmido, umidade do gás após o tratamento, existência ou não de bombas assistidas a gás, taxa do fluxo de glicol, uso ou não de gás *stripping*, e temperatura e da pressão do tanque de vaporização, se houver.

Uma das exigências da EPA quanto aos relatórios de GEE obrigatórios é que desidratadores com taxas maiores que 0.4MMSCFD³⁷, devem ter calculadas as emissões por venting através de programas como o GRI-GlyCalc ou Aspen HYSYS (EPA, 2010).

8.2.1.3. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando volume tratado e fator de emissão genérico

Caso as informações específicas para utilização de softwares não estejam disponíveis, outra metodologia aplicável é a utilização de fatores de emissão genéricos por segmentos da indústria de petróleo apresentados na publicação *Methane Emissions from the Natural Gas Industry* (GRI; EPA 1996). A equação que fornece a emissão de CH₄ é:

$$E_{CH_4} = VT \times EF_{g,CH_4}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- VT = Volume de gás tratado no desidratador (m³/ano);
- EF_{g,CH_4} = Fator de Emissão genérico de CH₄ (t/m³).

Tais fatores de emissão podem ser ajustados com base na razão entre o conteúdo de CH₄ na instalação e o fator pré-estabelecido, se estes forem significativamente diferente CH₄ da base padrão.

Além disso, se o gás contém quantidades significativas de CO₂, as emissões de CH₄ dos fatores de emissão podem ser ajustadas com base nas concentrações relativas de CH₄ e CO₂ na corrente de gás para estimar as emissões de CO₂:

³⁷ MMscfd = million standard cubic feet per day (milhões de pés cúbicos padrão por dia)

$$E_{CO_2} = E_{CH_4} \times \frac{MW_{CO_2}}{MW_{CH_4}} \times \frac{F_{CO_2}}{F_{CH_4}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;
- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.

8.2.1.4. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando volume tratado e fator de emissão calculado no *software* GRI-GLYCalc

Outra opção na ausência de dados mais específicos é a utilização dos fatores de emissão publicados em *Investigation of Condenser Efficiency for HAP Control from Glycol Dehydrator Reboiler Vent Streams: Analysis of Data from the EPA 114 Questionnaire and GRI's Condenser Monitoring Program* (TEXACO, 1999). Os fatores são fornecidos para bombas de glicol a gás ou elétricas, com e sem separadores de *flash*. A equação que fornece a emissão de CH₄ é:

$$E_{CH_4} = VT \times EF_{s,CH_4}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- VT = Volume de gás tratado no desidratador (m³/ano);
- EF_{s,CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ tabelados, calculados no *software* GRI-GLYCalc (t/m³).

Da mesma maneira que mostrado na metodologia anterior, caso a fração de CO₂ seja conhecida, as emissões desse gás podem ser obtidas através da relação entre a fração de CH₄ e de CO₂.

8.2.1.5. Comparação das metodologias

Como dito anteriormente, a metodologia que oferece mais precisão quanto às emissões é a utilização de dados específicos para o equipamento utilizado, fornecidos pelo fabricante, ou dados obtidos em monitoramento através de testes.

Caso não seja possível a utilização dessa abordagem, API (2009) recomenda o uso de *softwares* para a simulação do processo de desidratação e obtenção das emissões. No entanto, diversos dados específicos são exigidos para que o processo seja simulado e resultados consistentes sejam obtidos.

Se as informações disponíveis não oferecem este nível de detalhamento, podem ser aplicados fatores de emissão genéricos apresentados subseção 8.1.2.2 obtidos através de dados das instalações e simulações de computador. O estudo também apresenta o conteúdo padrão de CH₄ e CO₂ presentes no gás natural para diferentes segmentos da indústria do petróleo que podem utilizar a desidratação a glicol. Os fatores de emissão apresentados na publicação GRI; EPA (1996) separam as emissões provenientes do desidratador propriamente e das bombas de glicol assistidas a gás (geralmente, bombas Kimray), que podem ser fontes significativas de emissões de CH₄. As emissões deste equipamento serão tratadas na subseção 8.2.2.

Em um dos exemplos desenvolvidos pelo API (2009) para um desidratador com bomba elétrica sem tanque de *flash*, os resultados das emissões de CH₄ utilizando as metodologias 8.2.1.3 e 8.2.1.4 são diferentes. Ambos são baseados em dados de campo e resultados de simulações. No entanto, diversas hipóteses foram utilizadas para cada estudo. A principal distinção é que os fatores de emissão genéricos são classificados por segmento da indústria, representando a capacidade média do desidratador de cada segmento da indústria, enquanto os fatores de emissão tabelado obtidos através do software GLYCalc são baseados em equipamentos com configurações comuns para qualquer indústria setor.

Algumas considerações devem ser feitas em relação à utilização de gás *striping* para auxiliar a regeneração do glicol no refeedor. Três tipos de gás de *striping* são normalmente empregados: gás natural seco do absorvedor, gás de *flash* proveniente do tanque de *flash*, ou nitrogênio. Os fatores de emissão apresentados nas subseções 8.2.1.3 e 8.2.1.4 podem ser utilizados para estimar as emissões provenientes do desidratador se for utilizado o gás de *flash* ou nitrogênio, pois estes não irão interferir na emissão de CH₄. O CH₄ presente no gás de *striping* passa diretamente através do regenerador, por isso, a utilização de gás natural seco aumentará as emissões de CH₄

pelo refervedor. Neste caso, API (2009) indica a utilização do *software* GLYCalc para estimar as emissões de CH₄.

Alguns desidratadores glicol usam ainda tanques de flash utilizados para baixar a pressão na corrente de glicol, fazendo com que a maior parte dos hidrocarbonetos leves do glicol passe para a fase de vapor. Quando não controlados, os vapores do tanque de flash podem ser uma fonte significativa de emissões de CH₄. No entanto, gases de flash são mais frequentemente encaminhados para o refervedor como combustível, reduzindo significativamente as emissões de CH₄ por venting. Nesta situação, os fatores de emissão apresentados pela publicação GRI; EPA (1996) irão superestimar as emissões a partir de um sistema de desidratação de glicol com um tanque de *flash* que encaminha o gás para um sistema de recuperação de vapor. Já os fatores de emissão apresentados por TEXACO (1999) refletem o uso ou não de separadores de *flash*.

A **Figura 15** apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis, lembrando que a utilização de gás de *stripping* e tanque de *flash* deve ser considerada na escolha da metodologia a ser utilizada:

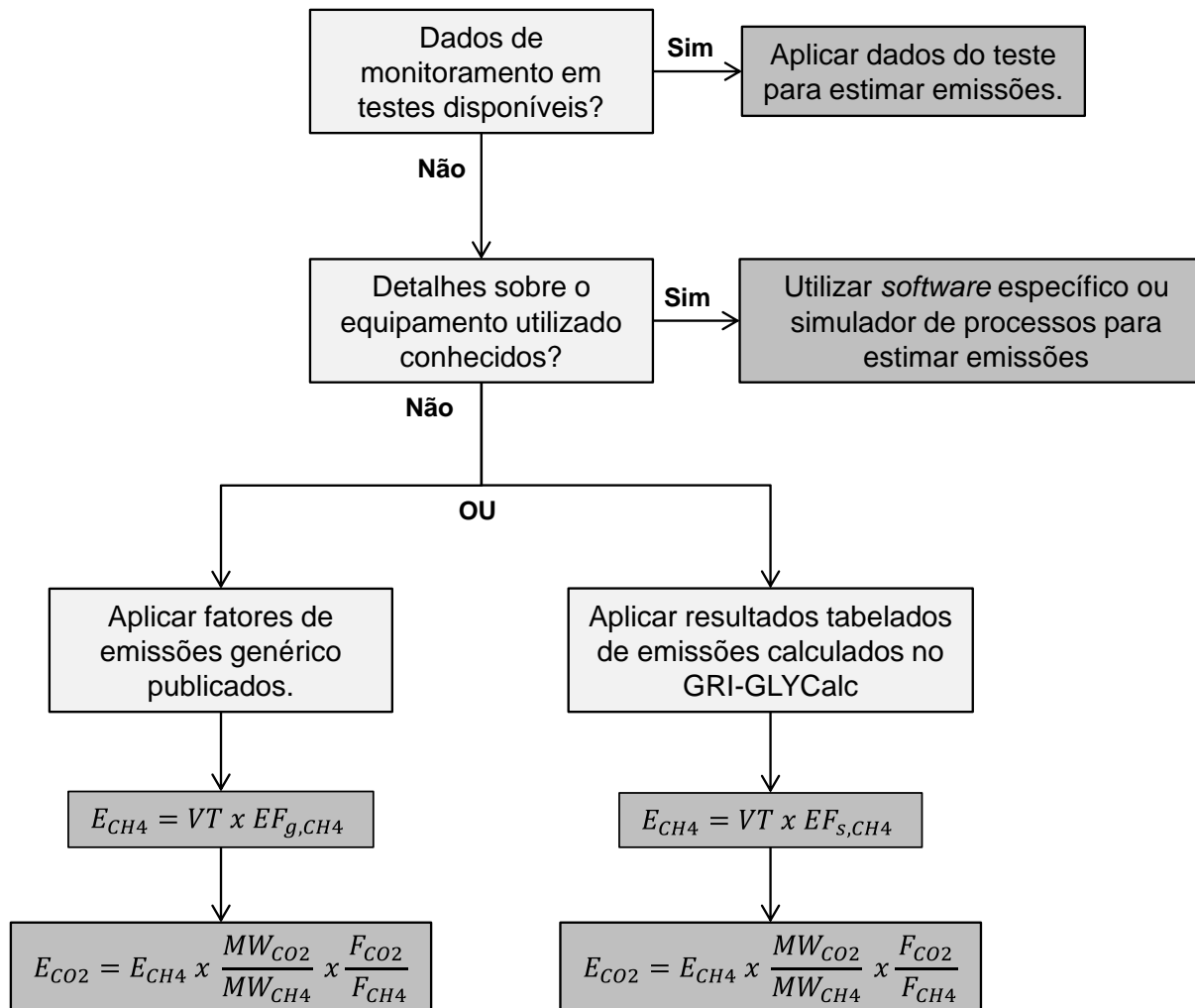


Figura 15: Estimativas de emissões para o desidratador a glicol.
Fonte: Adaptado de API (2009).

8.2.2. Bombas assistidas a gás para o desidratador de glicol

Tanto bombas elétricas quanto bombas assistidas a gás podem ser usadas para circular glicol no desidratador. Se uma bomba de gás assistido é usada, o glicol a baixa pressão é bombeado para dentro do absorvedor por pistões impulsionados pelo glicol a alta pressão saindo do absorvedor. Este glicol de alta pressão pode conter gases arrastados (como o CH₄) do absorvedor.

8.2.2.1. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando volume tratado e fator de emissão genérico

Como dito na subseção 8.2.1.3, o estudo realizado por GRI; EPA (1996) apresenta separadamente os fatores de emissão para o desidratador de glicol e a bomba de glicol assistidas a gás. O estudo observou que a Kimray é um dos principais fabricantes de bombas assistidas a gás. Portanto, foram apresentados neste estudo fatores de emissão com base em dados técnicos de bombas Kimray e suposições sobre operação típicas de um desidratador.

Sendo assim, utilizando-se os fatores de emissão da publicação *Methane Emissions from the Natural Gas Industry* (GRI; EPA 1996). A equação que fornece a emissão de CH₄ pelas bombas de glicol assistidas a gás é:

$$E_{CH_4,pump} = VT \times EF_{g,CH_4}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- $E_{CH_4,pump}$ = Emissões de CH₄ pela bomba de glicol assistida a gás (t/ano);
- VT = Volume de gás tratado no desidratador (m³/ano);
- EF_{g,CH_4} = Fator de Emissão genérico de CH₄ (t/m³).

Tais fatores de emissão podem ser ajustados com base na razão entre o conteúdo de CH₄ na instalação e o fator pré-estabelecido, se estes forem significativamente diferente CH₄ da base padrão.

Analogamente, as emissões de CO₂ pela bomba são calculadas pela equação:

$$E_{CO_2,pump} = E_{CH_4} \times \frac{MW_{CO_2}}{MW_{CH_4}} \times \frac{F_{CO_2}}{F_{CH_4}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- $E_{CO_2,pump}$ = Emissões de CO₂ pela bomba de glicol assistida a gás (t/ano);
- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ pela bomba de glicol assistida a gás (t/ano);
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;
- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.

Nesta metodologia, as emissões do desidratador e da bomba assistida a gás devem ser somados para a obtenção das emissões totais do sistema de desidratação a glicol.

8.2.2.2. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando volume tratado e fator de emissão calculado no software GRI-GLYCalc

Cabe ressaltar que os fatores de emissão publicados em *Investigation of Condenser Efficiency for HAP Control from Glycol Dehydrator Reboiler Vent Streams: Analysis of Data from the EPA 114 Questionnaire and GRI's Condenser Monitoring Program* (TEXACO, 1999) já levam em consideração a bomba de glicol, são fornecidos para as bombas de glicol gás ou elétricas, com e sem separadores de flash.

8.2.2.3. Comparação das metodologias

Como apresentado na comparação das metodologias aplicáveis ao desidratador, o uso de fatores de emissão, seja da publicação GRI/EPA (1996) ou TEXACO (1999) encontram-se no mesmo nível de prioridade, segundo API (2009).

8.2.3. Desidratadores dessecantes

Desidratadores dessecantes retiram a umidade do gás fazendo com que este passe por um leito de secagem com pastilhas dessecantes geralmente constituídas de sal. Estes equipamentos emitem menor quantidade de CH₄ e CO₂ que os equipamentos a glicol. O sistema de desidratador dessecante é completamente fechado, as emissões de ocorrem apenas quando o recipiente é aberto para a troca das pastilhas.

8.2.3.1. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando a perda de gás pelo desidratador e a composição do gás

Para estimar tais emissões, primeiramente deve-se calcular o volume de gás perdido pelo desidratador, através da equação:

$$PGD = \frac{h \times d^2 \times \pi \times P_2 \times G \times N}{4 \times P_1}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- PGD = Perda de gás pelo desidratador (m³/ano);
- h = Altura do recipiente do desidratador (m);
- d = Diâmetro interno do recipiente do desidratador(m);
- P_2 = Pressão do gás (KPa);
- P_1 = Pressão atmosférica (101,35 KPa);
- G = Fração do volume do reservatório que está cheio de gás;
- N = Número de trocas da pastilha por ano.

Após o estimativa do PGD , as emissões são calculadas por meio do conteúdo de CH₄ e CO₂ no gás através da fórmula:

$$E_{CH_4} = PGD \times F_{CH_4} \times \frac{1}{\text{conversão de volume molar}} \times MW_{CH_4}$$

$$E_{CO_2} = PGD \times F_{CO_2} \times \frac{1}{\text{conversão de volume molar}} \times MW_{CO_2}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- PGD = Perda de gás pelo desidratador (m³/ano);
- F_{CH_4} = Fração molar de CH₄ no gás;
- F_{CO_2} = Fração molar de CO₂ no gás;
- MW_{CH_4} = Massa molar de CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar de CO₂ (g/mol);
- *conversão de volume molar* = termo referente à conversão de volume molar para massa (= 23.685 cm³/mol), no caso de combustíveis gasosos.

8.2.4. Processo de remoção de gases ácidos

O gás natural com concentrações elevadas de gases ácidos (H₂S e CO₂) deve ser tratado para reduzir os gases ácidos para uma concentração que não leve à corrosão dos gasodutos. Os equipamentos utilizados neste processo são similares aos de desidratação, contendo um absorvedor, uma bomba de circulação do líquido e um refulvedor para regeneração do líquido.

O processo de remoção destes gases ácidos é designado adoçamento e consiste basicamente na absorção com produtos líquidos ou absorção com materiais sólidos. Enquanto no processo de desidratação os álcoois (glicóis) são empregados, no adoçamento utilizam-se as aminas, principalmente as monoetanolaminas (MEA) ou dietanolaminas (DEA). As peneiras moleculares e membranas (permeação em polímeros) também são utilizadas, alternativamente (PETROBRAS, 2007).

A solução de amina associada às unidades de remoção de ácidos pode absorver uma pequena quantidade de CH₄ presente no gás e, que posteriormente pode ser liberado para a atmosfera na fase de regeneração da amina no refulvedor. Em sistemas fechados, o *venting* do refulvedor é dirigido para o *flare* e não ocorrem emissões de CH₄ (considerando combustão completa). Cabe ressaltar que as emissões encaminhadas para o *flare* devem ser tratadas como emissões por fontes de combustão.

Unidades de recuperação de enxofre também podem ser utilizadas para recuperar o enxofre elementar do H₂S. O processo mais comum é o processo de Claus, em que o H₂S sofre oxidação catalítica em duas etapas. O processo de Claus é constituído por um processo térmico e um catalítico, que formam enxofre elementar através da

conversão de H₂S em enxofre e água. Durante o processo de oxidação, reações secundárias ocorrem então produzir outros compostos, incluindo CO₂ (API, 2009).

O processo de remoção dos gases ácidos com aminas é o mais aplicado no país, por isso as metodologias apresentadas a seguir referem-se apenas a este tipo de tecnologia.

8.2.4.1. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando dados de testes

Similarmente ao que ocorre para os desidratadores, a metodologia mais indicada é o uso de dados de testes para estimar as emissões de CH₄ por venting na remoção de gases ácidos, porém, dados de teste podem não estar disponíveis (API, 2009).

8.2.4.2. Estimativa de emissões de CH₄ utilizando softwares

Da mesma maneira, se informações detalhadas, como a pressão e a temperatura do gás de entrada, sobre o processo forem conhecidas, um simulador de processos como o Aspen HYSYS ou um *software* como o API AMINECalc podem ser utilizados para estimar as emissões de CH₄.

8.2.4.3. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ utilizando balanço material

Nesta metodologia são utilizadas informações sobre o volume interno do equipamento, a composição do gás liberado e o número de vezes em que o evento ocorre por ano. As emissões são estimadas através da equação:

$$E_{CH_4} = V \times F_{CH_4} \times \frac{MW_{CH_4}}{\text{conversão de volume molar}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- V = Volume de gás liberado no processo (m³/ ano);
- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás liberado.
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- *conversão de volume molar* = termo referente à conversão de volume molar para massa (= 23.685 cm³/mol).

O processamento de gás ácido pode liberar diretamente o CO₂ removido do fluxo de gás ácido para a atmosfera ou capturá-lo para outras utilizações, como a recuperação avançada de petróleo. Para os sistemas que ventilam o CO₂, como as unidades de amina, as emissões podem ser estimadas por balanço de material usando o as concentrações de CO₂ nas correntes de entrada e de saída do gás, como mostrado na seguinte equação, fornecida pela publicação CAPP (2003):

$$E_{CO_2} = [(FV \times F_{CO_2})_i - (FV \times F_{CO_2})_s] \times \frac{44}{\text{conversão de volume molar}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- FV = Fator de volume, volume de gás na entrada e na saída por ano, ou período em que se deseja calcular as emissões (m³/ano);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ presente no nas correntes de gás de entrada e de saída (%);
- 44 = massa molar do CO₂ (g/mol)
- *conversão de volume molar* = termo referente à conversão de volume molar para massa (= 23.685 cm³/mol).

8.2.4.4. Estimativa de emissões de CH₄ utilizando fatores de emissão

Para unidades de remoção de gás ácido sem controle de emissões, a publicação *Methane Emissions from the Natural Gas Industry* (GRI; EPA 1996) desenvolveu dois fatores de emissão de CH₄ com base nos resultados do processo de simulação para operações unitárias típicas de uma unidade utilizando DEA.

Um dos fatores baseia-se no volume de gás tratado e o outro nas unidades de equipamento.

$$E_{CH_4} = n^{\circ} \text{ unidades} \times FE_{v,CH_4} \times d$$

$$E_{CH_4} = VT \times FE_{v,CH_4}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- VT = Volume de gás tratado (m³/ano);
- FE_{u,CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ baseado no número de unidades (t/dias);
- FE_{v,CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ baseado no volume de gás tratado (t/m³);
- d = Dias de funcionamento das unidades no ano (dias/ ano).

8.2.4.5. Comparação das metodologias

A primeira abordagem compreende o uso de dados obtidos em testes na instalação. Caso não estejam disponíveis, podem ser utilizados softwares específicos (como o API AMINECalc) ou simuladores de processo (Aspen HYSYS) caso informações como temperatura e pressão do gás de entrada e saída sejam conhecidos.

Se estas metodologias não puderem ser utilizadas, fatores de emissão publicados por GR; EPA (1996) podem ser empregados para processos que utilizem compostos de amina. O fator de emissão dado em função do volume de gás tratado deve ser priorizado em detrimento do fator com base no número unidades, caso o volume de gás tratado seja conhecido (API, 2009).

A **Figura 16** apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis.

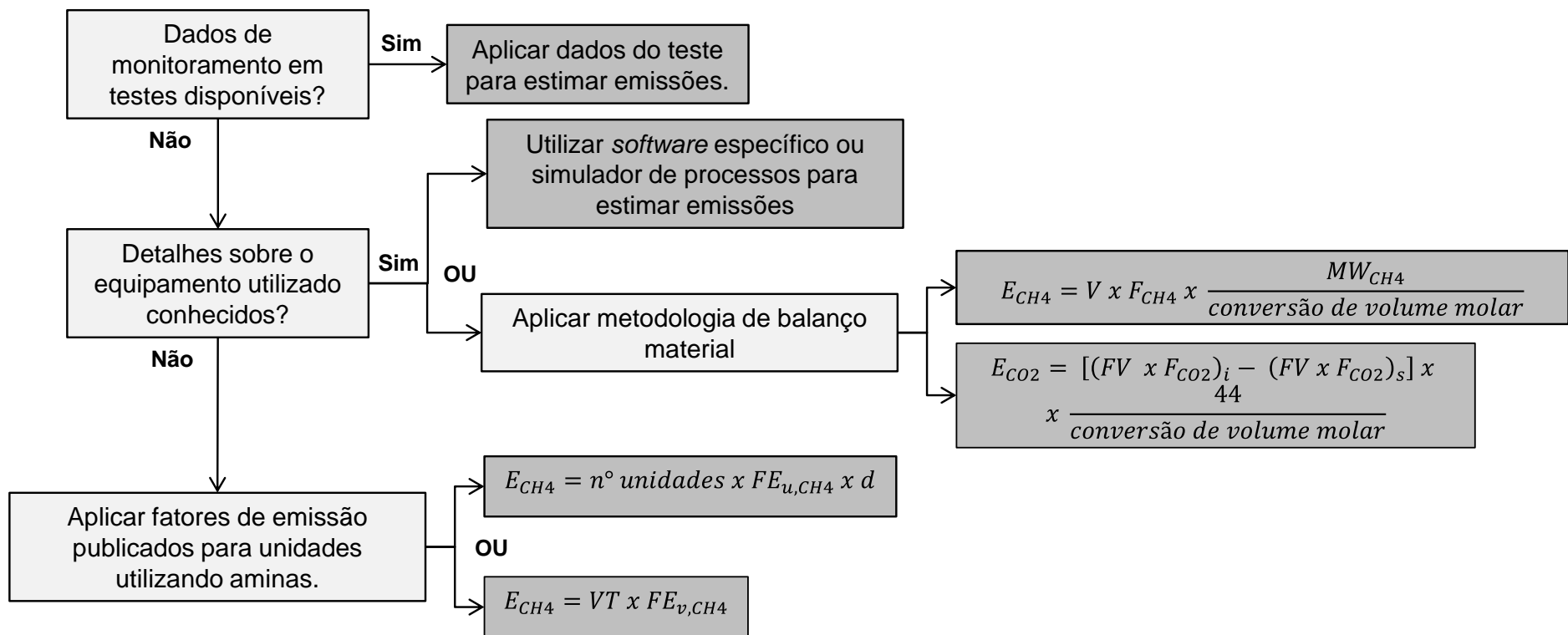


Figura 16: Estimativas de emissões para a remoção de gases ácidos.
Fonte: Adaptado de API (2009).

8.2.5. Tanques de armazenamento de óleo

O *venting* proveniente de tanques de armazenamento de óleo cru é uma importante fonte de emissão de metano. Estes tanques armazenam o petróleo extraído e após a passagem pelo separador de óleo, gás e água. Quando o petróleo entra no tanque de armazenamento, que sai a uma dada pressão para pressão atmosférica, parte dos gases dissolvidos e hidrocarbonetos leves vaporiza-se (*flash*), sendo emitidos para a atmosfera.

A seguir são apresentadas as metodologias para estimativas de emissões por *flash* em tanques de armazenamento.

8.2.5.1. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando dados de monitoramento

As emissões de CH₄ e CO₂ por flash em tanques de armazenamento podem ser medidas diretamente, em testes realizados na instalação, fornecendo estimativas precisas de emissões para os tanques medidos, porém esta abordagem é geralmente cara e demanda tempo para o monitoramento de um grande número de tanques.

8.2.5.2. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando a composição do gás

Caso o monitoramento dos tanques não seja viável, as emissões de CH₄ e CO₂ podem ser calculadas através da razão gás-óleo (RGO) de uma amostra de óleo cru coletada no separador, da taxa de transferência de petróleo para o tanque e a composição do gás. A equação que relaciona esses fatores é:

$$E_{CH_4} = RGO \times TT \times t \times F_{CH_4} \times MW_{CH_4} \times \frac{1}{\text{conversão de volume molar}}$$

$$E_{CO_2} = RGO \times TT \times t \times F_{CO_2} \times MW_{CH_4} \times \frac{1}{\text{conversão de volume molar}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- TT = Taxa de transferência (m³/dia);

- t = período de funcionamento no ano (dia/ano);
- F_{CH_4} = Fração molar de CH_4 na corrente de gás;
- F_{CO_2} = Fração molar de CO_2 na corrente de gás;
- MW_{CH_4} = Massa molar de CH_4 (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar de CO_2 (g/mol);
- *conversão de volume molar* = termo referente à conversão de volume molar para massa (= 23.685 cm³/mol);

8.2.5.3. Estimativa de emissões de CH_4 e CO_2 utilizando *softwares*

Outra opção, caso não se tenha dados de monitoramento nem a RGO obtida em testes laboratoriais, é o uso de um simulador de processos como o Aspen HYSYS ou um *software* específico para esse tipo de emissões, como o API E&P TANK para estimar as emissões de CH_4 . Porém, para a obtenção de resultados precisos, esses programas demandam dados específicos como: pressão e temperatura no separador, grau API³⁸ do óleo e pressão de vapor Reid do óleo cru, sua composição e taxa de produção.

8.2.5.4. Estimativa de emissões de CH_4 utilizando equações de correlação

Se as opções anteriores não puderem ser empregadas, equações de correlação podem ser utilizadas para a estimativa de emissões CH_4 . API (2009) sugere três equações apresentadas a seguir.

Equação de Vasquez-Beggs

Primeiramente deve-se encontrar a densidade relativa do gás dissolvido:

$$SG_x = SG_i \times \left[1 + 0,00005912 \times \text{API} \times T_i \times \log \left(\frac{P_i + 14,7}{114,7} \right) \right]$$

Os termos, cujas unidades apresentadas devem ser utilizadas, representam:

³⁸ Escala arbitrária que expressa a densidade de produtos líquidos de petróleo. A escala de medição é calibrada em termos de graus API. Quanto maior o grau API, mais leve é o petróleo e, geralmente, maior valor econômico ele tem. Segundo a classificação da ANP, considera-se: petróleo leve – densidade igual ou inferior a 0,87 (ou grau API igual ou superior a 31°); petróleo mediano – densidade superior a 0,87 e igual ou inferior a 0,92 (ou grau API igual ou superior a 22° e inferior a 31°); petróleo pesado – densidade superior a 0,92 e igual ou inferior a 1,00 (ou grau API igual ou superior a 10° e inferior a 22°); Petróleo Extra-pesado – densidade superior a 1,00 (ou grau API inferior a 10°). É calculado pela fórmula:

$$\text{API} = \frac{141,5}{\text{densidade do petróleo a } 60^\circ F} - 131,5$$

- SG_x = Densidade relativa do gás dissolvido a 100 psig (689,48 kPa);
- SG_i = Densidade relativa do gás dissolvido nas condições iniciais (linha de alimentação), o valor sugerido por OK DEQ (2004) é de 0,9;
- $°API$ = Grau API do petróleo;
- T_i = Temperatura nas condições iniciais (°F);
- P_i = Pressão nas condições iniciais (psig).

E então, calcula-se a RGO do gás de flash é calculada através da equação:

$$RGO_f = C_1 \times SG_x \times (P_i + 14,7)^{C_2} \times \exp\left(\frac{C_3 \times °API}{T_i + 460}\right)$$

Os termos, cujas unidades apresentadas devem ser utilizadas, representam:

- RGO_f = Razão de gás flash produzido por barris de óleo no tanque (scf/bbl);
- C_1, C_2 e C_3 = Coeficientes que dependem do °API do óleo:

Quadro 3: Coeficientes

Coeficiente	°API ≤ 30	°API > 30
C_1	0,0362	0,0178
C_2	1,0937	1,187
C_3	25,724	23,931

Fonte: Elaboração própria com base nas informações de API, 2009.

A RGO_f encontrada considera todos os hidrocarbonetos que saíram do petróleo como gás *flash*, para estimar as emissões de CH₄, é necessário conhecer a fração de CH₄ presente no gás de *flash*. Caso a composição do gás flash não seja conhecida, pode-se utilizar o valor de 27,4% de CH₄, sugerido pelos estudos (API; GRI, 1997 e CPA, 1992 *apud* API, 2009). A partir daí, as emissões de CH₄ podem ser calculadas através da equação apresentada na subseção 8.2.5.2.

Standing Correlation

Outra equação é apresentada por CAPP (2002) para a obtenção da razão de gás *flash*:

$$RGO_f = SG_i \times \left(\frac{P}{519,7 \times 10^{yg}}\right)^{1,204}$$

Os termos, cujas unidades apresentadas devem ser utilizadas, representam:

- RGO_f = Razão de gás flash produzido por barris de óleo no tanque (m^3 de gás/ m^3 de óleo);
- SG_i = Densidade relativa do gás dissolvido nas condições iniciais (linha de alimentação), o valor sugerido por OK DEQ (2004) é de 0,9;
- P = Pressão absoluta no tanque (kPa);
- $y_g = 1,225 + 0,00164 \times T - \frac{1,769}{SG_{oil}}$; em que:
 - T = Temperatura no tanque (K);
 - $^{\circ}API$ = Grau API do óleo no tanque.

Cabe observar que, quando a liberação de gás flash ocorre de um separador para um tanque a pressão atmosférica, o termo entre parêntesis deve ser desmembrado:

$$RGO_f = SG_i \times \left[\left(\frac{P}{519,7 \times 10^{y_g}} \right)_{separador}^{1,204} - \left(\frac{P}{519,7 \times 10^{y_g}} \right)_{tanque}^{1,204} \right]$$

Como considerado para a metodologia anterior, a RGO_f encontrada considera todos os hidrocarbonetos que saíram do petróleo como gás flash, para estimar as emissões de CH_4 , é necessário conhecer a fração de CH_4 presente no gás de flash. Caso a composição do gás *flash* não seja conhecida, pode-se utilizar o valor de 27,4% de CH_4 , sugerido pelos estudos (API; GRI, 1997 e CPA, 1992 *apud* API, 2009). A partir daí, as emissões de CH_4 podem ser calculadas através da equação apresentada na subseção 8.2.5.2.

EUB Rule-of-Thumb

CAPP (2002) sugere ainda outra equação de correlação para estimar as emissões de CH_4 , EUB Rule-of-Thumb. No entanto, esta equação tende a superestimar as emissões de gás de *flash* e sugere que seja usada somente para instalações com baixo volume de óleo, reservatórios maduros e algumas instalações com produção de óleo pesado. A equação EUB Rule-of-Thumb é:

$$V_s = 0,0257 \times V_o \times \Delta P$$

Os termos, cujas unidades apresentadas devem ser utilizadas, representam:

- V_s = Volume de gás flash liberado (m^3);
- V_o = Volume de óleo produzido (m^3);
- ΔP = Queda de pressão do separador para o tanque (kPa).

Novamente, o V_s encontrado considera todos os hidrocarbonetos que saíram do petróleo como gás *flash*, para estimar as emissões de CH_4 , é necessário conhecer a fração de CH_4 presente no gás de flash. Caso a composição do gás flash não seja conhecida, pode-se utilizar o valor de 27,4% de CH_4 , sugerido pelos estudos (API; GRI, 1997 e CPA, 1992 *apud* API, 2009). A partir daí, as emissões de CH_4 podem ser calculadas através da equação apresentada na subseção 8.2.5.2.

8.2.5.5. Estimativa de emissões de CH_4 e CO_2 utilizando gráfico relacionando RGO, grau API e pressão no separador

Na ausência de dados mais detalhados, o grau API do óleo e a pressão no separador podem ser utilizados para obter a RGO no gráfico (**Figura 17**) elaborado pela EPA e apresentado em *Vapor Recovery Tower/VRU Configuration, Lessons Learned from Natural Gas STAR* (EPA, 2007). O gráfico foi desenvolvido através de dados empíricos de flash em estudos laboratoriais e monitoramentos em campo apresentados na publicação *Lessons Learned, Installing Vapor Recovery Units on Crude Oil Storage Tanks* (EPA, 2003).

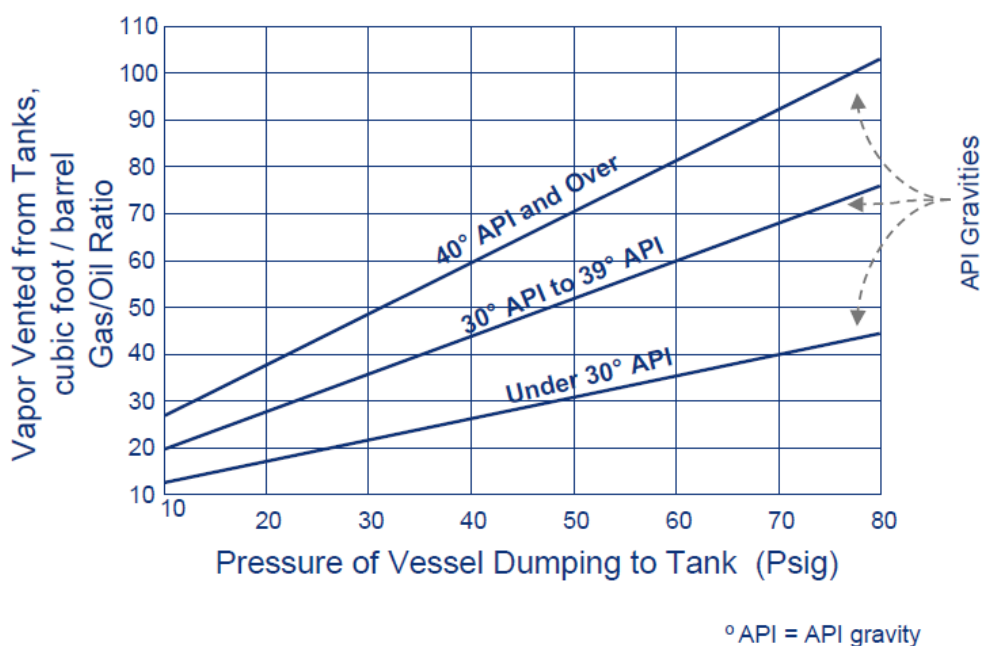


Figura 17: Gráfico relacionando RGO, grau API e pressão no separador.
Eixo horizontal: Pressão de saída do separador (Psig). Eixo Vertical RGO. API gravity – Grau API.
Fonte: EPA (2007).

Obtendo-se a RGO, as emissões podem ser calculadas através da equação apresentada na subseção 8.2.5.2.

8.2.5.6. Estimativa de emissões de CH₄ considerando fatores de emissão

Fatores de emissão para *flash* de tanques de óleo cru foram obtidos através dos dados de monitoramento publicados em *Validation of a Petroleum Production Tank Emission Model, Final Report* (API; GRI, 1997) e *Inventory of CH₄ and VOC Emissions from Upstream Oil and Gas Operations in Alberta, Volume III: Results of the Field Validation Program* (CPA, 1992) (*apud* API, 2009). Esses dados foram obtidos em monitoramento de tanques com conteúdo de CH₄ variáveis, mas podem ser convertidos através de uma relação linear. A equação para obtenção das emissões é:

$$E_{CH_4} = TT \times t \times EF_{CH_4} \times \frac{F_{CH_4,i}}{F_{CH_4,EF}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- TT = Taxa de transferência (m³/dia);
- t = período de funcionamento no ano (dia/ano);
- EF_{CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ (t/m³);
- $F_{CH_4,i}$ = Fração de CH₄ na corrente de gás na instalação;
- $F_{CH_4,EF}$ = Fração de CH₄ na corrente de gás do fator de emissão.

Emissões de CO₂

As emissões de CO₂ são calculadas através das emissões de CH₄ estimadas por alguma das metodologias apresentadas anteriormente através equação:

$$E_{CO_2} = E_{CH_4} \times \frac{MW_{CO_2}}{MW_{CH_4}} \times \frac{F_{CO_2}}{F_{CH_4}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;
- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.

8.2.5.7. Comparação das metodologias

A aplicação de dados de testes é a abordagem mais rigorosa para determinar as emissões por *flash*, porém, nem sempre estes dados estão disponíveis. Sendo assim, alternativas ao monitoramento são: a utilização da RGO para obtenção das emissões ou a utilização de softwares específicos, como o API E&P TANK, ou simuladores de processo, como o Aspen HYSYS. O uso de *software* requer diversos dados de entrada específicos, como a pressão e temperatura do separador e a razão gás-óleo (RGO) do petróleo que será estocado para a obtenção de resultados satisfatórios.

Caso estas informações não estejam disponíveis, podem ser utilizadas as equações de correlação: Vasquez-Beggs, Standing Correlation ou EUB Rule-of-Thumb. E ainda o gráfico elaborado pela EPA (2007), que relaciona a pressão do gás na saída do separador e seu grau API com a razão gás-óleo (RGO). A abordagem mais simples consiste na utilização de fatores de emissão publicados (API; GRI, 1997 e CPA, 1992 *apud* API, 2009).

Em tanques de óleo cru com teto fixo ou flutuante, pode haver ainda emissões devido ao enchimento e esvaziamento do tanque ou por diferenças na temperatura ao longo do dia. No entanto, as maiores perdas de gás na produção de petróleo ocorrem por *flash* e assume-se que o óleo depois de atingir a pressão atmosférica não contém mais CH₄ e CO₂ dissolvidos. Portanto, as emissões por enchimento/esvaziamento e por mudanças na temperatura não são estimadas.

A **Figura 18** apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis.

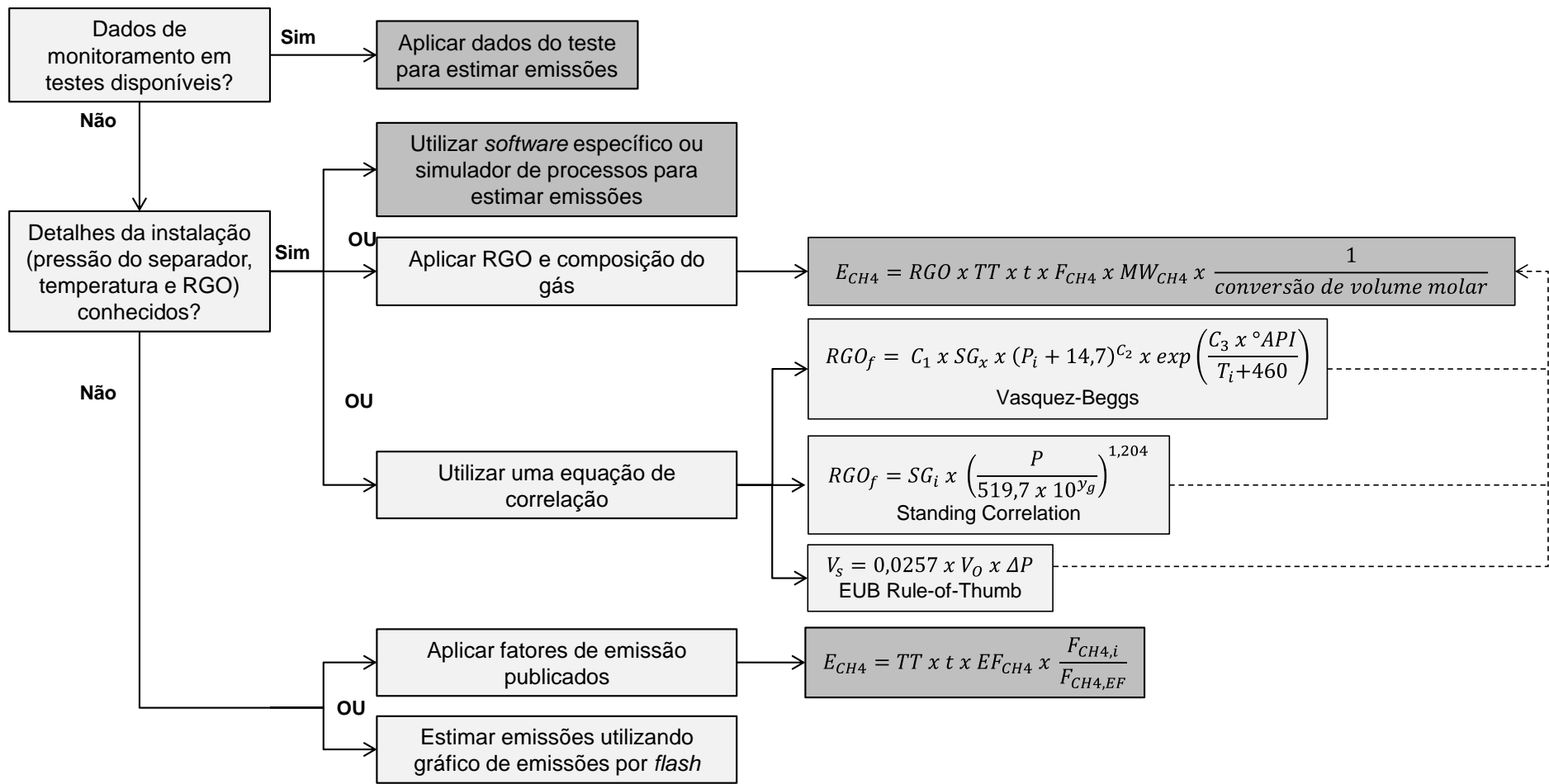


Figura 18: Estimativas de emissões pelo tanque de armazenamento de óleo.
Fonte: Adaptado de API (2009).

8.2.6. Tanque de armazenamento de condensado

O condensado³⁹ recolhido no segmento de produção pode conter CH₄ aprisionado, que pode resultar em perdas por *flash* na medida em que o condensado exposto a condições atmosféricas. As emissões de CH₄ e CO₂ por *flash* do condensado são calculadas de uma maneira muito semelhante às emissões de tanques de petróleo bruto por *flash*.

8.2.6.1. Comparação das metodologias

A abordagem mais rigorosa é a utilização de medições diretas. Na ausência de dados de medição, outros métodos de estimação incluem simuladores de processos, se os dados de entrada necessários estiverem disponíveis.

Uma alternativa é as equações de Vasquez-Beggs ou *Staging Correlation*, utilizando as propriedades físicas do condensado no lugar das do petróleo bruto. A equação de correlação EUB Rule-of-Thumb não deve ser utilizada para o condensado, pois não leva em conta as propriedades físicas do condensado. Um fator de emissão foi obtido por um programa de medição e apresentado na publicação *VOC Emissions from Oil and Condensate Storage Tanks* (HARC, 2006).

A **Figura 19** apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis.

³⁹ Condensado: hidrocarbonetos que permanecem líquidos e separados do gás natural quando expostos à temperatura e pressão ambientes.

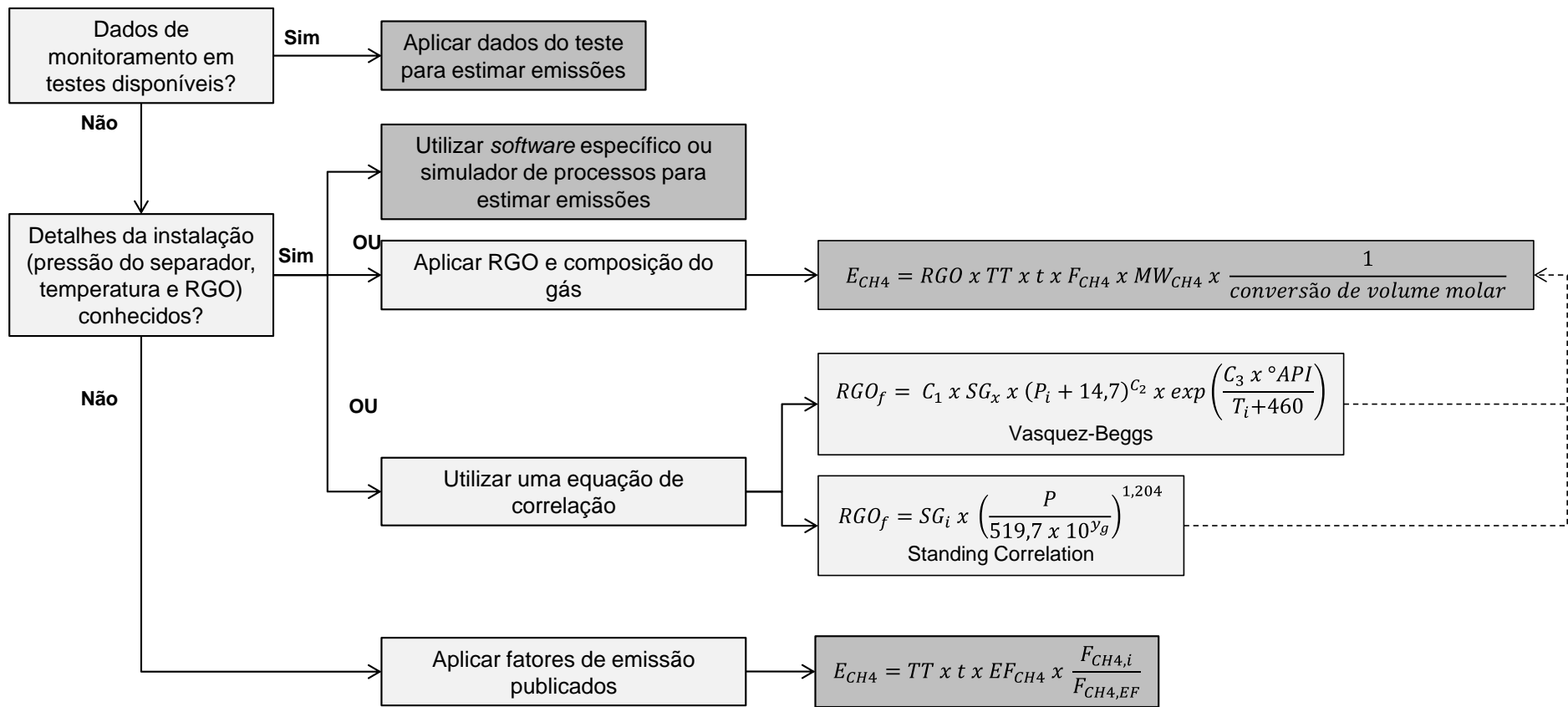


Figura 19: Estimativas de emissões pelo tanque de armazenamento de condensado.
Fonte: Adaptado de API (2009).

8.2.7. Tanques de armazenamento de água

Paralelamente às emissões de gás de *flash* provenientes do óleo que sai do separador para o tanque de armazenamento, também podem ocorrer emissões, em menor escala devido à solubilidade, da água produzida saindo do separador para seu tanque de armazenamento.

As metodologias para estimativa de emissões pelo tanque de armazenamento de água são apresentadas a seguir:

8.2.7.1. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando dados de monitoramento

As emissões pela vaporização de CH₄ e CO₂ em tanques de armazenamento de água podem ser medidas diretamente, em testes realizados na instalação, fornecendo estimativas precisas de emissões para os tanques medidos, porém esta abordagem é geralmente cara e demanda tempo para o monitoramento de um grande número de tanques.

8.2.7.2. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ utilizando softwares

Outra opção, caso não se tenha dados de monitoramento é o uso de um simulador de processos como o Aspen HYSYS.

8.2.7.3. Estimativa de emissões de CH₄ considerando fatores de emissão

O API (2009) apresenta fatores de emissão baseados nos dados de *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 6: Vented and Combustion Source Summary* (GRI; EPA, 1996) e os converteu para toneladas de CH₄ por volume de água produzida através da publicação *Atlas of Gas Related Produced Water for 1990* (ENERGY ENVIRONMENTAL RESEARCH CENTER, 1995). Outra fonte para fatores de emissão é *Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry* (ARPEL, 1998). A equação para a obtenção das emissões é:

$$E_{CH_4} = TT \times t \times EF_{CH_4}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- TT = Taxa de transferência (m³/dia);
- t = período de funcionamento no ano (dia/ano);
- EF_{CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ (t/m³).

Emissões de CO₂

As emissões de CO₂ são calculadas através das emissões de CH₄ estimadas por alguma das metodologias apresentadas anteriormente através equação:

$$E_{CO_2} = E_{CH_4} \times \frac{MW_{CO_2}}{MW_{CH_4}} \times \frac{F_{CO_2}}{F_{CH_4}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;
- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.

8.2.7.4. Comparação das metodologias

Dentre as metodologias disponíveis para a estimativa das emissões de CH₄ e CO₂ por essas fontes, o monitoramento direto é a mais indicada. Programas de simulação de processos como o HYSYS e fatores de emissão quando não houver dados disponíveis também são alternativas. Já o software API E&P TANK e as equações de correlação não devem ser empregados, pois são específicas para emissões por *flash*.

A **Figura 20** apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis.

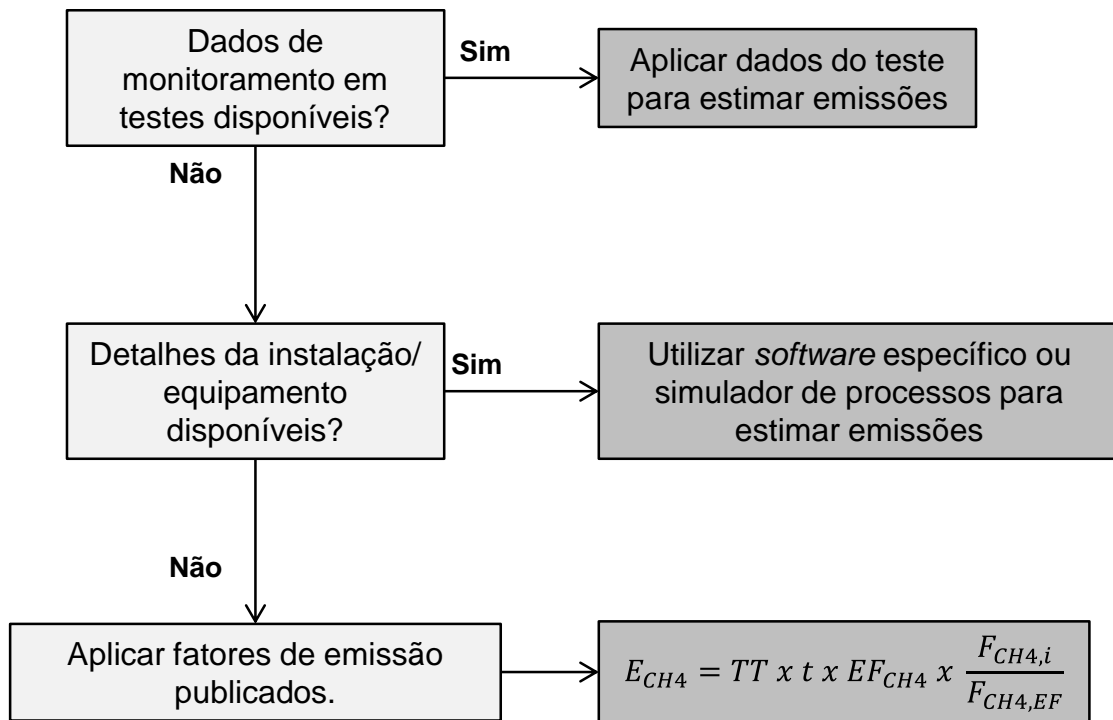


Figura 20: Estimativas de emissões pelo tanque de armazenamento de óleo.
Fonte: Adaptado de API (2009).

8.2.8. Tanque com *gas-blanket*

O gás natural pode ser utilizado como *gas-blanket* em tanques de armazenamento (de óleo cru, condensado, água, glicol e outros produtos químicos) para deixar os vapores gerados abaixo do limite de inflamabilidade e evitar a formação de vácuo. Se os tanques não tiverem controle de emissões, emissões de CH₄ e possivelmente de CO₂ podem devido à liberação do gás natural na medida em que o líquido for sendo bombeado para o tanque.

A metodologia para estimativa dessas emissões e a de balanço material, apresentada pela equação:

$$E_{CH_4} = VR \times F_{CH_4} \times \frac{MW_{CH_4}}{\text{conversão de volume molar}}$$

$$E_{CO_2} = VR \times F_{CO_2} \times \frac{MW_{CO_2}}{\text{conversão de volume molar}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);

- VR = Taxa de liberação do gás para a atmosfera na medida em que o líquido for sendo bombeado para o tanque;
- F_{CH_4} = Fração molar de CH_4 na corrente de gás;
- F_{CO_2} = Fração molar de CO_2 na corrente de gás;
- MW_{CH_4} = Massa molar de CH_4 (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar de CO_2 (g/mol);
- *conversão de volume molar* = termo referente à conversão de volume molar para massa (= 23.685 cm³/mol).

O *gas-blanket* geralmente é enviado para o tanque de maneira intermitente. E a taxa de liberação do gás para a atmosfera na medida em que o líquido for sendo bombeado para o tanque é uma função da altura do líquido no recipiente. Segundo API (2009), é mais provável que apenas a taxa de saída de líquido do tanque seja conhecida nas instalações, e não a variação do nível dentro dele. Sendo assim, a taxa de saída de líquido do tanque poderia superestimar as emissões, pois não estaria sendo considerado o processo de esvaziamento do tanque.

8.2.9. Dispositivos pneumáticos a gás natural

Dispositivos pneumáticos a gás natural são uma fonte de emissões de CH_4 (e CO_2 , se presente na corrente de gás). Dispositivos pneumáticos podem ser concebidos para escoar gás continuamente ou intermitentemente. Dispositivos pneumáticos com baixa ou nenhuma emissão por *venting* também podem ser utilizados, além daqueles movidos a ar comprimido. A maioria dos dispositivos pneumáticos utilizados no segmento de produção de petróleo são acionadores e controladores de válvulas a gás natural (GRI; EPA, 1996).

As metodologias disponíveis para o estimativa das emissões de CH_4 e CO_2 por dispositivos pneumáticos a gás natural são apresentadas a seguir.

8.2.9.1. Estimativa de emissões de CH_4 e CO_2 considerando dados de monitoramento ou fornecidos pelo fabricante

As emissões de CH_4 e CO_2 por dispositivos pneumáticos podem ser medidas diretamente, em testes realizados na instalação. Quando estes dados não estiverem disponíveis, podem ser utilizados os dados de emissões fornecidos pelo fabricante.

8.2.9.2. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando volume liberado e composição do gás

Outra abordagem para calcular as emissões é calcular o volume de gás liberado, através da equação dada por GPSA (1987 *apud* API, 2009):

$$VR = 16,330 \times \left[1 + \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right] \times d^2 \times \sqrt{P \times [29,32 + (0,3 \times H)]} \times \sqrt{\frac{520}{460 + T_f}} \times \sqrt{\frac{1.0000}{G}}$$

Os termos, cujas unidades apresentadas devem ser utilizadas, representam:

- VR = Taxa de liberação do gás pela válvula (scf/ano);
- d = Diâmetro do orifício de saída do gás (in);
- D = Diâmetro interno da tubulação (in);
- P = Pressão (in Hg);
- T_f = Temperatura do gás (°F);
- G = Densidade específica a 60°F.

Após a estimativa do volume de gás liberado, as emissões de CH₄ e CO₂ podem ser calculadas através da composição do gás, através da fórmula:

$$E_{CH_4} = VR \times F_{CH_4} \times \frac{MW_{CH_4}}{\text{conversão de volume molar}}$$
$$E_{CO_2} = VR \times F_{CO_2} \times \frac{MW_{CO_2}}{\text{conversão de volume molar}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- VR = Taxa de liberação do gás pela válvula (m³/ano);
- F_{CH_4} = Fração molar de CH₄ na corrente de gás;
- F_{CO_2} = Fração molar de CO₂ na corrente de gás;
- MW_{CH_4} = Massa molar de CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar de CO₂ (g/mol);
- *conversão de volume molar* = termo referente à conversão de volume molar para massa (= 23.685 cm³/mol).

8.2.9.3. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando fatores de emissão

Caso os dados sobre o dispositivo não sejam conhecidos, podem ser aplicados fatores de emissão para a estimativa de emissões de CH₄. Os fatores de emissão para dispositivos pneumáticos podem ser encontrados em *Methane Emissions from the Natural Gas Industry* (GRI; EPA, 1996), *Estimation of Flaring and Venting Volumes from Upstream Oil and Gas Facilities* (CAPP, 2002) e *Calculating Greenhouse Gas Emissions* (CAPP, 2003). A equação para o uso dos fatores de emissão é:

$$E_{CH_4} = n \times EF_{CH_4} \times \frac{F_{CH_4,i}}{F_{CH_4,EF}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- n = Número de dispositivos pneumáticos;
- EF_{CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ (t/m³);
- $F_{CH_4,i}$ = Fração de CH₄ na corrente de gás na instalação;
- $F_{CH_4,EF}$ = Fração de CH₄ na corrente de gás do fator de emissão.

Analogamente, as emissões de CO₂ são calculadas pela equação:

$$E_{CO_2} = E_{CH_4} \times \frac{MW_{CO_2}}{MW_{CH_4}} \times \frac{F_{CO_2}}{F_{CH_4}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;
- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.

8.2.9.4. Comparação das metodologias

Segundo API (2009), a abordagem mais rigorosa para estimar as emissões de CH₄ (e CO₂, se presente na corrente de gás) é a utilização de dados de medições específicas na instalação ou dados dos fabricantes. No entanto, taxas de emissão fabricante tendem a ser mais baixas do que as emissões observadas em campo devido a condições de funcionamento e práticas de manutenção aplicadas.

Quando dados de monitoramento ou do fabricante não estão disponíveis, as emissões podem ser calculadas através do volume liberado e composição do gás ou ainda através de fatores de emissão.

A **Figura 21** apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis.

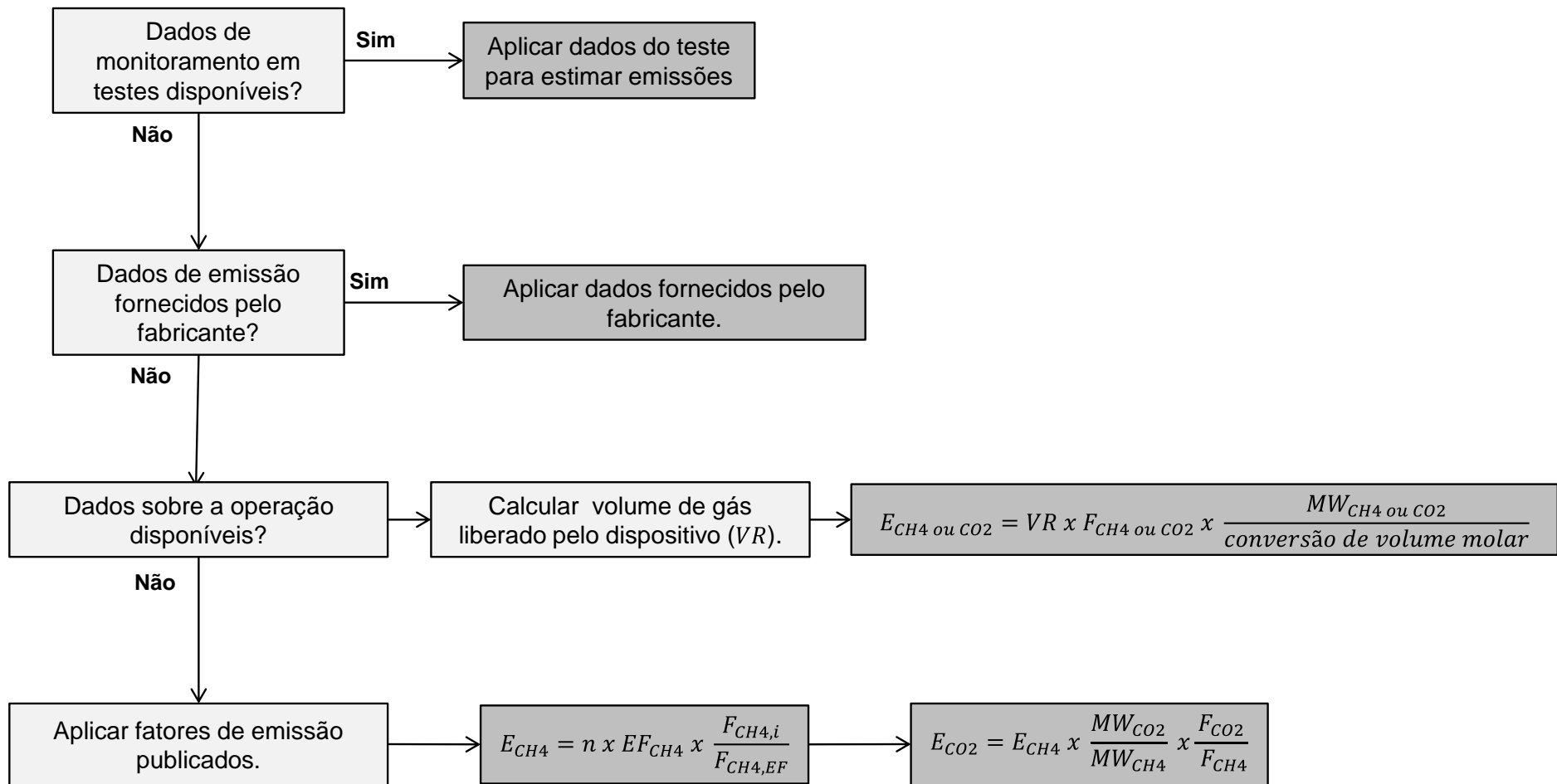


Figura 21: Estimativas de emissões por dispositivos pneumáticos.
Fonte: Elaboração própria com base em API (2009).

8.2.10. Bombas de injeção de produtos químicos a gás natural

Bombas de injeção de produtos químicos a gás natural são fontes de emissões de CH₄ devido à ventilação do gás utilizado para atuar sobre um pistão ou diafragma para bombear os produtos químicos⁴⁰ para os equipamentos. Podem também ser fontes de emissões de CO₂, se o gás utilizado contiver uma quantidade significativa de CO₂.

As metodologias disponíveis para o estimativa das emissões de CH₄ e CO₂ por bombas de injeção de produtos químicos a gás natural são apresentadas a seguir.

8.2.10.1. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando dados de monitoramento ou fornecidos pelo fabricante

As emissões de CH₄ e CO₂ por bombas de injeção de produtos químicos podem ser medidas diretamente, em testes realizados na instalação ou através das informações fornecidas pelo fabricante do equipamento.

8.2.10.2. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando volume liberado e composição do gás

O volume de emissão de gás natural a partir de uma bomba pneumática é uma função da quantidade de líquido a ser bombeado (volume de deslocamento), da pressão de saída do líquido a partir da bomba, da pressão e da temperatura do gás utilizado e da perda de eficiência através da bomba. A relação desses fatores é dada pela equação:

$$VR = \left(\frac{P_o + P_A}{P_A} \right) \times \left(\frac{T_A}{459,7 + T_G} \right) \times V_L \times (1 + I)$$

Os termos, cujas unidades apresentadas devem ser utilizadas, representam:

- VR = Taxa de liberação do gás pela bomba (scf/ano);
- P_o = Pressão de saída da bomba (psig);
- P_A = Pressão atmosférica (= 14,7 psig);
- T_A = Temperatura atmosférica (°R);
- T_G = Temperatura do gás (°R, °F = °R + 459,7);
- V_L = Volume de líquido bombeado (scf/ano);

⁴⁰ Os produtos químicos tipicamente injetados nas linhas de processo incluem biocidas, desemulsionantes, clarificadores, inibidores de corrosão, inibidores de incrustações, inibidores de hidratos, desengraxantes de parafina, surfactantes, captadores de oxigênio e eliminadores de ácido sulfídrico (API, 2009).

- $1 + I$ = Ineficiência da bomba dada pelo fabricante, ou assumir valor padrão de 30% (API, 2009).

Nas informações fornecidas pelos fabricantes, a relação entre os fatores da equação é geralmente descrita utilizando um conjunto de "curvas da bomba".

Após o estimativa do volume de gás liberado, as emissões de CH₄ e CO₂ podem ser calculadas através da composição do gás, através da fórmula:

$$E_{CH_4} = VR \times F_{CH_4} \times \frac{MW_{CH_4}}{\text{conversão de volume molar}}$$

$$E_{CO_2} = VR \times F_{CO_2} \times \frac{MW_{CO_2}}{\text{conversão de volume molar}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- VR = Taxa de liberação do gás pela bomba (m³/ano);
- F_{CH_4} = Fração molar de CH₄ na corrente de gás;
- F_{CO_2} = Fração molar de CO₂ na corrente de gás;
- MW_{CH_4} = Massa molar de CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar de CO₂ (g/mol);
- *conversão de volume molar* = termo referente à conversão de volume molar para massa (= 23.685 cm³/mol).

8.2.10.3. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando fatores de emissão

Caso os dados sobre a bomba não sejam conhecidos, podem ser aplicados fatores de emissão para a estimativa de emissões de CH₄. Os fatores de emissão para bombas de injeção de produtos químicos a gás natural podem ser encontrados em *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 12: Pneumatic Devices, Final Report* (GRI; EPA, 1996), *Estimation of Flaring and Venting Volumes from Upstream Oil and Gas Facilities* (CAPP, 2002) e *Calculating Greenhouse Gas Emissions* (CAPP, 2003). A equação para o uso dos fatores de emissão é:

$$E_{CH_4} = TT \times t \times EF_{CH_4} \times \frac{F_{CH_4,i}}{F_{CH_4,EF}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- TT = Taxa de transferência (m³/dia);
- t = período de funcionamento no ano (dia/ano);
- EF_{CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ (t/m³);
- $F_{CH_4,i}$ = Fração de CH₄ na corrente de gás na instalação;
- $F_{CH_4,EF}$ = Fração de CH₄ na corrente de gás do fator de emissão.

Analogamente, as emissões de CO₂ são calculadas pela equação:

$$E_{CO_2} = E_{CH_4} \times \frac{MW_{CO_2}}{MW_{CH_4}} \times \frac{F_{CO_2}}{F_{CH_4}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;
- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.

8.2.10.4. Comparação das metodologias

Segundo API (2009), a abordagem mais rigorosa para estimar as emissões de GEE para bombas de injeção de produtos químicos é a utilização de medições nas instalações ou de dados fornecidos pelo fabricante.

Quando dados de monitoramento ou do fabricante não estão disponíveis, as emissões podem ser calculadas através do volume de gás liberado pela bomba e da composição do gás. Outra abordagem é a utilização de fatores de emissão.

A diagrama abaixo apresenta a árvore para a escolha da metodologia de estimativa de emissões de acordo com sua prioridade em relação à precisão dos resultados e aos dados disponíveis.

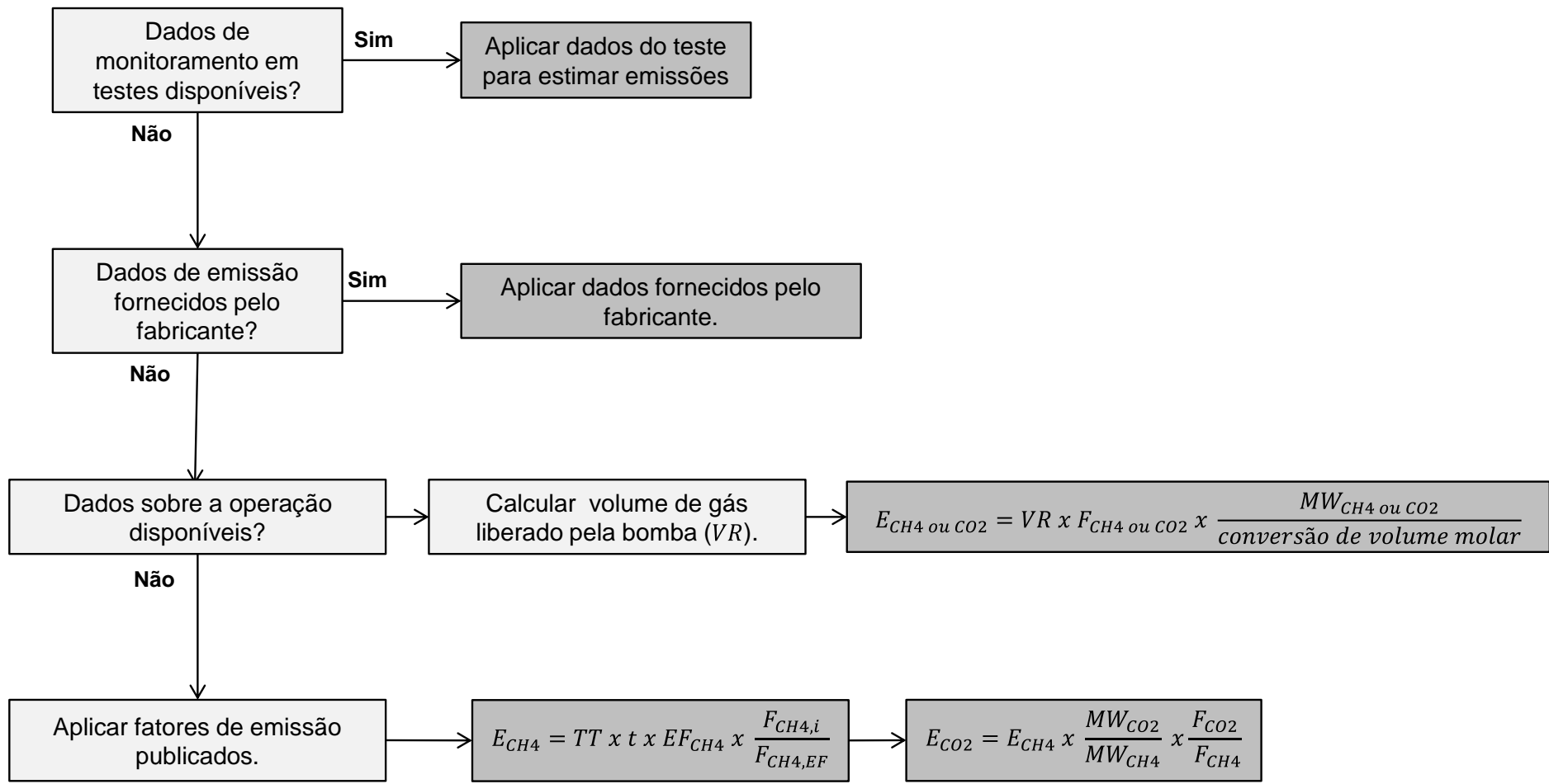


Figura 22: Estimativas de emissões por bombas de injeção de produtos químicos.

Fonte: Elaboração própria com base em API (2009).

8.2.11. Casing

A migração de gás a partir do *casing* (revestimento) do poço pode resultar em emissões de CH₄ e CO₂. Esta migração resulta do fluxo de gás por fora do revestimento.

Segundo API (2009), dados de monitoramento fornecem é a abordagem mais rigorosa para estimar as emissões. Na ausência destes, uma alternativa é a utilização de fatores de emissão fornecidos em estudos como *Estimation of Flaring and Venting Volumes from Upstream Oil and Gas Facilities* (CAPP, 2002) e *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 12: Pneumatic Devices, Final Report* (GRI; EPA, 1996). A equação para o estimativa das emissões é:

$$E_{CH_4} = V \times EF_{CH_4} \times \frac{F_{CH_4,i}}{F_{CH_4,EF}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- V = Volume de petróleo produzido (m³/ ano);
- EF_{CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ (t/m³);
- $F_{CH_4,i}$ = Fração de CH₄ na corrente de gás na instalação;
- $F_{CH_4,EF}$ = Fração de CH₄ na corrente de gás do fator de emissão.

Analogamente, as emissões de CO₂ são calculadas pela equação:

$$E_{CO_2} = E_{CH_4} \times \frac{MW_{CO_2}}{MW_{CH_4}} \times \frac{F_{CO_2}}{F_{CH_4}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;
- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.

8.2.12. Manutenção e atividades não rotineiras

Atividades de manutenção podem causar liberações intencionais de gás para a atmosfera a fim de proporcionar um ambiente de trabalho mais seguro. Quando o equipamento é posto novamente em funcionamento após trabalhos de manutenção, pode ser necessário purgar (expulsar) as linhas ou equipamentos com gás para impedir a formação de uma mistura inflamável de CH₄ e oxigênio. O gás utilizado pode ser o nitrogênio ou o gás natural, no último caso, podendo resultar em emissões de CH₄ e CO₂.

Adicionalmente, condições de emergência são exemplos emissões não rotineiras que podem ocorrer. Muitas vezes, estas condições acionam automaticamente equipamentos (como PRVs e ESDs) de despressurização para assegurar condições de operação seguras. A quantidade de gás libertado através de uma PRV é altamente dependente da pressão de gás e do tamanho da válvula. ESDs são sistemas de segurança manuais ou automáticos que desligam e fazem a ventilação de todo equipamento quando uma emergência é detectada.

As metodologias para estimativa de emissões nesses casos são apresentadas a seguir.

8.2.12.1. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ através de estimativas de engenharia

Nesta metodologia são utilizadas informações específicas sobre o evento, como o volume interno do equipamento, a composição do gás liberado e o número de vezes em que o evento ocorre por ano. As emissões são estimadas através da equação:

$$E_{CH_4} = V \times n \times F_{CH_4} \times \frac{MW_{CH_4}}{\text{conversão de volume molar}}$$

$$E_{CO_2} = V \times n \times F_{CO_2} \times \frac{MW_{CO_2}}{\text{conversão de volume molar}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{CO_2} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- V = Volume de gás liberado por evento (m³);
- n = número de eventos por ano;

- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;
- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol);
- *conversão de volume molar* = termo referente à conversão de volume molar para massa (= 23.685 cm³/mol).

Esta abordagem de estimativas de engenharia requer que o volume de gás liberado seja conhecido, ou estimado. Se o volume de gás liberado não for conhecido a princípio e se todo o gás presente no equipamento tiver sido expulso, pode-se utilizar outro arranjo para a estimativa das emissões. Primeiramente, calculasse o volume interno do equipamento do qual foi liberado o gás, depois, utiliza-se o volume encontrado na da Lei dos Gases para encontrar o número de mol de gás liberado:

$$m = \frac{P \times V}{z \times R \times T}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- m = número de mol liberados (mol);
- P = Pressão do gás no equipamento (Pa);
- V = Volume interno do equipamento (m³);
- z = Compressibilidade do gás - pode ser encontrada em publicações como *Perry's Chemical Engineer's Handbook* (Perry, 1984 apud API, 2009);
- R = Constante universal dos gases (8,314472 m³.Pa.K⁻¹.mol⁻¹);
- T = Temperatura do gás no equipamento (K).

A partir daí, as emissões podem ser calculadas através da equação:

$$E_{CH_4} = n \times m \times F_{CH_4} \times MW_{CH_4}$$

$$E_{CO_2} = n \times m \times F_{CO_2} \times MW_{CO_2}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{CO_2} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- n = número de eventos por ano;
- m = número de mol liberados (mol);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;

- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol).

Blowdown de poços

Blowdown de poços são realizados algumas vezes para remover a água que se acumulou na tubulação. Durante a descarga, o poço é aberto para a atmosfera, então a pressão de fundo de poço força a água para fora do poço. A quantidade de gás expelido depende da duração da descarga, que pode ser calculado com base em condições do campo (profundidade, formação, etc.).

Especificamente para *blowdown* de poços, as emissões de CH₄ e CO₂ podem ser estimadas baseadas na Lei dos Gases através da equação:

$$E_{CH_4} = (9,781 \times 10^{-7}) \times \left(\frac{1}{z}\right) \times (D_{casing})^2 \times Pf \times P \times F_{CH_4} \times MW_{CH_4} \times n$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- E_{CO_2} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- z = Compressibilidade do gás - pode ser encontrada em publicações como *Perry's Chemical Engineer's Handbook* (Perry, 1984 apud API, 2009);
- D_{casing} = Diâmetro do *casing* (in);
- Pf = Profundidade do poço (ft);
- P = Pressão de *shut-in*⁴¹ (psig);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;
- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (lb/lb.mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (lb/lb.mol);
- n = número de eventos por ano.

⁴¹ A força por unidade de área exercida na parte superior de um poço, quando se está fechado pela árvore de Natal ou pelo BOP. Se a pressão é igual a zero, o poço é considerado morto, e normalmente podem ser aberto de forma segura para a atmosfera.

8.2.12.2. Estimativa de emissões de CH₄ e CO₂ considerando fatores de emissão

Caso a metodologia anterior não possa ser aplicada, podem ser utilizados fatores de emissão para atividades como manutenção de poços, despressurização de vasos (de separadores, desidratadores, etc.), partida (*startup*) de compressores, *blowdown* de vasos e compressores, manutenção de bombas de óleo e funcionamento de PRVs e ESDs. Tais fatores podem ser encontrados em publicações como *Methane Emissions from the Natural Gas Industry* (GRI; EPA, 1996) e *Annual Methane Emission Estimate of the Natural Gas Systems in the United States, Phase II* (PSI, 1989 e 1990 *apud* API, 2009). As equações para a obtenção das emissões, dependendo dos termos em que é dado o fator de emissão são:

$$E_{CH_4} = V \times n \times EF_{CH_4} \times \frac{F_{CH_4,i}}{F_{CH_4,EF}} \quad \text{ou} \quad E_{CH_4} = nv \times EF_{CH_4}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- V = Volume de gás liberado por evento (m³);
- n = Número de eventos por ano;
- nv = Número de válvulas;
- EF_{CH_4} = Fator de Emissão de CH₄ (t/m³);
- $F_{CH_4,i}$ = Fração de CH₄ na corrente de gás na instalação;
- $F_{CH_4,EF}$ = Fração de CH₄ na corrente de gás do fator de emissão.

Analogamente, as emissões de CO₂ são calculadas pela equação:

$$E_{CO_2} = E_{CH_4} \times \frac{MW_{CO_2}}{MW_{CH_4}} \times \frac{F_{CO_2}}{F_{CH_4}}$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (t/ano);
- MW_{CH_4} = Massa molar do CH₄ (g/mol);
- MW_{CO_2} = Massa molar do CO₂ (g/mol);
- F_{CO_2} = Fração de CO₂ no gás;

- F_{CH_4} = Fração de CH₄ no gás.

Segundo API (2009), emissões de estimulação de poços com CO₂ devem ser calculadas utilizando estimativas de engenharia. Na ausência de dados específicos do local, pode-se assumir que todo o volume de CO₂ utilizado na estimulação de poços é liberado para a atmosfera. *Blowouts* são eventos não planejados, consistem no fluxo descontrolado de fluidos do reservatório para o poço, e, por vezes, para a superfície. A ruptura pode consistir de água salgada, óleo, gás ou uma mistura destes, suas emissões podem ser calculadas usando dados do teste de poço ou dados de produção e duração.

8.2.13. Equipamentos de combate a incêndios

A utilização de equipamentos de combate a incêndios pode resultar em emissões de GEE com elevados GWPs, milhares de vezes maiores do que para o CO₂. Os GEE de preocupação de tais equipamentos de são tipicamente HFCs ou PFCs. Além desses o CO₂ também pode ser usado no combate ao fogo. Para estimar as emissões de extintor de incêndio, uma abordagem de balanço de material deve ser utilizada. O balanço material deve considerar a quantidade de gás liberada em cada evento, o número de eventos por ano e a composição do gás.

Por exemplo, para um extintor de incêndio de CO₂, pode-se usar a equação:

$$E_{CO_2} = C \times n$$

Os termos, cujas unidades são apresentadas como exemplo para facilitar a compreensão da equação (conversões de unidades não estão explícitas), representam:

- E_{CO_2} = Emissões de CO₂ (t/ano);
- C = Quantidade de CO₂ por extintor (kg);
- n = Quantidade de extintores utilizados.

Para PFCs e HFCs, deve-se considerar a fração do gás que foi liberado para a atmosfera, visto que seus altos GWPs, podem causar impacto significativo nas emissões totais da atividade de produção, a abordagem para este tipo de estimativa é dada por EPA (2006). Cabe ressaltar que emissões do combustível queimado durante um incêndio devem ser estimadas utilizando as metodologias para fontes de combustão.

9. Estudo de Caso

O estudo de caso apresentado neste capítulo tem como objetivo exemplificar a aplicação das metodologias apresentadas para estimativa de emissões de GEE na produção de óleo e gás buscando refletir as condições das atividades no Pré-sal. As metodologias são empregadas de acordo com as informações disponíveis na literatura, visto que não foram obtidos dados de monitoramento em campo.

Além disso, quando possível, o estudo de caso busca evidenciar as diferenças nos resultados obtidos para uma mesma fonte de acordo com a metodologia empregada, indicando como este fator pode impactar no desenvolvimento de um inventário de emissões.

Para elaboração do estudo foram consultados teses e artigos acadêmicos, relatórios nacionais e internacionais de agências de meio ambiente e energia, e organizações relacionadas à indústria do petróleo, informações de fabricantes de equipamentos, além de Estudos de Impactos Ambientais (EIAs) de empresas brasileiras de produção de óleo e gás.

O escopo abrange fontes de emissão por combustão e por *venting* em uma instalação de produção. As fontes consideradas são:

Fontes de combustão	Fontes de Emissões de Processo ou <i>Venting</i>
Caldeiras e caldeiras auxiliares	Tanques de armazenamento
Turbogeradores	Desidratador a glicol
Geradores	Remoção de gases ácidos com aminas
Guindastes	Dispositivos pneumáticos
Bombas de água contra incêndio	Bombas de injeção de produtos químicos
Empilhadeiras	<i>Blowdown</i> de vasos e compressores
<i>Flare</i>	Partida de compressores
Embarcações de apoio	ESD e PRVs
Helicópteros	Sistema de combate a incêndio
	Emissões pelo <i>casing</i>

Buscou-se representar as emissões em um ano de produção de uma instalação operando no polo Pré-sal. Para tanto, diversas informações sobre o FPSO⁴² Cidade de São Paulo (**Figura 23**) foram extraídas de “EIA/RIMA para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 1” entregue pela Petrobras em 2012 (PETROBRAS, 2012). A unidade possui capacidade de processamento de aproximadamente 120.000 bpd de óleo e 5,0 MMm³/d de gás, atualmente produzindo no BM-S-9, Bacia de Santos do Pré-sal, onde o grau API do petróleo é de 30 °API.



Figura 23: FPSO Cidade de São Paulo.

Fonte: <<http://www.riograndeoffshore.com/2012/11/fpso-cidade-de-sao-paulo-tem-construcao.html>>, Acesso em janeiro de 2013.

Considerou-se um poço produzindo 120.000 bpd de óleo e 3,2 MM m³/d de gás, como descrito no EIA (**Quadro 4**).

Quadro 4: Resumo informações.

Produção anual de óleo (m ³ /dia)	19.078,48
Produção anual de gás (m ³ /dia)	5.000.000,00
° API do petróleo produzido	30

Fonte: Elaboração própria.

⁴² FPSO, *Floating Production, Storage and Offloading* - instalações com capacidade de produzir, estocar e transferir o petróleo produzido.

Monteiro (2009) adota como uma estimativa da composição do gás natural, “teor de 15% de CO₂ (SOARES, 2009), e mantem-se a proporção molar entre os hidrocarbonetos e o N₂ encontrada no campo de Marlim (CONPET)”.

No entanto, “segundo informação do Ministério de Minas e Energia, o teor de carbono no campo de Tupi, o primeiro descoberto na região do Pré-sal, é de 8% a 12%, ao passo que a média nacional é de 4%” (COPPE).

O teor de CO₂ no gás tratado nas instalações *offshore*, que pode ser utilizado como gás combustível, *gas lift* ou exportado, deve ser de no máximo 5%.

Segundo a COMGAS (2013), o gás natural após processamento em terra possui 89% de metano, 1,5% de CO₂, 6% de etano, 1,8% de propano, 1% de compostos com mais de quatro carbonos e 0,7% de nitrogênio.

Com base nestas informações, a composição do gás natural (cru e processado) utilizada no estudo foi arbitrada de acordo com o **Quadro 5**.

Quadro 5: Composição do gás.

Composição do gás % molar	Gás natural liberado do óleo (THOMAS <i>et al.</i> , 2001)	Gás natural no campo de Marlim (CONPET <i>apud</i> MONTEIRO, 2009)	Gás natural no Pré-sal (MONTEIRO, 2009)	Gás natural no Pré-sal utilizado - Cru	Gás natural no Pré-sal utilizado - Processado
CO ₂	traços até 4	0,43	15	10	1,50
CH ₄	45 até 92	78,74	67,21	72,21	89
C ₂ H ₆	4 até 21	5,66	4,83	4,83	5,7
C ₃ H ₈	1 até 15	3,97	3,39	3,39	1,2
i-C ₄ H ₁₀	0,5 até 2	1,44	1,23	1,23	0,9
n-C ₄ H ₁₀		3,06	2,61	1,93	0,3
i-C ₅ H ₁₂	traços até 3	1,09	0,93	0,93	0,1
n-C ₅ H ₁₂		1,84	1,57	1,57	0,2
C ₆ H ₁₄	traços até 2	1,80	1,54	1,54	0,08
C ₇ +	traços até 1,5	1,70	1,45	1,45	-
N ₂	traços até 10	0,28	0,24	0,24	1,01
H ₂ S	traços até 3	-	-	0,68	0,01

Fonte: Elaboração própria.

Considerou-se que a instalação funcionou os 365 dias do ano (8760 horas) e que em 200 horas os equipamentos de emergência (caldeiras, geradores, bomba de água) foram acionados, consistindo na soma das horas em que estes entraram em funcionamento por motivos de manutenção dos equipamentos principais, treinamentos ou pequenos eventos de emergência. Estes mesmos motivos foram considerados para o uso de extintores e sistema de inundação no combate a incêndios.

A seguir serão apresentadas as estimativas para cada uma das fontes. De acordo com a disponibilidade de dados, mais de uma metodologia será aplicada para viabilizar a comparação de seus resultados.

9.1. Fontes de Combustão

As fontes de combustão abordadas no estudo de caso foram os equipamentos de geração de energia, calor e vapor, equipamentos de transporte de carga, de combate a incêndio e os motores das embarcações de apoio e helicóptero.

Informações utilizadas, como o conteúdo de carbono dos combustíveis, nos estimativas estão resumidas no **Quadro 6**.

Quadro 6: Informações para fontes de combustão.

Conversão volume molar (cm ³ /mol)	23,685
MW gás cru (g/mol)	25,65
MW gás processado (g/mol)	18,45
Wt%C gás cru	68,63
Wt%C gás processado	73,10
Wt%C diesel	86,34
Wt%C <i>jet fuel</i> (querosene de aviação)	86,30
Massa específica diesel (kg/m ³)	847,31
Massa específica <i>jet fuel</i> (querosene de aviação) (kg/m ³)	815,56
Massa específica gás natural (kg/m ³)	0,6728

Fonte: Elaboração própria.

A estimativa do conteúdo de carbono do gás está apresentada no Anexo II, enquanto os do diesel e do combustível utilizado no helicóptero foram tirados da Tabela 3-8 do API (2009), bem como as massas específicas.

9.1.1. Fontes de combustão estacionárias, exceto flares

Foi utilizada a metodologia de balanço material para estimar as emissões de CO₂, apresentada na subseção 8.1.1.1. Fatores de emissão específicos por equipamentos para CH₄ e N₂O (**Quadro 7**) e ainda fatores de emissão menos precisos, por combustível utilizado (**Quadro 8**), para os três GEE.

Quadro 7: Fatores de Emissão por equipamento.

Fatores de Emissão Específicos por Equipamento		
Caldeiras a gás natural	EF _{CH₄} (t/10 ¹² J)	0,00097
	EF _{N₂O} (t/10 ¹² J)	0,00093
Caldeiras a diesel*	EF _{CH₄} (t/t)	0,0000078
Turbinas a gás natural	EF _{CH₄} (t/10 ¹² J)	0,0037
	EF _{N₂O} (t/10 ¹² J)	0,0013
Diesel < 450 kW	EF _{CH₄} (t/10 ¹² J)	0,15
	EF _{N₂O} (t/10 ¹² J)	-
Diesel > 450 kW	EF _{CH₄} (t/10 ¹² J)	0,0035
	EF _{N₂O} (t/10 ¹² J)	-

Fonte: EPA, 1995 e * E&P Forum, 1994.

Quadro 8: Fatores de Emissão por combustível.

Fatores de Emissão por Combustível			
Combustível	EF _{CO₂} (t/10 ¹² J)	EF _{CH₄} (t/10 ¹² J)	EF _{N₂O} (t/10 ¹² J)
Gás natural	50,3	0,0009	0,00009
Diesel	70,4	0,00285	0,00057

Fonte: IPCC, 2006.

Dados sobre o consumo mensal e potência dos equipamentos de geração de energia foram consultados em PETROBRAS (2012), enquanto dados como as horas de funcionamento no ano, eficiência e poder calorífico são baseados no exemplo de estimativa de emissões para instalações *offshore* apresentado em API (2009), além dos dados sobre empilhadeiras, guindastes e sobre a bomba de incêndio. As informações utilizadas para as estimativas de emissão de fontes estacionárias são resumidas no **Quadro 9**.

Quadro 9: Informações para fontes de emissão estacionárias.

Fonte	Combustível	Unidades	Potência do equipamento - P (W)	Horas de funcionamento - H (h/ano)	Eficiência térmica - ϵ (J_{input}/J_{output})	Poder calorífico padrão do combustível - HVs (J/m^3)	Consumo mensal ($m^3/mês$)	Consumo anual - FC (m^3/ano)	Consumo anual - FC ($10^{12} J/ano$)
Caldeiras	gás natural processado	1	-	8.560	-	4,45E+05	1.952.640	22.896.710,14	10,19
Turbogeradores	gás natural processado	3	25.000.000	8.560	3,95	4,45E+05	6.540.000	78.478.002,38	34,92
Geradores auxiliares	diesel	2	1.200.000	8.560	3,179	3,87E+10	160	1.920,00	74,30
Gerador de emergência	diesel	1	1.200.000	200		3,87E+10	107	29,59	1,14
Caldeiras de emergência	diesel	1	-	200	-	3,87E+10	5.075	1.409,94	54,56
Guindastes	diesel	2	200.000	2.920	2,751	3,87E+10	-	298,90	11,57
Bombas de água contra incêndio	diesel	1	500.000	200	2,751	3,87E+10	-	25,59	0,99
Empilhadeira	diesel	1	1.700.000	1.100	2,751	3,87E+10	-	478,55	18,52

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no Quadro 10.

Quadro 10: Resultados para emissões de fontes de combustão estacionárias.

Fonte	Balanço Material		Fator de Emissão por Equipamento		Fator de Emissão por Combustível	
	E _{CO2} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)	E _{N2O} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)	E _{N2O} (t/ano)
Caldeiras	47.798,75	0,0099	0,0095	512,51	0,0092	0,0009
Turbogeradores	163.829,23	0,1292	0,0454	3.737,49	0,0314	0,0031
Geradores auxiliares	5.150,23	0,0234	-	5.231,00	0,2118	0,0424
Gerador de emergência	79,36	0,0004	-	80,61	0,0033	0,0007
Caldeiras de emergência	3.782,05	0,0093	-	3.841,36	0,1555	0,0311
Guindastes	801,77	0,1562	-	814,35	0,0330	0,0066
Bombas de água contra incêndio	68,64	0,0003	-	69,72	0,0028	0,0006
Empilhadeira	1.283,66	0,0058	-	1.303,79	0,0528	0,0106

Fonte: Elaboração própria.

Ao se comparar os resultados obtidos com as metodologias, percebe-se que as diferenças entre os valores são, na maioria das vezes, menores que 80 toneladas. No entanto, a metodologia de balanço material para CO₂ e CH₄ para equipamentos a gás natural resultou em valores dezenas de vezes maiores que aqueles encontrados na abordagem por fator de emissão. O fato sugere que o fator de emissão utilizado não é adequado para o gás empregado neste estudo, já que a abordagem por balanço material é mais considerada mais precisa. Fatores de emissão de N₂O específicos para os equipamentos: geradores auxiliares, gerador de emergência, caldeiras de emergência, guindastes e bombas de água contra incêndio não estão disponíveis.

9.1.2. Fontes de combustão estacionárias: *Flare*

Considerou-se que a queima de gás no *flare* ocorre somente durante as partidas (*startups*), despressurizações do sistema de processamento em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos, pois o gás é utilizado no sistema de geração de energia do FPSO e o excedente exportado por gasodutos. No FPSO Cidade de São Paulo, durante a operação normal haverá a chama permanente do

projeto, com consumo de gás de no entorno de 3.000 m³/d. O sistema, constituído por dois subsistemas muito simples e independentes (de alta e de baixa pressão), possui um vaso para retenção de condensados e uma rede coletora, que conduz os gases a uma única torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão encontram-se instalados (PETROBRAS, 2012).

Em 2011, 7,3% da produção total foram queimados ou perdidos, e 16,8%, reinjetados (ANP, 2012). No estudo, considerou-se que apenas 1% do total de gás produzido é queimado no *flare* anualmente.

Com base nestas informações considerou-se que somente 2% de todo gás produzido no ano é queimado no *flare*. A composição utilizada foi a do gás cru. As informações utilizadas para as estimativas de emissão de *flare* são resumidas no **Quadro 11**.

Quadro 11: Informações para *flare*.

Fonte	Combustível	Unidades	HVs (J/m ³)	Consumo anual (m ³ /ano)	Consumo anual (10 ¹² J/ano)
<i>Flare</i>	gás natural cru	1	4,37E+07	11.680.000	510,49

Fonte: Elaboração própria.

Foi aplicada a metodologia de balanço material (subseção Estimativa de emissões de CO₂ considerando volume de gás enviado para o *flare* e sua composição 8.1.2.2 e 8.1.2.3) para a estimativa de emissões de CO₂ e CH₄ e foram utilizados os fatores de emissão para processamento de gás produzido (ainda com gases ácidos) (subseção 8.1.2.4) para estimativa de CO₂, CH₄ e N₂O apresentados no **Quadro 12**.

Quadro 12: Fatores de emissão para *flare*.

Fatores de Emissão	
EF _{CO2} (t/m ³)	4,90E-06
EF _{CH4} (t/m ³)	3,30E-09
EF _{N2O} (t/m ³)	7,40E-11

Fonte: IPCC, 2006.

Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 13**.

Quadro 13: Resultados para emissões do *flare*.

Balanço Material	Balanço Material	Fator de Emissão	Fator de Emissão	Fator de Emissão	Fator de Emissão
E _{CO2} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)	E _{N2O} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)	E _{N2O} (t/ano)
31.217,37	114,24	-	57,23	0,039	0,001

Fonte: Elaboração própria.

Para emissões provenientes do *flare*, novamente a metodologia de balanço material não é aplicável ao N₂O. Sendo assim, os únicos resultados comparáveis são os das emissões de CO₂ e CH₄. O resultado obtido através do balanço material forneceu emissões, considerada uma metodologia mais precisa, apresentou resultados centenas de vezes maiores que a abordagem de fator de emissão, reiterando a hipótese de que tais fatores não são representativos para as condições aplicadas neste estudo de caso.

9.1.3. Fontes de emissão móveis

As emissões pela queima de combustível no helicóptero foram estimadas baseando-se em características de um modelo tipo Super Puma (EUROCOPTER). O consumo anual de combustível foi calculado através das informações apresentadas no **Quadro 14**.

Quadro 14: Informações sobre o helicóptero.

Distância da unidade à costa (km)	280
Viagens por semana (uma viagem por dia, ida e volta)	14
Desempenho	252 km/h
Consumo de combustível	15 L/ min

Fonte: Elaboração própria.

Para as embarcações de apoio, consideram-se as horas de funcionamento no ano utilizadas no exemplo de estimativa de emissões para instalações *offshore* apresentado em API (2009). As demais informações utilizadas para as estimativas de emissão de fontes móveis são resumidas no **Quadro 15**.

Quadro 15: Informações para fontes de emissões móveis.

Fonte	Combustível	Unidades	P (W)	H (h/ano)	ϵ (J _{input} /J _{output})	HVs (J/m ³)	FC (m ³ /ano)	FC (10 ¹² J/ano)
Embarcações de apoio	diesel	2	4E+6	1.100	2,751	3,87E+10	2.251,98	87,15
Helicóptero	<i>jet fuel</i> (querosene de avião)	1	-	-	-	3,76E+10	985,50	37,05

Fonte: Elaboração própria.

Para ambas as fontes, foi aplicada a metodologia de balanço material (subseção 8.1.3.1) para a estimativa de emissões de CO₂ e CH₄ e foram utilizados os fatores de

emissão por combustível (subseção 8.1.3.2) para estimativa de CO₂, CH₄ e N₂O apresentados no **Quadro 16**.

Quadro 16: Fatores de Emissão por combustível.

Fatores de Emissão por Combustível			
Combustível	EF_{CO2} (t/10¹² J)	EF_{CH4} (t/10¹² J)	EF_{N2O} (t/10¹² J)
Diesel	70,4	0,00285	0,00057
<i>Jet fuel</i>	67,2	0,00285	0,00057

Fonte: IPCC, 2006.

Para embarcações de apoio, foi possível ainda calcular as emissões com fatores específicos por equipamentos, para motores a diesel com potência superior a 450kW, apresentados no **Quadro 17**.

Quadro 17: Fatores de Emissão específicos por equipamento.

Fatores de Emissão Específicos por Equipamento		
Diesel > 450 kW	EF _{CH4} (t/10 ¹² J)	0,0035
	EF _{N2O} (t/10 ¹² J)	0,00057

Fonte: EPA, 1995.

Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 18**.

Quadro 18: Resultados para fontes de emissão móveis.

Fonte	Balanco Material	Fator de Emissão por Equipamento			Fator de Emissão por Combustível		
	E_{CO2} (t/ano)	E_{CH4} (t/ano)	E_{N2O} (t/ano)	E_{CO2} (t/ano)	E_{CH4} (t/ano)	E_{N2O} (t/ano)	
Embarcações de apoio	6.040,75	0,3050	-	6.135,48	0,2484	0,0497	
Helicóptero	2.543,28	-	-	2.490,08	0,1056	0,0211	

Fonte: Elaboração própria.

Não estão disponíveis fatores de emissão de CH₄ e N₂O específicos para motores de helicópteros movidos a *jet fuel* (querosene de avião). Os valores encontrados para a metodologia de balanço material e fatores de emissão por equipamentos estão próximos àqueles obtidos com fatores específicos para combustíveis. A proximidade dos resultados indica que os fatores de emissão por combustível podem ser utilizados para condições similares às aplicadas neste estudo de caso.

9.2. Fontes de Emissões de Processo ou Venting

Além dos sistemas de *flare*, o FPSO possui *vents* para o escape de gases provenientes dos processos das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanque de produtos químicos e vaso de drenagem aberta (PETROBRAS, 2012). Adicionalmente, foram calculadas as emissões de outros equipamentos, conforme as fontes apontadas no Capítulo 8.2.

9.2.1. Desidratador a glicol

Para o desidratador o volume de gás tratado é igual ao volume de gás produzido pelo poço (1 MMm³/dia) (**Quadro 19**).

Quadro 19: Informações sobre o desidratador.

Fonte	Fluido	m ³ / ano
Desidratador	Gás natural cru	1.168.000.000

Fonte: Elaboração própria.

Foram aplicados dois tipos de fatores de emissão (**Quadro 20**), apresentados nas subseções 8.2.1.3 e 8.2.1.4, respectivamente. Os fatores de GRI e EPA (1996) abordam separadamente as emissões pelo desidratador e pela bomba de glicol, enquanto TEXACO (1999) já considera a bomba em seu fator de emissão.

Quadro 20: Fatores de emissão para o desidratador.

Fatores de Emissão	
EF _{CH4} (t/ 10 ⁶ m ³) - sem bomba de glicol	0,171058892
EF _{CH4} para bomba glicol (t/ 10 ⁶ m ³)	0,615801015
EF _{CH4} GLYCalc (t/ 10 ⁶ m ³) - sem separador flash, já com bomba de glicol	0,2264

Fontes: GRI; EPA 1996 e TEXACO, 1999.

Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 21**.

Quadro 21: Resultados para emissões do desidratador.

Fonte	Fator de Emissão GRI; EPA (1996)		Fator de Emissão Texaco (1999)	
	E _{CH4} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)
Desidratador a glicol	919,05	349,21	264,44	100,48

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que os resultados não foram muito diferentes para os dois tipos de fatores de emissão empregados. No entanto, pela ausência de dados mais detalhados, não se pode afirmar o quanto tais resultados são fiéis à realidade.

9.2.2. Processo de remoção de gases ácidos com aminas

Assume-se que o processo de remoção de gases ácidos se dá através da absorção de tais gases por compostos de amina. Considerou-se que 30% de todo o gás produzido e tratado no processo de remoção de gases ácidos foi ventilado para a atmosfera, pois o restante da corrente rica em CO₂ seria utilizado no sistema de *gas-lift*, ou ainda queimado no *flare* (devido ao CH₄) (**Quadro 22**).

Quadro 22: Informações para remoção de gases ácidos.

Fonte	Fluido	m ³ / ano
Remoção de gases ácidos	Gás natural cru	1.168.000.000,00
	Gás natural processado	910.000.000,00

Fonte: Elaboração própria.

Para a estimativa de emissões de CO₂ empregou-se a metodologia de balanço material entre o gás de entrada (10% de CO₂) e saída (1,5% de CO₂) do processo (subseção 8.2.4.3). Para as emissões de CH₄, utilizaram-se dois tipos de fatores de emissão (**Quadro 23**), um deles considerando o volume de gás que passa pelo processo e outro que leva em consideração apenas o número de unidades de tratamento na instalação (subseção 8.2.4.4).

Quadro 23: Fatores de emissão para remoção de gases ácidos.

Fatores de Emissão	
Fator de Emissão por Volume de Gás Tratado - EF _{CH4} (t/m ³)	0,000654
Fator de Emissão por Unidade de Tratamento - EF _{CH4} (t/unidade.dia)	0,6482

Fonte: GRI; EPA 1996.

Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 24**.

Quadro 24: Resultados para emissões de remoção de gases ácidos.

Fonte	Balanço Material	Fator de Emissão por Volume de Gás Tratado	Fator de Emissão por Unidade de Tratamento
	E _{CO2} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)
Remoção de gases ácidos	57.500,08	229.161,60	70,98

Fonte: Elaboração própria.

As emissões de CO₂ foram calculadas apenas através do balanço material. Nota-se que, apesar dos dois resultados de emissões de CH₄ terem sido estimados através de fatores de emissão, os valores encontrados foram muito divergentes. Isso ocorre, pois o primeiro é mais preciso que o segundo, visto que leva em consideração o volume tratado na unidade e não apenas o número de unidades em funcionamento.

9.2.3. *Flash* em tanques de armazenamento

Foram consideradas apenas as emissões dos tanques de água e óleo produzidos, pois o condensado é de retido e enviado para o *flare*. A água de *slop* (lavagem do convés e tanques) não é submetida a uma pressão maior antes de ser armazenada em tanques para posterior tratamento, portanto não emite *flash*.

Segundo dados de PETROBRAS (2012), em dezembro de 2013, o Piloto de Sapinhoá estará produzido 63,92 m³/dia de água. Sendo assim, adotou-se um volume de 21.900 m³ por ano.

As informações utilizadas para as estimativas de emissão de tanques de armazenamento são resumidas no **Quadro 25**.

Quadro 25: Informações sobre os tanques de armazenamento.

Fonte	Fluido	m ³ / ano
Tanques de armazenamento de óleo cru (<i>flash</i>)	Petróleo cru	870.455,47
Tanques de armazenamento de água (<i>flash</i>)	Água produzida	21.900,00

Fonte: Elaboração própria.

Para os tanques de armazenamento de óleo, foi utilizada a equação de correlação de Vasquez-Beggs (subseção 8.2.5.4) adotando-se parâmetros descritos em API (2009), apresentados no **Quadro 26**.

Quadro 26: Parâmetros para o tanque de óleo cru.

Ti (°F) (A9PI, 2009)	112		
Pi (psig) API, 2009)	28,6		
Valor sugerido de SGi por OK DEQ (2004) é de 0,9;	0,9		
SGx calculado	0,829405497		
Coeficiente para °API 30	C1 = 0,0362	C2 = 1,0937	C3 = 25,724
Conversão volume molar (cm ³ /mol)	23.685		
RGO _f calculado	6,51888309		
Valor padrão de vent de metano no tanque % (API, 2009)	27,4		

Fonte: Elaboração própria.

Fatores de emissão (**Quadro 27**) foram utilizados como uma segunda metodologia para tanques de óleo cru e como a única empregada para tanques de água (subseções 8.2.5.6 e 8.2.7.3). Os fatores de emissão fornecidos por GRI; EPA (1996) para tanques de armazenamento de água dependem da pressão no separador e da salinidade da água. Adotou-se a pressão de 127,5 (API, 2009) e 28% de salinidade para águas no Pré-sal (CLARIANT, 2010).

Quadro 27: Fatores de emissão para tanques de armazenamento.

Fatores de Emissão	
Tanques de armazenamento de óleo EF_{CH_4} (t/m ³ óleo)	0,005104
Tanques de armazenamento de água EF_{CH_4} (t/m ³ água)	0,009185

Fonte: API; GRI, 1997 e GRI. EPA, 1996 *apud* API, 2009.

Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 28**.

Quadro 28: Resultados para emissões de tanques de armazenamento.

Fonte	Equação de correlação de Vasquez-Beggs		Fator de Emissão	
	E_{CH_4} (t/ano)	E_{CO_2} (t/ano)	E_{CH_4} (t/ano)	E_{CO_2} (t/ano)
Tanques óleo cru	1.052,93	400,08	4.442,96	1.688,19
Tanques água produzida	-	-	201,15	76,43

Fonte: Elaboração própria.

Para tanques de armazenamento de água, a ausência de informações sobre o conteúdo de CH₄ e CO₂ implicou no uso apenas de fatores de emissão, não possibilitando comparação entre metodologias.

Analisando os resultados para os tanques de óleo cru, percebe-se que a utilização da equação de correlação forneceu valores menores que a abordagem com fatores de emissão. Como visto na subseção 8.2.5.7, equações de correlação são metodologias mais precisas que fatores de emissão, logo, pode-se presumir que os fatores aqui utilizados não fornecem boas aproximações para atividades similares àquelas empregadas neste estudo de caso, superestimando as emissões.

9.2.4. Tanques com *gas-blanket*

Segundo o exemplo de estimativa de emissões para instalações *offshore* apresentado em API (2009), o *gas-blanket* possui aproximadamente 82% de CH₄ e 1% de CO₂ (em mol). A temperatura estimada do vapor no tanque é de 75°F e o volume de gás liberado para a atmosfera em um ano é de 5000 m³ (**Quadro 29**).

Quadro 29: Informações para tanques com *gas-blanket*.

Fonte	Fluido	m ³ / ano
Tanques com <i>gas-blanket</i>	Gás natural processado	5.000

Fonte: Elaboração própria.

Empregou-se a metodologia de balanço material (subseção 8.2.9.2). Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 30**.

Quadro 30: Resultados para emissões dos tanques de *gas-blanket*.

Fonte	E _{CH₄} (t/ano)	E _{CO₂} (t/ano)
Tanques com <i>gas-blanket</i>	3,01	28,49

Fonte: Elaboração própria.

Devido à ausência de dados mais precisos, apenas uma metodologia pode ser aplicada para esta fonte.

9.2.5. Dispositivos pneumáticos

A quantidade de dispositivos pneumáticos foi baseada no exemplo de estimativa de emissões para instalações *offshore* apresentado em API (2009). Foram empregados fatores de emissão (**Quadro 31**) de acordo com o que foi apresentado na subseção 8.2.9.3.

Quadro 31: Fatores de emissão para dispositivos pneumáticos.

Fatores de Emissão	
EF _{CH₄} Dispositivo não especificado (t/dispositivo.ano)	2,21303
EF _{CH₄} Operador de válvula de turbina (t/dispositivo.ano)	0,93840
EF _{CH₄} Operador de válvula de pistão (t/dispositivo.ano)	0,00067

Fontes: GRI; EPA, 1996 e CAPP, 2003.

Foram feitas duas abordagens para viabilizar uma comparação, a primeira considerando fatores de emissão para dispositivos específicos e a segunda utilizando fatores de emissão para dispositivos pneumáticos genéricos (**Quadro 32**).

Quadro 32: Informações sobre os dispositivos pneumáticos.

Fonte	Unidades	Fluido
Dispositivos pneumáticos não especificado	7	Gás natural cru
Dispositivos pneumáticos - Operador de válvula de turbina	4	Gás natural cru
Dispositivos pneumáticos - Operador de válvula de pistão	3	Gás natural cru

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 33**.

Quadro 33: Resultados para emissões dos dispositivos pneumáticos.

Fonte	E _{CH4} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)
Dispositivos pneumáticos não especificados	15,49	5,89
Dispositivos pneumáticos - Operadores de válvula de turbina	3,75	1,43
Dispositivos pneumáticos - Operadores de válvula de pistão	0,0020	0,0008
Total para operadores de válvulas	3,76	1,43

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que os valores encontrados não foram tão distantes, sugerindo que o uso do fator de emissão genérico para dispositivos pneumáticos não especificados fornece uma aproximação das estimativas de emissões quase tão boa quanto fatores de emissão específicos. Cabe ressaltar que a metodologia mais precisa seria o monitoramento em cada um dos dispositivos, portanto, ambos os resultados encontrados por fatores de emissão podem não representar fielmente as emissões reais.

9.2.6. Bombas de injeção de produtos químicos

Considerou-se que as bombas de injeção de produtos químicos são movidas a gás natural (**Quadro 34**).

Quadro 34: Informações sobre as bombas de injeção de produtos químicos.

Fonte	Unidades	Fluido
Bombas de injeção de produtos químicos	5	Gás natural processado

Fonte: Elaboração própria.

Devido à falta de dados específicos sobre as bombas utilizadas, empregou-se a metodologia de fatores de emissão (subseção 8.2.10.3). Foi utilizado um fator para uma bomba com diafragma que opera a 140 KPa e um fator genérico para comparação (**Quadro 35**).

Quadro 35: Fatores de emissão para bombas de injeção de produtos químicos.

Fator de Emissão	
EF _{CH4} Equipamento não especificado (t/bomba.ano)	1,961840
EF _{CH4} Bombas com diafragma (t/bomba.ano)	2,145939

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 36**.

Quadro 36: Resultados para emissões das bombas de injeção de produtos químicos.

Fonte	Fator de Emissão para Bombas com Diafragma		Fator de Emissão para Equipamento não Especificado	
	E _{CH4} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)
Bomba de injeção de produtos químicos	10,73	4,08	9,81	3,73

Fonte: Elaboração própria.

Apesar de utilizar um fator de emissão específico e outro genérico, as emissões calculadas não divergiram muito. No entanto, como no caso anterior, a metodologia mais precisa seria o monitoramento das emissões da bomba, ou ainda a estimativa através da quantidade de líquido a ser bombeado, da pressão de saída do líquido a partir da bomba, da pressão e da temperatura do gás utilizado e da perda de eficiência através da bomba. Portanto, os valores encontrados por fatores de emissão podem não representar fielmente as emissões reais.

9.2.7. Atividades de manutenção e não rotineiras

A quantidade das atividades foi baseada no exemplo no exemplo de estimativa de emissões para instalações *offshore* apresentado em API (2009) (**Quadro 37**).

Quadro 37: Informações sobre atividades de manutenção/ não rotineiras.

Fonte	Unidades	Fluido
Blowdown de vasos	9	Gás natural cru
Blowdown de compressores	6	Gás natural cru
Partida de compressores	6	Gás natural cru
ESD	-	Gás natural cru
PRV	200	Gás natural cru

Fonte: Elaboração própria.

Foram empregados fatores de emissão (**Quadro 38**) de acordo com o que foi apresentado na subseção 8.2.12.2. Esses fatores baseiam-se simplesmente no número de unidades realizando a atividade.

Quadro 38: Fatores de emissão para atividades de manutenção/ não rotineiras.

Manutenção e Não rotineiras	
EF_{PRV} (t/PRV.ano)	0,00065
EF_{ESD} (t/plataforma.ano)	4,92760
$EF_{Blowdown}$ de vasos (t/vaso.ano)	0,0015
$EF_{Partida}$ de compressores (t/compressor.ano)	0,162
$EF_{Blowdown}$ de compressores (t/compressor.ano)	0,07239

Fontes: EPA, 1996.

Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 39**.

Quadro 39: Resultados para emissões de atividades de manutenção/ não rotineiras.

Fonte	E_{CH_4} (t/ano)	E_{CO_2} (t/ano)
<i>Blowdown</i> de vasos	0,0124	0,0047
<i>Blowdown</i> de compressores	0,3980	0,1512
Partida de compressores	0,8907	0,3384
ESD	4,52	1,72
PRV	0,1191	0,0453

Fonte: Elaboração própria.

***Blowdown* de vasos**

Com base em um exemplo do API (2009) e a fim de viabilizar uma comparação entre metodologias, aplicou-se a abordagem apresentada na subseção 8.2.12.1. Assumiu-se que um dos vasos que sofreram *blowdown* opera a 100 psig e 539,7°F, com 4 ft de diâmetro e 10 ft de comprimento, obtendo-se um volume do vaso de 125,7 ft³. O fator de compressibilidade para o CH₄ é de 0,9864 (Perry, 1984 *apud* API, 2009). Dessa maneira, obtém-se o número de mol liberado pelo vaso igual a 2,52. Os dados estão resumidos no **Quadro 40**.

Quadro 40: Informações sobre o vaso.

Pressão no vaso (psig)	100
Temperatura (°R)	539,7
Diâmetro (ft)	4
Comprimento (ft)	10
Volume (ft ³)	125,7
Compressibilidade do CH ₄	0,9864
Número de mol liberado pelo vaso (mol)	2,52

Fonte: Elaboração própria.

Sendo assim, as emissões para um duto com estas características os resultados para emissões considerando estimativas de engenharia e fatores de emissão são apresentados no **Quadro 41**.

Quadro 41: Resultados de emissões para blowdown de vasos.

Fonte	Estimativas de Engenharia		Fator de Emissão	
	E _{CH4} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)
Blowdown de vasos	0,0163	0,0062	0,0014	0,0005

Fonte: Elaboração própria.

Percebe-se que o uso do fator de emissão fornece resultados menores que a estimativa direta das emissões, que consiste em uma metodologia mais precisa. Sendo assim, sugere-se que este fator de emissão não é representativo para as condições utilizadas neste estudo.

9.2.8. Sistema de combate a incêndio

Considera-se aqui a emissão de 10 cilindros de CO₂ utilizados em combate a pequenos incêndios e treinamentos e do sistema de inundação por HFC durante treinamentos de combate a emergências. Os volumes utilizados foram retirados dos exemplos de estimativa de emissões de API (2009) (**Quadro 41**).

Quadro 42: Informações sobre o sistema de combate a incêndio.

Fonte	Unidades	Fluido	Volume
Extintores de incêndio (kg/cilindro)	10	CO ₂	13,61
Sistema de inundação (t/ano)	-	HFC-227ea	0,0658

Fonte: Elaboração própria.

Em ambos os casos, as emissões são diretamente os volumes utilizados anualmente. Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 42**.

Fonte	E _{CO2} (t/ano)	E _{HFC-227ea} (t/ano)
Sistema de combate a incêndios	0,1361	0,0658

Fonte: Elaboração própria.

Devido à ausência de dados mais precisos, apenas uma metodologia pode ser aplicada para esta fonte.

Vale lembrar que o GWP de HFCs é milhares de vezes maior que para o CO₂, portanto, a utilização desse tipo de gás deve ser sempre racionalizada e suas emissões monitoradas adequadamente.

9.2.9. Emissões pelo casing

Na ausência de dados mais precisos, as emissões pelo casing (revestimento do poço) foram calculadas com base no fator de emissão de CH₄ (**Quadro 43**) dados por CAPP (2002) (subseção 8.2.12.2).

Quadro 43: Fator de emissão para o casing.

Fator de Emissão		
FE _{CH₄} (t/poço-dia)	0,00206	0,001887723

Fonte: CAPP, 2002.

Os resultados obtidos para as emissões estão apresentados no **Quadro 44**.

Quadro 44: Resultados para emissões do casing.

Fonte	E _{CH₄} (t/ano)	E _{CO₂} (t/ano)
Casing	0,6314	0,2399

Fonte: Elaboração própria.

Devido à ausência de dados mais precisos, apenas uma metodologia pode ser aplicada para esta fonte.

9.3. Apresentação e Discussão dos Resultados Gerais

Nas subseções anteriores foram apresentados os resultados das emissões de cada GEE aplicável para diversas fontes. Quando possível, mais de uma metodologia foi empregada a fim de viabilizar uma comparação e observou-se que muitas vezes os resultados divergiam em alto grau dependendo da abordagem utilizada.

De modo a avaliar as emissões da unidade de produção utilizada neste Estudo de Caso, os resultados obtidos foram separados em dois conjuntos, segundo a avaliação desenvolvida ao longo do estudo de qual seria a metodologia mais adequada em cada caso. Quando apenas uma metodologia pôde ser empregada por equipamento ou processo, seu resultado foi utilizado em ambos os conjuntos.

Os valores de GWP utilizados são aqueles publicados em AR4 (IPCC, 2007), estão apresentados no **Quadro 45**.

Quadro 45: Valores de GWP utilizados.

Gás	GWP
CO ₂	1
CH ₄	21
N ₂ O	310
HFC-227ea	2900

Fonte: IPCC, 2007.

O **Quadro 46** resume os resultados por fontes, por GEE, por conjunto, em termos de CO₂ equivalente e o total obtido para cada conjunto de metodologias.

O conjunto de metodologias indicadas como mais precisas (Conjunto 1) apresenta um resultado mais de 25 vezes maior (5 MtCO_{2eq}/ano) que aquele obtido através de abordagens menos precisas (Conjunto 2), pautadas basicamente em fatores de emissão (0,2 MtCO_{2eq}/ano). No entanto, é preciso que se faça uma avaliação mais profunda dos resultados para identificar os motivos desta divergência.

Através do **Quadro 46** observa-se que o processo em que houve mais divergência entre os resultados foi o de remoção de gases ácidos, em que as emissões de CH₄ foram de cerca de 230 ktCH₄/ano (Conjunto 1) utilizando-se o fator de emissão que considera o volume de gás tratado e de 0,071 ktCH₄/ano (Conjunto 2) aplicando-se o fator de emissão levando em conta apenas o número de dias em que o processo de remoção esteve em atividade. Como dito anteriormente, esta grande diferença indica que o segundo fator de emissão empregado não seria uma boa escolha para estimar emissões por esta fonte em condições semelhantes às apresentadas no estudo, em que há uma grande produção de gás associado.

Desconsiderando as emissões do processo de remoção de gases ácidos, o Conjunto 1 (0,31 MtCO_{2eq}/ano) apresenta um resultado cerca de 2 vezes maior que o Conjunto 2 (0,13 MtCO_{2eq}/ano). Estes resultados ainda precisam de mais detalhamento, pois também devem ser consideradas as compensações que ocorreram quando as emissões para o Conjunto 2 foram maiores que para o Conjunto 1.

Para caldeiras, turbogeradores, *flare*, desidratador a glicol e processo de remoção de gases ácidos com aminas, o total de emissões em CO_{2eq} foi muito maior para o Conjunto 1, que utiliza metodologias mais precisas, que para o 2. Nestes casos, considera-se que os fatores de emissão utilizados para a estimativa desses equipamento/processos não são representativos para condições semelhantes às aplicadas no Estudo de Caso. As emissões do helicóptero e das bombas de injeção de produtos químicos também apresentaram valores ligeiramente maiores no Conjunto 1. No caso do helicóptero, apenas as emissões de CO₂ foram calculadas com

metodologias diferentes, a mais precisa empregando o balanço material e a outra considerando o fator de emissão por combustível e, mesmo assim, os resultados para CO₂ não mostraram grande diferença. No caso das bombas de injeção de produtos químicos, em ambos os conjuntos utilizou-se fatores de emissão, sendo assim, apesar de os resultados estarem próximos, não há garantias do quão fielmente os resultados condizem com a realidade, visto que não foram empregadas metodologias consideradas mais acuradas.

No caso dos geradores, caldeira de emergência, guindastes, bombas de água contra incêndio, empilhadeira e embarcações de apoio, todos os equipamentos movidos a diesel, as emissões em termos de CO_{2eq} para o Conjunto 2 foram ligeiramente maiores que aquelas para o Conjunto 1. Ressalta-se que novamente, apenas as emissões de CO₂ foram calculadas com metodologias diferentes, a mais precisa empregando o balanço material e a outra considerando o fator de emissão por combustível. As emissões de CH₄ e N₂O foram calculadas com fatores de emissão - específicos por equipamento para o Conjunto 1 e genéricos, por combustível utilizado, para o Conjunto 2.

A partir dos exemplos do parágrafo anterior, cabe uma observação: nem sempre os fatores de emissão irão subestimar as emissões, sua imprecisão pode estar relacionada com a superestimação dos gases emitidos pela fonte. Isto não significa que devam ser priorizados frente a outras metodologias mais detalhadas, pois de qualquer maneira, estará acontecendo um desvio em relação às emissões reais. A mesma situação ocorre para as emissões por *flash* no tanque de armazenamento de óleo cru.

Para o tanque de armazenamento de óleo cru, o emprego da equação de correlação de Vasques-Beggs (Conjunto 1) fornece resultados mais precisos que os fatores de emissão utilizados para o Conjunto 2. E pode-se observar pelo **Quadro 46**, que o total de emissões para o conjunto mais preciso foi menor que para o outro, menos preciso.

Adicionalmente, a análise dos resultados deve levar em consideração que nem sempre as metodologias mais precisas foram utilizadas, devido à ausência de dados mais detalhados. E ainda, para certos processos e equipamentos apenas uma metodologia pôde ser empregada pelo mesmo motivo, impedindo a possível identificação de divergências no emprego de diferentes metodologias. Sendo assim, pode ser que as divergências na utilização de metodologias mais precisas e outras com uso apenas de fatores de emissão sejam ainda maiores que as apresentadas neste trabalho.

Para as fontes de combustão, no Conjunto 1, os turbogeradores são a maior fonte de emissões, seguidos pelas caldeiras e *flare*, enquanto no Conjunto 2, o *flare* aparece contribuindo com apenas 0,24% do total (**Figura 24** e **Figura 25**). Levando em conta que o balanço material é uma metodologia mais precisa em relação ao emprego de fatores de emissão, pode-se dizer que tais fatores utilizados não são representativos para as condições aplicadas no Estudo de Caso.

Para fontes de processo ou *venting*, nota-se que a remoção de gases ácidos é o processo que mais emite GEE. Conforme discutido anteriormente, no Conjunto 1, pelo fato de a estimativa de emissões de CH₄ levar em consideração a quantidade de gás a ser tratado, que é uma altíssima no caso do Pré-sal representado aqui, a contribuição do processo no total de emissões foi majoritária. A emissão de CH₄ para o Conjunto 2 foi calculada através de um fator de emissão que considera apenas os dias de funcionamento do processo, resultando em uma quantidade significativamente menor que a emissão de CH₄ para o Conjunto 1, em que o fator de emissão considera a quantidade de gás produzida. Sendo assim, em ambos os conjuntos, as maiores contribuições foram do processo de remoção de gases ácidos, seguida pelas emissões dos tanques de armazenamento de óleo e do desidratador, em segundo e terceiro lugar, respectivamente (**Figura 26** e **Figura 27**).

Através das figuras fica evidente que certos equipamentos e processos possuem uma participação muito pequena nas emissões. Em situações desse tipo, deve-se avaliar a complexidade na obtenção de dados para essas fontes *versus* sua relevância, de acordo com os princípios de contabilização e relatórios de emissões. O GHG PROTOCOL recomenda que as empresas escolham métodos mais simples para elaborar estimativas para fontes ou gases de menor expressão, desde que as emissões cumulativas de todas estas fontes representem no máximo 5% da soma das emissões totais de Escopo 1 e 2 da empresa em CO_{2eq}.

Ressalta-se que não foram desenvolvidas análises de incerteza das metodologias e que estas poderiam compensar parte da diferença entre os resultados obtidos.

Quadro 46: Resumo dos resultados obtidos no Estudo de Caso.

Resultados	Conjunto 1				Conjunto 2			
	E _{CO2} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)	E _{N2O} (t/ano)	E _{CO2eq/equip.}	E _{CO2} (t/ano)	E _{CH4} (t/ano)	E _{N2O} (t/ano)	E _{CO2eq/equip.}
Caldeiras	47.798,75	0,0099	0,0095	47.802	512,509	0,0092	0,0009	513
Turbogeradores	163.829,23	0,1292	0,0454	163.846	3.737,491	0,0314	0,0031	3.739
Geradores auxiliares	5.150,23	0,0234	0,0424	5.164	5.231,002	0,2118	0,0424	5.249
Gerador de emergência	79,36	0,0004	0,0007	80	80,607	0,0033	0,0007	81
Caldeiras de emergência	3.782,05	0,0093	0,0311	3.792	3.841,358	0,1555	0,0311	3.854
Guindastes	801,77	0,1562	0,0066	807	814,345	0,0330	0,0066	817
Bombas de água contra incêndio	68,64	0,0003	0,0006	69	69,721	0,0028	0,0006	70
Empilhadeira	1.283,66	0,0058	0,0106	1.287	1.303,789	0,0528	0,0106	1.308
Embarcações de apoio	6.040,75	0,3050	0,0497	6.063	6.135,478	0,2484	0,0497	6.156
Helicóptero	2.543,28	0,1056	0,0211	2.552	2.490,083	0,1056	0,0211	2.499
Flare	31.217,37	114,236	0,0009	33.617	57,232	0,0385	0,0009	58
Total de CO_{2eq} por gás (t/ano)	262.595,10	2.414,59	67,69	-	24.273,61	18,74	51,94	-
Total de CO_{2eq} por conjunto (t/ano)	265.077				24.344			
Fontes de Processo ou Venting	E _{CH4} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)	E _{HFC} (t/ano)	E _{CO2eq/equip.}	E _{CH4} (t/ano)	E _{CO2} (t/ano)	E _{HFC} (t/ano)	E _{CO2eq/equip.}
Desidratador a glicol	919,05	349,21	0	19.649	264,44	100,48	0	5.654
Remoção de gases ácidos com aminas	229.161,60	57.500,08	0	4.869.894	70,98	57.500,08	0	58.991
Tanque de armazenamento de óleo cru (<i>flash</i>)	1.052,93	400,08	0	22.512	4.442,96	1.688,19	0	94.990
Tanque de armazenamento de água (<i>flash</i>)	201,15	76,43	0	4.301	201,15	76,43	0	4.301
Tanques com <i>gas-blanket</i>	3,01	28,49	0	92	3,01	28,49	0	92
Dispositivos pneumáticos	3,76	1,43	0	80	15,49	5,89	0	331
Bombas de injeção de produtos químicos	10,73	4,08	0	229	9,81	3,73	0	210
<i>Blowdown</i> de vasos	0,0124	0,0047	0	0,26	0,0124	0,0047	0	0,26
<i>Blowdown</i> de compressores	0,3980	0,1512	0	9	0,3980	0,1512	0	9
Partida de compressores	0,8907	0,3384	0	19	0,8907	0,3384	0	19
ESD	4,5155	1,7158	0	97	4,52	1,72	0	97
PRV	0,1191	0,0453	0	3	0,1191	0,0453	0	3
Sistema de combate a incêndio	0	0,1361	0,0658	191	0,00	0,1361	0,0658	191
<i>Casing</i>	0,6314	0,2399	0	13	0,6314	0,2399	0	13
Total de CO_{2eq} por gás (t/ano)	4.858.534,89	58.362,44	190,74	-	105.302,62	59.405,92	190,74	-
Total de CO_{2eq} por conjunto (t/ano)	4.917.088				164.899			
Total geral de CO_{2eq} por conjunto (t/ano)	5.182.165				189.244			

Fonte: Elaboração própria.

Fontes de Combustão - Conjunto 1

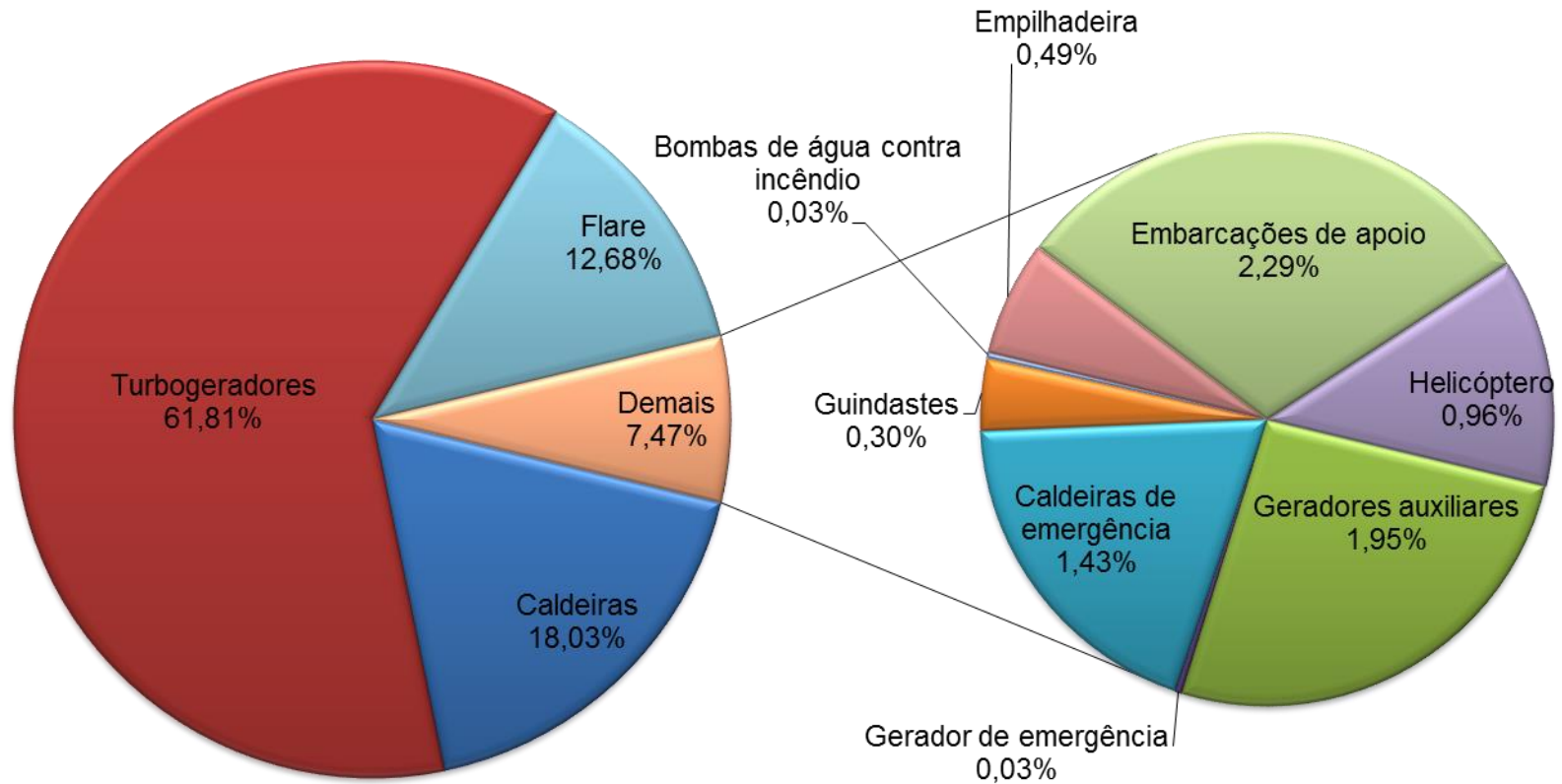


Figura 24: Resultados por fontes de combustão do Conjunto 1.
Fonte: Elaboração própria.

Fontes de Combustão - Conjunto 2

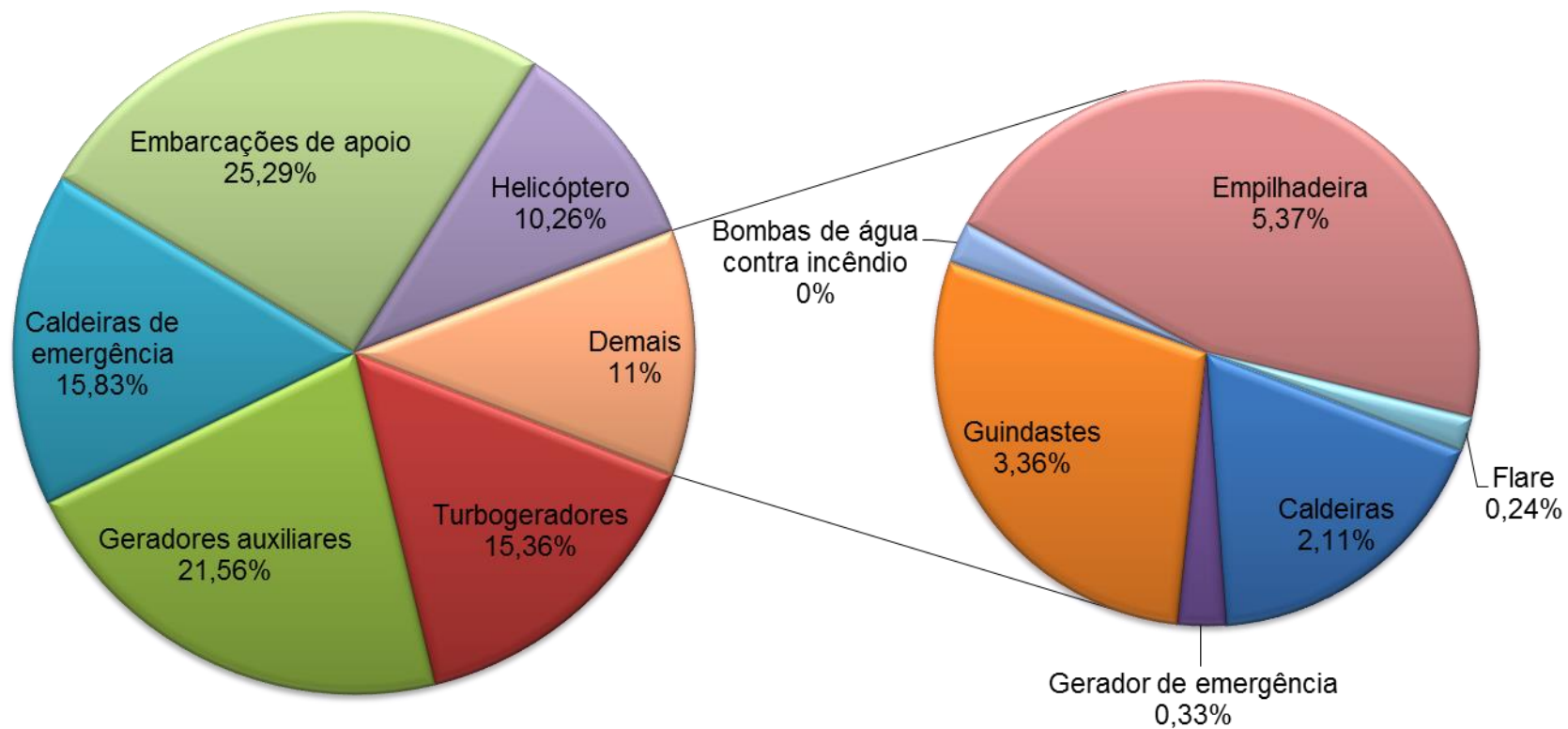


Figura 25: Resultados por fontes de combustão do Conjunto 2.
Fonte: Elaboração própria.

Fontes de Venting - Conjunto 1

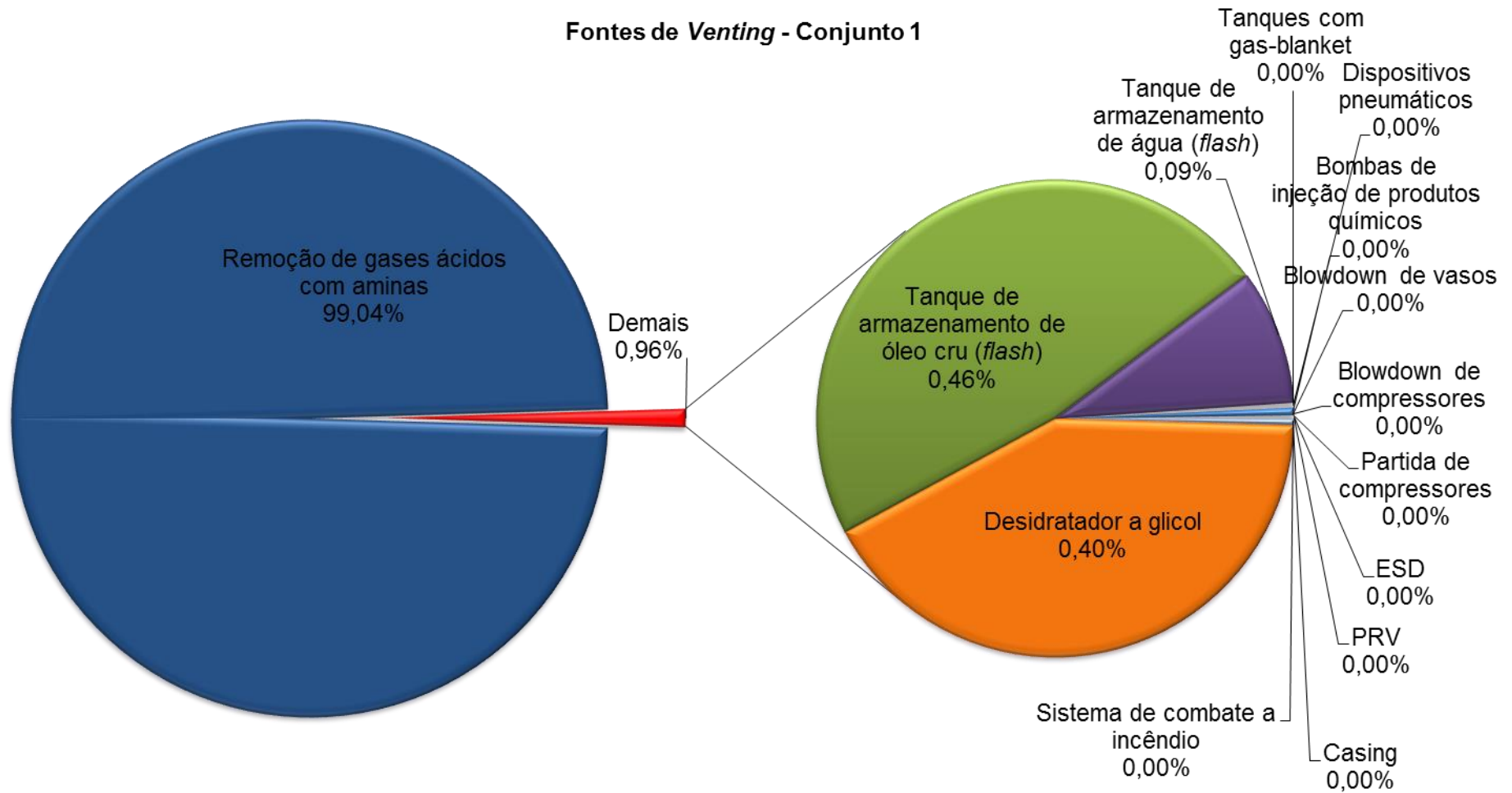


Figura 26: Resultados por fontes de processo ou venting do Conjunto 1.
Fonte: Elaboração própria.

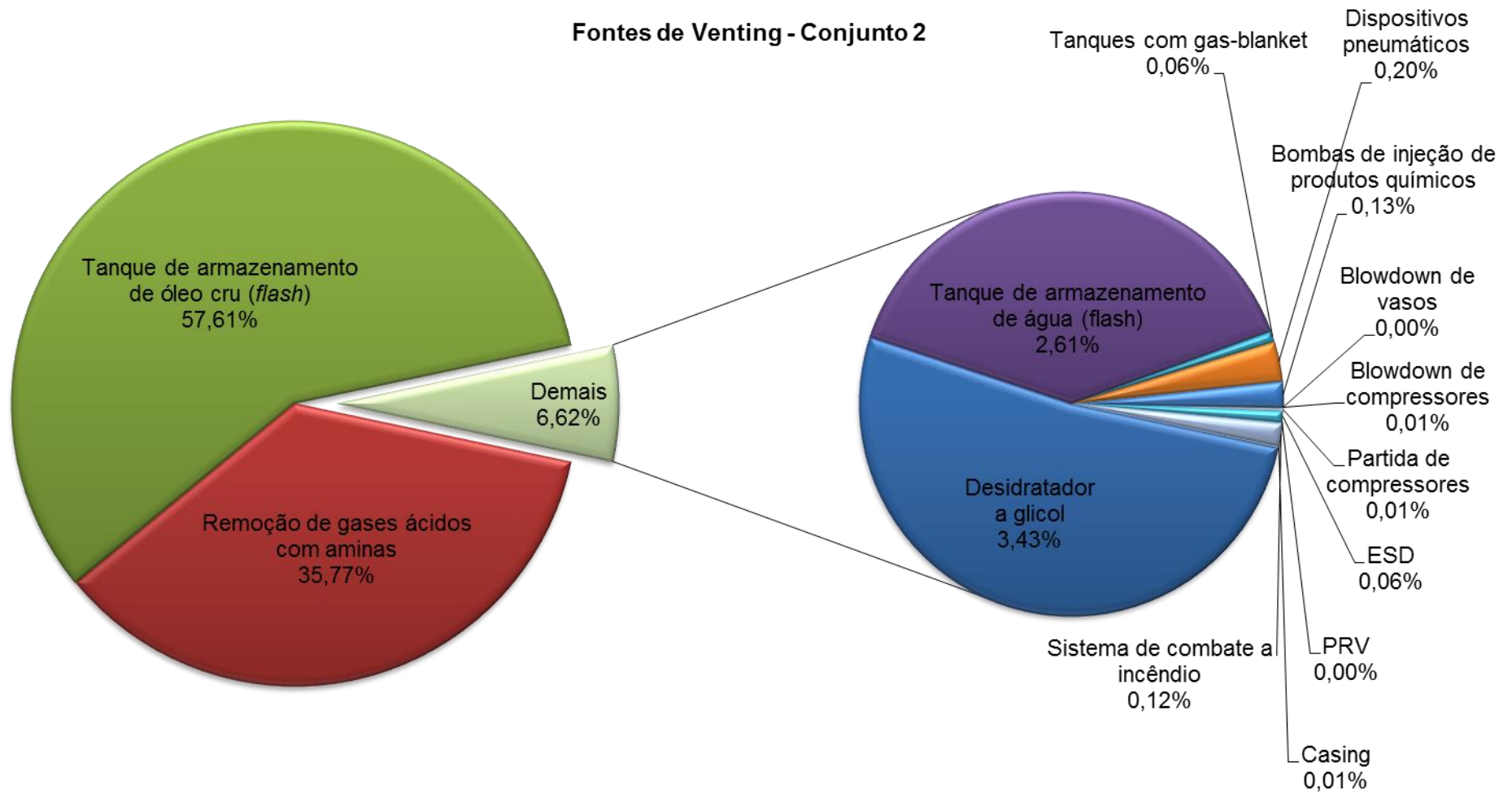


Figura 27: Resultados por fontes de processo ou venting do Conjunto 2.
Fonte: Elaboração própria.

10. Considerações Finais

O objetivo proposto para o presente trabalho foi a contextualização e discussão sobre a importância da elaboração de inventários de emissões de GEE pela indústria do petróleo brasileira, com foco nas metodologias para estimativa aplicáveis para o setor. De modo a atingir o objetivo proposto, primeiramente foram apresentados conceitos sobre mudanças climáticas e as evidências científicas que atribuem a participação de ações antropogênicas no fenômeno. A relação entre a produção do petróleo e o aquecimento global foi evidenciada através de declarações do AR4 do IPCC, que afirma que a queima de combustíveis fósseis e de gás no *flare*, além da produção de cimento, são as principais causas do aumento de CO₂ na atmosfera desde a Revolução Industrial.

Em seguida, a apresentação da evolução da preocupação mundial sobre o aquecimento global demonstrou que na medida em que grande parte da comunidade científica e da sociedade veio reconhecendo a influência das ações antropogênicas no fenômeno e a magnitude de seus potenciais impactos negativos, a pressão ambiental sobre governos e empresas aumentou. Este fato contribuiu para que as estimativas de emissões e reduções de GEE fossem exigidas por regulamentação ou reportadas voluntariamente tanto pelo setor público como privado, indo além do que é determinado pela Convenção das Nações Unidas.

Por produzir combustíveis fósseis, a indústria do petróleo é alvo de fortes críticas ambientais pela opinião pública. No entanto, é impossível imaginar a sociedade atual sem a energia e os diversos produtos originados direta ou indiretamente por esta atividade. Neste contexto, as empresas de petróleo vêm desenvolvendo diversas ações de cunho ambiental, muitas associadas à redução ou à compensação de suas emissões.

Os inventários de GEE são uma ferramenta fundamental na gestão das emissões. Conceitos sobre inventários foram apresentados no trabalho, e os princípios de contabilização e reporte de emissões demonstram a importância das abordagens de escopo, utilização de dados e metodologias para a elaboração de um inventário de credibilidade, que possa atender a diversos propósitos.

Além de protocolos e programas de GEE, foram apresentados exemplos da regulamentação internacional específica sobre emissões de GEE de países desenvolvidos tradicionais nas atividades de petróleo. Em comparação às políticas públicas nacionais, fica claro que a regulamentação para o setor de óleo e gás ainda tem muitas oportunidades de melhoria para atingir níveis de comprometimento

coerentes com a crescente produção de petróleo e a imagem de responsabilidade ambiental que o país deseja passar para a sociedade e o mercado internacional.

Paralelamente, foi visto que as empresas de petróleo brasileiras recentemente começaram ou estão em vias de implantar ações para a gestão de suas emissões e que a falta da obrigatoriedade e de diretrizes da apresentação de inventários de GEE atrasa este processo.

Após uma breve exposição do processo de exploração e produção de óleo e gás, os principais gases e fontes de emissão da atividade, foram apresentadas as metodologias utilizadas e reconhecidas atualmente para a estimativa de emissões do setor.

O estudo de caso buscou exemplificar a aplicação destas metodologias em condições semelhantes às do Pré-sal. As metodologias foram empregadas de acordo com as informações disponíveis na literatura, pois não foram obtidos dados de monitoramento em campo. Quando possível, as divergências ou não dos resultados de emissões calculadas com diferentes metodologias foram discutidas. Os resultados foram divididos em dois conjuntos, o primeiro consiste nas emissões calculadas através das abordagens consideradas mais precisas e o segundo basicamente composto pelas emissões calculadas por meio de fatores de emissão.

Através dos resultados obtidos no estudo de caso fica evidente a importância da escolha das ferramentas de cálculo para se estimar adequadamente as emissões. Além disso, considerações sobre a abrangência do inventário de acordo com os princípios apresentados devem ser realizadas para, por exemplo, se evitar trabalhos dispendiosos nas estimativas de emissões por fontes pouco relevantes. Também se pode inferir que a grande quantidade de gás produzida faz com que seu aproveitamento na plataforma e a infraestrutura para sua comercialização são fatores fundamentais para a gestão das emissões provenientes de uma instalação de produção de óleo e gás.

Voltando o foco para a legislação brasileira, a evidência de que o emprego de metodologias menos precisas pode comprometer (sub ou sobrestimando) as estimativas de emissões na produção de óleo e gás contribui para que as regulamentações futuras tenham embasamento para exigir metodologias mais precisas, que forneçam resultados mais próximos da realidade quanto possível. Neste sentido, a futura Nota Técnica sobre inventários de GEE mencionada na NT 01/ 2011 é um exemplo de regulamentação que deve detalhar a prioridade no emprego de metodologias para estimar emissões de acordo com a precisão de resultados esperada.

As metodologias empregadas para estimar as emissões apresentam um papel fundamental na elaboração de inventários de GEE. Os inventários, por sua vez, são essenciais para a gestão de emissões, que representa uma importante medida para adequar a produção de óleo e gás ao cenário atual em que as questões ambientais, principalmente as mudanças climáticas, estão presentes e influenciam as esferas social, cultural e econômica.

11. Recomendações para Futuros Estudos

Ao longo da elaboração deste trabalho foram identificadas novas oportunidades de estudos relacionados ao tema que não foram abordados aqui por não se aplicarem ao escopo proposto ou devido à carência de dados mais detalhados. Algumas recomendações para futuros estudos são:

- Propostas de medidas de redução das emissões com base nos resultados apresentados no Estudo de Caso;
- Realizar estudo com dados mais detalhados para todas as fontes e processos pertencentes ao escopo do Estudo de Caso possibilitando o uso de metodologias mais acuradas;
- Discutir a influência de incertezas relacionadas aos dados e metodologias aplicadas na elaboração de inventários de GEE nas atividades de óleo e gás;
- Desenvolver Estudo de Caso sobre a viabilidade do emprego do CCS para redução das emissões;
- Expandir as delimitações do Estudo para toda a cadeia produtiva de óleo e gás;
- Expandir as delimitações do Estudo para outros poluentes atmosféricos, como SO_x, NO_x, COVs e CO;
- Proposta de um Protocolo com diretrizes e sugestão de metodologias específicas para as atividades de petróleo;
- Aplicar abordagem de Análise de Ciclo de Vida para avaliar os impactos das emissões de GEE provenientes de uma instalação *offshore* nas mudanças climáticas;
- Abordar questões econômicas sobre a realização de inventários de GEE para as atividades de petróleo.

12. Referências Bibliográficas

API - American Petroleum Institute. **Compendium of Green House Gas Emissions Methodologies for The Oil and Natural Gas Industry**. Washington, EUA, 2009.

ALBUQUERQUE, L.. **Análise Crítica das Políticas Públicas em Mudanças Climáticas e dos Compromissos Nacionais de Redução de Emissão de Gases de Efeito Estufa no Brasil**. Dissertação de M.Sc., Programa de Planejamento Energético/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2012.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Portaria ANP nº 249, de 01 de novembro de 2000 - Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural**. Dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em flares e as perdas de gás natural. Brasil, 2000.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, **Anuário Estatístico ANP, 2012**. Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, Janeiro de 2013**. Rio de Janeiro, 2013.

APTI - United States Air Pollution Training Institute. **Principles and Practices of Air Pollution Control. Student Manual. APTI Course 452**. Environmental Protection Environmental Research Center. Estados Unidos, 2003.

ARAÚJO, J. L.. **Segurança na Operação De Caldeiras**. Notas de Aula. UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.

ARPEL – Regional Association of Oil and Natural Gas Companies in Latin America and The Caribbean. **Gas Flaring, Venting, Leaks and Losses at Exploration & Production Facilities**. Alconsult International LTD On Behalf of Stantec and Consulting and Matrix Solutions, 1998.

BRASIL. Decreto nº 2.705, de 03 de Agosto de 1998 - **Define critérios para estimativa e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências**. Brasil, 1998.

CAPP - Canadian Association of Petroleum Producers. **Calculating Greenhouse Gas Emissions**. Canada, 2003.

CAPP - Canadian Association of Petroleum Producers. **Estimation of Flaring and Venting Volumes from Upstream Oil and Gas**. Canada, 2002.

CARVALHO, P. G. C. A.. **Aplicação do Programa SimaPro na Avaliação do Impacto Ambiental causado na Produção e Exploração Offshore de Petróleo**. Trabalho de Conclusão de Curso, Escola de Química/ UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil, 2008.

Clariant reduz concentração de H₂S em poço do Pré-sal com uso de sequestrante no Brasil. 2010. Disponível em <<http://www.oil.clariant.com>>. Acesso em fevereiro de 2013.

COMGAS - Companhia de Gás de São Paulo. Disponível em: <http://www.comgas.com.br/conheca_gasnatural/conheca/composicao.asp>. Acesso em fevereiro de 2013.

COPPE - Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia. **Corrida para o mar. Os desafios tecnológicos e ambientais do Pré-sal**. Rio de Janeiro.

COPPE - Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia. **Inventário e Cenário de Emissões dos Gases de Efeito Estufa da Cidade do Rio de Janeiro**. Resumo Técnico. Rio de Janeiro, 2011

E&P Forum. Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations, **The Oil Industry International Exploration and Production Forum**, 1994.

EIA - Energy Information Administration. **Emissions of Greenhouse Gases in the United States 1987-1992**. Estados Unidos, 1994.

EIA (a) - Energy Information Administration. **Assumptions to the Annual Energy Outlook**. Estados Unidos, 2008.

EIA (b) - Energy Information Administration. **Documentation for Emissions of Greenhouse Gases in the United States 2006**. 2008.

EIIP - Emission Inventory Improvement Program. **Volume II: Point Sources. Chapter 10: Preferred and Alternative Methods For Estimating Air Emissions From Oil and Gas Field Production and Processing Operations**. 1999. Disponível em: <<http://www.epa.gov/ttn/chief/eiip/techreport/index.html>>. Acesso em novembro de 2012.

EIIP (a) - Emission Inventory Improvement Program. **Guidance for Emissions Inventory Development, Volume VIII: Estimating Greenhouse Gas Emissions, EIIP Greenhouse Gas Committee**, 1999.

EIIP (b) - Emission Inventory Improvement Program. **Preferred and Alternative Methods for Estimating Air Emissions from Oil and Gas Field Production and Processing Operations**. Eastern Research Group, Inc.. Estados Unidos, 1999.

ENERGY ENVIRONMENTAL RESEARCH CENTER. Atlas of Gas Related Produced Water for 1990, University of North Dakota, and ENSR Consulting and Engineering, Gas Research Institute. 1995.

ENVIRONMENT CANADA. Disponível em < <http://www.ec.gc.ca>>. Acesso em março de 2013.

ENVIRONMENT CANADA. **National Inventory Report: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 1990-2006**, Greenhouse Gas Division, Environment Canada, 2008.

EPA - Environmental Protection Agency. **Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume I: Stationary Point and Area Sources, AP-42, U.S. EPA Office of Air Quality Planning and Standards**, 5ª Ed., 1995; Supplements A, B, e C, 1996, Supplement D,

1998, Supplement F, 2000. Disponível em: <<http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/>>. Acesso em fevereiro de 2013.

EPA - United States Environmental Protection Agency, 2013. Disponível em <<http://www.epa.gov/statelocalclimate/local/activities/ghg-inventory.html>>. Acesso em janeiro de 2013.

EPA - United States Environmental Protection Agency. **1995 Protocol for Equipment Leak Emission Estimates**, 1995.

EPA - United States Environmental Protection Agency. **40 CFR Part 98 Mandatory Reporting of Greenhouse Gases: Petroleum and Natural Gas Systems**; Final Rule, 2010.

EPA - United States Environmental Protection Agency. **Direct Emissions from Stationary Combustion Sources**. Climate Leaders Greenhouse Gas Inventory Protocol Core Module Guidance, 2008.

EPA - United States Environmental Protection Agency. **Draft Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990 – 2011**. Washington, 2013.

EPA - United States Environmental Protection Agency. **Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2007**, 2009.

EPA - United States Environmental Protection Agency. **Lessons Learned, Installing Vapor Recovery Units on Crude Oil Storage Tanks**. 2003.

EPA - United States Environmental Protection Agency. **Vapor Recovery Tower/VRU. Configuration, Lessons Learned from Natural Gas STAR**, 2007.

ERL - Earth System Research Laboratory, Global Monitoring Division. Disponível em <<http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/mlo.html>>. Acesso em janeiro de 2013

EUROCOPTER. **AS532 AL+ / AS332 L1e / AS332 C1e Avionics and Autopilot Evolution**. Disponível em <<http://eurocopter.com>>. Acesso em março de 2013.

FÓRUM CLIMA - Ação Empresarial sobre Mudanças Climáticas. **O Desafio da Harmonização das Políticas Públicas de Mudanças Climáticas**. São Paulo, 2012.

GHG PROTOCOL – Measuring to Manage: **A Guide to Designing GHG Accounting and Reporting Programs**. World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) e World Resources Institute (WRI). 2007.

GHG PROTOCOL – The Greenhouse Gas Protocol, 2013. Disponível em: <<http://www.ghgprotocol.org/>>. Acesso em janeiro 2013.

GHG PROTOCOL – The Greenhouse Gas Protocol. **Corporate Accounting and Reporting Standard**. World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) e World Resources Institute (WRI). 2004.

GHG PROTOCOL – The Greenhouse Gas Protocol. **Especificações do Programa Brasileiro GHG Protocol**. Segunda Edição. Centro de Estudos em Sustentabilidade (GVces) da Fundação Getúlio Vargas (FGV) e World Resources Institute (WRI).

GONIN, M. C.. **Abordagem de Ciclo de Vida na Avaliação de Impactos Ambientais no Processamento Primário Offshore**. Monografia. Politécnica/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2012.

GPC - **Global Protocol for Community-Scale Greenhouse Gas Emissions**. Pilot Version 1.0. C40 Cities; Climate Leadership Group; ICLEI Local Governments for Sustainability e World Resources Institute. 2012.

GRI; EPA - Gas Research Institute, United States Environmental Protection Agency. **Methane Emissions from the Natural Gas Industry**, 1996.

HARC - Houston Advanced Research Center. **VOC Emissions from Oil and Condensate Storage Tanks**, 2006.

HRT - HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO. **Formulário de Referência - 2012**. Disponível em: <<http://ri.hrt.com.br/hrt/web/arquivos/FR6V.pdf>>. Acesso em março de 2012.

IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. **A contribuição do setor brasileiro de petróleo, gás e biocombustíveis para o desenvolvimento sustentável no país**. Conferência Rio+20 Encontro da Indústria para a Sustentabilidade Rio de Janeiro, 2012.

IIED - International Institute for Environment and Development. **COP18: Outcomes of the Doha climate talks**. 12 de Dezembro de 2012. Disponível em <<http://www.iied.org/cop18-outcomes-doha-climate-talks>>. Acesso em janeiro de 2013.

INEA - Instituto Estadual do Ambiente. **Resolução INEA n° 64/2012 - Dispõe sobre a apresentação de inventário de emissões de gases de efeito estufa para fins de licenciamento ambiental no Estado do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro, 2012.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. **Principles Governing IPCC Work**. Genebra, Suíça, 2012.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**, 2006.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate Change: The IPCC 1990 and 1992 Assessments - Overview**. 1992.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponível em <<http://www.ipcc.ch/>>. Acesso em janeiro de 2013.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. **IPCC First Assessment Report - Overview**. Genebra, Suíça, 2012.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. **IPCC Fourth Assessment Report (AR4): Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Intergovernmental Panel on Climate Change**, New York IPCC, 2007.

IPIECA; OGP; API - International Petroleum Industry Conservation Association; International Association of Oil & Gas Producers; American Petroleum Institute. **Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions**. 2003.

IPIECA; OGP; API - International Petroleum Industry Conservation Association; International Association of Oil & Gas Producers; American Petroleum Institute. **Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions – Second Edition**. 2011.

ISO - International Organization for Standardization. **ISO 14065:2007 - Greenhouse gases - Requirements for greenhouse gas validation and verification bodies for use in accreditation or other forms of recognition**. Genebra, Suíça, 2006.

ISO - International Organization for Standardization. **ISO 14066:2011 - Greenhouse gases - Competence requirements for greenhouse gas validation teams and verification teams**. Genebra, Suíça, 2006.

ISO (a) - International Organization for Standardization. **ISO 14064-1:2006 - Greenhouse gases - Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals**. Genebra, Suíça, 2006.

ISO (b) - International Organization for Standardization. **ISO 14064-2:2006 - Greenhouse gases - Part 2: Specification with guidance at the project level for quantification, monitoring and reporting of greenhouse gas emission reductions or removal enhancements**. Genebra, Suíça, 2006.

ISO (c) - International Organization for Standardization. **ISO 14064-3:2006 - Greenhouse gases- Part 3: Specification with guidance for the validation and verification of greenhouse gas assertions**. Genebra, Suíça, 2006.

JOHNSON M. R. e KOSTIUK L. W.. **A Parametric Model for The Efficiency of a Flare in Crosswind. Combustion and Environment Group**. Department of Mechanical Engineering. University of Alberta. Edmonton, AB, Canada, 2002.

LEMOS, H. M.. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**. Notas de Aula. UFRJ, Rio de Janeiro, 2009

LIMA, J. C. F.; RUTKOWSKI, E. W.. **Evolução das Abordagens Industriais Ambientais**. "International Workshop Advances in Cleaner Production, Key Elements for a Sustainable World: Energy, Water and Climate Change", São Paulo, Brazil, 20-22 March 2009.

MARIANO, J. B., **Proposta de Metodologia de Avaliação Integrada de Riscos e Impactos Ambientais para Estudos de Avaliação Ambiental Estratégica do Setor de Petróleo e Gás**

Natural em Áreas Offshore. Tese de D.Sc., Programa de Planejamento Energético/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2007.

MCTI - Ministério da Ciência e Tecnologia e Informação. **Comunicação Inicial do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas Sobre Mudança do Clima.** Brasília, 2004.

MCTI - Ministério da Ciência e Tecnologia e Informação. **Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal** Ministério da Ciência e Tecnologia e Informação. Brasília, 2012.

MMA – Ministério do Meio Ambiente. Disponível em <<http://www.mma.gov.br/>>. Acesso em janeiro, 2013.

MMA – Ministério do Meio Ambiente. **Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11 - Projeto de Controle da Poluição.** Diretrizes para apresentação, implementação e para elaboração de relatórios, nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás. Brasil, 2011.

MMS - U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico. **Year 2005 Gulfwide Emission Inventory Study.** Carolina do Norte, Estados Unidos, 2007.

MONTEIRO, J. G. M.. Um Estudo Sobre Alternativas de Sequestro de Carbono: Modelos, Métrica e Otimalidade. Dissertação de M.Sc.. Escola de Química/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2009

NORTH AMERICAN MFG. **North American Combustion Handbook, Volume I: Combustion, Fuels, Stoichiometry, Heat Transfer, Fluid Flow,** ISBN 0-9601596-2-2, Third Edition, Cleveland, Ohio, 1986.

OGP - International Association of Oil & Gas Producers. **Environmental Performance in the E&P Industry, 2011 Data.** OGP Report No. 466 2011. Londres, Reino Unido, 2012.

OGP - International Association of Oil & Gas Producers. **Flaring & venting in the oil & gas exploration & production industry.** An overview of purpose, quantities, issues, practices and trends. OGP Report No. 2.79/288 2000.Londres, Reino Unido, 2000.

OGX. Disponível em <<http://www.ogx.com.br/>>. Acesso em março de 2012.

OK DEQ - Oklahoma Department of Environmental Quality. **Volatile Organic Compound Emission Calculation for Flashing, Vasquez – Beggs Solution Gas/Oil Ratio Correlation Method, as cited in Air: Calculation of Flashing Losses/VOC Emissions from Hydrocarbon Storage Tanks,** 2004.

OLF - The Norwegian Oil Industry Association. **Environmental report 2011.** The environmental efforts of the oil and gas industry. Facts and trends. Sandnes, Noruega, 2012.

OLIVEIRA, J. A. P.. **Empresas na Sociedade.** Elsevier. Rio de Janeiro, 2008.

PETROBRAS. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/pt/>>. Acesso em janeiro de 2013.

PETROBRAS. **EIA/RIMA para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 1**. Volume 00. Capítulo II.2 Caracterização da Atividade. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/>>. Acesso em março de 2013.

PETROBRAS. Fatos e Dados. Disponível em <<http://fatosedados.blogspot.com.br/>>. Acesso em março de 2013.

PETROBRAS. SILVA, A. L. F. et. al., **Processamento Primário de Petróleo**. Universidade Petrobras, Escola de Ciência e Tecnologia E&P. Rio de Janeiro, 2007.

PLANETA SUSTENTÁVEL. **Rio +20 teve grandes resultados. Caco de PAULA, diretor do Planeta Sustentável** - 03/07/2012. Disponível em: <<http://planetasustentavel.abril.com.br/blog/riomais20/2012/07/03/rio20-teve-grandes-resultados/>>. Acesso em janeiro de 2013.

QGEP - Queiroz Galvão Exploração e Produção. **Relatório Anual de Sustentabilidade 2011**. 2011.

SANT'ANNA, A. A., **Simulação de Processamento de Gás Natural em Plataforma Off-Shore**. Projeto Final de Curso, Escola de Química/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2005.

TCR - The Climate Registry. **General Reporting Protocol, Version 1.1**. 2008

TCR - The Climate Registry. **General Reporting Protocol**, Version 1.1. 2008.

TEXACO - Investigation of Condenser Efficiency for HAP Control from Glycol Dehydrator Reboiler Vent Streams: Analysis of Data from the EPA 114 Questionnaire and GRI's Condenser Monitoring Program. 1999.

THOMAS, J. E. *et al.*, **Fundamentos de Engenharia do Petróleo**. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2001.

UNEP - United Nations Environment Programme. **2010 Assessment Report of the Technology and Economic Assessment Panel (TEAP)**. Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer. Celebrating 25 years of success in 2012, 2011.

UNEP - United Nations Environment Programme. **Keeping Track of Our Changing Environment. From Rio to Rio+20 (1992-2012)**. Nairobi, 2011.

UNEP (a) - United Nations Environment Programme. **2012 Annual Report**, 2012.

UNEP (b) - United Nations Environment Programme. **The First 40 Years - A Narrative By Stanley Johnson**. ISBN: 978-92-807-3314-3. 2012.

UNFCC - United Nations Framework Convention on Climate Change, 1992.

UNFCC - United Nations Framework Convention on Climate Change. Disponível em <<http://unfccc.int>>. Acesso em janeiro, 2013.

WORLD BANK. **State and Trend of the Carbon Market**, 2012.

Anexo I: Descrição dos Principais Equipamentos Emissores

Combustão Interna

A combustão de um combustível, que ocorre com um oxidante (geralmente ar), numa câmara de combustão. No motor de combustão interna, a expansão dos gases de alta temperatura e alta pressão produzidos pela combustão aplica uma força direta em um componente do motor, como pistões ou pás de turbina. Esta força move o componente ao longo de uma distância gerando energia mecânica útil. Equipamentos de combustão interna incluem, por exemplo, motores industriais a gasolina e diesel, motores e turbinas a gás (EPA, 2013).

Caldeiras, Aquecedores e *Boilers*

Caldeiras, aquecedores e *boilers* fornecem calor e vapor para vários processos, como a geração de eletricidade, o desidratador a glicol e a dessulfurização com amina (EIIP, 1999). Caldeiras produzem e acumulam vapor, enquanto aquecedores apenas utilizam vapor ou outros combustíveis para fornecer calor e *boilers* produzem vapor, porém, não o acumulam.

Motor a Gás Natural

Motores a gás natural são usados no processamento primário de petróleo para colocar em funcionamento geradores, bombas e compressores. A maior parte das emissões de poluentes dos motores é proveniente do escape do motor (MMS, 2007).

Turbina a Gás Natural

A turbina a gás é um motor de combustão interna, que opera com movimento rotativo, sendo usadas principalmente para ativar o funcionamento dos compressores (BOYER e BRODNAX 1996 *apud* MMS, 2007).

Compressores

O compressor é um equipamento industrial concebido para aumentar a pressão de um fluido em estado gasoso.

Um compressor movido a pistão é uma peça de equipamento que aumenta a pressão de um gás de processo através de deslocamento positivo, que emprega o movimento linear do eixo de acionamento (CAPP, 2004).

Equipamento de Combate a Incêndio

O uso de equipamentos de combate a incêndio pode resultar em emissões com alto potencial de aquecimento global, devido ao uso de substitutos para substâncias

depletoras da camada de ozônio. Os GEE de interesse nesse caso são, em geral, HFCs e PFCs, cujos GWP são milhares de vezes maiores que o do CO₂, no entanto, o próprio dióxido de carbono pode ser usado como gás extintor de incêndios.

Flare

A queima no *flare* é um processo de combustão utilizado para o descarte de vapores de hidrocarbonetos. *Flares* podem ser usados para controlar as emissões de tanques de armazenamento, de operações de carga, de unidades de desidratação de glicol, o sistema de recolha de ventilação, e as unidades de amina. Geralmente operam continuamente, no entanto, alguns são usados apenas em caso de perturbações no processo (MMS, 2007).

Desidratadores

Desidratador a glicol

Dispositivo no qual um líquido absorvente (a base de glicol) entra em contato direto com a corrente de gás para absorver o vapor de água. O glicol úmido, que absorveu a água, passa por um refeedor, fazendo com que a água se evapore, deixando apenas glicol seco que retorna para o vaso de desidratação.

Desidratadores a glicol removem partículas de água de corrente de gás natural para evitar a formação de hidratos, que pode ser corrosivo para gasodutos (EILP, 1999). Os compostos mais usados são etilenoglicol (EG), dietilenoglicol (DEG), trietilenoglicol (TEG) e tetraetilenoglicol (TREG).

Bombas de glicol assistidas a gás

Bombas de glicol assistidas a gás são utilizadas no processo de desidratação do gás natural para circular o glicol a baixa pressão.

Desidratadores dessecantes

Desidratadores dessecantes removem a humidade do gás passando o gás úmido através de um leito de secagem com pastilhas dessecantes (sais de potássio, cálcio, ou cloretos de lítio) Peneiras moleculares podem também ser usadas como dessecante nestes sistemas. Peneiras moleculares adsorvem seletivamente moléculas de gás ácido de diâmetro menor que o do metano, e podem ser utilizadas tanto para a desidratação do gás e quanto para tratamento de gás de ácido (API, 2009).

Remoção de gases ácidos com amina

No processamento primário do gás é necessária a retirada de contaminantes como o H₂S, uma vez que ele pode ser corrosivo para os processos na planta e para o

gasoduto. Nesse processo, várias soluções de amina são usadas para absorver H₂S e tem como saída SO₂ como um subproduto (TCEQ, 2010).

Bomba de injeção de produtos químicos (*Chemical Injection Pump*, CIP)

Um pequeno positivo de deslocamento, uma unidade oscilante concebida para injetar quantidades precisas de substâncias químicas em correntes de processo utilizando um diafragma flexível para mover um pistão (EPA, 1996).

Tanques de Armazenamento

Nos processos de separação de óleo-água e armazenamento do óleo cru existe a liberação de emissões atmosféricas, principalmente de COV pela volatilização do óleo tratado armazenado nos tanques (OLIVEIRA, 2006 *apud* GONIN, 2012).

No processo de armazenamento do óleo, também é perdida significativa quantidade de calor para o ambiente pela falta de isolamento dos tanques, pela não recuperação de condensados e por procedimentos inadequados (OLIVEIRA, 2006 *apud* GONIN, 2012).

O *gas blanket* é a fase de um gás que é mantida acima da fase líquida para evitar sua contaminação por contaminantes do ar a fim de reduzir riscos de explosão ou pressurização do líquido. Tanques de armazenamento de *gas blanket* e produtos químicos também podem ser fontes de emissões por *venting*.

Bombas Pneumáticas

O gás natural comprimido é usado para colocar em funcionamento bombas de gás, que atuam de forma pneumática. Nesse equipamento não existe nenhuma combustão do gás associado com essas bombas, pois a energia é derivada da pressão do gás. A maior parte do gás utilizada é liberada diretamente para a atmosfera (BOYER e BRODNAX, 1996 *apud* MMS, 2007).

Controladores de Nível/ Pressão

Os dispositivos que controlam a pressão e os níveis de líquido nos vasos e nas linhas de fluxo são utilizados extensivamente em operações de produção de petróleo e gás. As unidades são concebidas para abrir ou fechar uma válvula quando uma pressão predefinida ou nível de líquido seja atingido.

As válvulas são automaticamente acionadas por vazamentos de gás comprimido em diafragmas ou em pistões. O gás é ventilado para a atmosfera durante o processo. A maioria das instalações de produção utiliza gás natural para acionar os controladores. A quantidade de gás expelido dependente de vários fatores, incluindo os diferentes

tipos dos controladores e suas aplicações (BOYER e BRODNAX 1996 *apud* MMS, 2007).

Completação de poços

Processo em que os poços recém-perfurados expulsam os fluidos de perfuração e também os fluidos da formação para testar as características do fluxo do reservatório, podendo gerar *venting* do gás produzido para a atmosfera. A instalação de tubos, *packers*, ou equipamentos de elevação para a ligação da cabeça de poço com o reservatório faz parte da completação, mas não gera emissões significativas. Na completação também pode haver uma alta taxa de refluxo do gás, água ou propante para faturamento injetado no poço, nesses processos há grande emissão do gás produzido para atmosfera (EPA, 2013).

Manutenção e Atividades Não Rotineiras

A manutenção inclui atividades regulares e periódicas desenvolvidas na operação das instalações. Equipamentos despressurizadores para atividades de manutenção são fonte de *venting*, assim como atividades de *startup* e de purga antes da repressurização de equipamentos, manutenção de poços (*well workover*) e de compressores. Exemplos de fontes de emissões não rotineiras são equipamentos de emergência ou aliviadores de pressão, como dispositivos de desligamentos de emergência (*emergency shutdowns*, ESD) ou evacuações de emergência de dutos (*emergency safety blowdowns*, ESB) e válvulas de alívio de pressão (*pressure relief valves*, PRV) (API, 2009).

Manutenção de poços

Execução de uma ou mais séries de operações de reparação nos poços de produção para tentar aumentar a produção. Este processo também inclui alta taxa de refluxo de gás injetado, água, óleo, e do propante usado para abrir novas fraturas nos reservatórios de gás de baixa permeabilidade, podendo liberar grandes quantidades de gás produzido para a atmosfera (EPA).

Cabeça de poço

É a tubulação, revestimento e válvulas conectadas protuberantes para cima da superfície da terra (leito marinho no caso *offshore*). A cabeça do poço termina onde a linha de escoamento se liga a uma válvula na cabeça do poço. Poço equipamentos inclui todo o equipamento, permanente ou removível, localizado na área que circunda uma ou várias cabeças de poços (EPA).

Anexo II: Estimativa do Conteúdo de Carbono do Gás

Composição do gás natural produzido (cru)

Composição do gás	% Mol	MW (g/mol)	MWgás (g/mol)	Wt%gás	Wt%C	Wt%Cgás
CO ₂	10,00%	44,01	4,40	17,16%	27%	4,68%
CH ₄	72,21%	16,04	11,58	45,16%	75%	33,81%
C ₂ H ₆	4,83%	30,07	1,45	5,66%	80%	4,52%
C ₃ H ₈	3,39%	44,1	1,49	5,83%	82%	4,76%
i-C ₄ H ₁₀	1,23%	58,12	0,71	2,79%	83%	2,30%
n-C ₄ H ₁₀	1,93%	58,12	1,12	4,37%	83%	3,61%
i-C ₅ H ₁₂	0,93%	72,15	0,67	2,62%	83%	2,18%
n-C ₅ H ₁₂	1,57%	72,15	1,13	4,42%	83%	3,68%
C ₆ H ₁₄	1,54%	86,18	1,33	5,17%	84%	4,33%
C ₇ +	1,45%	100,21	1,45	5,66%	84%	4,75%
N ₂	0,24%	28,01	0,07	0,26%	0	0,00%
H ₂ S	0,68%	34,0809	0,23	0,90%	0	0,00%
TOTAL	100,00%	-	25,65	100,00%	-	68,63%

Composição do gás natural após tratamento (processado)

Composição do gás	% Mol	MW (g/mol)	MWgás (g/mol)	Wt%gás	Wt%C	Wt%Cgás
CO ₂	1,50%	44,01	0,66	3,58%	27%	0,98%
CH ₄	89,00%	16,04	14,28	77,38%	75%	57,94%
C ₂ H ₆	5,70%	30,07	1,71	9,29%	80%	7,42%
C ₃ H ₈	1,20%	44,1	0,53	2,87%	82%	2,34%
i-C ₄ H ₁₀	0,90%	58,12	0,52	2,84%	83%	2,34%
n-C ₄ H ₁₀	0,30%	58,12	0,17	0,95%	83%	0,78%
i-C ₅ H ₁₂	0,10%	72,15	0,07	0,39%	83%	0,33%
n-C ₅ H ₁₂	0,20%	72,15	0,14	0,78%	83%	0,65%
C ₆ +	0,08%	86,18	0,07	0,37%	84%	0,31%
N ₂	1,01%	28,01	0,28	1,53%	0	0,00%
H ₂ S	0,01%	34,0809	0,00	0,02%	0	0,00%
TOTAL	100,00%	-	18,45	100,00%	-	73,10%