UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

ESCOLA POLITÉCNICA

ENGENHARIA AMBIENTAL

DANIELE MESQUITA BORDALO DA COSTA

AVALIAÇÃO DAS EMISSÕES FUGITIVAS DE METANO EM SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL.

O CASO DO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL.

RIO DE JANEIRO

2010

Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

AVALIAÇÃO DAS EMISSÕES FUGITIVAS DE METANO EM SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL. O CASO DO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL.

Daniele Mesquita Bordalo da Costa

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

Orientadores:

Emilio Lèbre La Rovere

Ruy Alberto Campos Sarno

Rio de Janeiro

Junho de 2010

AVALIAÇÃO DAS EMISSÕES FUGITIVAS DE METANO EM SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL. O CASO DO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL.

Daniele Mesquita Bordalo da Costa

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

Examinada por:

Professor Emilio Lèbre La Rovere, D. Sc.

Ruy Alberto Campos Sarno, M. Sc.

Professor Marco Aurélio dos Santos, D. Sc.

Rio de Janeiro

Junho de 2010

Costa, Daniele Mesquita Bordalo da.

Avaliação das Emissões Fugitivas de Metano no Sistema de Transporte de Gás Natural/ Daniele Mesquita Bordalo da Costa.

XVI, 114p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere.

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Ambiental, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 121-122.

1. Emissões Fugitivas. 2. Metano. 3. Gasodutos. I. La Rovere, LLèbre La. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Ambiental. III. Título.

“Blue skies are coming”

Noah and the Whale

Para as minhas amigas Amanda Saroldi, Camila Estephanio e Fabiana Carneiro.

AGRADECIMENTOS

- À minha mãe Iris e a e à minha tia Ana pelo amor e amizade sempre presentes. Por terem acreditado em mim a todo instante.

- Ao meu pai, Marco Antonio e ao meu irmão Daniel.

- Ao Igor, por ser meu irmão incansável na trajetória da vida.

- À Amanda, à Camila, à Fabiana, ao Manoel, ao Pacha e ao Rafael por toda a ajuda.

- Aos meus orientadores Emilio e Ruy.

- Aos professores Jorge Prodanoff e Heloísa Firmo pelas recomendações, receptividade, conselhos e paciência.

- Ao meu avô, meu maior torcedor.

- À Marilu, pela ajuda!

- À memória eterna de minhas avós, Iria e Antonia.

- Agradeço a todos os meus amigos pelas constantes manifestações de carinho e apoio.

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

AVALIAÇÃO DAS EMISSÕES FUGITIVAS DE METANO NO SISTEMA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL. O CASO DO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL.

Daniele Mesquita Bordalo da Costa

Junho/2010

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Curso: Engenharia Ambiental

Emissões fugitivas são vazamentos em equipamentos oriundos de falhas mecânicas de operação, do desgaste de estruturas de vedação e de características inerentes aos materiais. Em sistemas de transporte de gás natural, estas emissões, compostas principalmente de metano, promovem redução da eficiência energética dos processos e contribuem para a intensificação das mudanças climáticas.

Para detectar estas emissões, podem ser utilizados métodos de estimativa que consideram fatores de emissão característicos às instalações e equipamentos analisados. Pela adoção de diferentes metodologias, este trabalho objetiva verificar o total anual das emissões fugitivas de metano do gasoduto Bolívia-Brasil, atualmente o maior gasoduto em operação no Brasil, além de estimar a perda financeira associada a estas emissões.

Palavras-chave: emissões fugitivas, fatores de emissão, gasodutos, gás natural.

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

EVALUATION OF METHANE FUGITIVE EMISSIONS IN NATURAL GAS TRANSPORTATION SYSTEM. THE CASE OF BRAZIL-BOLIVIA GAS PIPELINE.

Daniele Mesquita Bordalo da Costa

June/2010

Advisor: Emilio Lèbre La Rovere

Course: Environmental Engineering

Fugitive emissions are leaks in equipments from mechanical failure of operation, the wear of sealing structures and characteristics of materials. In natural gas transportation systems, these emissions account for a reduction of energy efficiency in processes and contribute to the intensification of climate change, once they are mainly composed by methane.

To detect these emissions, estimation methods that consider typical emission factors for the analyzed facilities and equipments can be used. By adopting different methods, this study aims to verify the total of the annual fugitive emissions of methane from Bolivia-Brazil pipeline, currently the largest gas pipeline in operation in Brazil, beyond to estimate the financial loss associated with these emissions.

Keywords: fugitive emissions, emission factors, gas pipelines, natural gas.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO 17

1.1. Motivação 19

1.2 Objetivos gerais 19

1.3. Objetivos específicos 20

2. GÁS NATURAL 21

3. A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL 27

3.1. Participação do gás natural na matriz energética brasileira 27

3.2. Cadeia produtiva do gás natural 31

4. EMISSÕES E RESÍDUOS EM PROCESSOS ANTRÓPICOS 35

4.1. Emissões atmosféricas e mudanças climáticas 39

4.2. Emissões da indústria petroquímica 43

5. EMISSÕES FUGITIVAS 47

5.1. Conceituação e definição 47

5.2 Quantificação, detecção e controle 54

6. GASODUTOS BRASILEIROS 59

7. METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DE EMISSÕES FUGITIVAS 67

7.1 Metodologia do IPCC 71

7.2 Metodologia americana 77

7.3 Metodologia australiana 94

7.3.1 Método 1 96

7.3.2 Método 2 98

7.4 Metodologia da Agência Européia do Ambiente (EEA) 100

8. CÁLCULO DE EMISSÕES NO GASBOL 104

8.1 Condições preliminares 104

8.2 Cálculo de emissões pela metodologia do IPCC 107

8.3 Cálculo de emissões pela metodologia americana 109

8.3.1 Cálculo de Emissões por Instalação 109

8.3.2 Cálculo de emissões por equipamento 111

8.4 Avaliação das emissões fugitivas de metano no Gasbol 113

9. CONCLUSÃO 115

10. BIBLIOGRAFIA 118

ANEXOS:

Anexo I: Fatores de Emissão IPCC.

Anexo II: Fatores de Emissão USEPA.

Anexo III: Conversão de Unidades.

LISTA DE FIGURAS E GRÁFICOS

Figura 2.1: Reservatório de gás associado. Fonte: SANTOS, 2002. 22

Figura 2.2: Reservatório de gás não-associado. Fonte: SANTOS, 2002. 22

Figura 2.3: Estrutura do consumo de GN no Brasil em 2007 e 2006 (de cima para baixo). Fontes: MME, 2007 e 2008. 26

Figura 3.1: Matriz energética brasileira. Fonte: MME, 2008. 27

Figura 3.2: Evolução da participação das fontes na oferta interna de energia. Fonte: MME, 2008. 27

Figura 3.3: Oferta mundial de energia por fonte no mundo. Fonte: MME, 2007. 28

Figura 3.4: Representação esquemática da cadeia produtiva do setor de GN. Fonte: MARTINS, 2006. 31

Figura 4.1: Concentrações de GEE do ano 0 a 2005. Fonte: IPCC, 2007b. 40

Figura 5.1: Válvulas de alívio de pressão. Fontes (da esquerda para a direita): Toshiba (2009) e NEI (2009). 52

Figura 5.2: Válvula tipo globo manual (esquerda) e válvula de alívio de pressão (direita). Fonte: USEPA, 1996c. 52

Figura 5.3: Flanges. Fontes (da esquerda para a direita): Flange and Pipe Fittings (2010) e Rustrol Systems (2010). 53

Figura 5.4: Secção de um flange. Fonte: USEPA, 1996c. 53

Figura 5.5: Correlação para obtenção de fatores de emissão. Fonte: USEPA, 1996c. ... 56

Figura 6.1: Malha de dutos de transporte de GN no Brasil e países vizinhos. Fonte: ANP, 2003. 64

Figura 7.1: Fluxo mássico em uma rede de transmissão de GN. Fonte: PALHARES, 2000 (adaptado). 69

Figura 7.2: Árvore de decisão para estimativa de emissões fugitivas em sistemas de GN. Fonte: IPCC, 2006. 73

Figura 7.3: Fluxo de avaliação de emissões fugitivas. Fonte: USEPA, 1996c. 93

Figura 7.4: Árvore de decisão da metodologia EEA. 100

Gráfico 3.1: Evolução das reservas de GN brasileiras. Elaborado a partir do Boletim mensal de acompanhamento da indústria do Gás Natural de Julho de 2009 – MME, 2009. 29

Gráfico 4.1:Emissões por tipo no setor de transmissão de GN nos EUA. Fonte: USEPA, 1996a (adaptado). 44

Gráfico 4.2: Emissões de CH_4 no Canadá. Fonte: Moore *et al.*, 1998 *in:* HAYES, 2004 (traduzido). 44

Gráfico 4.3:Emissões de CH_4 por segmento da indústria de GN nos EUA. Fonte: USEPA, 1996a. 45

Gráfico 4.4:Emissões de CH_4 nos EUA. Fonte: USA, 2010. 45

Gráfico 5.1: Evolução das emissões fugitivas de CH_4 no Brasil. Fonte: MCT, 2009. .. 49

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Composições típicas de GN. Fonte: CONPET (2004). 23

Tabela 2.2: Especificação do GN consumido no Brasil. Fonte: Portaria 104/2002 da ANP. 24

Tabela 4.1: Gases de efeito estufa e seus respectivos GWPs. 41

Tabela 4.2: Principais fontes de emissão de COV em processos químicos (SIEGELL, 1998 apud ERNANI, 2003). 46

Tabela 6.1: Gasodutos Brasileiros. Fonte: ANTT, 2007. 60

Tabela 7.1: Fatores de emissão associados ao transporte dutoviário de GN. 82

Tabela 7.2: Fatores de emissão para equipamentos de distribuição de GN. 84

Tabela 7.3: Fatores de emissão para estações de compressão de GN. Fonte: USEPA, 1996c. 88

Tabela 7.4: Fatores de emissões para instalações de GN. Fonte: USEPA, 2006. 90

Tabela 7.5: Fatores de emissão por componente na transmissão de GN no Canadá. Fonte: Picard *et al*., 1998. 91

Tabela 7.6: Reprodução da folha de cálculo para aplicação do método 1 da NPI com fatores de emissão. Fonte: NPI, 2005. 96

Tabela 7.7: Frações orgânicas por substância. Fonte: NPI, 2005. 97

Tabela 7.8: Folha de cálculo para emissões por substância. Fonte: NPI, 2005. 97

Tabela 7.9: Reprodução da folha de cálculo para aplicação do método 2 da NPI. Fonte: NPI, 2005. 98

Tabela 7.10: Fatores de Emissão. Fonte: NPI, 2005. 99

Tabela 8.1: Fator de emissão selecionado e correção de unidades. 109

Tabela 8.2: Resultados. 110

Tabela 8.3: Fatores de emissão selecionados e correção de unidades. 111

Tabela 8.4: Resultados. 112

Tabela 8.5: Quadro síntese de resultados. 113

LISTA DE SIGLAS E ABREVIAÇÕES

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
ATM	Atmosfera
BTU	British Thermal Unit
ºC	Celsius
CH_4	Metano
CO_2	Dióxido de carbono
CO_2e	Dióxido de carbono equivalente
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
COT	Carbono Orgânico Total
COV	Composto Orgânico Volátil
COVT	Compostos Orgânicos Voláteis Totais
ECOMP	Estação de Compressão
EE	Estação de Entrega
EEA	European Environment Agency
EMED	Estação de Medição
EMOP	Estação de Medição Operacional
EFDB	Emission Factor Database
EMED	Estação de Medição
USEPA	United States Environmental Protection Agency
EUA	Estados Unidos da América
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GEE	Gás de Efeito Estufa

Gg	Giga-grama
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GWP	Global Warming Power
IPCC	International Panel on Climate Change
K	Kelvin
kg	Kilograma
m^3	Metros Cúbicos
MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia
MMBT	Milhão de BTU
MME	Ministério de Minas e Energia
M&R	Medição e Regulagem
NBR	Norma Brasileira
N_2O	Óxido Nitroso
NPI	National Pollutant Inventory
PPMV	Partes por milhão em volume
PSIA	Pounds per Square Inch Absolute
SCF	Standard Cubic Feet
SCFD	Standard Cubic Feet
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil
THC	Total Hydrocarbon
TON	Tonelada
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USEPA	United States Environment Protect Agency

1. INTRODUÇÃO

As emissões fugitivas de gás natural (GN) são uma fonte direta de gases de efeito estufa devido à libertação de metano (CH_4) e a formação, através de sua oxidação, de dióxido de carbono (CO_2). Associadas à estas, ocorrem emissões de CO_2 e de óxido nitroso (N_2O), de forma direta ou pela combustão de gases, em função da composição do GN (IPCC, 2006).

As emissões fugitivas de CH_4 estão estimadas, no Canadá, como responsáveis por 50% das emissões de CH_4 do setor de óleo e gás, que é responsável, por sua vez por 15% das emissões de CH_4 no país (HAYES, 2004). Além do impacto ambiental associado à emissão de gases de efeito estufa, as emissões fugitivas também caracterizam uma redução da eficiência de sistemas energéticos.

No Brasil estima-se que as emissões fugitivas do setor de distribuição de GN estejam contidas no intervalo de 30 a 70 milhões de toneladas de CH_4 por ano (MCT, 2008). Em 2005 as emissões fugitivas de CH_4 da extração e transporte de GN totalizaram 148 mil toneladas (MCT, 2009), equivalente a aproximadamente 75% do total emitido desta forma no ano considerado.

No período compreendido entre os anos de 1994 e 2005, as reservas provadas de GN no Brasil, isto é, reservas que com elevado grau de certeza serão aproveitadas economicamente, cresceram cerca de 54%, o que corresponde a uma taxa aproximada de 4,5% ao ano (MARTINS, 2006). Com esta ampliação espera-se um crescimento proporcional do consumo de GN nos próximos anos associado, sobretudo, ao aumento do volume de gás transportado e, conseqüentemente, das emissões de CH_4.

Não existe no Brasil uma metodologia normativa definida para a estimativa dessas emissões e tampouco há programas específicos de prevenção e medições estatísticas ou orientação para a sua realização (MCT, 2008). A falta de dados relativos ao tema oriundos das transportadoras dos gasodutos brasileiros corrobora essa afirmativa.

Por este motivo não são encontrados fatores típicos de emissão para o Brasil ou metodologias que correlacionem em um nível satisfatório de precisão o total de gases emitidos através de emissões fugitivas. Por este motivo serão utilizadas aproximações, fatores típicos de emissão e metodologias não específicas para realização dos cálculos.

Este trabalho pretende realizar uma primeira avaliação das emissões fugitivas de CH_4 do maior gasoduto brasileiro, o gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) e estimar os custos associados a estas perdas. Com isto, será realizada uma caracterização destas emissões no panorama das emissões de CH_4 no Brasil, verificando sua representatividade no cenário nacional através das metodologias avaliadas.

O Capítulo 2 apresenta conceitualmente o GN, suas fontes e as formas em que é encontrado na natureza. Este capítulo apresenta ainda as composições típicas de GN, além de mostrar a sua participação no setor energético nacional.

O Capítulo 3 detalha a participação do GN na matriz energética brasileira, apresentando os aspectos econômicos associados. É também descrita a cadeia produtiva do GN.

O Capítulo 4 introduz o conceito de emissões e sua relação com os fenômenos de mudança climática. São detalhadas quais são as emissões mais freqüentes nos sistemas produtivos. São ainda detalhados os tipos de emissões da cadeia produtiva de óleo e GN.

O Capítulo 5 conceitua emissões fugitivas, apresentando definições e locais de ocorrência. Neste capítulo também são apresentadas as metodologias e os programas de detecção e controle das emissões fugitivas e suas fontes.

O Capítulo 6 apresenta a malha de gasodutos brasileiros já construídos e em operação e suas características pertinentes para a realização deste trabalho. É apresentado o Gasoduto Bolívia-Brasil, no na qual será baseado o cálculo de emissões fugitivas para extrapolação aos demais gasodutos brasileiros.

O Capítulo 7 discute metodologias de sua detecção e controle. São apresentadas as metodologias do *International Panel on Climate Change* (IPCC), a metodologia americana, a metodologia Australiana e a metodologia Européia para a detecção de emissões fugitivas em sistemas dutoviários operando com GN.

O Capítulo 8 apresenta a estimativa das emissões fugitivas do Gasbol a partir da aplicação das metodologias do IPCC e da metodologia americana. São apresentados e estimados parâmetros necessários para a aplicação das metodologias, sendo obtido o volume total estimado de GN emitido fugitivamente.

O Capítulo 9 discute os resultados obtidos no Capítulo 8 e apresenta uma estimativa de custo total das emissões fugitivas. São ainda discutidas questões referentes às emissões fugitivas no Brasil.

Com este trabalho pretende-se apresentar em uma abordagem inicial à questão da relevância da estimativa de emissões fugitivas no Brasil, face à contribuição dessa fonte de emissão no lançamento de gases de efeito estufa na atmosfera. Atualmente as transportadoras de GN brasileiras não reportam o valor emitido por esta via, o que se atribui, entre outros fatores, à falta de legislação regulamentadora dessas emissões no Brasil que estabeleça níveis de emissão e metodologias de avaliação.

1.1. Motivação

A motivação deste trabalho se fundamenta na constatação de que as empresas responsáveis pelo sistema de transporte de GN no Brasil não reportam em seus inventários de emissão as emissões fugitivas de CH_4. Além disso, não existem metodologias brasileiras para o levantamento do total destas emissões.

Considerando o elevado potencial de aquecimento global deste gás e a existência de metodologias para a quantificação destas emissões, buscou-se realizar uma estimativa para avaliar a relevância dessas emissões em termos ambientais e econômicos. Também se objetiva comparar metodologias existentes e discutir sua adequação na realização de estimativas não-empíricas das emissões fugitivas.

1.2. Objetivos gerais

Caracterizar as emissões fugitivas de gases de efeito estufa no transporte de GN e a necessidade da implementação de inventários e mecanismos de controle para proteção ambiental e prevenção de perdas econômicas e energéticas. Serão apresentadas

metodologias de estimativa de emissões fugitivas em instalações de GN (em equipamentos não-pneumáticos).

1.3. Objetivos específicos

Estimar o volume de CH_4 perdido através de emissões fugitivas no Gasbol, escolhido como estudo de caso devido a sua representatividade no cenário nacional, comparando resultados de diversas metodologias para uma verificação de equidade entre elas. Estimar a perda financeira associada ao transporte de GN emitido e o custo de oportunidade de sua comercialização

2. GÁS NATURAL

Conforme o artigo 6º da lei 9478/1997, entende-se por GN: "todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros".

A formação de GN ocorre pela degradação natural de matéria orgânica fóssil, vegetal ou animal, e do carvão mineral através da atividade de bactérias anaeróbias e à ação físico-química da temperatura e da pressão. A matéria orgânica fóssil modificada pode ser classificada em querogênio seco, se sua origem for vegetal, ou gorduroso, quando sua origem é animal (GASNET, 2004).

O GN e o petróleo são formados em locais onde a produção de matéria orgânica é maior que o total destruído por bactérias e por decaimento. Após milhões de anos de soterramento, as reações químicas relacionadas às temperaturas elevadas existentes em grandes profundidades desencadeiam a transformação do material orgânico em hidrocarbonetos. A compactação desses sedimentos força a passagem dos fluidos e dos gases produzidos através de camadas de rochas permeáveis, formando poços de petróleo. (PRESS *et al.*, 2006)

Mais especificamente, o GN é uma mistura de hidrocarbonetos leves, que ocorre em acumulações de rochas porosas no subsolo terrestre ou marinho (SANTOS, 2002). O GN, em geral, é encontrado acompanhado de petróleo e pode ser classificado de acordo as características do reservatório onde é encontrado em associado e não-associado.

O gás associado é encontrado no reservatório, Figura 2.1, juntamente com petróleo, dissolvido ou formando uma cobertura (ou "capa") de gás. Com isto, na parte superior do reservatório a concentração de gás é maior do que a de outros fluidos presentes, como água e óleo. Nestes casos a exploração de gás é preterida em função da exploração de petróleo, sendo o gás utilizado na manutenção da pressão do poço de extração ou explorado de forma associada à exploração do petróleo do reservatório. (SANTOS, 2002 e CONPET, 2004)

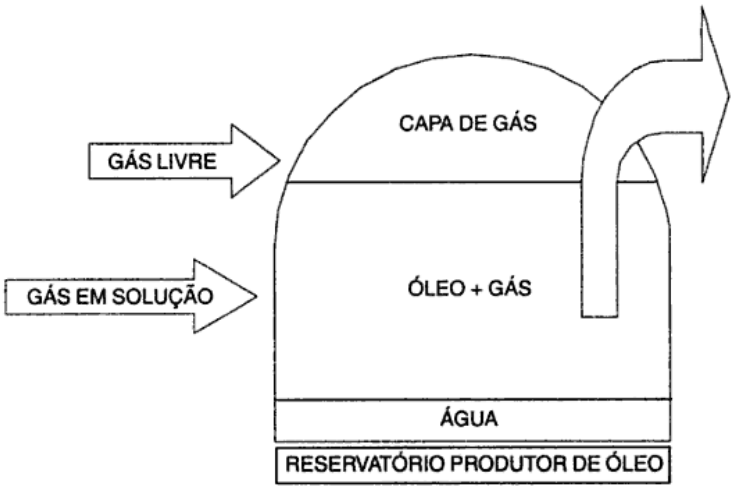


Figura 2.1: Reservatório de gás associado. Fonte: SANTOS, 2002.

O gás não-associado é encontrado no reservatório de forma livre do óleo e da água existentes no reservatório. Assim, na acumulação rochosa há predominância de gás, sendo sua recuperação privilegiada em detrimento da extração do óleo. A Figura 2.2 ilustra uma formação de gás não-associado.

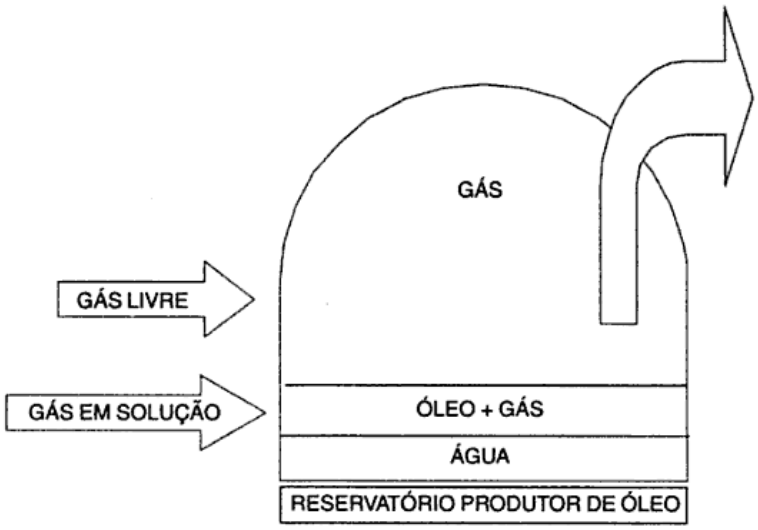


Figura 2.2: Reservatório de gás não-associado. Fonte: SANTOS, 2002.

A composição do GN varia em função do local do reservatório e sua forma de ocorrência (associado ou não-associado), do tipo de matéria orgânica geradora, das condições geológicas do solo, entre outros fatores (SALGADO, 2004). Além dos hidrocarbonetos, diversos elementos podem constituir o GN bruto. A Tabela 2.1 exemplifica esta variação de composição para três condições distintas.

Tabela 2.1: Composições típicas de GN. Fonte: CONPET (2004).

ELEMENTOS (%)	ASSOCIADO[1]	NÃO-ASSOCIADO[2]	PROCESSADO[3]
METANO (C_1)	78,74	87,12	88,56
ETANO (C_2)	5,66	6,35	9,17
PROPANO (C_3)	3,97	2,91	0,42
I-BUTANO (i-C_4)	1,44	0,52	-
N-BUTANO (n-C_4)	3,06	0,87	-
I-PENTANO (i-C_5)	1,09	0,25	-
N-PENTANO (n-C_5)	1,84	0,23	-
HEXANO (C_6)	1,80	0,18	-
SUPERIORES (C_{7+})	1,70	0,20	-
NITROGÊNIO (N_2)	0,28	1,13	1,20
DIÓXIDO DE CARBONO (CO_2)	0,43	0,24	0,65
TOTAL	**100**	**100**	**100**
DENSIDADE (kg/m^3)	0,85	0,66	0,61
RIQUEZA (%mol C_{3+})	14,99	5,16	0,42
PODER CAL.INF. (kcal/m^3)	11.666	9.249	8.621
PODER CAL.SUP. (kcal/m^3)	12.816	10.223	9.549

1: Gás do campo de Marlin, Bacia de Campos, Rio de Janeiro.

2: Gás do campo de Merluza, Bacia de Santos, São Paulo.

3: Saída de UPGN, Candeias, Bahia.

O GN comercializado no Brasil, de origem nacional ou importado, tem suas características regulamentadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) através da Portaria 104/2002 e pelo Regulamento Técnico

3/2002, que a integra, conforme apresentado na Tabela 2.2. O regulamento ainda especifica as metodologias de avaliação dos elementos constituintes a serem monitorados na caracterização do GN.

Tabela 2.2: Especificação do GN consumido no Brasil. Fonte: Portaria 104/2002 da ANP.

CARACTERÍSTICA	**UNIDADE**	**LIMITE[2, 3]**		
		Norte	**Nordeste**	**Sul, Sudeste, Centro-Oeste**
Poder calorífico superior[4]	kJ/ m³ kWh/m³	34.000 a 38.400 9,47 a 10,67	35.000 a 42.000 9,72 a 11,67	
Índice de Wobbe[5]	kJ/m³	40.500 a 45.000	46.500 a 52.500	
Metano, mínimo	% vol.	68,0	86,0	
Etano, máximo	% vol.	12,0	10,0	
Propano, máximo	% vol.	3,0		
Butano e mais pesados, máximo	% vol.	1,5		
Oxigênio, máx.	% vol.	0,8	0,5	
Inertes (N_2 + CO_2), máximo	% vol.	18,0	5,0	4,0
Nitrogênio	% vol.	-	2,0	
Enxofre Total, máximo	mg/m^3	70		
Gás Sulfídrico (H_2S), máximo[6]	mg/m^3	10,0	15,0	10,0

Ponto de orvalho de água a 1 atm, máximo	ºC	–39	–39	–45

1: O gás natural deve estar tecnicamente isento, ou seja, não deve haver traços visíveis de partículas sólidas e partículas líquidas.

2: Limites especificados são valores referidos a 293,15K (20ºC) e 101,325kPa (1 atm) em base seca, exceto ponto de orvalho.

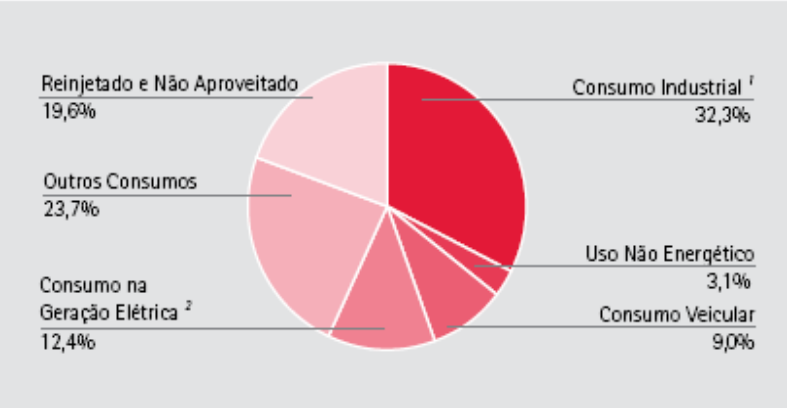
3: Os limites para a região Norte se destinam às diversas aplicações exceto veicular e para esse uso específico devem ser atendidos os limites equivalentes à região Nordeste.

4: O poder calorífico de referência de substância pura empregado neste Regulamento Técnico encontra-se sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15K, 101,325kPa, respectivamente em base seca.

5: O índice de Wobbe é calculado empregando o Poder Calorífico Superior em base seca. Quando o método ASTM D 3588 for aplicado para a obtenção do Poder Calorífico Superior, o índice de Wobbe deverá ser determinado pela fórmula constante do Regulamento Técnico.

6: O gás odorizado não deve apresentar teor de enxofre total superior a 70mg/m³.

No Brasil o GN é utilizado principalmente como combustível de consumo industrial (cerca de 30% do total produzido nos anos de 2007 e 2006), e na geração de energia elétrica (12 a 15% do total produzido nos anos de 2007 e 2006), conforme se verifica na Figura 2.3. Destaca-se que a parcela de gás reinjetado (gás que é retornado ao reservatório de origem e não é comercializado) e não aproveitado é elevada, correspondendo a cerca de 20% do total produzido nos anos considerados.



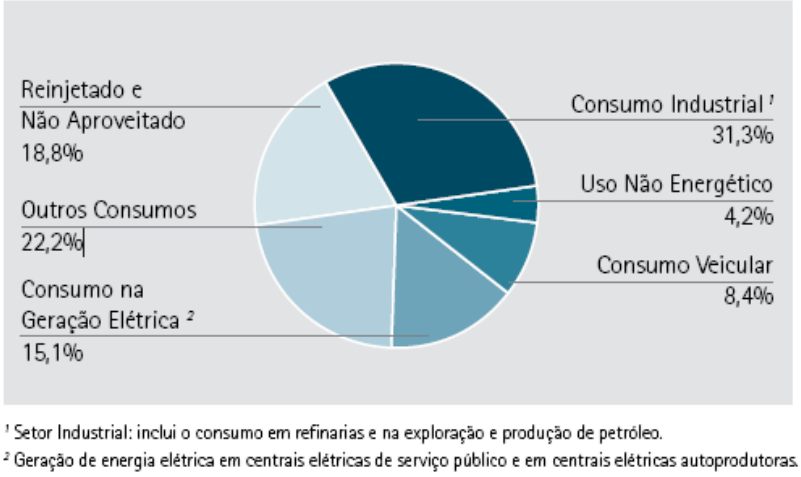


Figura 2.3: Estrutura do consumo de GN no Brasil em 2007 e 2006 (de cima para baixo).
Fontes: MME, 2007 e 2008.

É importante ressaltar que o GN, além do biogás, é o único utilizado como combustível e/ou matéria-prima de origem natural, ao contrário de outros gases, como o gás de refinaria, o gás liquefeito de petróleo (GLP) e o chamado gás de rua. A característica que diferencia o GN dos demais, além da composição química, é a ausência de odor, que é acrescentado pela adição de enxofre nas estações de entrega.

3. A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

3.1. Participação do gás natural na matriz energética brasileira

O GN é a terceira fonte de energia primária do Brasil, antecedido pelo petróleo e pelo carvão, representando 9,29% da oferta nacional de energia em 2007 (BEN 2008), de acordo com a Figura 3.1. Sua introdução na matriz energética brasileira ocorreu devido a estímulos do governo federal iniciados na década de 90 com o objetivo de se atingir o crescimento de sua participação de 3% em 2000 para 12% em 2010 (FERNANDES, 2000). Um histórico do aumento da participação do GN no país pode ser observado pela verificação da variação percentual de sua oferta, apresentada na Figura 3.2.

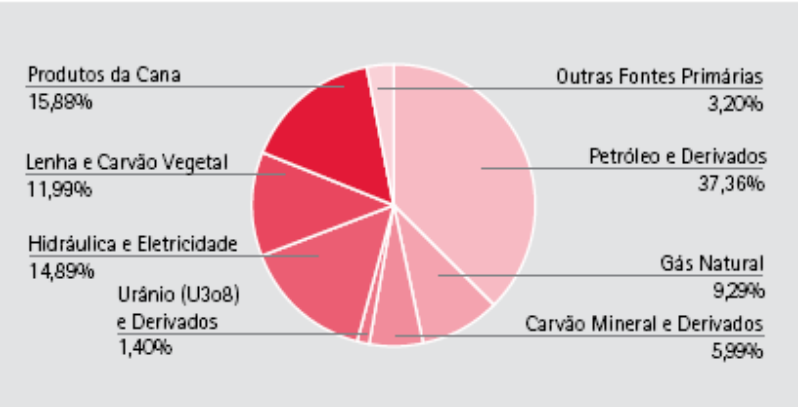


Figura 3.1: Matriz energética brasileira. Fonte: MME, 2008.

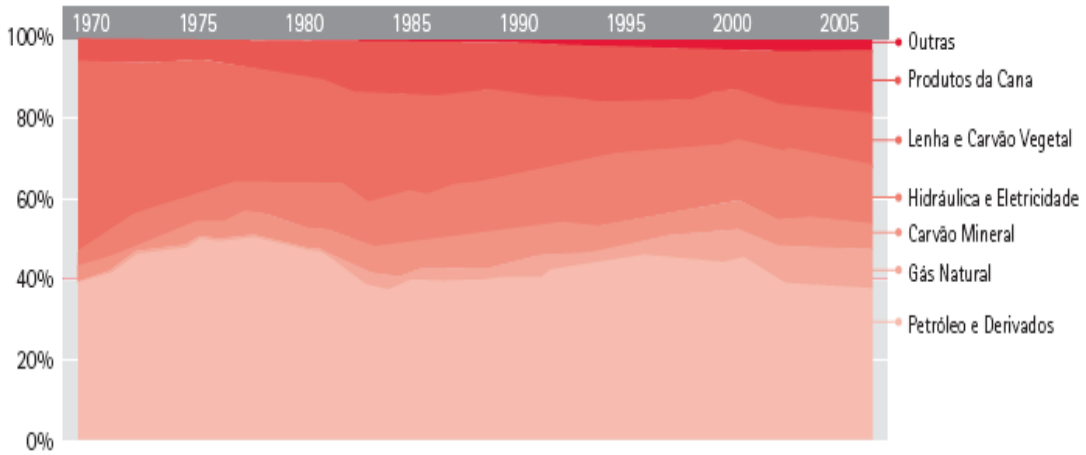


Figura 3.2: Evolução da participação das fontes na oferta interna de energia. Fonte: MME, 2008.

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2008 (MME, 2008) o GN é a fonte de energia com o crescimento mais significativo no país na última década, atingindo um aumento em torno de 342% no consumo entre 1998 e 2007. No Brasil associa-se este crescimento, sobretudo ao aumento da reserva nacional e ao aumento da sua importação da Bolívia e do Peru (COSTA, 2003). A evolução da oferta de GN no mundo pode ser acompanhada na Figura 3.3, que compara a oferta do total de energia produzido nos anos de 1973 e 2005.

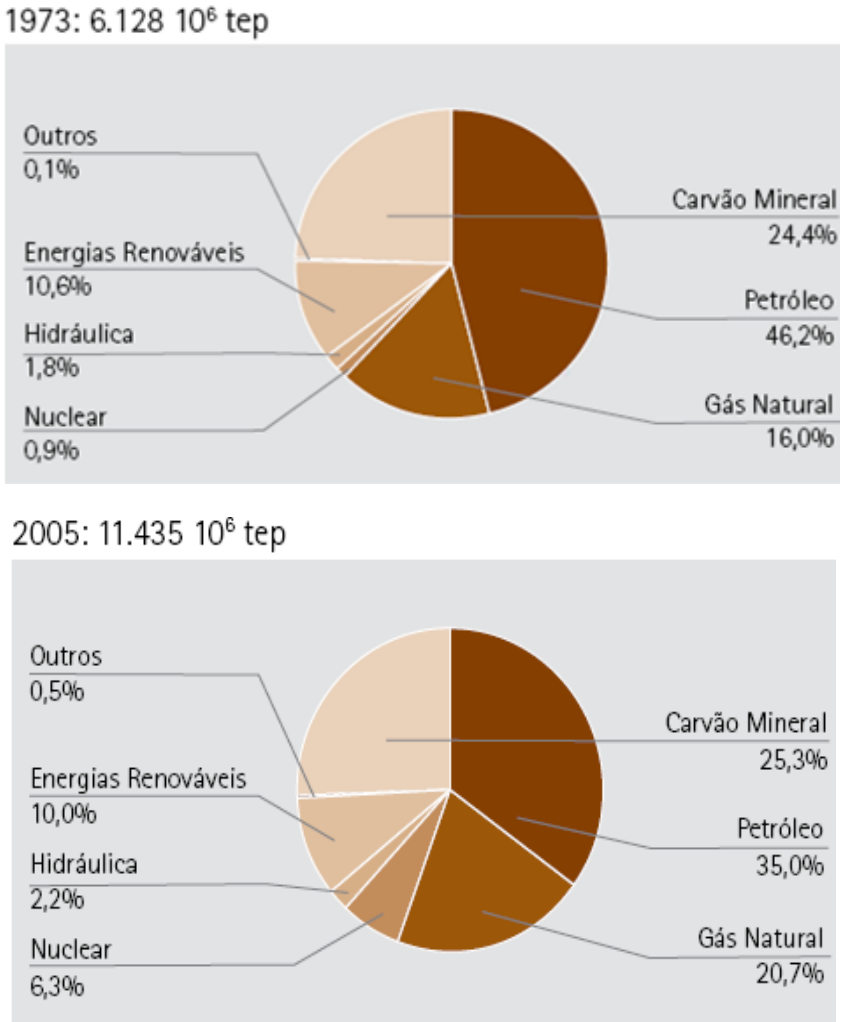


Figura 3.3: Oferta mundial de energia por fonte no mundo. Fonte: MME, 2007.

O desenvolvimento da indústria do gás no Brasil, no entanto, ocorreu de forma tardia em comparação a outros países. Atribui-se este atraso à oferta incipiente de jazidas até a década de 80, sendo a maioria de ocorrência na forma associada ao petróleo, e à inexistência de infra-estrutura de importação de gás (COSTA, 2003). A ampliação do setor e o aumento do consumo de GN ocorreram, sobretudo, devido ao crescimento do número de reservas provadas no país, conforme se verifica no Gráfico

3.1. O aumento das reservas foi de cerca de 17,1 bilhões de metros cúbicos somente em 2008, com aumento percentual de 4,9% em relação ao ano anterior (MME, 2009).

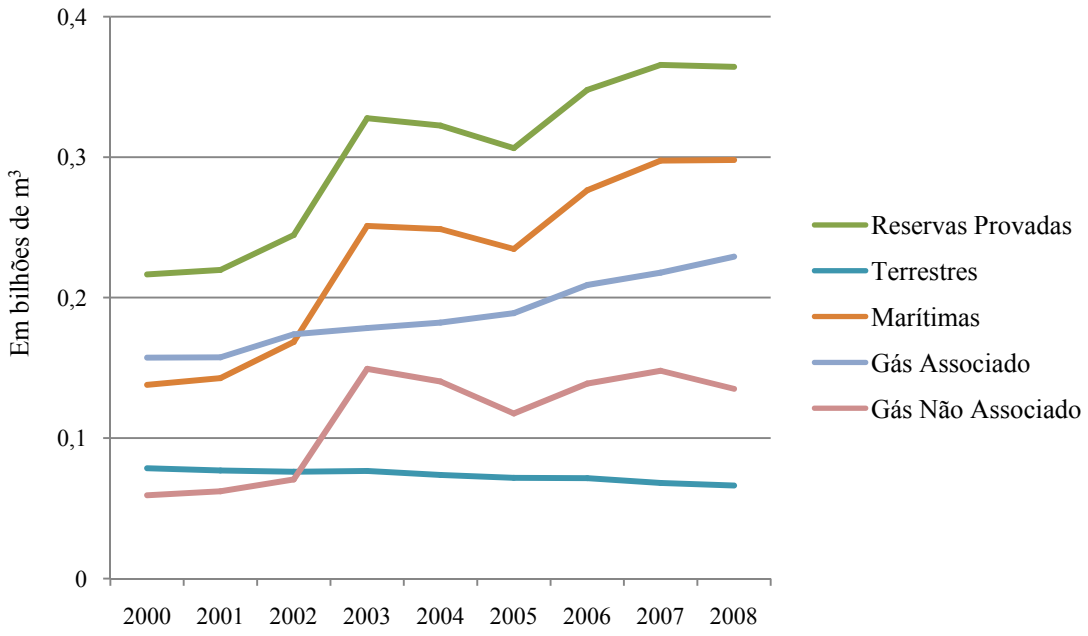


Gráfico 3.1: Evolução das reservas de GN brasileiras. Elaborado a partir do Boletim mensal de acompanhamento da indústria do Gás Natural de Julho de 2009 – MME, 2009.

A consolidação da inserção do GN na matriz energética brasileira se deu, segundo Soares (2002), "com a comprovação do porte das reservas bolivianas, as dificuldades de expansão do parque gerador brasileiro via hidroeletricidade, a intensificação das políticas de integração energética no Cone Sul e o crescimento, em nível mundial da importância de tecnologias de geração de energia elétrica baseadas no uso do gás natural".

A exploração de GN no Brasil se iniciou no Estado da Bahia para o abastecimento de indústrias no Recôncavo Baiano. No entanto, o grande marco da exploração de GN se deu pelo aumento da produção na Bacia de Campos dos Goytacazes no Estado do Rio de Janeiro a partir de 1985 que sobrepôs a produção até então existente no estado da Bahia no pólo petroquímico de Camaçari. A facilidade de escoamento da produção vinculada à localização geográfica da Bacia de Campos impulsionou a demanda de GN em aproximadamente 75% da produção nacional de GN (SOARES, 2004).

Ainda na década de 80 a confirmação do porte das reservas bolivianas, estabeleceu um marco definitivo da consolidação do GN na matriz energética brasileira. Nesse contexto, criou-se a necessidade de ampliação da infra-estrutura para sua exploração, levando à expansão da malha dutoviária brasileira para seu transporte e que culminou na construção do Gasbol.

3.2. Cadeia produtiva do gás natural

A cadeia produtiva do setor de GN pode ser dividida em atividades de *downstream* e *upstream*, conforme se verifica na Figura 3.4. As atividades de *upstream* são reguladas pela ANP e se caracterizam pela explotação e exploração, pelo condicionamento e processamento e pelo transporte de GN. As atividades de *downstream* são reguladas por agências locais e se caracterizam pela distribuição e pela comercialização, através do fornecimento ao consumidor final. (MARTINS, 2006 e SALGADO, 2002)

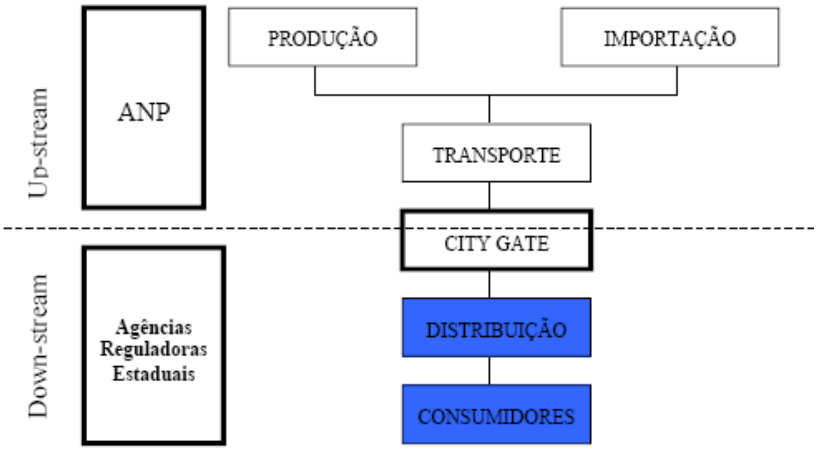


Figura 3.4: Representação esquemática da cadeia produtiva do setor de GN. Fonte: MARTINS, 2006.

O setor de produção de GN inclui todos os componentes de subsuperfície, incluído poços de extração e os equipamentos associados. Também se incluem neste setor os diversos equipamentos de superfície, como separadores, aquecedores, destiladores, compressores, bombas, entre outros, além das entradas dos gasodutos e oleodutos.

No entanto, os equipamentos associados ao arejamento, à queima ou à reinjeção de GN dos poços de extração de petróleo não são considerados constituintes da indústria de GN (API, 2009). As instalações de fracionamento também são excluídas da indústria do gás, por serem tão somente responsáveis pela purificação de produtos líquidos para o mercado.

O setor de transmissão de gás se caracteriza pelo transporte do GN das plantas de gás ou diretamente do campo de produção para companhias de distribuição ou

grandes consumidores. Este setor se caracteriza pelo transporte em pressões elevadas através de dutos de diâmetros variados e pela manutenção de condições operacionais do transporte, através de diferentes instalações: dutos, estações de compressão e estações de entrega e medição (EPA, 1996b).

O transporte e distribuição de gás no Brasil estão definidos e regulamentados no artigo terceiro da portaria 104 de 2002 da ANP da seguinte maneira:

"I. Carregador: pessoa jurídica que contrata o transportador para o serviço de transporte de gás natural;

II. Transportador: pessoa jurídica autorizada pela ANP a operar as instalações de transporte;

III. Processador: pessoa jurídica autorizada pela ANP a processar o gás natural;

IV. Instalações de Transporte: dutos de transporte de gás natural, suas estações de compressão ou de redução de pressão, bem como as instalações de armazenagem necessárias para a operação do sistema;

V. Ponto de Recepção: ponto no qual o gás natural é recebido pelo transportador do carregador ou de quem este autorize.

VI. Ponto de Entrega: ponto no qual o gás natural é entregue pelo transportador ao carregador ou a quem este autorize."

Assim, é responsável pelo transporte o "transportador" que detém as instalações de transporte (instalações diversas e o duto propriamente dito). A infra-estrutura que compõe um sistema de transporte de GN é composta basicamente por estações de compressão (ECOMP), estações de entrega (EE), estações de medição (EMED), estação de redução de pressão e estação de medição operacional (EMOP), o duto e outras instalações administrativas. A finalidade de cada uma destas instalações pode ser assim sintetizada:

- Estação de compressão: mantém a pressão do GN em níveis adequados para o transporte;
- Estação de entrega (também chamadas de *citygate*): é um ponto de redução e medição de gás às companhias distribuidoras, que efetuam a odorização e a distribuição do GN para os consumidores finais;

- Estação de medição: mede o volume de gás em pontos de interconexão de gasodutos;
- Estação de redução de pressão: limita a pressão de operação em trechos do gasoduto por questões de projeto;
- Estação de medição operacional: medem a vazão total de gás no gasoduto, pressão e temperatura para fins meramente operacionais.

As ECOMPs realizam a compressão do gás para a realização da sua transmissão através dos dutos, que ocorre devido às diferenças de pressão no interior do duto. Nestas estações, além da pressurização por compressores de turbinas movidas por GN ou eletricidade, também são realizados, quando necessário, o despoeiramento, a regulagem de temperatura e a desidratação do gás.

As EEs são pontos de transferência de custódia do GN do setor de transmissão para recebedores indiretos, pertencentes ao setor de distribuição ou para recebedores diretos, que os são consumidores finais (em geral, indústrias). Nestas estações, também conhecidas como *gate stations* ou *city gates*, estão incluídos equipamentos que realizam medição e regulação de pressão, uma vez que o setor de distribuição trabalha com pressões significativamente menores.

Em geral, as EEs possuem pontos de medição operados pela transportadora de GN e pontos de medição operados pela distribuidora. (EPA, 1996b). A função das EEs é explicitada por PALHARES (2000): "As Estações de Entrega recebem o gás natural transportado (...) em condições variáveis de pressão e temperatura, porém em pressão sempre superior à pressão de entrega para consumo ou distribuição. Para medição, venda e transferência o gás natural deve ser posto em condições constantes nos contratos de compra e venda de gás, condições essas que impõem pressão e temperatura estabilizadas. No gás natural, a redução de pressão é acompanhada de redução proporcional de temperatura (efeito Joule-Thompson). As Estações de Entrega são equipadas para condicionar o gás natural e medi-lo para entrega nas condições combinadas. [No Gasoduto Bolívia-Brasil]."

As EMEDs, também chamadas de estações de medição e de regulação de pressão (ou *metering and pressure regulating stations* (M&R) em inglês) realizam medidas do fluxo de gás transportado (para sua transferência ou troca da custódia) e/ou regulam a pressão e o fluxo para a continuidade da transmissão ao longo do duto

(USEPA, 1996e). Em muitos casos são construídas de forma associada às EEs, pois nos pontos de troca de custódia do GN se faz necessária a medição do volume entregue para a verificação do valor a ser faturado pela transportadora (PALHARES, 2000).

As EMOPs, por sua vez, podem estar localizadas em qualquer ponto ao longo do duto ou ainda pertencer a outras instalações. Nestas instalações são aferidas as condições operacionais do GN transportado, com a finalidade de assegurar a manutenção da operação nas condições consideradas normais.

Em nenhuma das instalações da transportadora é realizada redução de pressão do GN, pois é responsabilidade das companhias distribuidoras a distribuição através de dutos em pressões menores e manutenção de pontos de medição de consumo dos consumidores finais (EPA, 1998 e TBG, 2007). As empresas do setor de distribuição recebem gás a elevadas pressões da(s) companhia(s) transportadora(s), realizam a redução da pressão e o fornecimento aos consumidores finais como, por exemplo, consumidores residenciais e industriais através de dutos de menor diâmetro. Este setor se caracteriza por uma malha de dutos tronco e secundários, estações de medição e regulagem de pressão e medidores de consumo individuais.

4. EMISSÕES E RESÍDUOS EM PROCESSOS ANTRÓPICOS

O Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) define emissão, através do artigo 3º da Resolução número 382 de 2006, como: "lançamento na atmosfera de qualquer forma de matéria sólida, líquida ou gasosa". A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) define emissão atmosférica através da norma brasileira (NBR) 8969 de 1985 como "descarga de matéria e/ou energia no ar".

Desta maneira, as emissões podem ser genericamente descritas como qualquer perda de material em uma atividade antrópica ou não antrópica que ocorrem devido à imprevisibilidade associada aos produtos ou os subprodutos dos processos. As emissões podem ter caráter poluente ou não-poluente, a depender do caráter do produto emitido, da magnitude do impacto ambiental associado em relação ao uso da região atingida.

A poluição pode ser considerada "uma alteração indesejável nas características físicas, químicas ou biológicas da atmosfera, litosfera ou hidrosfera que cause ou possa causar prejuízo à saúde, à sobrevivência ou às atividades dos seres humanos e outras espécies, ou ainda deteriorar materiais" (BRAGA *et al*., 2005). A ABNT NBR 8969:1985 define poluição atmosférica ou poluição do ar como "presença de um ou mais poluentes atmosféricos".

Poluente atmosférico (ou contaminante atmosférico), por sua vez, é definido na referida norma como "toda e qualquer forma de matéria e/ou energia que, segundo suas características, concentração e tempo de permanência no ar, possa causar ou venha a causar danos à saúde, aos materiais, à fauna e à fauna e seja prejudicial à segurança, ao uso e ao gozo da propriedade, à economia e ao bem estar da comunidade". Ainda de acordo com a norma, os poluentes atmosféricos podem ser subdivididos em primários, quando atingem o receptor na forma em que foram emitidos, ou secundários, quando se trata de uma substância resultante da interação entre poluentes primários entre si ou com constituintes da atmosfera, com ou sem reação fotoquímica.

Conforme enunciado pela resolução CONAMA 382/2006, as emissões de processos antrópicos podem ser genericamente classificadas em função do seu estado físico em: emissões atmosféricas, resíduos sólidos ou efluentes líquidos. Neste trabalho apenas serão abordadas as emissões atmosféricas de empreendimentos do setor de

transporte de GN e o termo “emissões” será utilizado para fazer referência somente às emissões atmosféricas.

As emissões antrópicas podem ser categorizadas segundo a fonte em fugitivas, pontuais ou não pontuais. Também se encontra na literatura a categorização das emissões quanto à fonte em primárias e secundárias (BAUER, 2003 e GHGP (2004), porém essa classificação não é consenso entre grupos de estudo, pois, segundo Bauer (2003): “a forma de classificação dessas fontes não é suficientemente clara, havendo diferenças de interpretação na escassa literatura existente”.

Emissões pontuais são definidas pela resolução CONAMA 382/2006 como “lançamento na atmosfera de qualquer forma de matéria sólida, líquida ou gasosa, efetuado por uma fonte provida de dispositivo para dirigir ou controlar seu fluxo, como dutos e chaminés”. Assim, estas emissões podem ser definidas como aquelas que ocorrem de forma perfeitamente localizável dentro de uma planta industrial. As emissões não-pontuais, ou difusas, por sua vez, correspondem àquelas que ocorrem de forma distribuída (homogeneamente ou não) dentro da planta industrial (BAUER, 2003).

Apesar desta definição não ser utilizada neste trabalho, as emissões primárias são definidas como aquelas provenientes das fontes primárias, ou seja, de equipamentos principais do processo de transformação que se analisa. Sendo estas associadas aos equipamentos principais do processo são, portanto, consideradas pontuais. São exemplos de emissões primárias gases de exaustão de equipamentos, respiros de reatores, entre outros. (CMA, 1990 *apud* BAUER, 2003).

As emissões secundárias, por sua vez, são aquelas que ocorrem em atividades ligadas diretamente ao processo, mas em operações necessárias ao seu suporte e/ou desenvolvimento. Podem ser pontuais ou não pontuais. São classificadas em emissões secundárias, por exemplo, os transportes de cargas e pessoas, tanques de estocagem, áreas de geração de vapor, entre outros, quando estas forem atividades conseqüentes do processo industrial. (*opus citatum*).

As emissões fugitivas são definidas como vazamentos em equipamentos oriundos de falha mecânica de operação, desgaste de estruturas de vedação e características de materiais. São ainda consideradas como não-pontuais, uma vez que os equipamentos estão dispersos ao longo da instalação, através de diversas fontes

pontuais. Estas emissões serão mais detalhadas no Capítulo 5. (ALLEN e SHONNARD, 2002)

Em ambientes industriais as emissões atmosféricas devem ser monitoradas porque algumas substâncias presentes nas emissões podem oferecer elevado risco à saúde ocupacional de trabalhadores. As emissões de CH_4, particularmente, podem provocar oxidação do oxigênio do ar, reduzindo sua concentração, o que adquire grande relevância no caso de trabalhos executados em espaços confinados. Apesar do CH_4, não ser toxicamente nocivo aos seres humanos, apresenta alta inflamabilidade (AGA, 2009), o que requer que sua concentração seja mantida em níveis considerados seguros, especialmente nos casos em que é emitido de forma fugitiva, quando sua emissão tende a ser negligenciada.

Em relação aos impactos ambientais, muitas substâncias, além de oferecerem riscos à saúde humana, trazem prejuízo à qualidade do ar e podem ter um papel substancial na intensificação das mudanças climáticas, uma vez que a emissão de certos gases potencializa o chamado efeito estufa. O efeito estufa é um efeito natural de retenção de calor na superfície terrestre que se intensifica pelo aumento da concentração de gases de efeito estufa (GEEs) na atmosfera.

O monitoramento de emissões também permite a avaliação da eficiência dos processos industriais, permitindo a otimização dos processos e o cumprimento aos requisitos legais estabelecidos pelos órgãos ambientais, quando existirem. No caso das emissões fugitivas a verificação de emissões e a adoção de programas de monitoramento, medição e redução dessas emissões se enquadram no conceito de prevenção da poluição.

A prevenção da poluição se caracteriza pela minimização e redução das emissões e resíduos nos processos (COSTA, 2002). Devido à inexistência de requisitos normativos para o controle das emissões fugitivas, no Brasil pode-se considerar o monitoramento deste tipo de emissão como um processo de atuação de uma gestão ambiental pró-ativa.

Uma postura empresarial pró-ativa se caracteriza pela a inovação nos processos, produtos, nas estratégias e na organização, levando a uma capacidade das empresas de se antecipar às exigências governamentais. Segundo Sanches (2000), para atingir este

desempenho econômico, produtivo e ambiental é necessário adotar tecnologias ambientais adequadas.

As tecnologias ambientais são classificadas em tecnologias de controle da poluição, tecnologias de prevenção da poluição e tecnologias de produtos e processos. Definem-se tecnologias de produtos e processos "como a aplicação contínua de uma estratégia ambiental preventiva integrada aos processos e produtos para reduzir riscos aos seres humanos e ao meio ambiente" (SANCHES, 2000). A aplicação de estratégias ambientais oferece os seguintes benefícios para as empresas que a adotam:

"1) Melhorias na eficiência produtiva com menor utilização de energia e materiais por unidade de produto;

2) Minimização da quantidade de resíduos dispostos no meio ambiente;

3) Desenvolvimento de tecnologias mais limpas, que se transformam em vantagens competitivas e até mesmo em produto, com a possibilidade de auferir receitas com transferência de tecnologia, como, por exemplo, o licenciamento de patentes, a prestação de assistência técnica, etc.;

4) Melhoria nas condições de segurança e saúde dos trabalhadores e nas relações de trabalho."

4.1. Emissões atmosféricas e mudanças climáticas

As mudanças climáticas da atualidade se caracterizam pela alteração do clima devido à intensificação do efeito estufa, que é natural e fundamental para a manutenção de temperaturas que asseguram a vida na Terra. Há certo consenso científico de que esta intensificação é causada pelo aumento da concentração de determinados gases na atmosfera terrestre.

Segundo o Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República do Brasil (NAE, 2005) "a temperatura média global do planeta à superfície elevou-se de 0,6 a 0,7 ºC nos últimos 100 anos, com acentuada elevação desde a década de 60" e "a última década apresentou os três anos mais quentes dos últimos 1000 anos da história recente da Terra". Ainda de acordo com este núcleo, através do monitoramento das mudanças do clima pelo Painel Intergovernamental de Mudança do Clima (IPCC) e do conhecimento existente da dinâmica do clima, é possível inferir que o aquecimento tem como causa as emissões acumuladas dos chamados GEE.

Estes gases são capazes de absorver radiação térmica e a atmosfera terrestre é sensível à concentração destes gases, cujo aumento provoca a intensificação do efeito estufa natural da Terra. Os GEE absorvem parte da energia térmica recebida do Sol pela Terra, mantendo certos níveis de temperatura na sua superfície. A emissão de GEE antropogênicos intensifica este efeito, provocando a elevação de temperatura na superfície terrestre que têm sido observadas, caracterizando as chamadas mudanças climáticas. (LE TREUT, Hervé; SOMERVILLE, Richard *et al. in*: IPCC, 2007b).

À estas mudanças associam-se diversos eventos climáticos extremos, como, por exemplo, a ocorrência do furacão Catarina em 2004, as secas da Amazônia em 2005 (MAROUN, 2007). Também podem estar relacionados à elas os tornados na região sul nos anos de 2008 e 2009, o aumento da intensidade pluviométrica nas regiões sul e sudeste do Brasil e o aumento do período de secas na região do nordeste brasileiro.

Também se relacionam à mudança global do clima as alterações nos regimes de chuvas, as perturbações nas correntes marinhas, retração das geleiras e a elevação do nível dos oceanos. A estabilização das concentrações de GEE para níveis seguros ao sistema climático global requer uma redução de 60% das emissões globais deste gases (NAE, 2005).

Entre os GEE estão éteres halogenados, hidrofluorcarbonos (HFCs), N_2O, CH_4 e CO_2, entre outros (IPCC, 2006). Estes últimos são tidos como os GEE de maior relevância, sendo o CO_2 considerado o principal GEE proveniente de fontes antropogênicas por ser o que apresenta emissões mais significativas: entre 1970 a 2004, 77% dos GEE emitidos antropicamente eram CO_2 e sua emissão cresceu 80% no mesmo período (IPCC, 2007a), conforme se verifica através da Figura 4.1.

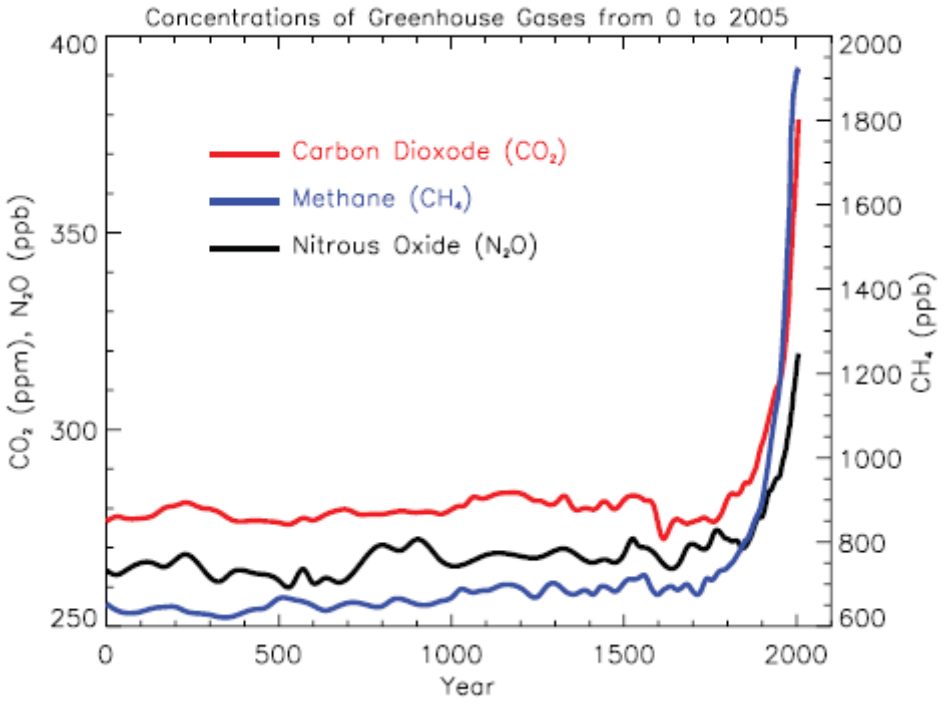


Figura 4.1: Concentrações de GEE do ano 0 a 2005. Fonte: IPCC, 2007b.

Devido à sua relevância e para fins de referência e uniformização, as emissões de gases de efeito estufa (GEE) são sempre reportadas em termos de emissões equivalentes de CO_2 (HAYES, 2004). Para se obter o equivalente em CO_2, as emissões de um determinado GEE são convertidas através da multiplicação da massa de gás emitida pelo potencial de aquecimento global deste gás (*Global Warming Potencial* – GWP) em relação ao CO_2, cujo GWP é, por definição, equivalente a unidade.

O GWP é um índice baseado em características físicas dos gases e estabelece uma métrica que permite que seja realizada a comparação entre os diferentes GEE. É definido através da equação 4.1, que compara a força radioativa de 1kg da substância analisada em relação à 1kg de uma substância de referência, que é em geral o CO_2. (IPCC, 2007b).

$$GWP = \frac{\int_0^{HT} FR_n(t)dt}{\int_0^{HT} FR_{referência}(t)dt} = \frac{\int_0^{HT} a_n C_n(t)\,dt}{\int_0^{HT} a_{referência} C_{referência}(t)dt} \quad (4.1)$$

Onde:

- HT: horizonte de tempo considerado;
- FR_n: força radioativa da substância n;
- a_n: força radioativa por unidade de massa da substância n e
- C_n: concentração da substância n em função do tempo.

A Tabela 4.1 apresenta para fins comparativos diferentes valores de GWP associados ao CO_2 N_2O e CH_4, estabelecidos pela *United Nations Framework Convention on Climate* (UNFCCC) e pelo IPCC. Os valores de GWP para cálculo de emissões equivalentes em geral são considerados em relação a um ciclo de vida de 100 anos dos gases na atmosfera. Neste trabalho será considerado o GWP do CH_4 equivalente a 21, que é o valor mais adotado na literatura.

O IPCC e pelo UNFCCC atualizam periodicamente os valores do GWP dos gases em função de novas informações adquiridas sobre os componentes (API, 2009). A Tabela 4.1 evidencia a modificação representativa do GWP do CH_4 reportado pelo *Forth Assessment Report* (AR4) em 2007 e pelo *Second Assessment Report* (SAR) em 1995, ambos do IPCC. Esta modificação se deve, sobretudo, ao aumento do vapor d'água na estratosfera desde 2001 (IPCC, 2007b).

Tabela 4.1: Gases de efeito estufa e seus respectivos GWPs.

Gás	GWP UNFCCC[1]	GWP IPCC - SAR[2]	GWP IPCC - AR4[3]
CO_2	1	1	1
CH_4	21	21	25
N_2O	310	310	298

1: UNFCC, 2002.

2: IPCC, 1995.

3: IPCC, 2007b.

Considerando o GWP do CH_4 e do CO_2 e as relações estequiométricas da a combustão completa do CH_4, conclui-se que a queima de 1 tonelada de CH_4 produz 2,75 toneladas de CO_2 e, consequentemente, a oxidação do CH_4 implica na redução em cerca de 87% do potencial de aquecimento global inerente ao lançamento deste gás na atmosfera, tornando-se uma alternativa à sua emissão bruta na atmosfera. Assim, além do aspecto econômico e de segurança, a identificação de emissões fugitivas de CH_4 tem como objetivo promover alternativas para sua captura e/ou oxidação a CO_2 com a finalidade de minimizar o impacto ambiental associado à sua emissão.

Dentro das ações para a diminuição das emissões atmosféricas das indústrias de óleo e gás, encontra-se a necessidade de controle das emissões fugitivas de GN. Segundo a *American Petroleum Institute* (API, 2010), a indústria de óleo e gás americana já investiu cerca de 21 bilhões de dólares no desenvolvimento de combustíveis alternativos e na promoção da redução das emissões fugitivas de CH_4, sendo este investimento correspondente a 73% to total investido pelo setor em tecnologias de mitigação das emissões de carbono.

4.2. Emissões da indústria petroquímica

As emissões na indústria de óleo e gás em geral são divididas em nas seguintes categorias: 1) fontes de combustão, incluindo equipamentos estacionários e não estacionários, 2) emissões de processos ou ventadas e 3) emissões fugitivas. Alguns equipamentos podem, no entanto, emitir em diversas categorias dependendo da etapa do estado de seu funcionamento. Um compressor, por exemplo, pode apresentar emissões fugitivas quando pressurizado, emissões ventadas quando despressurizado para manutenção e emissões de combustão durante a operação normal. (USEPA, 1996a e USEPA, 1998)

As emissões de combustão ocorrem pela queima de combustíveis fósseis em equipamentos estacionários como motores, queimadores, aquecedores, *flares* e incineradores, tendo como resultado a formação de CO_2 pela oxidação do compostos orgânicos presentes neste combustível, além de outros gases. As emissões que resultam da combustão de combustível em equipamentos de transporte (aéreo, terrestre ou marítimo) que são incluídas no inventário também são incluídas nesta categoria. (KIRCHGESSNER *et al.*, 1997 e API, 2009).

Emissões de processos ou ventadas, termo derivado de *vented emissions*, são lançamentos atmosféricos realizados por questões de projeto e operacionais como, por exemplo, a necessidade de despressurização de um equipamento. Ocorrem na operação normal, na manutenção, em atividades de emergência e em outros eventos fora da rotina operacional. Uma subcategoria das emissões ventadas são as ventagens de processo, que são definidas como aquelas fontes que produzem emissões como resultado de transformações químicas ou em outras subetapas do processo (API, 2009).

As emissões fugitivas são definidas como vazamentos não intencionais que ocorrem em superfícies fechadas, como válvulas, dispositivos de alívio de pressão, flanges, juntas, entre outros, devido à corrosão e/ou falhas de conexão (USEPA, 1998). Esta categoria de emissões, bem como suas características e modos de detecção e controle, será abordada mais detalhadamente no Capítulo 5.

Considerando o partilhamento das emissões da indústria de GN nestes três tipos, em termos de emissões de CH_4, as emissões fugitivas representam 62,1% do total das emissões totais das indústrias de GN dos Estados Unidos da América (EUA), sendo as

estações de compressão e as estações de entrega responsáveis, respectivamente, por 21,5% e 10,1% do total das emissões fugitivas. As emissões de combustão e ventadas, representam 7,9 e 30%, respectivamente das emissões totais de CH_4, conforme se verifica no Gráfico 4.1.

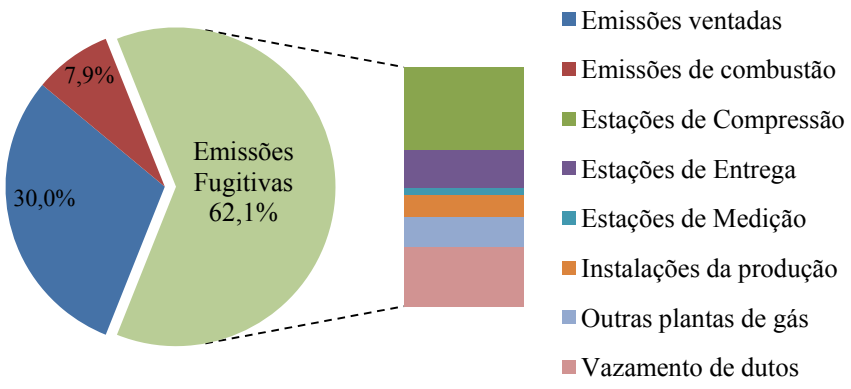


Gráfico 4.1:Emissões por tipo no setor de transmissão de GN nos EUA. Fonte: USEPA, 1996a (adaptado).

As emissões de CH_4 e compostos orgânicos voláteis (COV) são as emissões mais representativas do setor de óleo e gás, sendo as emissões de CH_4 as mais representativas no setor gasífero. No Canadá 15% das emissões totais de CH_4 no Canadá são provenientes do setor de óleo e gás, conforme se verifica no Gráfico 4.2, sendo ainda estimado que as emissões fugitivas deste gás totalizam 50% das emissões deste setor. Também se estima que 5,2% das emissões de GEE deste país (726 milhões toneladas de CO_2 equivalente), no ano 2000, foram emissões fugitivas do setor de óleo e gás. (HAYES, 2004)

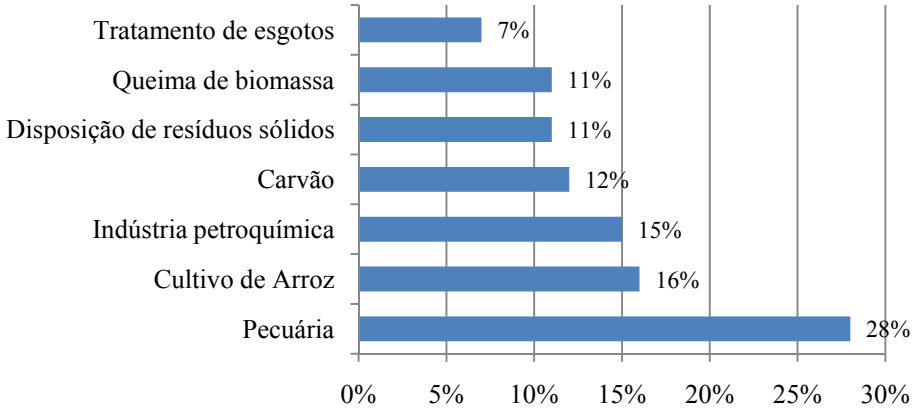


Gráfico 4.2: Emissões de CH_4 no Canadá. Fonte: Moore *et al.*, 1998 *in:* HAYES, 2004 (traduzido).

Nos EUA, em 1996, as emissões de CH_4 pelo setor de sistemas de GN responderam por cerca de 20% do total das emissões antropogênicas deste gás (EPA, 1996a), sendo cerca de 37% destas emissões oriundas do segmento de transporte e armazenamento de GN, conforme apresentado no Gráfico 4.3. Em 2007, os sistemas de GN foram responsáveis por 18% destas emissões no país, conforme se verifica no Gráfico 4.4 (USA, 2010).

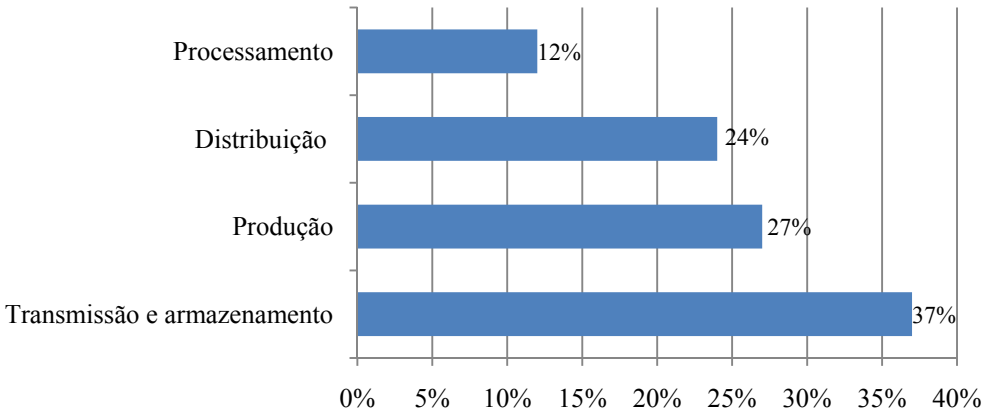


Gráfico 4.3:Emissões de CH_4 por segmento da indústria de GN nos EUA. Fonte: USEPA, 1996a.

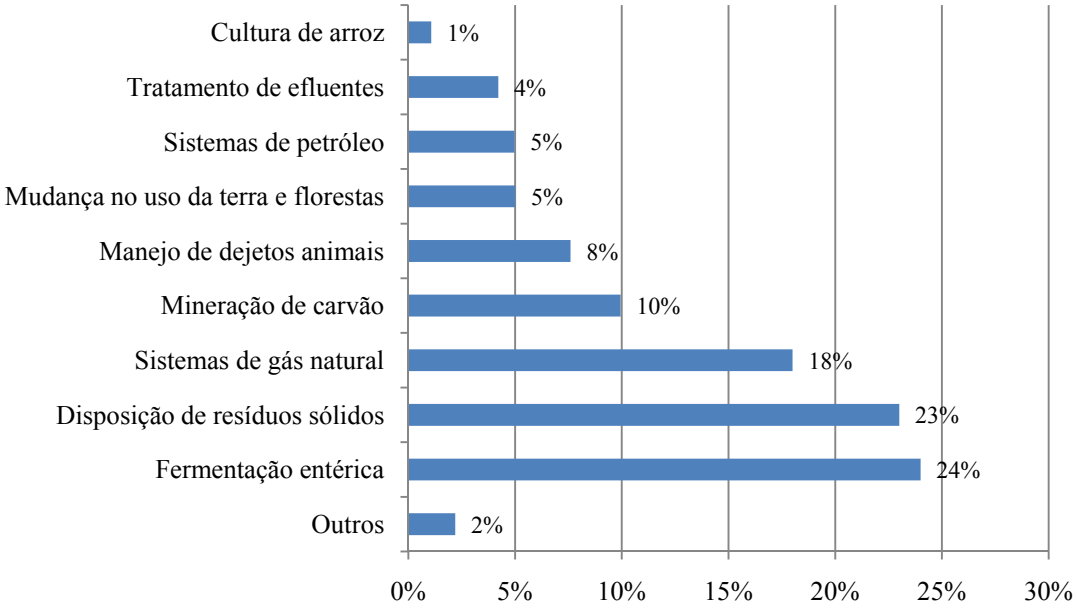


Gráfico 4.4:Emissões de CH_4 nos EUA. Fonte: USA, 2010.

Os COV, por sua vez, são compostos orgânicos na faixa C2 – C6 que volatilizam a temperatura ambiente e se caracterizam por serem potenciais agentes

fotoquímicos e, portanto, precursores da formação de ozônio na atmosfera. (ERNANI, 2003). A USEPA (USEPA, 1995) os classifica como todos os compostos orgânicos, exceto por aqueles especificamente excluídos devido à sua baixa atividade fotoquímica, como o CH_4 e o etano.

Devido à acentuada volatilidade os COV apresentam emissões fugitivas bastante representativas, em faixa típica de 40 a 50% (SIEGELL, 1998 *apud* ERNANI, 2003), conforme sintetizado na Tabela 4.1. Como muitos COV são extremamente tóxicos para a saúde humana, como o benzeno e os hidrocarbonetos poliaromáticos, é necessário um monitoramento criterioso das suas fugitivas na operação do transporte de derivados do petróleo.

Tabela 4.2: Principais fontes de emissão de COV em processos químicos (SIEGELL, 1998 apud ERNANI, 2003).

Fonte	**Porcentagem Típica**
Emissões fugitivas	40-50
Operações de transferência	20-30
Tratamento de efluentes	5-15
Tanques de estocagem	5-15
Emissões de Processo	5-15

Na elaboração de um inventário de emissões do transporte de GN a presença de COV é considerada desprezível ou inexistente, uma vez que o CH_4 é o principal gás constituinte e, portanto, o que oferece maior contribuição para o inventário. Durante as etapas de produção, transporte e consumo de GN também ocorre sua emissão para a atmosfera, devido a vazamentos durante a operação de dispositivos ou emissão para dispositivos de combustão utilizados como medida de segurança para conter o excesso de pressão ou como forma de consumir gás em caso de emergências. (EPA, 1998).

5. EMISSÕES FUGITIVAS

5.1. Conceituação e definição

A Resolução CONAMA 382/06 define emissão fugitiva em seu Artigo 3º como "lançamento difuso na atmosfera de qualquer forma de matéria sólida, líquida ou gasosa, efetuado por uma fonte desprovida de dispositivo projetado para dirigir ou controlar seu fluxo". Segundo a USEPA as emissões fugitivas são lançamentos não intencionais de componentes de tubulação e vazamentos de equipamentos em superfícies seladas ou impermeáveis, considerando até mesmo vazamentos de dutos subterrâneos (USEPA, vários).

Em geral, as emissões deste tipo envolvem volumes pequenos de fluidos de processos, isto é, gases ou líquidos, gerados por falhas mecânicas dos equipamentos de vedação devido ao seu desgaste mecânico e folgas de conexão. Assim, as emissões fugitivas, portanto, tornam-se representativas em produções que envolvam elevado risco de exposição ao material emitido e/ou em produções que apresentem elevada quantidade destes fluidos.

São contabilizadas como emissões fugitivas as emissões de GEE emitidas "durante o processo de mineração, estocagem, processamento e transporte de carvão mineral e durante o processo de extração, transporte e processamento de petróleo e gás natural" (MCT, 2004). O Ministério da Ciência e Tecnologia do Brasil (MCT) cita as seguintes possibilidades para a geração de emissões fugitivas na distribuição de GN: 1) vazamentos por juntas, 2) vazamentos acidentais e 3) vazamentos operacionais. (MCT, 2004)

As emissões fugitivas dos sistemas de óleo e GN são um termo genérico que representam todas as emissões de gás do sistema de óleo e GN, desde a extração da matéria até o consumidor final, incluindo os gases oriundos da queima de combustíveis sem aproveitamento energético, como nos casos de *flaring* em refinarias. As emissões fugitivas em sistemas de transporte de GN ocorrem através de falhas em materiais ou em equipamentos e tem como principal GEE associado o CH_4. As emissões que não são contempladas por este termo são, portanto:

- Emissões da queima de combustível para a geração de calor útil e energia para os sistemas da cadeia de valores.
- Emissões fugitivas da captura de carbono em projetos de armazenamento, do transporte e eliminação de gases ácidos do petróleo e instalações de gás por injeção em formações subterrâneas seguras, ou o transporte, injeção e seqüestro de CO_2, como parte da recuperação aprimorada de petróleo, a recuperação de gás melhorada ou aumentada de CH_4 em leitos de carvão.
- Emissões fugitivas que ocorrem em instalações industriais distintas das instalações da indústria de petróleo e gás, ou que estão relacionadas com o uso final de petróleo e de gás em nada além de petróleo e instalações de gás.
- As emissões fugitivas de atividades de gestão de resíduos e efluentes que ocorrem fora da indústria de petróleo e gás. (IPCC, 2006)

As emissões fugitivas de CH_4 têm grande relevância no transporte de GN, uma vez que o CH_4 tem uma participação na composição em volume deste gás, em geral, superior a 70%. Na indústria de GN americana as emissões fugitivas chegam a compreender 62,1% das emissões de CH_4, conforme já apresentado no Gráfico 4.1. Além disso, se destaca:

- Em 2000, 5,2% das emissões de GEE no Canadá são oriundas de emissões fugitivas de CH_4 no setor de óleo e gás (HAYES, 2007).
- Em 2001, as emissões fugitivas de instalações de superfície de GN dos EUA totalizaram cerca de 27 milhões de metros cúbicos (USEPA, sem data).
- Em 2005, as emissões fugitivas totalizaram 8,8% das emissões de GEE no Canadá, tendo aumento de 59% em relação a 1990. No mesmo ano o setor de óleo e gás foi responsável por 98,8% das emissões fugitivas. (NIR, 2007)
- Em 2007, as emissões fugitivas totalizaram 7% da emissão nacional da Austrália (*Australia´s National Greenhouse Accounts*, 2009).

Em 2005 as emissões fugitivas de CH_4 no Brasil atingiram o patamar de 197 mil toneladas, dos quais 148 mil toneladas, isto é, cerca de 75% eram provenientes da extração e transporte de petróleo e GN (MCT, 2009). No país as emissões fugitivas dessas atividades apresentaram crescimento de 258% entre 1990 e 2005, respondendo por 1,1% das emissões das emissões de CH_4 neste ano (*opus citatum*).

O Gráfico 5.1 apresenta a evolução das emissões fugitivas no Brasil[1], onde se verifica o crescimento da participação do setor de extração e transporte de petróleo e GN. Este aumento representa uma tendência divergente dos países dos países desenvolvidos, que apresentaram redução de 15,7% das emissões fugitivas entre os anos de 1990 e 2007 (UNFCC, 2009).

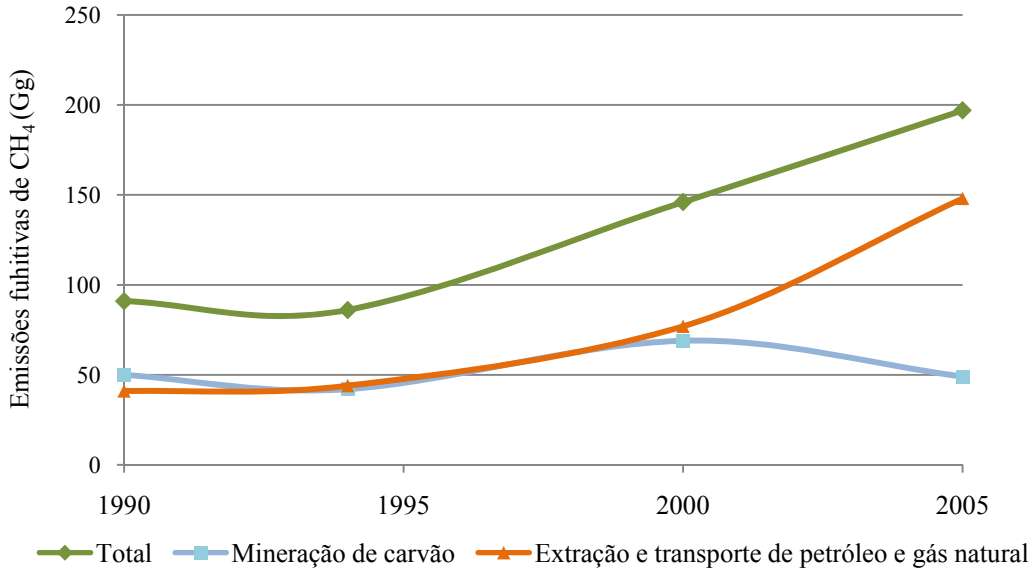


Gráfico 5.1: Evolução das emissões fugitivas de CH_4 no Brasil. Fonte: MCT, 2009.

Na Europa as emissões de CH_4 representaram 2% do total dos GEE emitidos pelos países que constituem o EU-25 em 2005 e tiveram redução de 42% entre os anos de 1990 a 2003. Destas emissões, 84% provinham do setor energético, sendo a maior parte destas emissões relativas às emissões fugitivas da extração, produção e distribuição de combustíveis fósseis. (EEA, 2006)

Nos EUA, onde 24,4% da energia consumida provêm da combustão de GN e 85% do total de energia consumida é produzida através de combustíveis fósseis, atribui-se a redução de 19% das emissões de CH_4 entre 1990 e 2007 à melhoria de tecnologias e substituição de equipamentos. Entre 2006 e 2007 o setor de óleo e gás reduziu em

1: É importante ressaltar que este gráfico foi construído em função dos dados reportados no "Inventário Brasileiro das Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa (MCT, 2009), que apresenta valores para as emissões fugitivas distintos dos reportados pelo relatório "Comunicação Inicial do Brasil à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre mudança do clima" (MCT, 2004).

cerca de 18% suas emissões fugitivas, emitindo neste ano 6.354,85 mil toneladas de CH_4. (USA, 2010)

No entanto, mesmo com a redução das emissões fugitivas de CH_4 observada a partir do ano 2000 nos EUA, o país prevê um crescimento de cerca de 8% das emissões de CH_4 entre 2005 a 2020, sobretudo devido às emissões fugitivas deste gás nos sistemas de GN. A expectativa é que em 2020 as emissões de CH_4 atinjam 605 milhões de toneladas equivalentes de CO_2, sendo 138 milhões de toneladas equivalentes de CO_2, cerca de 23%, provenientes da indústria gasífera. *(opus citatum)*

No Brasil, apesar da relevância dentro das emissões geradas na cadeia produtiva do GN, as emissões fugitivas não são sistematicamente monitoradas. Diversos inventários de emissão brasileiros, como o Balanço Social e Ambiental da Petrobrás (PETROBRÁS, 2008), o balanço Social e Ambiental da Transpetro (TRANSPETRO, 2008) e o Relatório Anual da TBG (TBG, 2007) não incluem o total destas emissões, reportando-a como nula. Isto ocorre, sobretudo, devido à ausência de uma metodologia uniformizada a para realização dos cálculos pertinentes e a ausência de programas específicos de mensuração, monitoramento e controle.

Como conseqüência, as transportadoras contabilizam indiretamente as emissões fugitivas como gás não-contado (EPA, 1995). O gás não-contado é a diferença de volume de gás vendido e o gás comprado ou processado nas instalações que ocorre no processamento devido a variações de pressão e temperatura que alteram o volume de gás no interior dos dutos (fenômeno conhecido como empacotamento), erros de medição e diferenças na tarifação do gás comercializado (KIRCHGESSNER *et al.*, 1997).

Segundo a USEPA (1996a) as instalações que oferecem contribuição significativa de emissões fugitivas de CH_4 são: 1) na etapa de produção: instalações de produção e estações de processamento de gás; 2) na etapa de transporte e armazenamento: estações de compressão e 3) na etapa de transmissão e distribuição: estações de medição e de regulagem de pressão. As instalações contribuem mais significativamente para as emissões fugitivas, uma vez que os dutos enterrados utilizados na transmissão representam 25% das emissões fugitivas nos sistemas de transporte de GN (*opus citatum)*.

Segundo Mattos (2000): “A perda de produto através da vedação de um equipamento ou componente constitui a emissão fugitiva. Essa perda ocorre com grande freqüência em torno das partes móveis do equipamento”. Apesar de pequenos, os vazamentos nos equipamentos se tornam significativos devido ao grande número de equipamentos instalados em unidades dos processos considerados (SIEGELL, 1998b).

A vedação é um mecanismo de prevenção das emissões fugitivas que tem importância fundamental para o desempenho da indústria, tendo como principal objetivo a contenção de um fluido, evitando seu contato com um o ambiente (ONAT, 2008). Com o advento do controle ambiental a vedação tem adquirido um papel importante na indústria, para além da questão das perdas de produto e as perdas de receita a ela associadas.

Além das classificações apresentadas no Capítulo 4, as emissões podem ser categorizadas em estacionárias e não-estacionárias. As emissões estacionárias são aquelas que ocorrem em uma taxa contínua, enquanto as não-estacionárias possuem emissões bastante variadas (como por exemplo, equipamentos que só são acionados em situações atípicas). Assim, é razoável classificar as emissões fugitivas como estacionárias, uma vez que se ocorrem como vazamentos não intencionais de superfícies seladas que ocorrem com taxas de vazamento contínuas ao longo da operação dos equipamentos considerados. (EPA, 1993b; EPA, 1998 e SALGADO, 2002).

As fontes de emissões em processos industriais, portanto, incluem, mas não se limitam a válvulas, flanges e outras conexões, além de bombas e compressores, instrumentos de alivio de pressão, drenos de processos, válvulas, entre outros. (EPA, 1995). Todos estes pontos são, portanto, possíveis pontos de monitoramento para a detecção de vazamentos.

Válvulas e flanges são as principais superfícies por onde podem ocorrer esses vazamentos e emissões fugitivas em sistemas de transporte de GN, respondendo por 15,4% e 28,0%, respectivamente, das emissões fugitivas monitoradas em estações de compressão nos estudos de Ialongo & Salvador, 2008. ONAT (2008), por sua vez, atribui 60% das emissões fugitivas em instalações industriais às válvulas e 5% dessas emissões aos flanges em plantas industriais.

Durante todo o processo de transporte de GN são instalados mecanismos de vedação nos equipamentos e componentes para impedir que haja qualquer vazamento

durante as etapas do processo. No entanto, a vedação nunca pode ser considerada perfeita, uma vez que sempre haverá algum escape até mesmo devido a porosidade inerente a todos os materiais, ao desgaste mecânicos decorrente da utilização dos componentes analisados e as falhas de instalação de equipamentos.

As válvulas são instrumentos reguladores de fluxo (interrupção, regulação e direcionamento) que podem pertencer a diversas categorias e tipos, podendo ser operadas de forma automática ou manual. Válvulas de controle de pressão (nesta categoria estão incluídas as válvulas de alívio de pressão), por exemplo, são um tipo comum em gasodutos (MOHITPOUR *et al.*, 2005). Este tipo de válvula é em geral utilizado em tubulações ou tanques de fluidos inflamáveis. São exemplos as válvulas da Figura 5.1, que podem ter diversos pontos de emissão e vazamento, conforme apresentado na Figura 5.2.

Figura 5.1: Válvulas de alívio de pressão. Fontes (da esquerda para a direita): Toshiba (2009) e NEI (2009).

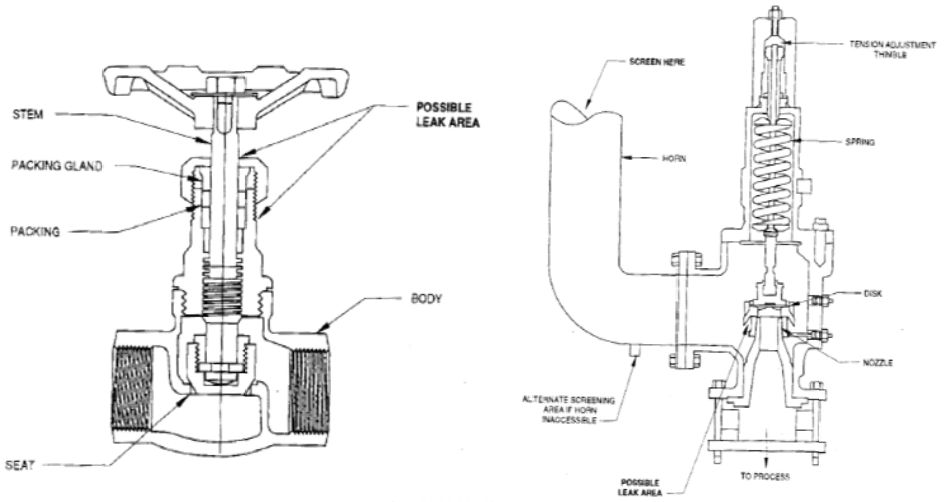


Figura 5.2: Válvula tipo globo manual (esquerda) e válvula de alívio de pressão (direita). Fonte: USEPA, 1996c.

Flanges são elementos de conexão entre trechos de tubulação que também são considerados no cálculo das emissões fugitivas. São montados em pares e unidos através de parafusos equipamentos. A superfície de junção é normalmente vedada através de compressão. A Figura 5.3 apresenta flanges instalados enquanto a Figura 5.4 apresenta uma seção longitudinal de um flange e o sua possível área de vazamento.

Figura 5.3: Flanges. Fontes (da esquerda para a direita): Flange and Pipe Fittings (2010) e Rustrol Systems (2010).

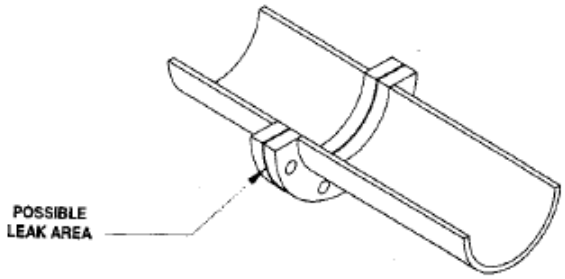


Figura 5.4: Secção de um flange. Fonte: USEPA, 1996c.

5.2. Quantificação, detecção e controle

Há uma dificuldade inerente à mensuração das emissões fugitivas devido às baixas concentrações de gás e a natureza das fontes (pequenas e em muitos casos de difícil acesso). No entanto, por serem emissões estacionárias, uma série de medidas *in situ* é suficiente para permitir o cálculo das suas emissões anuais. Em fontes não-estacionárias a dificuldade de mensurar é superior por se considerarem condições operacionais, como a vazão de gás transportada, área da seção transversal dos dutos, entre outros, que podem ter grande variabilidade (USEPA, 1993b e USEPA, 1998).

Para controle das emissões fugitivas em instalações é necessário implementar um programa de monitoramento para detecção das concentrações de CH_4 para uma posterior realização de reparos e substituição de equipamentos. Até a entrega deste trabalho somente foi identificada obrigatoriedade legal de implementação de um programa deste tipo nos EUA, onde o *Clear Air Act* requer o estabelecimento de um programa chamado *Leak Detection and Repair* (LDAR) em alguns processos industriais (USA, 2009 e USEPA, 1999), entre os quais se inclui o transporte de GN, quando identificado o potencial de dano à qualidade do ar e em casos especificados pela lei.

Um programa de detecção e reparo de vazamentos pode ser adotado em qualquer instalação onde se pretenda monitorar emissões fugitivas. A USEPA (1999) estabelece seu LDAR em quatro fases:

1) Identificação dos componentes a serem incluídos no programa.

2) Condução de monitoramento periódico dos componentes identificados.

3) Reparo dos componentes que apresentem vazamento.

4) Reporte dos resultados do monitoramento.

A identificação das emissões fugitivas em uma planta industrial pode ser dividida em técnicas de verificação e em técnicas de medição. Estas objetivam a verificação dos fluxos mássicos das emissões, enquanto as técnicas de verificação objetivam tão somente a identificação de vazamentos. São técnicas de verificação de emissões fugitivas (USEPA, vários):

1) Monitoramento com solução de sabão: envolve a pulverização de uma solução de sabão em pequenos componentes acessíveis. O processo é eficaz para localizar vazamentos e realizar reparos imediatos quando for o caso.

2) Monitoramento com detectores eletrônicos: detectores de gás equipados com sensores de oxidação catalítica e de condutividade são utilizados para detectar a presença de gases específicos. Estes equipamentos podem ser usados em aberturas de maior diâmetro que não pode ser rastreadas com o monitoramento com solução de sabão.

3) Monitoramento com Analisadores de Vapores Orgânicos ou Analisadores de vapores Tóxicos (*Organic Vapor Analy*zers (OVA) e *Toxic Vapor Analyzer*s (TVA), respectivamente): estes equipamentos são detectores de hidrocarbonetos portáteis que pode também ser usado para identificar vazamentos e medem a concentração de CH_4 na área adjacente a um vazamento.

4) Detecção acústica: são utilizados dispositivos portáteis de rastreamento acústico projetados para detectar o escape de gás pressurizado através de um orifício. À medida que o gás de alta pressão para um ambiente de baixa pressão através de uma abertura, o fluxo turbulento produz um sinal acústico que é detectado pelo sensor de um equipamento. Este método não mede as taxas de fuga, porém fornece uma indicação relativa da intensidade do vazamento.

A utilização de OVA ou TVA é uma técnica direta de medição que permite a realização de uma estimativa das concentrações mássicas do vazamento, mas que não demonstra a taxa de emissão para que se construa um fator de emissão. Assim, a concentração obtida pode ser convertida pela utilização de equações de correlação, obtidas pela sua associação com o método de enclausuramento das fontes de emissão, permitindo obter o fluxo mássico equivalente da fonte analisada e, consequentemente, uma medida do vazamento nos pontos analisados.

O enclausuramento ou *bagging* é uma técnica de medição direta do vazamento, na qual o componente monitorado é enclausurado com uma superfície plástica, onde um gás inerte em relação ao gás monitorado (como o nitrogênio no caso do monitoramento do CH_4) é introduzido a um fluxo conhecido através de uma bomba a vácuo. Uma vez

que o gás atinge o equilíbrio, a amostra de gás é coletada e a concentração de CH_4 da amostra é medida, obtendo-se uma taxa de emissão mássica. A taxa de emissão é calculada a partir da concentração final de CH_4 da amostra e da vazão do gás introduzido, estabelecendo-se uma equação de correlação para obter os fatores de emissão, conforme a apresentada na Figura 5.5. Este método se caracteriza pela precisão (em torno de ±10 a 14%) e pelos longos períodos requeridos para sua realização.

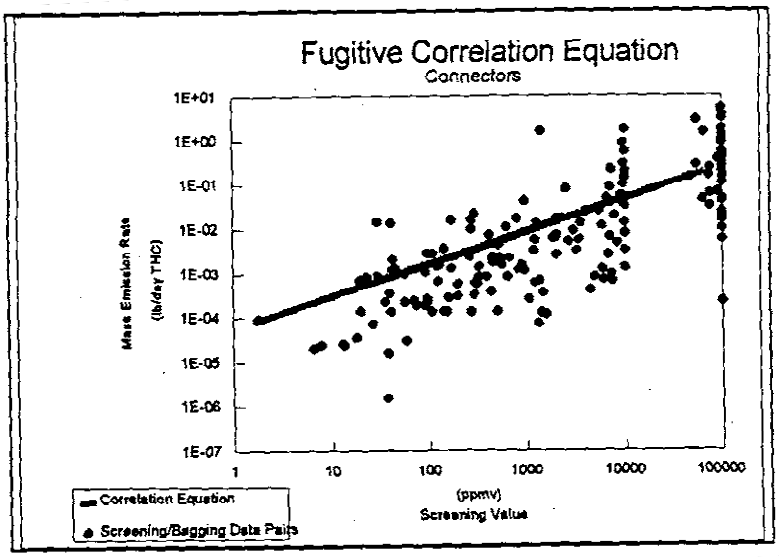


Figura 5.5: Correlação para obtenção de fatores de emissão. Fonte: USEPA, 1996c.

Também são utilizados para realização de medição direta amostradores de alto fluxo (*high flow samplers*) e rotâmetros. Os amostradores de alto fluxo capturam todas as emissões provenientes de um componente de vazamento para quantificar com precisão as taxas de emissões de vazamento. Neste equipamento as emissões do componente e o ar são bombeados para o interior através de uma mangueira de vácuo e as medições da concentração da amostra são corrigidas em relação à concentração do hidrocarboneto no ambiente. Assim, o fluxo de massa emitido pelo componente é calculado a partir do fluxo da amostra medido e da diferença entre a concentração de gás no ambiente e a concentração de gás da amostra.

Estes equipamentos se caracterizam pelo fornecimento de resultados rápidos e precisos, além de fornecer diretamente os fatores de emissão. No entanto, estes amostradores apresentam custo bastante elevado. A TransCanada utiliza equipamentos deste tipo para realizar a determinação das suas emissões fugitivas de CH_4 em suas instalações (TRANSCANADA, 2008).

Por fim, os rotâmetros, medidores de fluxo de área variável, são utilizados para medida de vazamentos muito elevadas que não são corretamente avaliados pelos outros equipamentos. Os rotâmetros podem complementar as medições realizadas por meio do método de enclausuramento ou pela utilização de amostradores de alto fluxo. Por serem volumosos, não é possível utilizá-los em todos os componentes que podem apresentar emissões fugitivas.

É relevante destacar que a detecção de vazamentos de COV em equipamentos é regulamentada pela norma técnica *Method 21* da USEPA, que estabelece critérios de calibração e outros parâmetros técnicos da medição. No entanto, devido à ausência de uma norma específica para a medição de CH_4 é uma prática comum das empresas a utilização dessa metodologia como referência para a medição de vazamentos de CH_4 em equipamentos.

Apesar do monitoramento direto se constituir na maneira mais adequada de quantificar as emissões fugitivas de CH_4 em instalações industriais seu estabelecimento corresponde a um custo bastante acentuado. É possível estimar as emissões fugitivas de maneira não-empírica através da utilização de fatores de emissão estabelecidos e publicados por órgãos ambientais ou institutos de pesquisa. Esta análise tem como principal vantagem a realização de uma verificação da relevância das emissões fugitivas que justifique a implementação de um programa de detecção mais robusto. O Capítulo 7 apresenta diversas metodologias para a realização desta verificação.

Um fator de emissão é a média de emissões medidas ou calculadas a partir de um número representativo de fontes escolhidas aleatoriamente que representem uma categoria, enquanto um fator de atividade é o total da população de equipamentos existentes. Segundo a resolução CONAMA 382/06 fator de emissão é "o valor representativo que relaciona a massa de um poluente específico lançado para a atmosfera com uma quantidade específica de material ou energia processado, consumido ou produzido (massa/unidade de produção)". A multiplicação simples de fator de emissão e fator de atividade fornece o total de emissões em uma instalação.

A construção de um fator de emissão é realizada através do monitoramento de um número acentuado de equipamentos, nos quais é realizada uma medição amostral. Os valores obtidos para fontes específicas são extrapolados para a obtenção de fatores de emissão médios para toda a população de equipamentos similares existentes (o número absoluto que representa a população de equipamentos configura o fator de

atividade). Este método é referenciado pelo USEPA como método de extrapolação (USEPA, 1993c).

6. GASODUTOS BRASILEIROS

Segundo a Resolução ANTT número 1 de 2002 cabe à Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) “promover levantamentos do mercado de transportes terrestres” e “elaborar o cadastro do sistema de dutovias do Brasil e das empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte dutoviário". De acordo com esta agência o transporte dutoviário se divide em:

“1) Oleodutos, cujos produtos transportados são, em sua grande maioria: petróleo, óleo combustível, gasolina, diesel, álcool, GLP, querosene e nafta, e outros.

2) Minerodutos, cujos produtos transportados são: sal-gema, minério de ferro e concentrado fosfático.

3) Gasodutos, cujo produto transportado é o gás natural” (ANTT, 2009)

Ainda de acordo com a referida resolução ANTT, é competência da Superintendência de Logística e Transporte Multimodal (SULOG), "elaborar o cadastro do sistema de dutovias e das empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte dutoviário. No o entanto, um desencontro de informações sobre o transporte dutoviário na plataforma de dados da ANTT, pois os dados divulgados são consolidações de outros órgãos e agências”.

A operação de um gasoduto de GN requer juridicamente a integração entre a ANTT e a ANP, devido à natureza do produto transportado. Instrumentos jurídicos como a Portaria ANP número 170 de 1998 (que determina requisitos técnicos necessários para a emissão de autorização de construção e autorização de operação pela ANP para instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e GN, inclusive liquefeito) e a Portaria ANP número 1 de 2003 (que institui obrigatoriedades do fornecimento de informações à ANP e ao mercado) confirmam o caráter regulador da ANP no setor.

Há muitas indefinições e aspectos contraditórios na legislação sobre GN no Brasil. Entre elas destaca-se que a Lei 11.909/09, conhecida como “Lei do Gás”, estabeleceu a ANP como órgão fornecedor de outorga ao carregador (definido nesta lei como “agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural

em gasoduto de transporte"), regulador de aspectos técnicos como a interconexão de instalações de transporte e transferência de GN, entre outras competências, mas não estabelece uma cisão definitiva com a ANTT.

A Tabela 6.1 apresenta os gasodutos cadastrados no Anuário Estatístico dos Transportes Terrestres (AETT) de 2007 produzido pela ANTT, subdivididos entre as quatro transportadoras brasileiras. A Tabela 6.1 permite concluir que até 2007 a extensão total dos gasodutos brasileiros correspondia a 5.557 km de extensão. A disposição espacial destes gasodutos em seus respectivos trechos está apresentada na Figura 6.1.

Tabela 6.1: Gasodutos Brasileiros. Fonte: ANTT, 2007.

EMPRESA	GASODUTO	INÍCIO DE OPERAÇÃO	EXTENSÃO (km)	Ø (pol)	VAZÃO NOMINAL (10^3 t/ano)
TRANSPETRO	SISTEMA DE GASODUTOS DO SUDESTE (SE)[a]		1.358	17,7	1147,6
	Barra do Furado — TECAB	1982	67	18	996
	TECAB — REDUC	1982	183	16	1.867
	ESVOL — TEVOL	1986	6	14	339
	REDUC — ESVOL	1986	95	18	1.143
	ESVOL — Terminal de Guararema	1988	263	22	781
	Terminal de Guararema — RECAP	1988	62	22	1.709
	SDV-Praia — TECAB	1990	5	18	1.358

	RECAP — RPBC	1993	42	12	294
	SDV-Praia — RPBC	1993	29	16	294
	REDUC — REGAP/BETIM	1996	357	16	815
	TECAB — REDUC	1996	183	20	2.421
	UM-BC/PNA1 — TECAB	2002	67	20	1.754
	SISTEMA DE GASODUTOS DO ESPÍRITO SANTO (ES)[(a)]		146	10,2	229,0
	Aracruz (ES) — Vitória (ES)	1983	62	8	312
	Lagoa Parda (ES) — Aracruz (ES)	1983	38	8	312
	Vitória (ES) — Viana (ES)	1996	46	8	63
	SISTEMA DE GASODUTOS DO NORDESTE SETENTRIONAL (NE-SET)[(a)]		1.011	11,5	354,3
	Guamaré (RN) — Cabo (PE)	1986	424	12	339
	Guamaré (RN) — Km 213 (RN-CE)	1999	213	12	362

	Km 213 (RN-CE) — Pecém (CE)	1999	170	10	362
	Pilar (AL) — Cabo (PE)	2000	204	12	611
	SISTEMA DE GASODUTOS DO NORDESTE MERIDIONAL (NE-MER)[a]		399	12,0	1098,5
	Candeias (BA) — Aratu (BA)	1970	20	12	1.000
	Atalaia (SE) — Km 95 (SE-BA)	1974	95	12	294
	Km 95 (SE-BA) — Catu (BA)	1974	134	12	294
	Catu (BA) - Camaçari (BA)	1975	32	12	1.200
	Candeias (BA) - Camaçári (BA)	1981	37	12	1.000
	Catu (BA) - Camaçari (BA)	1992	32	12	2.000
	Candeias (BA) — Caboto (BA)	2002	15	12	1.500
	Caboto (BA) - Camaçari (BA)	2006	34	12	1.500
TBG	GASBOL (Bolívia — Brasil)[b]		2.593[1]	22,3	2346,8
	Corumbá (MS) — Campinas (SP)	1999	1.264	32	7.027

	Campinas (SP) — Guararema (SP)	1999	153	24	3.270
	Campinas (SP) — Araucária (PR)	2000	470	24	1.682
	Araucária (PR) — Biguaçu (SC)	2000	277	20	1.121
	Biguaçu (SC) — Siderópolis (SC)	2000	179	18	561
	Siderópolis (SC) — Canoas (RS)	2000	250	16	420
TSB	Uruguaiana (RS) — Porto Alegre (RS)[c]		50	24	344
	Trecho 1[2]	2000	25	24	583[4]
	Trecho 3[3]	2000	25	24	105[4]
GASOCIDENTE	Bolívia — Mato Grosso[d]	2001	283	18	653

Fontes: TRANSPETRO, TBG, TSB e GASOCIDENTE.

Ø diâmetro da tubulação (em polegadas).

1: Lado brasileiro.

2: Divisa com a Argentina até a interligação com o ramal da SULGÁS.

3: Canoas até a interligação com o ramal da SULGÁS que alimenta o Pólo Petroquímico de Triunfo.

4: As vazões indicadas equivalem aos volumes de transporte máximos contratados.

Para as conversões de volumes para unidade mássica (de m^3 para toneladas), utilizaram-se as densidades fornecidas pelas empresas para os tipos de carga transportados (com exceção da GASOCIDENTE, que apresentou os valores convertidos em toneladas), conforme pode ser observado a seguir:

a: 0,62 kg/m^3;
b: 0,64 kg/m^3;
c: 0,57 kg/m^3, no Trecho 1; 0,63 kg/m^3, no Trecho 3;
d: apresentou os volumes já convertidos.

Figura 6.1: Malha de dutos de transporte de GN no Brasil e países vizinhos. Fonte: ANP, 2003.

Para a realização de uma estimativa empírica do volume de emissões fugitivas de CH_4 em linhas de transmissão de GN serão utilizadas as metodologias de cálculo que serão apresentadas no Capítulo 7, tendo como estudo de caso o maior gasoduto brasileiro, o Gasbol. A escolha deste gasoduto se deu, sobretudo, por este ser o maior gasoduto brasileiro em extensão e em número de instalações, mesmo com a recente

inauguração do Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste (Gasene) em 2010. Portanto, o Gasbol é o gasoduto brasileiro com maior probabilidade de ocorrência de emissões fugitivas em sua operação.

O Gasbol modificou o desenvolvimento do mercado de gás brasileiro por representar uma ruptura com a falta de integração continental sul-americana existente até a década de 90. Até então o mercado gasífero nacional estava limitado às reservas marítimas *offshore* ou em regiões remotas e com pequena oferta de gás, além do condicionamento do seu consumo de forma associada ao petróleo (SOARES, 2004).

O gasoduto Bolívia-Brasil teve seu marco inicial na "Carta de Intenções sobre o Processo de Integração Energética entre Bolívia e Brasil", assinada em La Paz em novembro de 1991 pela Petrobras e a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) com participação do Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia. Nesta carta os envolvidos manifestam acordar a compra e venda de GN boliviano em um volume inicial de 8 milhões de metros cúbicos por dia, prevendo o atingimento do volume de 16 milhões de metros cúbicos por dia, a depender da evolução do mercado brasileiro e da disponibilidade de gás na Bolívia (PASSOS, 1998 e ACEBRÓN, 2006).

O contrato de compra e venda entre Petrobras e YPFB foi assinado em 17 de Fevereiro de 1993 e a Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil foi fundada em 1997, durante o governo Fernando Henrique Cardoso. O gasoduto interliga 137 municípios de cinco estados brasileiros (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul) a partir de Corumbá (MS), município fronteiriço com a Bolívia até o município de Canoas (RS).

"Para construção e a operação do gasoduto foram constituídas duas companhias: uma do lado boliviano, a Gas Transboliviano S.A. – GTB e outra do lado brasileiro, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A – TBG. Ambas empresas têm como sócios a Petrobras, através de sua subsidiaria Gaspetro - Petrobras Gás S.A. (Ex - Petrofertil); a BBPP Holdings Ltda, formada pela Broken Hill Proprietary Company - BHP, El Paso Energy e British Gas Americas Inc.; a Enron (Bolívia) C.V.; a Shell e Fundos de Pensão Bolivianos." (PASSOS, 1998).

Segundo a TBG (2007), são 2.593 quilômetros de gasoduto (há neste ponto uma divergência com os dados do Anuário Estatístico dos Transportes Terrestres de 2007 da ANTT), enterrado a uma média de 1 metro, e 2.593 quilômetros de faixa de servidão de

passagem, com uma largura de 20 metros. Ao longo do gasoduto estão instaladas 99 válvulas de bloqueio que interrompem automaticamente o fluxo de gás no duto em caso de detecção de vazões anormais, que caracterizem ruptura. Ao Gasbol estão associadas as seguintes instalações:

- 14 estações de compressão.
- 40 estações de entrega.
- 3 estações de medição.
- 2 estações de redução de pressão.
- 3 estações de medição operacional.

O gasoduto Bolívia-Brasil, atualmente coordena obras para aumento do número de estações de entrega de gás decorrente de demandas de mercado. Após a conclusão das obras, as novas estações e as novas interligações por trepanação no duto tronco contribuirão para aumento das emissões fugitivas nestes no gasoduto, requerendo a realização de uma nova estimativa.

7. METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DE EMISSÕES FUGITIVAS

Existem diversas metodologias para o monitoramento e mensuração de emissões fugitivas em plantas industriais. No entanto, nenhuma metodologia encontra-se consolidada na literatura, especialmente no caso brasileiro. Encontram-se, no entanto, fatores de emissão publicados que expressam valores médios estatísticos das emissões típicas de equipamentos.

Mesmo em instalações onde existam programas de monitoramento de emissões fugitivas há dificuldade de mensurar quantitativamente estas emissões devido, sobretudo, ao elevado número de equipamentos em uma planta industrial operando sob diferentes condições. Além disso, a adoção de técnicas como o enclausuramento de um componente para determinação de sua taxa de emissão individual muitas vezes se tornam inviáveis no contexto da operação em um empreendimento.

Conforme descrito nos Capítulos 4 e 5, as emissões fugitivas podem ser ocorrer pelo vazamento em equipamentos, por superfícies expostas em processos, como em tanques de mistura, pilhas de armazenamento de substância, emissões de aterros sanitários e outros. Neste trabalho serão descritos apenas metodologias para a estimativa de emissões fugitivas em equipamentos, focando o setor de óleo e gás e mais particularmente o transporte de GN.

Para uma avaliação quantitativa das emissões fugitivas em uma planta industrial são utilizados fatores de emissão característicos desenvolvidos através de séries estatísticas oriundas do monitoramento empírico das fontes de emissão. A caracterização global das emissões fugitivas é realizada pela utilização destes fatores de emissão ao nível de componentes extrapolados ao nível de equipamentos e de instalações, através da construção de novos fatores de emissão para cada um destes níveis.

A obtenção de fatores de emissão por componente através de programas de monitoramento promovidos na planta industrial permite o estabelecimento de estimativas mais precisas das emissões fugitivas e também a construção de fatores de emissão médios para os níveis de equipamento e instalação, sendo estes de menor precisão. Há na literatura fatores de emissão característicos publicados para cada um destes níveis, permitindo a realização de uma estimativa prévia das emissões fugitivas.

Neste capítulo serão detalhadas quatro metodologias para estimativa de emissões fugitivas em equipamentos e tubulações do setor de óleo e gás através da utilização de fatores de emissão. São elas: 1) metodologia americana, 2) metodologia australiana, 3) metodologia do IPCC e 4) metodologia da Agência Européia do Ambiente (*European Environmental Agency* – EEA).

Destaca-se que as metodologias apresentadas são oficiais ou recomendadas em seus países (à exceção da metodologia do IPCC, que é um órgão intergovernamental de cooperação técnico-científica entre países membros do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente) por órgãos ambientais ou órgãos reguladores do setor de óleo e gás. Apesar de existirem outras metodologias, sobretudo acadêmicas, que podem ser consideradas como referência, estas são as únicas localizadas que possuem representatividade de órgãos ambientais oficiais.

Conforme poderá ser apurado, dentre as diversas metodologias para o cálculo das emissões fugitivas todas têm como referência a utilização de padrões norte-americanos, mais especificamente, nos relatórios técnicos do órgão ambiental federal dos EUA, a *United States Environment Protect Agency* (USEPA). A vanguarda dos deste país no desenvolvimento do tema emissões fugitivas é evidenciada pela norma intitulada "*Prevention of Significant Deterioration (PSD) and Nonattainment New Source Review (NSR): consideration of Fugitive Emissions*" ou "*Fugitive Emissions Rule*" (USA, 2008).

Atribui-se a esta questão o fato de que os USA são pioneiros no mundo em legislação de proteção da qualidade do ar, sendo o seu *Clean Air Act* de 1955 a primeira legislação do mundo para a proteção da qualidade do ar, anterior até mesmo ao *Clean Air Act* inglês, apresentado em 1956. A versão atualizada de 2004 deste documento já relata a existência de GEE, embora somente em 2009 a USEPA considere que os gases de efeito estufa ameaçam a "saúde pública e o bem estar das gerações futuras" (USEPA, 2009).

Apesar de não se caracterizar como uma metodologia para realização de estimativa das emissões fugitivas, o balanço mássico pode ser utilizado como instrumento complementar ao estabelecimento de um programa de monitoramento e controle das emissões fugitivas nos sistemas de transporte de GN. O resultado do balanço mássico de um gasoduto permite a obtenção de valores comparativos à verificação das emissões fugitivas medidas e/ou calculadas.

O balanço de massa não pode ser utilizado como uma metodologia direta para avaliação das emissões fugitivas no transporte dutoviário porque na sua elaboração é encontrado o volume perdido de gás não-contado que em muitos casos não foi emitido para a atmosfera, permanecendo armazenado no duto devido ao efeito de empacotamento do gás na linha. Considerar as emissões fugitivas como correspondente a este volume implica na desconsideração das características químico-físicas do GN. No entanto, conhecer o volume de perdas do GN transportado implica em estabelecer um limite máximo para as emissões fugitivas a serem medidas.

Para verificação das perdas, é fundamental a presença de estações de medição durante o transporte de gás e, quando viável técnica e economicamente, ao menor espaçamento possível. A verificação das perdas de gás através do balanço de massa da transmissão está associada ao cruzamento dos dados obtidos nas distintas estações de medição existentes ao longo do duto.

O balanço mássico do GN transportado por dutos se fundamenta no princípio da conservação de massa. É realizado um balanço entre o volume transportado, diferenciando entradas e saídas com seu somatório totalizando zero. As perdas são, portanto, o valor da diferença entre entradas e saídas de gás, conforme representado na equação 7.1. A Figura 7.1 ilustra as entradas e saídas a serem consideradas na aplicação desta metodologia em linhas de transporte de GN.

$$V_{entrada} - V_{saída} = \text{Perdas} \tag{7.1}$$

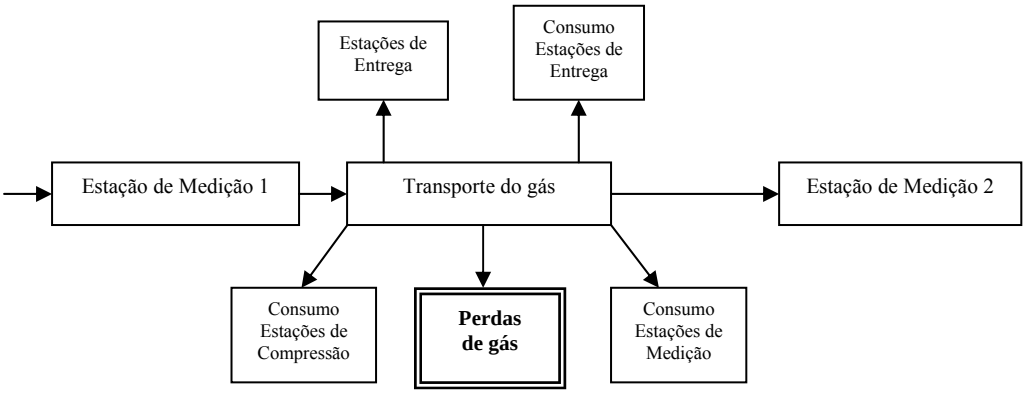


Figura 7.1: Fluxo mássico em uma rede de transmissão de GN. Fonte: PALHARES, 2000 (adaptado).

A medição do gás na rede é realizada através dos dados obtidos pelas estações de medição, em geral alocado em zonas de transferência de custódia do material.

Segundo PALHARES, 2000, o balanço periódico de volume de energia em qualquer trecho do gasoduto pode ser obtido pela equação 7.2, que é uma forma detalhada da equação 7.1.

$$[\text{Gás admitido} + \Delta\text{Empacotamento} - \text{Gás retirado} - \text{Gás consumido}] = 0 \qquad (7.2)$$

O fator "Δ Empacotamento" representa o gás armazenado no gasoduto, pelo efeito de empacotamento inerente ao transporte resultante das variações de pressão que asseguram a continuidade operacional. O gás consumido é o volume total de gás consumido na própria operação do gasoduto para a manutenção de equipamentos diversos. O fator Δ Empacotamento é tratado pelas transportadoras de GN como "gás não-contado". Quando não há monitoramento das emissões fugitivas no transporte, estas estão embutidas neste termo.

Apesar da aparente simplicidade aparente da verificação das perdas através do levantamento dos dados de entrada e saída dos volumes de gás a compressibilidade do GN leva a diversas incertezas de medição. Segundo PALHARES (2000) há erros estimados "entre 5 a 50% nos balanços de transporte referentes a quaisquer fluidos" e "cerca de 75% dos sistemas de medição são considerados de aplicação inadequada".

Conhecer o volume de perdas de GN através da realização de um balanço mássico permite a avaliação da correção do método de estimativa ou medição de emissões fugitivas utilizado, uma vez que se obtém um limite para o resultado. A separação do volume de gás não contado em gás armazenado e em perdas por emissões fugitivas permite o conhecimento das perdas reais de GN e sua redução, através da implementação de programas de reparo e monitoramento das fontes de emissão.

7.1. Metodologia do IPCC

O IPPC no Capítulo 4 de seu relatório "*Guideliness for National Greenhouse Gas Inventories*" de 2006 apresenta três níveis para a realização das estimativas de emissão dos sistemas de óleo e GN. Cada nível representa uma abordagem adequada a quantidade de dados disponíveis do sistema considerado. Assim, um avanço de nível significa refinar os resultados, obtendo-se menores incertezas e maior possibilidade de se adotar medidas preventivas adequadas.

Os níveis, portanto, definem resultados de menor precisão caracterizado por uma menor disponibilidade de dados (nível 1) até resultados mais precisos obtidos com dados mais específicos (nível 3). Para sistemas de GN é utilizada a árvore de decisões representada na Figura 7.2.

O MCT utiliza fatores de emissão apresentados pelo IPCC (2006) para estimativa das emissões fugitivas no setor de distribuição de GN no Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa (MCT, 1994). O IPCC também é referência para a EEA na construção do seu relatório "*Air Pollutant Emission Inventory Guidebook*" (EEA, 2009).

Nesta metodologia de cálculo o nível 1 se caracteriza pelo nível mais baixo de disponibilidade e especificidade dos dados. Neste nível as emissões fugitivas são estimadas através da utilização de fatores de emissão padrão para cada parâmetro representativo da atividade por segmento considerado, existentes em um banco de dados do país onde se encontra a instalação analisada. Os fatores de emissão referentes a este nível para países em desenvolvimento estão apresentados no Anexo I.

Para sua utilização deste nível é utilizada a equação 7.3 para estimar as emissões fugitivas de um segmento industrial e a equação 7.4 para estimar o total das emissões de cada segmento. Desta maneira, tem-se:

$$E_{gás} = A_{segmento\ industrial} \times FE_{gás,\ segmento\ industrial} \tag{7.3}$$

$$E_{gás} = \sum_{segmento\ industrial} E_{gás,\ segmento\ industrial} \tag{7.4}$$

Onde:

- $E_{gas,\ segmento\ industrial}$: emissões anuais (Gg);
- $FE_{gás,\ segmento\ industrial}$: fator de emissão do gás, por segmento industrial considerado (Gg/unidade da atividade – por exemplo, volume transportado) e
- $A_{segmento\ industrial}$; valor da atividade (unidade da atividade).

Os segmentos industriais a serem considerados estão apresentados no referido relatório do IPCC, que apresenta as categorias e subcategorias de cada segmento industrial a serem utilizados nas equações 7.3 e 7.4 que podem ser consideradas, correlacionando seus fatores de emissão característicos. A escolha dos segmentos baseia-se na etapa da cadeia produtiva considerada, permitindo estratificação da análise em etapas menores dos ciclos produtivos avaliados para a obtenção de resultados mais precisos.

Apesar da melhor estimativa ocorrer pela utilização do nível 3, onde se conhecem o número e o tipo dos equipamentos utilizados em cada serviço, é possível estabelecer uma relação entre o tamanho da produção e o tamanho da infra-estrutura existente. A eficácia e confiança associadas à aplicação do nível 1 depende do tamanho da infra-estrutura existente e considerada – assim, quanto maior for o tamanho do segmento considerado mais significativas serão suas emissões fugitivas e maior será a confiabilidade dos fatores de emissão do nível 1, localizados no Anexo I.

Os fatores de emissão presentes no Anexo I devem ser aplicados em função da localidade considerada. Os fatores de emissão para países em desenvolvimento são considerados maiores devido à expectativa de que nesses países os padrões de qualidade e desenvolvimento de projetos sejam menos restritivos, além da possibilidade que nestes países sejam praticados menores preços para a energia, implicando em esforços menores de sua conservação.

O nível 2 se caracteriza pela utilização das equações 7.3 e 7.4, utilizando-se fatores de emissão específicos do país onde se realiza a estimativa. Assim, substitui-se, portanto, os valores típicos sugeridos no Anexo I por valores consolidados em âmbito nacional, através de bancos de dados nacionais, a exemplo do realizado pelos EUA e pelo Canadá (USEPA, vários e PICARD *et al.*, 1998). Este nível deve ser utilizado categorias principais quando o nível 3 ainda não puder ser empregado.

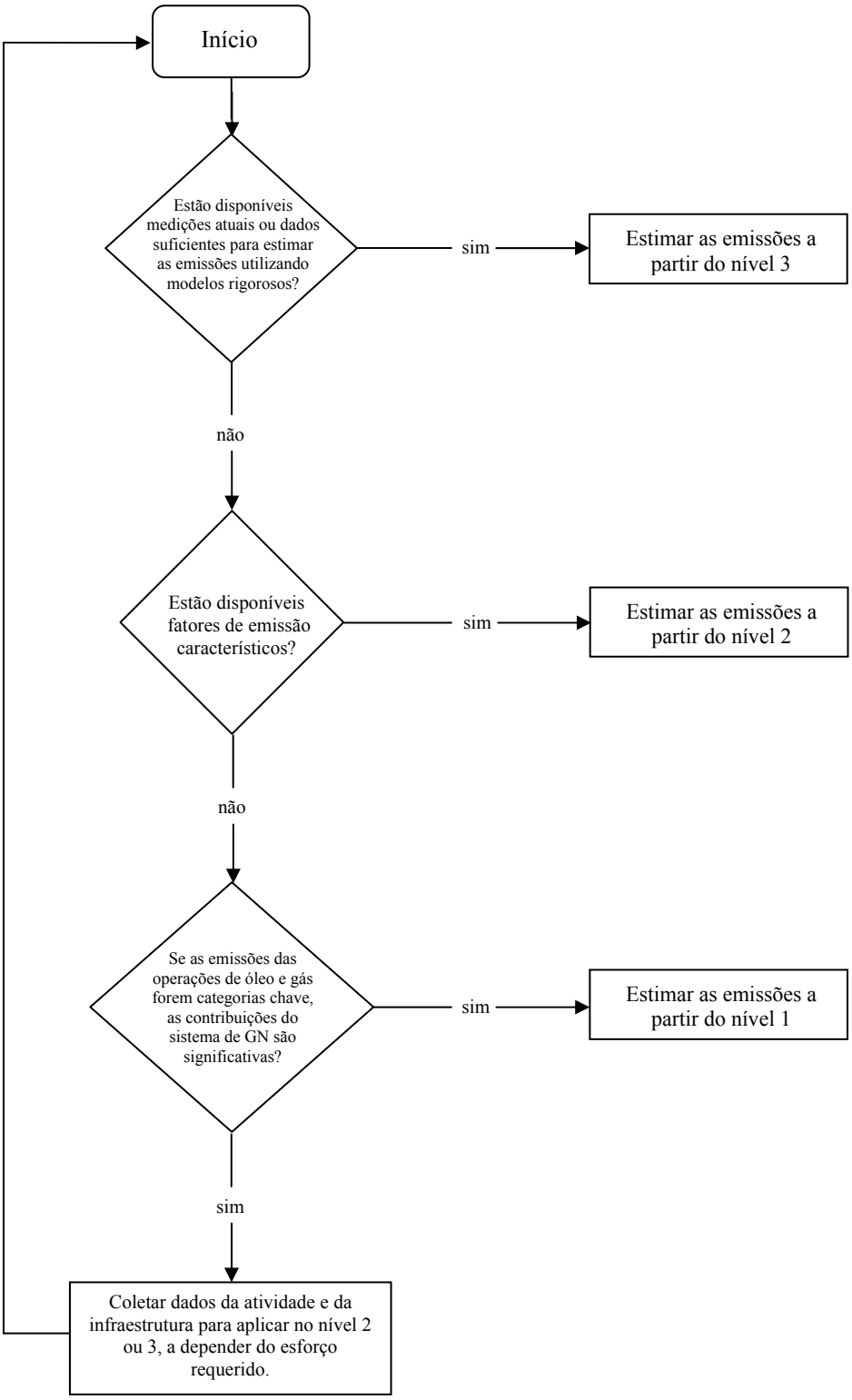


Figura 7.2: Árvore de decisão para estimativa de emissões fugitivas em sistemas de GN. Fonte: IPCC, 2006.

Para a estimativa da quantidade de emissões ventadas (ou seja, emitidas via *venting*) ou queimadas (também referidas como *flared*, emitidas via *flaring*) no segmento de óleo é utilizando um nível 2 chamado alternativo, que relaciona as

equações de balanço de massa utilizando dados característicos da produção do país onde a avaliação é realizada, como o volume de gás transportado, composição do gás, entre outros. Em algumas circunstâncias estas emissões podem ser correlacionadas em um balanço de massa para se obter a estimativa das emissões fugitivas.

Quando esta abordagem for aplicada é necessário considerar todas as emissões do gás e do vapor produzidos. Isto é feito, em parte, através da aplicação de uma eficiência de conservação (CE em inglês) fator que expressa a quantidade do gás produzido e vapor que é capturado e usado como combustível, produzido em sistemas de coleta de gás ou reinjetado. Um valor de CE equivalente 1,0 significa que todo o gás é conservado, sendo utilizado ou reinjetado, enquanto um valor de CE equivalente a 0 significa que todo o gás é emitido para a atmosfera ou é queimado.

Quando o nível 2 for aplicado de forma alternativa os dados de *venting* e *flaring* devem estar disponíveis para que as fontes alvo não sejam contabilizadas como para que as fontes de destino sejam contabilizadas em duplicidade. No entanto, é considerado pelo IPCC uma boa prática comparar os gases ventados e queimados usando os dados disponíveis com a finalidade de identificar e resolver qualquer anomalia potencial (ou seja, o volume calculado deve ser comparável aos dados disponíveis relatados ou ser maior, quando estes últimos dados estiverem incompletos).

Finalmente, para a utilização do nível 3, os fatores de emissão empregados devem ser específicos e desenvolvidos a partir de estudos e programas de medição na planta industrial avaliada ou derivados do refinamento da aplicação do nível 2 no país considerado. Outra maneira de obter estes fatores de emissão é através da realização de estudos de medição e monitoramento que permitam a construção destes parâmetros.

Uma verificação das emissões fugitivas em nível 3 se caracteriza por uma abordagem de verificação do tipo *bottom-up* rigorosa por tipo de fonte primária (por exemplo, *venting*, queima, perdas por evaporação e descargas acidentais) em instalações individuais. Deve ser usado como categoria chave quando os dados da infra-estrutura da atividade avaliada estejam disponíveis para utilização ou sejam de fácil acesso. Abordagens que avaliam as emissões fugitivas em um nível mais desagregado do que esse (como, por exemplo, por nível de instalações ou quantidade de gás transportada) devem ser consideradas como de nível 1 ou 2.

O nível 3 também deve ser usado para estimar as emissões provenientes de instalações de superfície onde a recuperação aprimorada de petróleo, a recuperação de gás melhorada ou do CH_4 em leitos de carvão estão sendo utilizados em associação com a captura e o armazenamento de CO_2 (sequestro de carbono) emitido no processo. Abordagens que estimam em níveis menos desagregados que estes (como relacionar as ao número de instalações ou sua capacidade) são consideradas de nível 1 se os fatores aplicados são retirados da literatura geral ou de nível 2 se forem aplicados valores específicos do país.

Para quantificar as emissões fugitivas a partir deste nível de abordagem deveriam ser incluídos os seguintes parâmetros:

- Inventário das instalações, incluindo acesso ao tipo e quantidade dos equipamentos ou unidades do processo em cada instalação, além do controle de emissões maiores (como sistemas de recuperação de vapor e recolhimento de gases de incineração).
- Inventário de poços e instalações de campo menores (como aquecedores de linha, além de medição direta, etc.).
- Queimas específicas do país, ventagens e gases de processo de cada subcategoria
- Fatores de emissão específicos do país para emissões fugitivas, para emissões não-contadas ou não-reportadas de venting e flaring.
- Fatores de emissão específicos do país para as emissões fugitivas por vazamentos em equipamentos, para ventagens e flarings não-contados ou não-reportados, entre outras perdas relacionadas às instalações.
- A quantidade e composição dos gases ácidos injetados em formações subterrâneas para a eliminação.

Os fatores de emissão para os níveis 2 e 3 não são disponibilizados no relatório do IPCC devido ao volume de dados e de sua atualização continuada. Para consulta e utilização desses fatores o IPCC elaborou o *Emissions Factor Data Base* (EFDB) que é atualizado periodicamente e disponibilizado por este instituto via internet para pesquisadores e empresas cadastradas. Neste banco de dados estão apresentados fatores de emissão dos países signatários da *United Nations Framework Convention on Climate*

Change (UNFCC), que oferecem dados mais precisos para a obtenção de uma estimativa das emissões.

O IPCC (1996) retrata ainda a relevância de se realizar comparações dos valores de emissão calculados/estimados em relação aos de outros países, através da comparação direta ou, em caso de inventários mais refinados, em comparação entre empresas do mesmo segmento da indústria e subcategoria. Para tanto, é necessário o uso de definições consistentes e esquemas de classificação. O relatório cita ainda o caso do Canadá, onde a indústria de petróleo no segmento *upstream* adotou um sistema de *benchmarking* que compara os resultados do inventário de emissão de companhias individuais, termos de produção de alta intensidade de energia e produção de alta intensidade de carbono.

Com isto, essa análise comparativa permite às empresas a realização de uma avaliação do seu desempenho relativo ao meio ambiente. O desenvolvimento desta prática em níveis de qualidade e refinamento elevados auxilia no processo de melhoria da eficiência dos processos da atividade industrial considerada e na identificação de anomalias e/ou possíveis erros que devem ser investigadas e resolvidas.

Segundo o IPCC, as estimativas de emissão, idealmente, devem ser preparadas para o ano base e anos subseqüentes utilizando o mesmo método. Esta prática permite a obtenção de uma série histórica das estimativas de emissões fugitivas que pode ser confrontada com a série histórica de emissões de gases com efeito de estufa, favorecendo correlacionamentos entre os valores reportados.

Além disso, os fatores de emissão ou fatores de controle mudam ao longo do tempo (devido, por exemplo, a mudanças na demografia dos equipamentos, a penetração de novas tecnologias de controle e a substituição de equipamentos) e por isso devem ser atualizados regularmente, devendo ser aplicados somente durante o período no qual são considerados válidos. Desta maneira, quando fatores de emissão são redefinidos, todas as estimativas de emissões fugitivas anteriores devem ser atualizadas para refletir essa alteração.

7.2. Metodologia americana

Em relação aos métodos de estimativa de emissões de GN, a USEPA apresenta dois documentos principais de referência: "*Protocol of Equipment Leak Emission Estimates*" (1995) e mais especificamente para as emissões de GN o relatório "*Methane Emissions from the Natural Gas Industry*" (1996). Este segundo o foi desenvolvimento no âmbito do programa GASSTAR (*Natural Gas STAR Program*), um programa de adesão voluntária que objetiva à adoção de melhores práticas em empresas de GN.

Apesar de elaborada pelo órgão ambiental americano, a metodologia apresenta lacunas que serão complementadas com a metodologia do *American Petroleum Institute* (API). A API apresenta em seu "*Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry*" (2009) a compilação de dados da USEPA para estimativa de emissões associados dados de outras pesquisas, complementando informações. Por este motivo, apresenta-se esta metodologia como americana e não tão somente como metodologia da USEPA ou da API.

Para a determinação do total emitido por fontes estacionárias, caso das emissões fugitivas, deve-se utilizar fatores de emissão determinados em função de medições individuais em cada superfície selada em cada ponto passível de vazamento. Emissões de um equipamento que contenha um elevado número de componentes constituintes menores, também passíveis de favorecer a existência de emissões fugitivas são, em geral, são calculadas pela multiplicação do número de componentes menores e suas respectivas taxas de emissão para a elaboração conjunto, como, por exemplo, o caso de um fator de emissão de um compressor elaborado em função do total de válvulas existentes. (USEPA, 1993b)

A acurácia das estimativas das emissões fugitivas em uma planta reside na escolha dos fatores de emissão a serem utilizados. A USEPA considerada três abordagens ou níveis para desenvolver o inventário das emissões fugitivas, em ordem de aumento de grau de refinamento: média de fator de emissão, faixas de rastreamento (*Screening Ranges Approach*), abordagem de correlação e correlação unitária específica. Em comum destaca-se que para cada abordagem é necessária a contagem por tipo de cada equipamento considerado, tipo de serviço realizado, concentração de COT

e tempo de operação. (USEPA, 1995). Cada uma dessas abordagens pode ser sintetizada da seguinte maneira:

1) Abordagem de média de fator de emissão: utilizam-se fatores de emissão padrão que são combinados com a contagem de equipamentos para estimar as emissões.

2) Abordagem por faixas de rastreamento: utilizam-se fatores de emissão medidos combinados com a contagem de equipamentos para estimar as emissões. Quando esta abordagem é aplicada, assume-se que os componentes que tem valores superiores a 10000 ppmv detectados têm taxas de emissão diferentes em relação aos componentes que emitem a uma taxa inferior.

3) Abordagem de correlação unitária: utiliza-se correlações (rastreamento) medidas para todos os equipamentos individualmente que são contabilizados em correlações específicas desenvolvidas pela USEPA. Esta abordagem oferece um refinamento adicional para a estimativa das emissões por permitir a avaliação das taxas de emissão como uma função dos valores medidos para um tipo de equipamento em particular.

Na abordagem de correlação unitária uma série de equipamentos é monitorada individualmente para o desenvolvimento de correlações unitárias por equipamento que são utilizadas para estimar as emissões. Para desenvolver a unidade de valor específicos, obtidos a partir dos fluxos mássicos de vazamento, através de métodos específicos que serão detalhados na descrição deste nível de abordagem.

Analogamente, a API (2009) lista 4 níveis de abordagem para a estimativa das emissões fugitivas. Cada um destes níveis está associado a diferentes graus de precisão, que estão associadas ao grau de detalhamento dos dados existentes:

1) Fatores de emissão publicados. No caso das emissões fugitivas de CH_4, são valores baseados numa média de valores e em fontes de emissão características.

2) Cálculo de engenharia. Caracterizam-se pela elevada precisão obtida para fontes de emissão específicas, podendo, no entanto, requerer dados de entrada com elevado grau de detalhamento.

3) Monitoramento de condições para obtenção de fatores de emissão. Este nível fornece dados confiáveis para fontes específicas, mas geralmente não é um método prático, devido ao elevado número de fontes, sendo necessária uma abordagem estatística das emissões por fonte.

4) Monitoramento periódico de parâmetros de emissão para cálculo de emissões. Assim como o anterior, este nível também fornece dados confiáveis para fontes específicas, mas geralmente não é um método prático, devido ao elevado número de fontes, sendo necessária uma abordagem estatística das emissões por fonte.

A estas abordagens estão relacionadas quatro níveis de precisão, sendo as maiores precisões obtidas através de maiores níveis de detalhamento, da mesma maneira com as abordagens apresentadas pela USEPA (1996c). Os níveis de detalhamento estão ligados à disponibilidade de dados e a existência de programas de monitoramento das emissões fugitivas e os fatores de emissão que serão empregados na avaliação das emissões, sendo eles:

1) Fatores de emissão ao nível de instalação.

2) Fatores de emissão ao nível de equipamento.

3) Fatores de emissão ao nível de componentes.

4) Medições ao nível de componentes.

Neste trabalho será considerada esta divisão, que está baseada no relatório "*Methane Emissions from the Natural Gas Industry*" (1996) da USEPA e pela API em seu compêndio (API, 2009). A cada nível apresentado estão associados fatores de emissão publicados e direcionados especificamente para a indústria de GN, desenvolvido pela USEPA e por outras fontes. É importante diferenciar que esta escolha esta baseada no fato de que o "*Protocol of Equipment Leak Emission Estimates*" (1995) da USEPA é estabelecido para a determinação de vazamentos (incluindo emissões fugitivas, mas não especificamente direcionada) em uma planta química, não atendendo, portanto, a especificidade do caso analisado neste trabalho.

No primeiro nível de abordagem, baseado na utilização de fatores de emissão ao nível de instalação, a aplicação de fatores de emissão é utilizado a cada instalação do sistema considerado, no caso deste trabalho instalações de transporte de GN. Torna-se

necessário apenas conhecer o tipo de instalação e o volume de gás processado, ou a quantidade de equipamentos que estão relacionados a estes fatores de emissão.

Este nível é o método mais simples para estimar as emissões de CH_4 em operações envolvendo óleo e GN. Segundo a USEPA (1996), os fatores utilizados foram desenvolvidos através da agregação de medições componente de emissão e fatores de atividade por uma instalação típica, especialmente para o segmento *upstream* de instalações da indústria de gás, sendo considerado o número de estações médias por comprimento de duto. Como conseqüência o volume de emissões obtidas por este método oferecem um menor grau de precisão quando comparado com os resultados oriundos de métodos mais rigorosos.

Os fatores de emissão a serem aplicados neste primeiro nível estão apresentados no Anexo II. Este anexo fornece fatores de emissão distintos relacionados à produção de óleo e GN elaborados pela USEPA e compilado pela API (2009). Na aplicação destes fatores é importante destacar que quando para instalações que produzem GN ou estejam equipadas prioritariamente como poço de gás, devem ser utilizadas os fatores de emissão para a produção de gás e para instalações que não comercializam gás não-associado ou produzem somente óleo cru devem ser utilizados fatores de emissão para a produção de óleo.

Os fatores de emissão são apresentados em função da composição do gás considerado e devem ser ajustados através da multiplicação do fator de emissão considerado pela razão entre as concentrações do gás analisado e a padrão do fator de emissão considerado através da equação 7.5. Além disso, às emissões de GN estão associadas emissões de CO_2, que são dependentes da composição do gás analisado, sendo obtidas através da aplicação da equação 7.6.

$$\mathrm{FE_{CH_4}(ton/ano) = FE_{CH_4}(ton/ano)} \times \frac{\%_{\mathrm{p}}\mathrm{CH_4(atual)}}{\%_{\mathrm{p}}\mathrm{CH_4(padrão)}} \tag{7.5}$$

$$\mathrm{E_{CO_2}(ton/ano) = Emissões\ de\ CH_4(ton/ano)}\frac{\mathrm{MMCO_2}}{\mathrm{MMCH_4}}\frac{\%\ \mathrm{mols\ de\ CO_2}}{\%\mathrm{mols\ de\ CH_4}} \tag{7.6}$$

Onde:

- $\mathrm{FE_x}$ = Fator de Emissão do componente x (massa/tempo de atividade);
- $\mathrm{E_x}$ = Emissão total do componente x (ton/ano) e

- MM_x = massa molecular do componente x (tonelada/tonelada molar).

Para todos os níveis de caracterização devem ser consideradas as emissões fugitivas devido ao transporte dutoviário de GN propriamente dito, oriundas de vazamentos ao longo do duto e que resultam em emissões de CH_4 e CO_2 (em função da sua composição) e em termos proporcionais ao volume transportado. Deve ser considerada a oxidação total do CH_4 a CO_2 e a oxidação parcial que ocorre através da migração de CH_4 no solo. O CO_2 também pode ser emitido como fonte principal quando integrar processos na cadeia produtiva do GN.

O grau de oxidação depende de características do solo e do duto (como profundidade, taxa de vazamento e material). As tabelas referentes aos fatores de emissão de CH_4 através do vazamento de dutos enterrados apresentam fatores de emissões fugitivas associadas ao transporte de GN em função do material do duto em cada nível de abordagem considerado (nível 1: Anexo I, nível 2: Tabela 7.2). As equações 7.7 a 7.9 apresentam a maneira de obter fatores de emissão para as emissões de dutos enterrados em função da oxidação do solo (quando conhecida) nos casos de migração de GN para o solo e de vazamento pelo material do duto. Assim, tem-se:

$$FE_{CH_4} = E_{CH_4}(100\% - \text{Oxidação do solo}) \tag{7.7}$$

Onde:

- FE_{CH_4} = Fator de Emissão de CH_4 por vazamentos em dutos.

$$FE_{CO_2,\text{oxidação}} = FE_{CH_4} \frac{100}{100 - \%\text{Oxidação do solo}} \frac{\%\text{Oxidação do solo}}{100} \frac{MMCO_2}{MMCH_4} \tag{7.8}$$

Onde:

- $FE_{CO_2,\text{oxidação}}$ = Fator de emissão para emissões de CO_2 da oxidação de CH_4,
- $\frac{MMCO_2}{MMCH_4}$ = conversão da base molar para base mássica,
- $\frac{100}{100-\%\text{Oxidação do solo}}$ = fator de correção e
- $\frac{\%\text{Oxidação do solo}}{100}$ = conversão do total de moles de CH_4 para moles de CO_2.

$$FE_{CO_2,\text{vazameto}} = FE_{CH_4} \frac{100}{100 - \%\text{Oxidação do solo}} \frac{\%\text{padrão } CO_2}{\%\text{padrão } CH_4} \frac{MMCO_2}{MMCH_4} \quad (7.9)$$

A Tabela 7.1 apresenta os fatores de emissão de CH_4 e de CO_2 emitidos fugitivamente ao longo de dutos em função dos seus materiais constituintes. Nesta tabela já se encontram fracionados os fatores de emissão em termos de CO_2 emitido via oxidação e via vazamentos, não sendo necessário, na sua utilização preceder de correções através das equações 7.7 a 7.9.

Tabela 7.1: Fatores de emissão associados ao transporte dutoviário de GN.

Fonte	Fator de Emissão de Referência[a] Unidades Originais		Incerteza[b] (± %)	Fator de Emissão[c], Unidades Convertidas	
Dutos de plástico ou polímeros	**22.55**	**lb CH_4/milha-ano**	**233**	**0.01023**	**ton CH_4/milha-ano**
				0.00636	**ton CH_4/km-ano**
CO_2 da oxidação	1.263	lb CO_2/ milha-ano	234	0.0005728	ton CO_2/milha-ano
				0.0003559	ton CO_2/km-ano
CO_2 de vazamentos	1.352	lb CO_2/ milha-ano	234	0.0006133	ton CO_2/milha-ano
				0.0003811	ton CO_2/km-ano
Duto de aço protegido[d]	**15.16**	**lb CH_4/milha-ano**	**139**	**0.006874**	**ton CH_4/milha-ano**
				0.004272	**ton CH_4/km-ano**
CO_2 da oxidação	1.286	lb CO_2/ milha-ano	141	0.0005833	ton CO_2/milha-ano

				0.0003625	ton CO_2/km-ano
CO_2 de vazamentos	0.9180	lb CO_2/ milha-ano	141	0.0004164	ton CO_2/milha-ano
				0.0002587	ton CO_2/km-ano
Duto de aço desprotegido	**275.9**	**lb CH_4/milha-ano**	**146**	**0.1251**	**ton CH_4/milha-ano**
				0.0778	**ton CH_4/km-ano**
CO_2 da oxidação	13.87	lb CO_2/ milha-ano	148	0.006293	ton CO_2/milha-ano
				0.003910	ton CO_2/km-ano
CO_2 de vazamentos	16.51	lb CO_2/ milha-ano	148	0.007487	ton CO_2/milha-ano
				0.004652	ton CO_2/km-ano

a: USEPA; 1996d *apud* API, 2009.

b: Incerteza baseada em um intervalo de confiança equivalente a 95% em relação aos dados utilizados no desenvolvimento do fator de emissão.

c: Concentração de CH_4 equivalente a 94,4% molar e concentração de CO_2 equivalente a 2% molar.

d: Duto protegido contra corrosão e/ou desgaste.

No segundo nível é utilizada uma abordagem que fatores de emissão por equipamento para realizar a estimativa das emissões fugitivas, na qual são considerados os principais equipamentos da instalação. Esta abordagem exige um maior número de informações em relação à abordagem no nível da instalação, porém fornece resultados mais precisos. Este nível é particularmente utilizado para a realização das estimativas das emissões de GEE em instalações em fase de projeto ou para instalações existentes onde não está especificada a quantidade de componentes mínimos (API, 2009). A estimativa das emissões, por sua vez, é realizada através da aplicação desses fatores na equação 7.10.

$$E_{CH_4 \text{ ou } CO_2} = FE_{CH_4 \text{ ou } CO_2} N \quad (7.10)$$

Onde:

- $E_{CH_4 \text{ ou } CO_2)}$: média de emissão de CH_4 ou CO_2 de uma população de quipamentos,
- $FE_{CH_4 \text{ ou } CO_2}$: fator de emissão para a maioria dos equipamentos do tipo A e
- N: fator de atividade (número de peças ou equipamentos considerados).

A API em seu compêndio apresenta fatores de emissão para as diversas etapas da produção de óleo cru e GN. No entanto neste trabalho, são apenas apresentados (Tabela 7.2) fatores de emissão para a transmissão de GN (até as estações de entrega) publicados pela USEPA. Estes fatores de emissão foram construídos considerando um gás cuja composição molar é de 93,4% de CH_4 e 2% de CO_2. Caso o gás na linha apresente concentrações diferentes, os fatores de emissão utilizados devem ser ajustados através da equação 7.5.

Tabela 7.2: Fatores de emissão para equipamentos de distribuição de GN.

Equipamento	Fator de Emissão de Referência[a,b] Unidades Originais		Incerteza[c] (± %)	Fator de Emissão[d], Unidades Convertidas	
Estações de compressão	8,778	scfd CH_4/estação	126	7,02E-03	ton CH_4/ estação-h
Estações de compressão – compressores Alternativos	15,205	scfd CH_4/compressor	84,2	1,22E-02	ton CH_4/ compressor-h
Estações de compressão – compressores centrífugos	30,305	scfd CH_4/compressor	45,7	2,42E-02	ton CH_4/ compressor-h

Estações de Medição e Regulagem de Pressão[e]	**60,011**	**scf CH_4/estação-ano**	**1500[f]**	**11,31E-04**	**ton CH_4/ estação-h**
Estações M&R (*farm taps* ou vendas diretas)	31,2	scfd CH_4/estação	97,6	2,49E-05	ton CH_4/ estação-h
M&R (interconexões de transmissão)	3,984	scfd CH_4/estação	96,1	3,18E-03	ton CH_4/ estação-h
Vazamentos de CH_4 através do duto[e]	23,12	lb CH_4/milha-ano	94,7	1,20E-06	ton CH_4/milha-h
				7,44E-07	ton CO_2/km-h
CO_2 proveniente da oxidação de CH_4[e]	7,59	lb CO_2/milha-ano	70,3	3,93E-07	ton CO_2/ milha-h
				2,44E-07	ton CO_2/km-h
Vazamento de CO_2 através do duto[e]	1,52	lb CO_2/milha-ano	90,1	7,88E-08	ton CO_2/ milha-h
				4,89E-08	ton CO_2/km-h

a: USEPA, 1996a.

b: USEPA, 1996e.

c: Incerteza baseada em um intervalo de confiança equivalente a 95% em relação aos dados utilizados no desenvolvimento do fator de emissão.

d: Fatores de emissão convertidos de scf são baseados em uma base de 60°F (aprox. 15ºC) e 14.7 psia (isto é, aproximadamente 100kPa).

e: Fator de emissão derivado. Fonte: API, 2009.

f: Faixa de incerteza (0 – 900,158 scfCH_4/estação-ano).

Em destaque na Tabela 7.3 está o fator de emissão que considera em conjunto as diferentes entregas possíveis pela companhia transportadora: os pontos de interconexões com companhias distribuidoras e pontos de venda direta e *farm taps*. Esta consolidação foi realizada pela API (2009) como proposta de utilizar um fator de emissão único para toda a etapa da entrega da distribuição. O fator é construído a partir de fatores de emissão da USEPA (1996a e 1996e), realizando-se uma média ponderada das emissões em cada tipo de estação de entrega.

Os pontos de entrega direta são pontos de entrega para indústrias ou para pontos conhecidos como *farm taps* que possuem apenas1 ou 2 pontos de regulagem de pressão. Nestes pontos o regulador de pressão é constituído de um dispositivo pneumático que não possui emissões significativas. Os *city gates* e as estações de interconexões, no entanto, possuem 3 a 22 dispositivos de regulagem de pressão, tendo, portanto, emissões de maior representatividade.

Analogamente, os fatores de emissão para vazamentos através do duto e da oxidação a CO_2 associada apresentados nesta tabela, são compilações sugeridas pela API (2009) com base no Volume 10 do relatório "*Methane Emissions from the Natural Gas Industry: 'Metering and Pressure Regulation Stations in Natural Gas Transmission and Distribution'*" (USEPA, 1996e). Estes fatores são construídos com a finalidade de se considerar uma média para diversos tipos de materiais possivelmente empregados na construção do duto analisado no setor de transmissão de GN.

Os fatores agregados são construídos considerando-se o total de emissões fugitivas associadas a cada categoria em relação ao comprimento da malha dutoviária analisada. Sua apresentação e posterior adoção no estudo de caso se deve à especificidade técnica associada aos fatores de emissão vinculados a cada tipo material, além da extensão da quantidade de fatores disponíveis. Para compor fatores de emissão de dutos específicos, seria necessário conhecer ainda materiais constituintes e duas proporções, além das características de proteção associadas.

Na abordagem ao nível de componentes os fatores de emissão são baseados no número total de componentes na instalação e em seus fatores de emissão individuais. Em geral, quando não existem dados de monitoramento, esta abordagem fornece uma

estimativa mais precisa do que as abordagens citadas anteriormente, por considerar características mais específicas de cada instalação.

Este método foi concebido prioritariamente para realizar estimativas de COT e VOC, em detrimento do cálculo das emissões de CH_4. Por este motivo, muitas vezes os fatores de emissão são reportados em termos das emissões de COT. Para realizar a estimativa das emissões de CH_4 (que são uma parcela das emissões de COT) em função das emissões de COT, é utilizada a equação 7.13, resultado da interação das equações 7.11 a 7.13.

$$E_{COT} = F_A WF_{COT} N \tag{7.11}$$

$$E_{CH_4} = E_{COT} \frac{WF_{CH_4}}{WF_{COT}} \tag{7.12}$$

$$E_{CH_4} = F_A WF_{CH_4} N \tag{7.13}$$

Onde:

- E_{COT}: Taxa de emissão de COT dos componentes considerados;
- E_{CH_4}: Taxa de emissão de CH_4 dos componentes considerados;
- F_A: Fator de emissão para o componente do tipo A;
- WF_{COT}: fração média em peso de COT (se desconhecido assumir 1,0) e
- N: número de componentes do tipo A considerados.

A Tabela 7.3 fornece fatores de emissão para diversos equipamentos presente em estações de compressão, em função do tipo de compressor utilizado, considerando GN como gás de trabalho contendo composição molar de 93,4% de CH_4 e 2% de CO_2. A Tabela 7.3 também apresenta fatores de emissão associados a componentes ligados diretamente aos compressores, que devem ser avaliados separadamente porque quando submetidos a vibrações os equipamentos tendem a emitir em maior quantidade.

Tabela 7.3: Fatores de emissão para estações de compressão de GN. Fonte: USEPA, 1996c.

Equipamento	Tipo de componente	Fator de emissão (Mscf CH_4/ componente-h)	Fator de emissão (ton CH_4/ componente-h)
Estações de compressão (equipamentos não relacionados ao compressor)	Válvulas	0,867	1,66E-02
	Válvulas de controle	8,0	1,53E-01
	Conexões	0,147	2,82E-03
	Open-ended lines[a]	11,2	2,15E-01
	Válvulas de alívio de pressão	6,2	1,19E-01
	Open-ended lines do compressor[b]	264	5,06E+00
Compressor alternativo	*Open-ended lines* do compressor[b]	3,683	7,06E+01
	Válvulas de alívio de pressão	372	7,13E+00
	Outros componentes[c]	180	3,45E+00
	Open-ended lines de início de operação[d]	f	f
	Selo dos Compressores[e]	396	7,59E+00
Compressores centrífugos	*Open-ended lines* do compressor	9,352	1,79E+02
	Outros componentes[c]	18	3,45E-01

	Open-ended lines de início de operação[d]	1,440	2,76E+01
	Selo dos Compressores[e]	165	3,16E+00

a: *Open-ended lines* ou *open-ended valv*es são dispositivos que podem liberar fluidos de processo diretamente para a atmosfera.

b: Uma válvula do tipo Blowdown é um tipo de válvula que descomprime o compressor quando este não está operando.

c: este campo considera as emissões de outros componentes menores no compressor, como cobertura de válvulas ou cilindros dos compressores alternativos.

d: *Open-ended lines* de início de operação são as válvulas que permitem o fornecimento de gás combustível para o funcionamento do compressor.

e: Selos dos compressores são fluidos mecanicos que bloqueiam a passagem de gás natural passível de vazamento na compressão. Os selos variam em função do tipo de compressor existente.

f: Compressores alternativos funcionam com energia elétrica e não por gás natural.

A avaliação dos fatores de emissão em nível de componentes para pontos de entrega não foi localizada no relatório "*Methane Emissions from the Natural Gas Industry*" da USEPA (1996). Para a etapa de entrega, estão apenas relacionados os fatores de emissão apresentado na Tabela 7.2. Analogamente, este relatório em seu Capítulo 8 apresenta somente fatores de emissão por instalação para Estações de Medição e regulagem de pressão no setor de transmissão de GN.

A correlação por componentes é possivelmente a mais controversa na literatura, uma vez que considerar fatores de emissão equivalentes em diferentes instalações equivale a desconsiderar as diferentes características dos processos e da operação de cada instalação. A USEPA apresenta diferentes valores possíveis para fatores de emissão de equipamentos, associados às instalações, aumentando a dificuldade de definição dos fatores a serem utilizados nesta abordagem

A Tabela 7.4, publicada no relatório "*Cost-Effective Directed Inspection and Maintenance Control Opportunities at Five Gas Processing Plants and Upstream Gathering Compressor Stations and Well Sites*" (USEPA, 2006), apresenta fatores de emissão por componentes para diferentes instalações de GN em função do total de hidrocarbonetos (*Total Hydrocarbon* ou THC). É possível identificar diversas

sistematizações semelhantes de fatores de emissão para instalações nos relatórios "*Protocol for Equipment Leaks*" (USEPA, 1995) e no "*Handbook for Estimating Methane Emissions from Canadian Natural Gas Systems*" (1998), apresentada na Tabela 7.5 para fins comparativos entre os distintos fatores de emissão existentes na literatura.

Esta incongruência entre a apresentação de fatores aponta a ausência de uma sistematização definida no tema das emissões fugitivas. Fica retratado, portanto, o caráter inacabado da metodologia americana para gestão das emissões fugitivas, apontando a necessidade do estabelecimento de programas de medição específicos aos processos analisados.

Tabela 7.4: Fatores de emissões para instalações de GN. Fonte: USEPA, 2006.

Componente	Fase I (Instalações de gás)		Fase II (Estações de compressão, estações de beneficiamento)	
	Emissão média de THC (kg/h/fonte)	Emissão média de THC (ton/h/fonte)	Emissão média de THC (kg/h/fonte)	Emissão média de THC (ton/h/fonte)
Conexões	2,22E-03	2,22E-06	3,30E-03	3,30E-06
Válvulas de bloqueio	1,10E-02	1,10E-05	1,47E-02	1,47E-05
Válvulas de controle	4,85E-02	4,85E-05	3,73E-02	3,73E-05
Válvulas de alívio de pressão	6,73E-02	6,73E-05	4,70E-04	4,70E-07
Reguladores de pressão	1,74E-02	1,74E-05	6,31E-03	6,31E-06
Pontos de	3,58E-03	3,58E-06	2,70E-03	2,70E-06

medição				
Open-ended lines	5,18E-02	5,18E-05	2,39E-01	2,39E-04
Selos de Compressores	8,52E-01	8,52E-04	5,20E-01	5,20E-04

Tabela 7.5: Fatores de emissão por componente na transmissão de GN no Canadá. Fonte: Picard *et al*., 1998.

Componente	Emissão média de THC (kg/h/fonte)	Emissão média de THC (kg/h/fonte)	Incerteza[a] (± %)
Válvulas de bloqueio	0,002140	2,14E-06	40,1
Válvulas de controle	0,01969	1,97E-05	70,2
Conectores	0,0002732	2,73E-07	19,0
Selo de compressores - centrífugos	0,6616	6,62E-04	38,9
Selo de Compressores - alternativos	0,8139	8,14E-04	71,5
Válvulas de alívio de pressão	0,2795	2,80E-04	+127 / -100
Open-ended lines	0,08355	8,36E-05	53,0
Pontos de medição	0,003333	3,33E-06	+40,5 / -40,6
a: Incerteza baseada em um intervalo de 95% de confiança.			

O último nível de abordagem, baseado em medições ao nível de componentes, se caracteriza pela seleção aleatória baseada em um percentual de amostragem representativo de um grupo de equipamentos da instalação considerada para a realização de medidas individuais de emissão por componente. Com as taxas de emissão obtidas

empiricamente são construídos os fatores de emissão para o grupo de equipamentos monitorado.

A partir da obtenção dos fatores de emissão para diversos grupos de emissões fugitivas a estimativa das emissões é realizada pela multiplicação dos fatores de emissão pelos fatores de atividade, conforme preconizado na equação 7.10. Conhecidos os fatores de emissão é possível conglomerar grupos para a realização de fatores de emissão mais genéricos, associados, por exemplo, a uma instalação ou a um grupo de componentes, conforme os fatores de emissão utilizados nas abordagens apresentadas.

Para quantificar as emissões e obter os fatores de emissão característicos são utilizadas basicamente duas abordagens: 1) medições baseadas em protocolos da USEPA e no método 21 deste mesmo órgão e 2) quantificações das emissões utilizando amostrador de alto fluxo. Na primeira abordagem um componente executando um serviço específico é monitorado através de equipamentos e o valor monitorado é convertido em uma taxa de emissão utilizando equações de correlação, enquanto na segunda o instrumento já oferece uma medida do fluxo de vazamento e a sua concentração.

O processo de construção de um fator de emissão se inicia pela identificação de possíveis locais de vazamento através do monitoramento especificados pelo método 21. Após a identificação do vazamento, o equipamento monitorado pode ser enclausurado para obtenção de equações de correlação ou é realizada amostragem com analisadores do tipo OVA e TVA e obtidos fatores de emissão a partir de equações de correlação existentes.

A Figura 7.3 apresenta o diagrama de decisão na construção de fatores de emissão e cálculo das emissões fugitivas em uma instalação. O processo de identificação de fontes de vazamento e construção de fatores de emissão é a etapa preliminar que alicerça a avaliação das emissões fugitivas em qualquer planta industrial. Em seguida deve-se verificar a existência de equações de correlação, caso não existam deve ser conduzido o enclausuramento das fontes para sua determinação e caso existam estas devem ser aplicadas nos valores de concentração medidos por analisadores de concentração para a determinação de fatores de emissão. Após a obtenção desses fatores, procede-se à sua aplicação nos fatores de atividade conhecidos.

A utilização de amostradores de alto fluxo, equipamento patenteado pelo *Gas Research Institute* permitem uma avaliação mais eficaz dos vazamentos do que a abordagem de correlação da USEPA. Em geral, tem menor custo operacional em realização do enclausuramento, porém, a compra do equipamento tem custo elevado. Como é um método mais fácil de ser aplicado é possível monitorar um maior número de equipamentos em menor tempo.

Segundo a USEPA (1996c) este equipamento é capaz de capturar todo o vazamento e quando a amostra passa pelo instrumento é possível medir simultaneamente a taxa do fluiu e a concentração dos hidrocarbonetos. Coma uma medida acurada do fluxo do vazamento e de sua concentração é possível obter uma medida da taxa de emissão do ponto analisado.

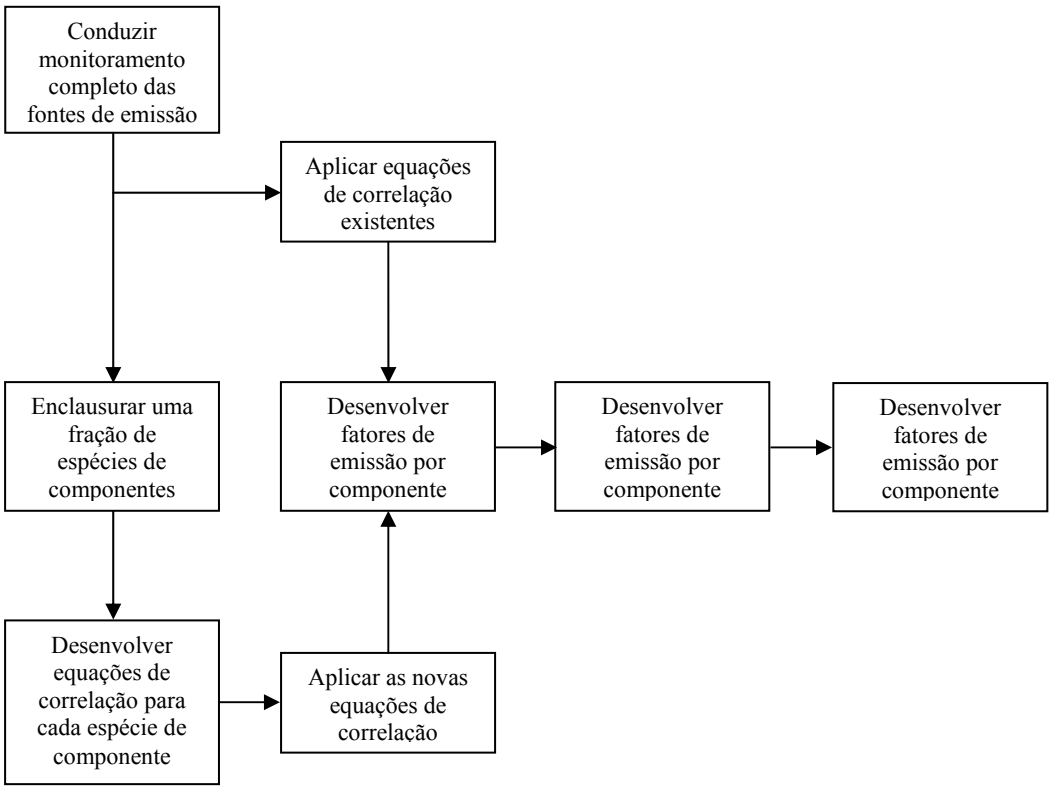


Figura 7.3: Fluxo de avaliação de emissões fugitivas. Fonte: USEPA, 1996c.

.

7.3. Metodologia australiana

O governo australiano disponibiliza informações sobre as emissões do país através do "*National Pollutant Inventory*" (NPI), mantido pelo *Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts*. Dentre as publicações, encontram-se, entre outras informações, a caracterização de substâncias e a descrição metodologias de cálculo e procedimentos para a realização de inventários de emissão atmosférica.

A NPI disponibiliza para caracterização e cálculo das emissões o manual "*Emission Estimation Technique*" para auxiliar os setores econômicos a reportar as emissões das substâncias determinadas no inventário de poluentes do país. Este foi construído com base no "*Emission Estimation Technique Manual for Fugitive Emissions*" (NPI, 1999), no "*Emission Estimation Technique Manual for Exploration & Production*" (NPI, 2005) e em outros relatórios americanos.

O manual apresenta dois métodos para a realização da estimativa das emissões para o cálculo de emissões de processo. O primeiro método de estimativa considera a produção total de óleo ou gás da instalação e é baseado em fatores de emissão publicados pela API em seu "*Calculation Workbook for Oil and Gas Production Equipment Fugitive Emissions*", enquanto o segundo utiliza fatores de emissão por componente da planta industrial e é baseado no "*Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*", da USEPA (USEPA, 1995b).

Para a aplicação dos fatores de emissão que serão apresentados é necessário conhecer o tipo de serviço do equipamento (o serviço é o termo que se refere ao fluido de trabalho do equipamento analisado). A determinação do tipo de serviço está relacionada às características da substância transportada, definida no relatório da NPI da seguinte maneira:

- Gás: material estado gasoso nas condições operacionais;
- Óleo pesado: material em estado cuja soma da concentração dos constituintes individuais na pressão de vapor acima de 0,3kP (kilopascal) a 20ºC seja maior ou igual a 20% em peso e que possua gravidade API inferior a 20;
- Óleo leve: material que não pode ser classificado como gás, vapor ou líquido leve e que possua gravidade API superior a 20 e

- Água oleosa: material de serviço com constituído por 50% de água no ponto de origem até o ponto o conteúdo em água atinja 99%. Para os fluxos de água com o conteúdo aquoso superior a 99% a taxa de emissão é considerada desprezível.

Os dois métodos permitem a avaliação de um espectro limitado das substâncias que podem ser emitidas de maneira fugitiva e utiliza fatores de emissão americanos aplicados em folhas de cálculo. Verifica-se ainda que o documento não define as etapas de produção da indústria de óleo e gás nas quais os fatores podem ser utilizados (no caso do método 1) e também não apresenta as condições operacionais ou metodologia para a verificação destas emissões através da análise de componentes individuais (no caso do método 2).

Desta maneira, a verificação das emissões fugitivas através desta metodologia se configura como uma abordagem pouco criteriosa. Neste trabalho este método não será detalhado por não prever o cálculo das emissões de CH_4 e não detalhar as emissões na etapa de distribuição de GN, não se caracterizando, portanto, como uma metodologia adequada ao estudo de caso.

7.3.1 Método 1

O método 1 objetiva estimar as emissões fugitivas em uma planta de exploração e produção de óleo e gás, utilizando a folha de cálculo reproduzida na Tabela 7.6, contendo os fatores de emissão elaborados pela *Australian Petroleum Production & Exploration Association* para os Compostos Orgânicos Voláteis Totais (COVT). Após calcular as emissões para cada tipo de substância, pode-se realizar o cálculo das frações características considerando as composições médias apresentadas na Tabela 7.7, obtendo-se, portanto, a fração mássica associada a cada substância em uma planilha como a apresentada na Tabela 7.8.

Este método é bastante genérico e sua aplicação é bastante simples, podendo ser sistematizada pela utilização de uma planilha eletrônica simples. Os fatores de emissão apresentados neste método pelo relatório australiano são idênticos ao relatados pela API no relatório "*Calculation Workbook for Oil and Gas Production Equipment Fugitive Emissions*".

Tabela 7.6: Reprodução da folha de cálculo para aplicação do método 1 da NPI com fatores de emissão. Fonte: NPI, 2005.

Descrição	Vazamentos (COVT)	Tanques de teto fixo (COVT)	Tanques de teto flutuante (COVT)	Tanque de teto flutuante interno (COVT)
Fator de emissão [FE] (toneladas de emissão/tonelada de produção)	7,06E-06	1,1E-04	8,5E-07	7,0E-08
Produção [P] (óleo ou gás) (toneladas/ano)				
Emissão=[FE]x[P]x1000 (kg/ano)				

Tabela 7.7: Frações orgânicas por substância. Fonte: NPI, 2005.

Substância	**Gás**	**Óleo Pesado**	**Óleo leve**	**Água/Óleo**
Benzeno	6,9E-04	9,4E-03	1,2E-03	1,2E-03
Etilbenzeno	3,0E-05	5,1E-04	1,6E-04	1,6E-04
n-hexano	6,9E-03	7,5E-03	2,3E-02	2,3E-02
Tolueno	3,8E-04	3,4E-03	1,1E-03	1,1E-03
Compostos orgânicos totais	1,7E-01	3,0E-02	3,9E-01	3,0E-01
Xilenos	9,0E-05	3,7E-03	3,3E-04	3,3E-04

Tabela 7.8: Folha de cálculo para emissões por substância. Fonte: NPI, 2005.

Substância	Emissão de COT (E_{COT})[1]	Fração Orgânica[2] (FO)	Emissão total por substância: ($= E_{COT} \times FO$)
Benzeno			
Etilbenzeno			
n-hexano			.
Tolueno			
Compostos orgânicos totais			
1: Derivado da Tabela 7.6. 2: Derivado da Tabela 7.7.			

7.3.2 Método 2

O método 2 é aplicado nos casos de emissões fugitivas de processo, é baseado no protocolo "*Equipment Leak Emission Estimates*" da USEPA (1995) e em protocolos da API. Nele sugere-se que os valores de emissão típicos para cada fonte de emissão sejam relatados em uma folha de cálculo como a representada na Tabela 7.9, utilizando-se os fatores de emissão da Tabela e 7.10 para a obtenção das emissões de Carbono Orgânico Total (COT). As emissões calculadas por este método também podem ser especificadas por substância utilizando-se uma tabela semelhante à reproduzida na Tabela 7.8.

Da mesma maneira, este método também é bastante genérico e sua aplicação é bastante simples, podendo ser sistematizado pela utilização de uma planilha eletrônica simples. Observa-se ainda a mesma falta de rigor na definição das condições operacionais que permitem a utilização dos fatores de emissão apresentadas para este método.

Tabela 7.9: Reprodução da folha de cálculo para aplicação do método 2 da NPI. Fonte: NPI, 2005.

Fonte de Emissão Fugitiva	Número de equipamentos ou peças (n)	Fração Mássica Média (FM_{COT})[1]	Fator de Emissão (FE)	Taxa de emissão de COT (E_{COT})[2]: $=FE \times FM_{COT} \times n$	Tempo de Operação (h)	Emissão total: $E_{COT} \times h \times FO$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

1: Corresponde à fração mássica de COT na corrente analisada.

2: Fatores de emissão por equipamento da Tabelas 7.10.

3: Fração orgânica equivalente a da Tabela 7.8.

Tabela 7.10: Fatores de Emissão. Fonte: NPI, 2005.

Tipo do equipamento	Fator de emissão do serviço[1] (hg/hora/fonte)			
	Gás	Óleo pesado	Óleo leve	Água oleosa[3]
Válvulas	4,50E-03	8,40E-06	2,50E-03	9,80E-05
Selos de bombas	2,40E-03	-	1,30E-02	2,40E-05
Outros[2]	8,80E-03	3,20E-05	7,50E-03	1,40E-02
Conectores	2,00E-04	7,50E-06	2,10E-04	1,10E-04
Flanges	3,90E-04	3,90E-07	1,10E-04	2,90E-06
Open-ended lines	2,00E-03	1,40E-04	1,40E-03	2,50E-04

1: Fatores de emissão para todos os compostos orgânicos, incluindo os não voláteis, metano e etano.

2: Esta categoria deve ser aplicada para equipamentos não especificados.

3: Fatores de emissão para o serviço água/óleo se aplicam para correntes de água com conteúdo superior a 50% em água. Para correntes com conteúdo superior a 99% em água, as emissões são consideradas desprezíveis.

7.4. Metodologia da Agência Européia do Ambiente (EEA)

A Agência Européia do Ambiente ou *European Environment Agency* (EEA) apresenta na Parte B, subdivisão 1.B.2.a.i-4-a-2-b (*exploration-production-transport*), de seu "*Emission Inventory Guidebook*" de 2009, três níveis para realização das estimativas das emissões fugitivas para processos de exploração, refino e distribuição de óleo e exploração, tratamento e distribuição de gás. Os níveis com desta metodologia são equivalentes aos apresentados na metodologia do IPCC.

O nível de abordagem a ser adotado é escolhido através da árvore de decisão apresentada na Figura 7.4 como uma função da disponibilidade de dados das instalações consideradas. O grau de detalhamento das informações assegura acurácia crescente dos resultados, sendo a numeração dos níveis crescente com o a quantidade de informações disponíveis e, consequentemente, com a precisão de seus resultados.

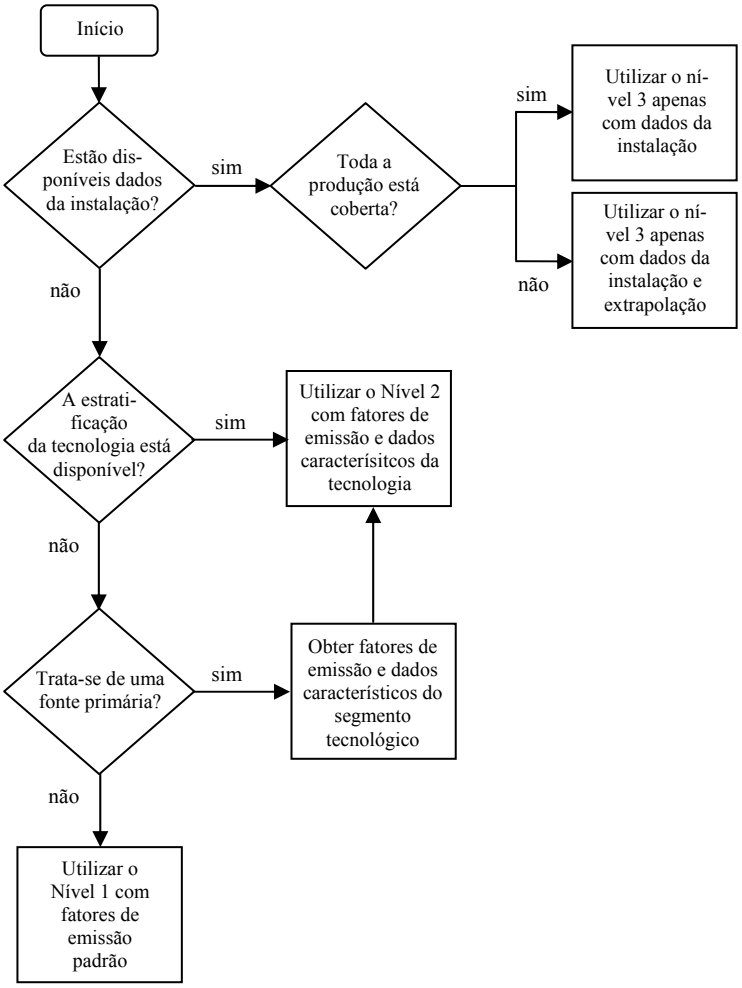


Figura 7.4: Árvore de decisão da metodologia EEA.

Quando é utilizado o primeiro nível de abordagem, utiliza-se a equação 7.14, que correlaciona o fator de emissão de um produto considerado pelas suas fontes de emissão, considerando o empreendimento como um todo. Os fatores de emissão aplicados são obtidos através de médias estatísticas do país, cadastradas em um banco de dados, o CORINAIR. Também se apresenta a possibilidade de considerar um coeficiente de abatimento das emissões calculadas através da equação 7.14 quando forem utilizadas tecnologias específicas para a redução das emissões.

$$\text{Emissão}_{\text{poluente}} = \text{AR}_{\text{produção}} \times \text{FE}_{\text{poluente}} \tag{7.14}$$

Onde:

- $\text{AR}_{\text{produção,tecnologia}}$ = taxa de produção na categoria considerada e
- $\text{EF}_{\text{tecnologia,poluente}}$ = fator de emissão do poluente considerado.

No segundo nível de abordagem é aplicada a equação 7.14 em função da estratificação dos dados em tipos de instalações (entendidas e descritas anteriormente como equipamentos). Quando são consideradas diversas tecnologias para a atividade a equação 7.14 é ampliada, se transformando em somatório em função das tecnologias, conforme se verifica na equação 7.15. Em ambos os casos são utilizados fatores de emissão catalogados de referência.

$$\text{Emissão}_{\text{poluente}} = \sum_{\text{tecnologia}} \text{AR}_{\text{produção}} \times \text{FE}_{\text{poluente}} \tag{7.15}$$

No terceiro nível de abordagem o processo analisado é modelado numericamente ou as emissões são estimadas para as instalações existentes a partir de uma série de monitoramento reportada. A modelagem do processo realiza estimativas para diferentes processos menores constituintes existentes, enquanto as emissões são estimadas a partir de emissões nacionais ou em estações similares do mesmo produto avaliado.

Assim, quando existirem dados de emissão de qualidade suficiente e que abranjam todas as emissões das instalações nacionais deve-se utilizar esses dados para compor as emissões de uma instalação específica. Caso a produção total anual do país não esteja incluída no total de relatórios por instalação, considera-se como uma boa

prática estimar a parte restante das emissões totais nacionais da categoria de origem, utilizando a extrapolação através da aplicação da equação 7.16.

$$\text{Emissão}_{\text{total,poluente}} = \sum_{\text{instalação}} \text{E}_{\text{instalação,poluente}} + (\text{Produção nacional} - \sum_{\text{instalação}} \text{Produção}_{\text{instalação,poluente}}) \times \text{FE}_{\text{poluente}} \quad (7.16)$$

Dependendo das circunstâncias específicas nacionais e do nível de abrangência por instalação dos relatórios, em comparação com o total da produção nacional, é considerado como uma boa prática escolher fatores de emissão para a realização da estimativa em função da substância monitorada. Os fatores de emissão a serem adotados devem ser escolhidos em função da disponibilidade de dados, sendo, em ordem crescente de preferência:

1) Fatores de emissão específicos da tecnologia avaliada, tendo como base o conhecimento dos tipos de tecnologias das instalações cujo inventários de emissão não estão disponíveis;

2) Fatores de emissão derivados das emissões reportadas nos relatórios disponíveis, obtidos através da equação 7.17;

$$\text{FE} = \frac{\sum_{\text{instalações}} \text{Emissões}_{\text{instalação, elemento considerado}}}{\sum_{\text{instalações}} \text{Produção}_{\text{instalação}}} \quad (7.17)$$

3) Fatores de emissão utilizados no nível 1. Esta opção só deve ser escolhida se as emissões reportadas ao nível de instalação corresponderem a mais de 90% do total da produção nacional.

Para emissões de CH_4 e o CO_2 o relatório de EEA recomenda a utilização dos fatores de emissão contidos no relatório "*Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*" do IPCC (IPCC, 2006). Para outros gases são citados outras fontes de referência e o banco de dados CORINAIR da EEA.

O relatório da EEA exemplifica ainda como proceder para realizar a estimativa das emissões durante a cadeia produtiva de GN, através da subdivisão da sua cadeia produtiva em diferentes etapas. A avaliação destas subetapas caracterizam a

estratificação da tecnologia e permite a avaliação detalhada das emissões de casa etapa do processo industrial avaliado.

8. CÁLCULO DE EMISSÕES FUGITIVAS NO GASBOL

8.1. Condições preliminares

Cada equipamento pode operar em diversos modos de operação: início, modo normal, modo de manutenção, *process upsets* e falhas acidentais. Para a realização das estimativas das emissões nos gasodutos brasileiros, será considerada a operação em modo normal (KIRCHGESSNER *et al*., 1997). As emissões características de cada etapa podem ser caracterizadas da seguinte maneira:

- A etapa de início, que se caracteriza pelo transporte em uma planta industrial ou duto recentemente construído e em fase de estabilização, envolve a emissão direta de gás para a atmosfera.
- No modo normal as emissões associadas são as fugitivas, as de ventagens dos processos e emissões da operação de dispositivos pneumáticos.
- As emissões da etapa de manutenção ocorrem pela interrupção do funcionamento dos equipamentos.
- *Process upsets* envolvem a emissão de gases para a atmosfera antes ou após passagem por queimadores, devido à descompressão ou condições de emergência.
- As condições acidentais, que ocorrem por possíveis incidentes na operação como, por exemplo, as ações de terceiros na integridade do duto, tem emissões diferenciadas em função das particularidades de cada evento.

A estimativa das emissões fugitivas ao longo do Gasbol será baseada na uniformidade da sua operação em modo normal durante todo o ano de forma ininterrupta. Como base de calculo será considerado que o volume de 9,68 bilhões de metros cúbicos transportado pela TBG em 2007, equivalente a 26,5 milhões de metros cúbicos por dia (TBG, 2007), foi processado igualmente em todas as suas instalações.

As fugas nos equipamentos deste gasoduto serão calculadas considerando um padrão de emissão contínuo durante todo o ano (8.760 horas anuais), pois os componentes suscetíveis a oferecer perdas por emissões fugitivas têm o potencial de

vazar a qualquer momento que a linha contiver hidrocarbonetos, ainda que o componente esteja ocioso ou não se encontre sob a pressão normal de operação. No caso de uma operação de descompressão para manutenção, essas horas devem ser deduzidas do horário de funcionamento anual, pois os equipamentos despressurizados e livres de hidrocarbonetos (por exemplo, purgado com ar) apresentarão emissões fugitivas. (NPI, 2009)

Uma vez que as emissões fugitivas não serão calculadas através do balanço de massa, assume-se o GN como gás não-compressível, não havendo, portanto, empacotamento na tubulação. Também se assume que o GN passa pelas estações de medição sem ser comercializado. Assim, tem-se o cálculo das emissões fugitivas apenas pela passagem do GN nas instalações.

A temperatura de trabalho de referência é de 60ºF (15,6ºC ou 288,75K) e pressão atmosférica equivalente a uma atmosfera (1 atm). A composição do GN é considerada é estimada baseada nos dados da Tabela 2.2, considerando a composição do gás consumido nas regiões sul, sudeste e centro-oeste (pois o Gasbol é o único gasoduto que opera nesta região), isenta de nitrogênio. Convertendo para as condições de referência, através da equação dos gases perfeitos, se conclui que ao considerar um volume padrão de 1 cm^3 tem-se 0,86cm^3 de CH_4 e 0,04cm^3 de CO_2 .

Nas condições de referência da Tabela 2.2, temos:

$$n = \frac{pV}{RT} = \left(\frac{82{,}06\text{atmcm}^3}{\text{gmole Kelvin}}\right)^{-1} \frac{1\text{atm } 1\text{cm}^3}{288{,}75\text{K}} = 4{,}22 \times 10^{-5}\text{mols de GN}$$

$$n = \frac{pV}{RT} = \left(\frac{82{,}06\text{atmcm}^3}{\text{gmole Kelvin}}\right)^{-1} \frac{1\text{atm } 0{,}04\text{cm}^3}{288{,}75\text{K}} = 1{,}69 \times 10^{-6}\text{mols de } CO_2$$

$$\rightarrow \frac{1{,}69 \times 10^{-6}}{4{,}22 \times 10^{-5}} \times 100\% = 4\% \text{ de } CO_2 \text{ em mols}$$

$$n = \frac{pV}{RT} = \left(\frac{82{,}06\text{atmcm}^3}{\text{gmole Kelvin}}\right)^{-1} \frac{1\text{atm } 0{,}86\text{cm}^3}{288{,}75\text{K}} = 3{,}63 \times 10^{-5}\text{mols de } CH_4$$

$$\rightarrow \frac{3{,}63 \times 10^{-5}}{4{,}22 \times 10^{-5}} \times 100\% = 0{,}86\% \text{ de } CH_4 \text{ em mols}$$

Desta maneira, verifica-se que a porcentagem molar não se altera com as variações de pressão e temperatura, uma vez que o número de mols é constante, temos que o gás transportado pela TBG possui 86% molar e em peso de CH_4, bem como 4%

molar e em peso de CO_2. Estes valores serão utilizados para a correção dos fatores de emissão, quando for necessário.

Segundo o relatório anual da TBG de 2007, estão enterradas 99 válvulas do tipo esfera de bloqueio do gasoduto, enterradas a cada 25 quilômetros ao longo do duto. Estas válvulas possuem um dispositivo de acionamento imediato no caso de ocorrência de baixa pressão ou ruptura (caracterizada pela condição extrema de altíssima vazão) do duto e não serão consideradas na elaboração do inventário de emissões fugitivas do gasoduto, uma vez que não será realizada uma estimativa ao nível de componentes individuais.

Serão consideradas as emissões fugitivas do transporte de GN que ocorrem ao longo do duto, através das instalações constituintes. Como base de cálculo serão utilizados os seguintes parâmetros reais da TBG: comprimento do duto (2.593km), número de ECOMP (14), número de EE (40) e válvulas de bloqueio (99).

Conforme apresentado no Capítulo 7, as metodologias australiana e européia para a estimativa de emissões fugitivas em sistemas de transporte de GN se baseiam nos fatores de emissão da USEPA e do IPCC, se caracterizando apenas como manuais de referência nas regiões que representam. Por este motivo, neste estudo de caso somente será considerada a metodologia americana e a metodologia do IPCC, que englobam as demais metodologias apresentadas.

Serão realizadas estimativas das emissões considerando o nível 1 do IPCC, utilizando os fatores de emissão do Anexo I. Também serão realizadas estimativas pelos níveis 1 e 2 da metodologia americana, utilizando-se os fatores de emissão do Anexo II e os fatores de emissão apresentados no Capítulo 7. Devido à ausência de dados específicos das instalações do gasoduto considerado, não serão realizadas estimativas ao nível de fatores de emissão por componentes, tampouco por medições ao nível de componente.

8.2. Cálculo de emissões pela metodologia do IPCC

Os fatores de emissão para avaliação das emissões fugitivas de CH_4 no Gasbol são provenientes do relatório "*Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*" (IPCC, 2006) e estão apresentados no Anexo I. Os fatores de emissão apresentados no relatório são referentes a países desenvolvidos e em desenvolvimento e cobrem diversas etapas do setor de óleo e gás.

O fator de emissão para as emissões fugitivas de CH_4 em países em desenvolvimento disponibilizado no documento do IPCC corresponde a uma faixa de 16,6E-05 a 1,1E-03Gg de CH_4 por um milhão de metros cúbicos de gás comercializado, com incerteza de -40 a +250%. Desta maneira, o total de CH_4 emitido de forma fugitiva pelo Gasbol equivale a:

$$\frac{16{,}6 \times 10^{-5} \text{a } 1{,}1 \times 10^{-3} \text{Gg de } CH_4}{10^6 \text{m}^3 \text{de gás comercializável}} \frac{10^9 \text{g}}{\text{Gg}} \frac{\text{ton}}{10^6 \text{g}} 26{,}5 \times 10^6 \frac{\text{m}^3}{\text{dia}} \frac{365 \text{ dias}}{\text{ano}} =$$

$$= 1{,}61 \times 10^3 \text{a } 1{,}06 \times 10^4 \text{ton de } CH_4 \text{ por ano}$$

Assim as emissões fugitivas de CH_4 no Gasbol por esta metodologia estão contidas no intervalo de 1,61 mil a 10,6 mil toneladas de CH_4 por ano, sendo a média do intervalo equivalente a 6,12 mil toneladas. Como o gás comercializado neste gasoduto possui 86% em peso de CH_4, estima-se que cerca de 1,87 mil a 12,4 mil toneladas de GN são emitidos de forma fugitiva por ano durante a etapa de transporte. A média do intervalo é dada, portanto, por 7,12 mil toneladas de GN por ano.

Convertendo os valores obtidos para emissões em termos de emissões de CO_2, tem-se que são emitidas 33,7 mil a 223,0 mil toneladas de CO_2 equivalente por ano, obtendo-se uma média de 129,0 mil toneladas de CO_2 equivalente por ano. Para o cálculo das emissões fugitivas de CO_2 especificamente é necessário aplicar o fator de emissão correspondente a gás, também localizado no Anexo I.

Para fins comparativos com as emissões calculadas através da metodologia americana, que é construída para os EUA, realiza-se a estimativa das emissões fugitivas de CH_4 do Gasbol considerando o fator de emissão para estas emissões em países desenvolvidos, também disponibilizado no documento de referência citado. Este fator de emissão corresponde a faixa de 6,6E-05 a 4,8E-04Gg de CH_4 por um milhão de

metros cúbicos de gás comercializável com incerteza de ±100%, conforme se verifica no Anexo I. Desta maneira, obtém-se:

$$\frac{6{,}6 \times 10^{-5} \text{a } 4{,}8 \times 10^{-3} \text{Gg de } CH_4}{10^6 \text{m}^3 \text{de gás comercializável}} \frac{10^9 \text{g}}{\text{Gg}} \frac{\text{ton}}{10^6 \text{g}} 26{,}5 \times 10^6 \frac{\text{m}^3}{\text{dia}} \frac{365 \text{ dias}}{\text{ano}} =$$

$$= 6{,}38 \times 10^2 \text{a } 4{,}64 \times 10^3 \text{ton de } CH_4 \text{ por ano}$$

Considerando este fator de emissão, conclui-se que o Gasbol emitiria 0,6 mil a 4,64 mil toneladas de CH_4 de forma fugitiva por ano, sendo a média deste intervalo correspondente à emissão de 2,64 mil toneladas de CH_4 por ano. Considerando que o GN transportado possui 0,86% em CH_4, esta emissão corresponde à perda de 0,7 mil a 5,40 mil toneladas de GN por ano e, em média, à perda de 3,07 mil toneladas de GN por ano.

Convertendo os valores obtidos para emissões em termos de emissões de CO_2, tem-se que são emitidas 13,4 mil a 97,5 mil toneladas de CO_2 equivalente por ano, obtendo-se uma média de emissão de 55,5 mil toneladas de CO_2 equivalente por ano. Analogamente, para o cálculo das emissões fugitivas de CO_2 para este grupo de países também é necessário aplicar o fator de emissão correspondente desse gás, também localizado no Anexo I.

8.3 Cálculo de emissões pela metodologia americana

8.3.1 Cálculo de emissões por instalação

Neste nível de abordagem são considerados os fatores de emissão apresentados no Anexo III (Fatores de Emissão – API, 2009). A tabela apresentada neste anexo foi extraída do Compêndio da API (API, 2009), que sistematizou fatores de emissão oriundos do relatório da USEPA "*Methane Emissions from the Natural Gas Industry*", volumes 2 e 9, de 1996, que contém os fatores de emissão e considera a totalidade da instalação de interesse, neste caso um gasoduto.

A Tabela 8.1 apresenta o fator de emissão selecionado para a avaliação das emissões fugitivas ao nível de instalação no Gasbol e a respectiva conversão de unidades. A Tabela 8.2 apresenta o resultado obtido considerando-se o comprimento total do gasoduto equivalente a 2.593km, conforme divulgado oficialmente pela TBG (TBG, 2007), e consolida o resultado, também reportando as emissões de CH_4 em termos de emissões equivalentes de CO_2.

Este método é similar ao nível 1 do IPCC calculado no item anterior. Verifica-se ainda que o Anexo II também apresenta as emissões fugitivas de CO_2, bem como a parcela de CO_2 que é oxidada durante a emissão de CH_4. Neste trabalho estas emissões não serão consideradas, uma vez que se objetiva verificar tão somente as emissões fugitivas de CH_4 emitidas de forma direta durante o processo de transmissão de GN no Gasbol.

Tabela 8.0.1: Fator de emissão selecionado e correção de unidades.

Fonte de Emissão	Fatores de Emissão		Composição de Referência	Fatores de Emissão Corrigidos (86% mol de CH_4 e 4% mol de CO_2)	
CH_4 de vazamentos do duto	2,235E+00	ton CH_4/km-ano	93,4% mol de CH_4	2,058E+00	ton CH_4/km-ano

Tabela 8.0.2: Resultados.

Fonte de Emissão	Total de Emissões		Total de Emissões	
CH_4 de vazamentos do duto	5,34E+03	ton CH_4/ano	1,12E+05	ton CO_2e/ano

Desta maneira, tem-se que a emissão fugitiva de 5,34 mil toneladas de CH_4 por ano no Gasbol está associada à emissão de 112,0 mil toneladas equivalentes de CO_2. Considerando a composição do gás transportado neste gasoduto, verifica-se que o total de GN emitido de forma fugitiva é, portanto, equivalente a 6,20 mil toneladas por ano.

8.3.2 Cálculo de emissões por equipamento

Considerando os fatores de emissão apresentados na Tabela 7.1 e as premissas adotadas no item 8.1, para o cálculo das emissões realiza-se, inicialmente, a correção dos fatores de emissão a serem utilizados (através da equação 7.9) em função da composição do gás considerado, obtendo-se a Tabela 8.3. Os fatores de emissão são escolhidos pelo conjunto de equipamentos presentes no Gasbol (Capítulo 6): 14 estações de compressão, 40 estações de entrega, 3 estações de medição e 3 estações de redução operacional, além de 2.593 quilômetros de gasoduto. Não foram consideradas as estações de medição operacional devido à ausência de um fator de emissão que as caracterizasse.

A Tabela 8.4 apresenta os resultados finais obtidos convertidos em termos de emissões equivalentes de CO_2, através da equação 7.6, aplicados no número de instalações existentes. Através desta estimativa, portanto, as emissões fugitivas no Gasbol totalizaram 1,87 mil toneladas de CH_4 por ano, ou 39,3 mil toneladas equivalentes de CO_2, correspondendo a 2,18 mil toneladas de GN por ano.

Tabela 8.0.3: Fatores de emissão selecionados e correção de unidades.

Equipamento base	Fator de emissão (unidades convertidas)		Fator de emissão corrigido (86% de CH_4 e 2% de CO_2)	
Estações de compressão	7,02E-03	ton CH_4/estação-hora	6,46E-03	ton CH_4/estação-hora
Estações de medição e regulagem de pressão[e]	1,13E-03	ton CH_4/estação-hora	1,04E-03	ton CH_4/estação-hora
Estações de entrega (Estações M&R – interconexões de transmissão)	3,18E-03	ton CH_4/estação-hora	2,93E-03	ton CH_4/estação-hora

Emissões de CH_4 por fugas na transmissão	1,20E-06	ton CH_4/ milha-h	6,86E-06	ton CO_2/km-hora

Tabela 8.0.4: Resultados.

Equipamento Base	Emissões fugitivas de CH_4		Emissões fugitivas de CO_2	
Estações de Compressão	7,93E+02	ton CH_4/ano	1,01E+02	ton CO_2/ano
Estações de medição e regulagem de pressão[e]	5,47E+01	ton CH_4/ano	7,00E+00	ton CO_2/ano
Estações de entrega (M&R stations – transmission interconnects)	1,03E+03	ton CH_4/ano	1,31E+02	ton CO_2/ano
Emissões de CH_4 por fugas na transmissão	1,78E-02	ton CH_4/ano	4,50E-02	ton CO_2/ano
TOTAL	**1,87E+03**	**ton CH_4/ano**	**2,40E+02**	**ton CO_2/ano**

8.4 Avaliação das emissões fugitivas de metano no Gasbol

Considerando a média da faixa de valores obtidos pelo método do IPCC (média do intervalo), equivalente a 7,12 mil toneladas de GN emitidos por ano em países subdesenvolvidos para compor uma média geral das emissões obtidas pela avaliação por equipamento e por instalação, se obtém como estimativa a média de 4,88 mil toneladas de GN emitidas de forma fugitiva por ano. Associado a este volume são emitidas de forma fugitiva 4,73 mil toneladas de CH_4 por ano, correspondentes à emissão de 0,57 mil toneladas equivalentes de CO_2. A Tabela 8.5 sintetiza os resultados obtidos.

Tabela 8.0.5: Quadro síntese de resultados.

Método	Perdas de GN (ton/ano)	Emissões de CH_4 (ton/ano)	Emissões de CH_4 em CO_2e (ton/ano)
IPCC - países em desenvolvimento	1,87E+03 a 1,24E+04	1,61E+03 a 1,06E+04	3,37E+04 a 2,23E+05
Média	7,12E+03	6,12E+03	1,29E+05
IPCC - países desenvolvidos	7,42E+02 a 5,40E+03	6,38E+02 a 4,64E+03	1,34E+04 a 9,75E+04
Média	3,07E+03	2,64E+03	5,55E+04
Instalação	6,20E+03	5,34E+03	1,12E+05
Equipamento	2,18E+03	1,87E+03	3,93E+04
Média Geral[1]	**5,17E+03**	**4,44E+03**	**9,33E+04**

1: Considerando os resultados do IPCC para países em desenvolvimento.

Para a obtenção de uma ordem de grandeza aos custos associados ao transporte de GN perdido através de emissões fugitivas, considera-se um preço médio anual de R$0,1206 por metro cúbico transportado (média dos valores de transporte das regiões centro-oeste, sudeste e sul, entre os meses de Março de 2010 a Maio de 2009 divulgados pelo MME no "Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural"

correspondente a cada mês do intervalo considerado – MME, vários), a densidade de 0,61kgm^{-3} (gás processado, ver Tabela 2.2) e a média de perda de 8,47 milhões de metros cúbicos de GN por ano. Com estes valores, verifica-se que exclusivamente ao transporte desse volume de gás estão associadas perdas de R$1.021.655,57 por ano. Este preço considerado se refere ao preço Petrobrás para as distribuidoras, referente somente ao transporte de gás importado.

O valor obtido, no entanto, pode ser ampliado se considerarmos que uma parcela do gás perdido poderia ser recuperada e comercializada. Desta maneira, considerando o preço médio (do período avaliado) ao consumidor industrial das regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul (regiões nas quais o Gasbol está localizado), como equivalente a US$15,1442 por MMBTU (milhão de BTU) com câmbio de conversão médio de US$1,84, tem-se que as emissões fugitivas no Gasbol têm um custo de oportunidade anual equivalente a R$8.651.020,18.

Pode-se ainda associar a perda energética associada a este volume, considerando um poder calorífico médio de 38.500kJm^{-3} (ver Tabela 2.2), tem-se que este o volume perdido equivale a perdas de 326GJ por ano, isto é, cerca de 0,31GBTU. Uma vez que as turbinas das ECOMP são movidas a GN, a recuperação de parte das emissões fugitivas representaria diminuição do custo de operação do sistema de transporte existente.

9. CONCLUSÃO

Os resultados do cálculo das emissões fugitivas através da metodologia americana por equipamento (1,87 mil toneladas de CH_4 por ano) e por instalação (6,20 mil toneladas de CH_4 por ano) estão inseridos no intervalo obtido pelo cálculo destas emissões através da metodologia do IPCC, quando utilizado o fator de emissão para países em desenvolvimento (1,61 mil a 10,6 mil toneladas de CH_4 por ano). Fica evidente que existe uma correlação entre os resultados e, portanto, entre as metodologias adotadas.

No entanto, ao se considerar o fator de emissão para emissões fugitivas de CH_4 do sistema de transporte para países desenvolvidos, verifica-se que é obtida uma faixa de emissão (0,6 mil a 4,64 mil toneladas de CH_4 por ano) na qual estes valores estão inseridos de forma mais satisfatória. Este resultado se deve, sobretudo, ao fato de que os fatores de emissão da USEPA/API utilizados para o cálculo das emissões fugitivas refletem as emissões do país que as construiu, os EUA.

Destaca-se ainda que há uma discrepância significativa entre os resultados das emissões fugitivas calculadas por instalação (5,34 mil toneladas de CH_4 por ano) e por equipamento (1,87 mil toneladas de CH_4 por ano). Esta divergência pode estar associada à consideração de especificidades do empreendimento analisado e a desconsideração de parâmetros no cálculo das emissões por este segundo método. Neste trabalho as duas hipóteses são cabíveis.

Assim, através dos resultados obtidos, estima-se que as emissões fugitivas de CH_4 no Gasbol correspondem à média de 4,44 mil toneladas deste gás por ano, que caracteriza a emissão de 9,33 mil toneladas de CO_2 equivalente por ano. Desta maneira, são emitidas de forma fugitiva 5,17 mil toneladas de GN por ano, isto é 8,47 milhões de metros cúbicos por ano, sendo associada a esta emissão a fuga de 0,57 mil toneladas de CO_2 por ano.

O valor médio obtido nesta avaliação é inferior ao valor das emissões fugitivas totais de CH_4 oriundas da extração e transporte de GN no Brasil, reportadas em 2009 pelo MCT (MCT, 2009) como equivalentes a 148 mil toneladas de CH_4 por ano para a extração e transporte de gás natural, de um total de 197 mil toneladas de CH_4 do setor de energia. Esta comparação sugere, portanto, que as estimativas realizadas apresentam um

valor absoluto válido, uma vez que as emissões do Gasbol respondem apenas por uma parcela das emissões nacionais.

Também se verificou que o transporte do gás que é emitido fugitivamente no gasoduto incorre em um custo da ordem de R$1 milhão por ano, quando considerados os preços médios de transporte de gás nas regiões onde o Gasbol está localizado. Às emissões fugitivas também se vincula um custo de oportunidade da ordem de R$8,6 milhões, correspondente ao valor de mercado do gás que não é comercializado.

Considerando o volume de 9,67 bilhões de metros cúbicos transportado anualmente pelo Gasbol, cabe à empresa transportadora verificar se a recuperação de parte deste volume emitido compensa os gastos com a implementação de um programa de controle e monitoramento das emissões fugitivas. Ainda que um programa de monitoramento não seja implantado, apenas a estimativa das emissões já significa o preenchimento de uma lacuna informacional nos dados fornecidos pela empresa em seu inventário de emissões.

Os resultados obtidos, apesar de coerentes, estão submetidos a um elevado grau de incerteza, uma vez que muitas características operacionais foram estimadas ao nível das instalações, desconsiderando especificidades do empreendimento avaliado. Ademais, os fatores de emissão datam de 1996 e são inespecíficos para as condições brasileiras.

A realização deste trabalho envolveu a utilização de muitas aproximações para os níveis de abordagem utilizados, devido à questão de sigilo industrial envolvida e a discrepância notada entre o reporte de extensão do gasoduto pela ANTT e pela TBG. Como conseqüência, obteve-se um resultado com elevado grau de incerteza. No entanto, a proposição de se estabelecer um panorama da questão das emissões fugitivas e a criação de um modelo para sua quantificação foi atingida.

Para trabalho futuros reforça-se a sugestão da utilização do EFDB para a obtenção de uma estimativa mais acurada. Esta estimativa, baseada nos fatores de emissão por componentes aplicados ao número real destes solucionaria a questão da vinculação das EE no setor de transmissão. Além disso, a utilização destes fatores de emissão permitiria o atingimento de um resultado baseado em dados atualizados e precisos.

Para uma avaliação das emissões fugitivas que forneça um resultado mais preciso deve-se utilizar fatores de emissão mais atualizados e fatores de atividade reais. A verificação ao nível dos componentes, baseada na utilização de fatores de emissão do EFDB permitiria o estabelecimento de correlações mais específicas em função das características de projeto das instalações existentes, além de considerar especificidades nacionais. Desta forma será possível também considerar as válvulas de controle ao longo dos dutos, entre outros elementos que diferenciam os projetos, como os mecanismos de redundância nas instalações.

A observância das emissões fugitivas é ainda uma questão menor na avaliação de GEE e mudanças climáticas no Brasil. O estabelecimento de um programa relacionado ao seu controle traria uma posição de vanguarda em relação ao tema, permitindo um aprimoramento dos inventários de emissão atualmente produzidos no Brasil, nos quais, muitas vezes, não são apresentadas as emissões fugitivas. Pela incorporação dessas estimativas nos inventários os programas de medição e controle seriam impulsionados pela dimensão das perdas materiais e financeiras então observadas, favorecendo, desta maneira, a criação de um banco de dados nacional de fatores de emissão.

O controle das emissões fugitivas favorece o sistema de transmissão de gás no Brasil e promove a redução de perdas financeiras e energéticas, que tendem a se amplificar com o crescimento da malha dutoviária no país. Um plano de ação para verificação, controle e minimização deste tipo de emissões pode ainda se tornar um projeto no âmbito do programa "Metano para Mercados" do MCT, uma parceria internacional que promove a recuperação de CH_4 com baixo custo e no curto prazo.

Com este trabalho espera-se contribuir para a ampliação da visibilidade do tema e demonstrar que é possível realizar estimativas das emissões fugitivas de forma não-empírica com banco de dados existentes visando seu reporte em inventários de emissão de GEE. A introdução das emissões fugitivas nos inventários de emissão permite que se atinja um maior grau de detalhamento das emissões antrópicas, favorecendo a tomada de decisão para sua redução e controle, além de favorecer a antecipação de uma tendência já observada da exigência de reporte de GEE nos processos de licenciamento ambiental de dutos no Brasil.

10. BIBLIOGRAFIA

1. Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT (1985). Poluição do ar. NBR 8969:1985. Rio de Janeiro. Brasil.

2. ACEBRÓN, Rafael Martínez (2006). Impactos sócio-ambientais gerados pela construção de gasodutos de Transporte em áreas tropicais sensíveis – Propostas visando uma integração energética sul americana menos impactante. Dissertação de mestrado. EP/ FEA /IEE/IF da Universidade de São Paulo. São Paulo. Brasil.

3. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (2003). Integração Energética entre Brasil e Argentina – Alguns aspectos regulatórios da indústria de gás natural. Agência Nacional de Petróleo. Rio de Janeiro. Brasil.

4. Agência Nacional de Transportes Terrestres - ANTT (2007). Anuário Estatístico dos Transportes Terrestres de 2007. Brasília. Brasil. Disponível em: http://appeantt.antt.gov.br/aett/aett_2007/3.3.1.asp. Acessado em Janeiro de 2010.

5. Agência Nacional de Transportes Terrestres - ANTT (2009). Informações do transporte dutoviário. Brasília. Brasil. Disponível em: http://www.antt.gov.br/carga/dutoviario/dutoviario.asp. Acessado em Dezembro de 2009.

6. ALLEN, D. T. e SHONNARD, D. R. (2002). Green Engineering – Environmentally Conscious Design of Chemical Processes. Editora Prentice Hall. Estados Unidos da América.

7. American Petroleum Institute – API (2009). Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the oil and natural gas industry. Estados Unidos da América. Disponível em: http://www.api.org/ehs/climate/new/upload/2009_GHG_COMPENDIUM.pdf. Acessado em Janeiro de 2010.

8. American Petroleum Institute – API (2009). Putting Earnings into Perspective. Setembro de 2009. Estados Unidos da América. Disponível em: http://www.api.org/statistics/earnings/upload/earnings_perspective.pdf. Acessado em Março de 2010.

9. BAUER, P. E. (2003). Metodologia e procedimentos para a consideração ambiental no projeto de processos químicos. Tese de doutorado. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Química. São Paulo. Brasil.

10. BG GROUP (2008). British Gas Data Book 2008. Reino Unido.

11. BRAGA, Benedito; HESPANHOL, Ivanildo; CONEJO, João G. Lotufo *et al.*, (2005). Introdução à Engenharia Ambiental. 2ª Edição. Pearson Prentice Hall. São Paulo. Brasil.

12. BRASIL. Lei nº 11.909, de 4 de Março de 2009: "Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências".

13. BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de Agosto 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".

14. BRASIL. Portaria ANP nº 1/03 de 6 de Janeiro de 2003: "Estabelece os procedimentos para o envio das informações referentes às atividades de transporte e de compra e venda de gás natural ao mercado, aos Carregadores e à Agência Nacional do Petróleo-ANP".

15. BRASIL. Portaria ANP nº 170/98, de 26 de Novembro de 1998: "Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liqüefeito (GNL), dependem de prévia e expressa autorização da ANP".

16. BRASIL. Resolução ANTT nº 1 de 20, de Fevereiro de 2002: "Aprova o Regimento Interno e a Estrutura Organizacional da Agência Nacional de Transportes Terrestres – ANTT".

17. BRASIL. Resolução CONAMA nº 382, de 26 de Dezembro de 2006: "Estabelece os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas".

18. Canada's Greenhouse Gas Inventory 1990-2003 – CGHGI (2005). Greenhouse Gas Division, Environment Canada. Canadá. Disponível em:

http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/inventory_report/2003_report/toc_e.cfm. Acessado em Novembro de 2009.

19. Chemical Manufacturers Association (CMA), Improving Air Quality: A Guide to Estimating Secondary Emissions. Washington, DC, 1990. Estados Unidos da América.

20. COLYER, R. S. & MEYER, J. (1991), "Understand the Regulations Governing Equipment Leaks", Chemical Engineering Progress, pp. 22-30. August 1991. Estados Unidos da América.

21. CONPET (2004). Gás Natural – Informações Técnicas – Parte 1. Programa Nacional da racionalização do uso dos derivados do petróleo e do gás natural. Ministério de Minas e Energia. Brasil.

22. COSTA, Heloise Helena M. da (2003). A Regulação da Indústria do Gás Natural no Brasil: Fatos e Desafios. Dissertação de mestrado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. Brasil.

23. COSTA, Márcio Macedo da (2002). Princípios de Ecologia Industrial Aplicados à Sustentabilidade Ambiental e aos Sistemas de Produção de Aço. Tese de doutorado. Programa de Planejamento Energético/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro Brasil.

24. CTPTRO (2003). "Gás Natural: dinâmica da indústria no Brasil e tecnologias emergentes de transporte, distribuição e estocagem". Nota técnica 10, INT. Rio de Janeiro. Brasil.

25. European Environment Agency – EEA (2007). EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook – 2007. Disponível em: http://www.eea.europa.eu/publications/emepcorinair5. Acessado em janeiro de 2010.

26. European Environment Agency – EEA (2009). EMEP/EEA Air pollutant emission inventory guidebook — 2009. Parte B - 1.B.2.a.i Oil – Exploration, production, transport; and 1.B.2.b Natural gas. Europa. Disponível em: http://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-emission-inventory-guidebook-2009/part-b-sectoral-guidance-chapters/1-energy/1-b-fugitives/1-b-2-a-i-1-a-2-b-exploration-production-transport.pdf. Acessado em Janeiro de 2010.

27. European Environmental Agency – EEA (2006). EEA Report No 8/2006. In: EM 01 E-25 Energy and non Energy GHGs. Europa. Disponível em:

http://www.eea.europa.eu/publications/eea_report_2006_8/EN02_EU-25_Energy_related_GHGs.pdf. Acessado em Fevereiro de 2010.

28. FERNANDES, Eliana (2000). Mecanismos de Regulação Tarifária na Indústria de Gás Natural: o caso do Gasoduto Brasil-Bolívia. Tese de doutorado. Programa de Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Escola Politécnica. Instituto de Física e Faculdade de Economia da Universidade de São Paulo. São Paulo. Brasil.

29. Flange and Pipe Fittings (2009). Estados Unidos da América. Disponível em: http://www.flangedirect.com. Acessado em Dezembro de 2009.

30. HAYES, R. E. (2004). Catalytic Solutions for fugitive methane emissions in the oil and gas sector. Chemical Engineering Science – nº 59. Canadá.

31. IALONGO, Alberto & SALVADOR, Michele (2008). Monitoring of Fugitive Emissions in a Gas Transportation Infrastructure. Eni Gas & Power. Roma.

32. International Panel on Climate Change – IPCC (1995). Climate Change 1995: The Science of Climate Change. Contribution of Working Group I to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC Forth Acessment Report (SAR). Editores: HOUGHTON, J. T.; MEIRA FILHO, L. G., CALLANDER, B. A. *et al*. Austrália, Estados Unidos e Reino Unido. Disponível em: http://www.ipcc.ch/ipccreports/sar/wg_I/ipcc_sar_wg_I_full_report.pdf. Acessado em Julho de 2010.

33. SOLOMON, S.; QIN, D.; MANNING, *et al.* Cambridge University Press. Reino Unido e Estados Unidos da América

34. International Panel on Climate Change – IPCC (2006). Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2, Capítulo 4.2 Disponível em: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf. Acessado em Novembro de 2009.

35. International Panel on Climate Change – IPCC (2007a). Climate Change 2007: Synthesis Report. Disponível em: http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_spm.pdf. Acessado em Fevereiro de 2010.

36. International Panel on Climate Change – IPCC (2007b). Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC Forth Acessment

Report (AR4). Editores: SOLOMON, S.; QIN, D.; MANNING, *et al.* Cambridge University Press. Reino Unido e Estados Unidos da América. Disponível em: http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_ipcc_fourth_assessment_report_wg1_report_the_physical_science_basis.htm. Acessado em Julho de 2010.

37. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA), International Association of Oil and Gas Producers (OGP), and American Petroleum Institute (API) (2003). Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions,. Em: http://www.ipieca.org/activities/climate_change/downloads/publications/ghg_guidelines pdf. Acessado em dezembro de 2009.

38. KIRCHGESSNER, Davis A. *et al*. (1997). Estimate of Methane Emissions from the US Natural Gas Industry. Chemosphere, Vol. 35, No.6, pp. 1365-1390. Elsevier Science Ltd. Estados Unidos da América.

39. Linde Gas – AGA (2010). Ficha de informação de segurança de produto químico: metano. Disponível em: http://www.linde-gas.com.br/International/Web/Lg/br/likelgbr.nsf/repositorybyalias/pdf_msds_m/$file/Methane.pdf. Acessado em Janeiro de 2010.

40. MAROUN, Maria Regina (2007). Adaptação às mudanças climáticas: uma proposta de documento de concepção de projeto (DCP) no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Dissertação de mestrado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. Brasil.

41. MARTINS, Maria Paula (2006). Setor de Gás Natural no Brasil. Seminário Internacional: Reestruturação e regulação do setor de energia elétrica e gás natural. Instituto de Economia da UFRJ. Rio de Janeiro. Brasil.

42. MATTOS, Laura B. Rego de (2001). A Importância do Setor de Transportes na Emissão de Gases do Efeito Estufa – O Caso do Município do Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. Brasil.

43. MATTOS, Mauro Vieira de (2000). Controle de emissões fugitivas em válvulas e bombas. Curso de Especialização em Gerenciamento e Tecnologias Ambientais na Indústria. Escola Politécnica, Departamento de Hidráulica e Saneamento. UFBA. Bahia. Brasil

44. Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT (1994). Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa: Emissões de Gases de Efeito Estufa na Distribuição de Gás Natural. Brasília. Brasil. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/21435.html. Acessado em Janeiro de 2010.

45. Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT (2004). Comunicação Inicial do Brasil à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre mudança do clima. Brasília. Brasil. Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0205/205854.pdf. Acessado em Fevereiro de 2010.

46. Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT (2008). Emissões de Gases de Efeito Estufa na Distribuição de Gás Natural. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/21435.html. Acessado em Janeiro de 2010.

47. Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT (2009). Inventário Brasileiro das Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0207/207624.pdf. Acessado em Junho de 2010.

48. Ministério de Minas e Energia – MME (2007). Balanço Energético Nacional 2007: Ano base 2006. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. Brasil.

49. Ministério de Minas e Energia – MME (2008). Balanço Energético Nacional 2008: Ano base 2007. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. Brasil.

50. Ministério de Minas e Energia – MME (2009). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 27, Junho de 2009. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_27_jun_09.pdf. Acessado em Junho de 2010.

51. Ministério de Minas e Energia – MME (2009). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 28, Julho de 2009. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em:

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/Boletim_Gas_Natural_nr_28_jul_09.pdf. Acessado em Junho de 2010.

52. Ministério de Minas e Energia – MME (2009). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 29, Agosto de 2009. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_29_ago_09.pdf. Acessado em Junho de 2010.

53. Ministério de Minas e Energia – MME (2009). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 30, Setembro de 2009. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_30_set_09.pdf. Acessado em Junho de 2010.

54. Ministério de Minas e Energia – MME (2009). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 31, Outubro de 2009. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_31_out_09.pdf. Acessado em Junho de 2010.

55. Ministério de Minas e Energia – MME (2009). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 32, Novembro de 2009. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_32_nov_09.pdf. Acessado em Junho de 2010.

56. Ministério de Minas e Energia – MME (2009). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 33, Dezembro de 2009. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em:

http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_33_dez_09.pdf. Acessado em Junho de 2010.

57. Ministério de Minas e Energia – MME (2010). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 34, Janeiro de 2010. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_34_jan_10.pdf. Acessado em Junho de 2010.

58. Ministério de Minas e Energia – MME (2010). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 35, Fevereiro de 2010. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_35_fev_10.pdf. Acessado em Junho de 2010.

59. Ministério de Minas e Energia – MME (2010). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 36, Março de 2010. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_36_mar_10.pdf. Acessado em Junho de 2010.

60. Ministério de Minas e Energia – MME (2010). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Edição número 37, Abril de 2010. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Departamento de Gás Natural. Brasília, Brasil. Disponível em: http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_37_abr_10.pdf. Acessado em Junho de 2010.

61. MOHITPOUR, Mo; Jason Szabe e Thomas Van Harfveld (2005). Pipeline Operation & Maintenance. ASME Press. Estados Unidos da América.

62. MOORE, S.; FREUND, P.; RIEMER, P. e Smith, A. (1998). Abatement of methane emissions. IEQ Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham. ISBN *1* 898373 16 7. Reino Unido.

63. National Inventory Report - NIR (2007). 1990–2005: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada. Greenhouse Gas Division – Environment Canada. Canadá.

64. National Pollutant Inventory – NPI (1999). Emission Estimation Technique Manual for Fugitive Emissions. Department of the Environment and Heritage. Austrália.

65. National Pollutant Inventory - NPI (2005). Emission Estimation Technique Manual for Exploration & Production Version 1.1. Department of the Environment and Heritage. Austrália.

66. NEI (2009). Catálogo de equipamentos. Brasil. Disponível em www.nei.com.br. Acessado em 10/01/2010.

67. ONAT, Adem (2008). The effects of sealing materials on elimination of fugitive emissions. Materials & Design Volume 29, Issue 2, 2008, Pages 533-538. Turquia.

68. PALHARES, Julio Cesar C. de Mello. Análise Metrológica da Medição de Vazão e Considerações sobre o Balanço Mássico no Gasoduto Bolívia-Brasil. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade Industrial. PUC-RJ. Rio de Janeiro. Brasil.

69. PASSOS, Maria de Fátima Salles Abreu (1998). Gasoduto Bolívia-Brasil. Revista Economia & Energia. Ano II - Nº 10 - Setembro/Outubro 1998.

70. PETROBRAS (2008). Balanço Social e Ambiental 2008. Brasil. Disponível em http://www.hotsitespetrobras.com.br/rao2008/i18n/pt/balanco-social-e-ambiental/. Acessado em Abril de 2010.

71. PICARD D.J, STRIBRNY M e HARRISON, M. R. (1998). *Handbook for* Estimating Methane Emissions from Canadian Natural Gas Systems. GTC Program #3. Environmental Technologies. Canadá. Disponível em: http://www.cga.ca/CEPEI/documents/MethaneEmissionsHandbookMay1998.pdf. Acessado em Fevereiro de 2010.

72. Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República do Brasil – NAE (2005). Cadernos NAE, número 3: Mudança do Clima. Volume I - Negociações internacionais, vulnerabilidade, impactos e adaptação à mudança do clima. Núcleo de

Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica. Brasília. Brasil. Disponível em: http://www.centroclima.org.br/new2/ccpdf/NAE_Vol_I.pdf. Acessado em Abril de 2010.

73. PRESS, F. *et al*. (2006). Para entender a terra. Editora Bookman. Porto Alegre. Brasil.

74. Rustrol Systems (2009). Catálogo de equipamentos. Estados Unidos da América. Disponível em: http://www.rustrol.com/. Acessado em Janeiro de 2010.

75. SANCHES, Carmem Silvia. (2000). Gestão Ambiental Proativa. RAE - Revista de Administração de Empresas, v. 40, nº 1. São Paulo. Brasil.

76. SANTOS, Edmilson M. dos Santos (2002). Gás natural: estratégias para uma nova energia no Brasil. Fapesp, Petrobras. São Paulo, Brasil.

77. SIEGEL, R. D. (1981). "Control developing for fugitive emissions", Hydrocarbon Processing, pp. 105-108. Estados Unidos da América.

78. SIEGELL, J. H. (1995). Control VOC emissons. Hydrocarbon Processing,, n. 8: 11-80. Estados Unidos da América.

79. SIEGELL, J. H. (1997). Control loading emissons. Hydrocarbon Processing,, n. 8: 45-47. Estados Unidos da América.

80. SIEGELL, J. H. (1997). Control valve fugitive emissions. Hydrocarbon Processing, pp. 45-47, Agosto 1997. Estados Unidos da América.

81. SIEGELL, J. H. (1998). Control loading emissons. Hydrocarbon Processing,, n. 5: 61-70. Estados Unidos da América.

82. SIEGELL, J. H. (1998b). Control your fugitive emissions correctly. Chemical Engineering Progress. Estados Unidos da América.

83. SOARES, Jefferson Borghetti (2004). Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição inter-energéticos e na cogeneração em regime "*topping*". Tese de doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.

84. The Greenhouse Gas Protocol - GHGP (2004). World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development. USA.

85. TOSHIBA (2009). Catálogo de equipamentos. Brasil. Disponível em www.toshiba.com.br. Acessado em Janeiro de 2010.

86. TRANCANADA (2008). TRANSCANADA'S Responde to the Carbon disclosure Project. Transcanada. Canadá. Disponível em: http://www.transcanada.com/pdf/social/carbon_disclosure2008.pdf. Acessado em Maio de 2010.

87. TRANSPETRO (2008). Balanço Social e Ambiental 2008. Transpetro. Brasil. Disponível em: http://www.transpetro.com.br/TranspetroSite/appmanager/transpPortal/transpInternet?_nfpb=true&_windowLabel=barraMenu_3&_nffvid=%2FTranspetroSite%2Fportlets%2FbarraMenu%2FbarraMenu.faces&_pageLabel=pagina_base#. Acessado em Dezembro de 2009.

88. Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil – TBG (2007). Relatório Anual 2007. TBG. Brasil.

89. United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCC (2009). National greenhouse gas inventory data for the period 1990-2007. Report on national greenhouse gas inventory data from Parties included in Annex I to the Convention for the period 1990 – 2007. Copenhagen, Dinamarca. Disponível em: http://unfccc.int/resource/docs/2009/sbi/eng/12.pdf. Acessado em Junho de 2010.

90. United States Environmental Protection Agency - USEPA (1995a). *Compilation of Air Pollutant Emission Factors,Volume I: Stationary Point and Area Sources,* AP-42, (GPO 055-000-005-001), U.S. EPA Office of Air Quality Planning and Standards, Fifth Edition, January 1995, with Supplements A, B, and C, 1996; Supplement D, 1998; Supplement E, 1999; Supplement F; and Section 4.3.5.2, 2000. Estados Unidos da América. Disponível em: http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/index.html. Acessado em Maio de 2009.

91. United States Environmental Protection Agency – USEPA (1995b). *Protocol for Equipment Leak Emission Estimates,* (EPA-453/R-95-017), USEPA Office of Air Quality Planning and Standards, November 1995. Estados Unidos da América. Disponível em: http://www.epa.gov/ttn/chief/efdocs/equiplks.pdf. Acessado em Outubro de 2009.

92. United States Environmental Protection Agency – USEPA (1996a). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2: Technical Report*, Final Report, GRI-94/0257.1 and EPA-600/R-96-080b. Autores: Harrison, M.R., L.M. Campbell, T.M. Shires and R.M. Cowgill. Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency, June 1996. Estados Unidos da América. Disponível em: www.epa.gov/gasstar/documents/emissions_report/2_technicalreport.pdf. Acessado em Outubro de 2009.

93. United States Environmental Protection Agency – USEPA (1996b). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 3: General Methodology*, Final Report, GRI-94/0257.25 and EPA-600/R-96-080h. Autores: Hummel, K.E., L.M. Campbell, and M.R. Harrison. Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency, June 1996. Estados Unidos da América. Disponível em www.epa.gov/gasstar/documents/emissions_report/3_generalmeth.pdf. Acessado em Outubro de 2009.

94. United States Environmental Protection Agency – USEPA (1996c). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 8: Equipment Leaks*, Final Report, GRI-94/0257.25 and EPA-600/R-96-080h. Autores: Hummel, K.E., L.M. Campbell, and M.R. Harrison. Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency, June 1996. Estados Unidos da América. Disponível em www.epa.gov/gasstar/documents/emissions_report/8_equipmentleaks.pdf. Acessado em Outubro de 2009.

95. United States Environmental Protection Agency – USEPA (1996d). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 9: Underground Pipelines*, Final Report, GRI-94/0257.26 and EPA-600/R-96-080i. Autores: Campbell, L.M., M.V. Campbell, and D.L. Epperson Gas Research Institute and USEPA. Estados Unidos da América. Disponível em: www.epa.gov/gasstar/documents/emissions_report/9_underground.pdf. Acessado em Outubro de 2009.

96. United States Environmental Protection Agency – USEPA (1996e). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 10: Metering and Pressure Regulating, Stations in Natural Gas, and Transmission and Distribution*, Final Report, GRI-94/0257.27 and EPA-600/R-96-080j. Autores: Campbell, L.M. e B.E. Stapper. Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency, June 1996. Estados

Unidos da América. Disponível em: http://www.epa.gov/gasstar/documents/emissions_report/10_metering.pdf. Acessado em Outubro de 2009.

97. United States Environmental Protection Agency – USEPA (1999). Enforcement Alert. Volume 2, Number 9. EPA 300-N-99-014. Office of Enforcement and Compliance Assurance (2201A). Estados Unidos da América. Disponível em: http://www.epa.gov/compliance/resources/newsletters/civil/enfalert/emissions.pdf. Acessado em Novembro de 2009.

98. United States Environmental Protection Agency – USEPA (2006). EPA Phase II Aggregate Site Report: Cost-Effective Directed Inspection and Maintenance Control Opportunities at Five Gas Processing Plants and Upstream Gathering Compressor Stations and Well Sites, Technical Report. Preparado por: National Gas Machinery Laboratory, Clearstone Engineering, Ltd. e Innovative Environmental Solutions, Inc. Estados Unidos da América. Disponível em http://www.epa.gov/gasstar/documents/clearstone_II_03_2006.pdf. Acessado em Janeiro de 2010.

99. United States Environmental Protection Agency – USEPA (sem data). Lessons Learned From Natural Gas STAR Partners. Estados Unidos da América. Disponível em: http://www.epa.gov/gasstar/documents/ll_dimgatestat.pdf. Acessado em Maio de 2010.

United States of America – USA (2008). Federal Register. Vol 73, Nº 245, pp-77882. Friday, December 19, 2008. Estados Unidos da América.

100.United States of America – USA (2009). Code of Federal Regulations, Title 40 Protection of the Environment. Chapter I – Environmental Protection Agency – Subchapter C -- Air Programs. Part 60. Estados Unidos da América. Disponível em http://ecfr.gpoaccess.gov/cgi/t/text/text-idx?c=ecfr&sid=9890bca2c68b56c1bde597a95649df4d&tpl=/ecfrbrowse/Title40/40cfr60_main_02.tpl. Acessado em Novembro de 2009.

101.United States of America – USA (2010). U. S. Climate Action Report 2010. Fifth National Communication of the United States of America Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. United States Department of State. Global Publishing Services. Washington, Estados Unidos da América. Disponível em: http://unfccc.int/resource/docs/natc/usa_nc5.pdf. Acessado em Junho de 2010.

ANEXO I

Fatores de Emissão

Fonte: IPCC, 1996.

TABLE 4.2.4
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPED COUNTRIES[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[1]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Well Drilling	All	Flaring and Venting	1.B.2.a.ii or 1.B.2.b.ii	3.3E-05	±100%	1.0E-04	±50%	8.7E-07	±100%	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 total oil production
Well Testing	All	Flaring and Venting	1.B.2.a.ii or 1.B.2.b.ii	5.1E-05	±50%	9.0E-03	±50%	1.2E-05	±50%	6.8E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 total oil production
Well Servicing	All	Flaring and Venting	1.B.2.a.ii or 1.B.2.b.ii	1.1E-04	±50%	1.9E-06	±50%	1.7E-05	±50%	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 total oil production
Gas Production	All	Fugitives[d]	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 to 2.3E-03	±100%	1.4E-05 to 8.2E-05	±100%	9.1E-05 to 5.5E-04	±100%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 gas production
		Flaring[e]	1.B.2.b.ii	7.6E-07	±25%	1.2E-03	±25%	6.2E-07	±25%	2.1E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^6 m^3 gas production
Gas Processing	Sweet Gas Plants	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	4.8E-04 to 10.3E-04	±100%	1.5E-04 to 3.2E-04	±100%	2.2E-04 to 4.7E-04	±100%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
		Flaring	1.B.2.b.ii	1.2E-06	±25%	1.8E-03	±25%	9.6E-07	±25%	2.5E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
	Sour Gas Plants	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	9.7E-05	±100%	7.9E-06	±100%	6.8E-05	±100%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
		Flaring	1.B.2.b.ii	2.4E-06	±25%	3.6E-03	±25%	1.9E-06	±25%	5.4E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
		Raw CO_2 Venting	1.B.2.b.i	NA	NA	6.3E-02	-10 to +1000%	NA	NA	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed

TABLE 4.2.4(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPED COUNTRIES[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[1]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
	Deep-cut Extraction Plants (Straddle Plants)	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	1.1E-05	±100%	1.6E-06	±100%	2.7E-05	±100%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
		Flaring	1.B.2.b.ii	7.2E-08	±25%	1.1E-04	±50%	5.9E-08	±25%	1.2E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
	Default Weighted Total	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	1.5E-04 to 10.3E-04	±100%	1.2E-05 to 3.2E-04	±100%	1.4E-04 to 4.7E-04	±100%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 gas production
		Flaring	1.B.2.b.ii	2.0E-06	±25%	3.0E-03	±50%	1.6E-06	±25%	3.3E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^6 m^3 gas production
		Raw CO_2 Venting	1.B.2.b.i	NA	N/A	4.0E-02	-10 to +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Gg per 10^6 m^3 gas production
Gas Transmission & Storage	Transmission	Fugitives[fk]	1.B.2.b.iii.4	6.6E-05 to 4.8E-04	±100%	8.8E-07	±100%	7.0E-06	±100%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 of marketable gas
		Venting[gk]	1.B.2.b.i	4.4E-05 to 3.2E-04	±75%	3.1E-06	±75%	4.6E-06	±75%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 of marketable gas
	Storage	All[k]	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05	-20 to +500%	1.1E-07	-20 to +500%	3.6E-07	-20 to +500%	ND	ND	Gg per 10^6 m^3 of marketable gas

TABLE 4.2.4(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPED COUNTRIES[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[1]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Gas Distribution	All	All[k]	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03	-20 to +500%	5.1E-05	-20 to +500%	1.6E-05	-20 to +500%	ND	ND	Gg per 10^6 m^3 of utility sales
Natural Gas Liquids Transport	Condensate	All[k]	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	±100%	7.2E-06	±100%	1.1E-03	±100%	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 Condensate and Pentanes Plus
	Liquefied Petroleum Gas	All	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±50%	ND	ND	2.2E-09	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 LPG
	Liquefied Natural Gas	All	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10^6 m^3 of marketable gas
Oil Production	Conventional Oil	Fugitives (Onshore)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 to 3.6E-03	±100%	1.1E-07 to 2.6E-04	±100%	1.8E-06 to 4.5E-03	±100%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 conventional oil production
		Fugitives (Offshore)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	±100%	4.3E-08	±100%	7.4E-07	±100%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 conventional oil production
		Venting	1.B.2.a.i	7.2E-04	±50%	9.5E-05	±50%	4.3E-04	±50%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 conventional oil production
		Flaring	1.B.2.a.ii	2.5E-05	±50%	4.1E-02	±50%	2.1E-05	±50%	6.4E-07	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 conventional oil production

TABLE 4.2.4(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPED COUNTRIES[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[1]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
	Heavy Oil/Cold Bitumen	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	7.9E-03	±100%	5.4E-04	±100%	2.9E-03	±100%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 heavy oil production
		Venting	1.B.2.a.i	1.7E-02	±75%	5.3E-03	±75%	2.7E-03	±75%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 heavy oil production
		Flaring	1.B.2.a.ii	1.4E-04	±75%	2.2E-02	±75%	1.1E-05	±75	4.6E-07	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 heavy oil production
	Thermal Oil Production	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	1.8E-04	±100%	2.9E-05	±100%	2.3E-04	±100%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 thermal bitumen production
		Venting	1.B.2.a.i	3.5E-03	±50%	2.2E-04	±50%	8.7E-04	±50%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 thermal bitumen production
		Flaring	1.B.2.a.ii	1.6E-05	±75%	2.7E-02	±75%	1.3E-05	±75%	2.4E-07	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 thermal bitumen production
	Synthetic Crude (from Oilsands)	All	1.B.2.a.iii.2	2.3E-03	±75%	ND	ND	9.0E-04	±75%	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 synthetic crude production from oilsands

TABLE 4.2.4(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPED COUNTRIES[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[1]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
	Synthetic Crude (from Oil Shale)	All	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 synthetic crude production from oil shale
	Default Weighted Total	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	2.2E-03	±100%	2.8E-04	±100%	3.1E-03	±100%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 total oil production
		Venting	1.B.2.a.i	8.7E-03	±75%	1.8E-03	±75%	1.6E-03	±75%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 total oil production
		Flaring	1.B.2.a.ii	2.1E-05	±75%	3.4E-02	±75%	1.7E-05	±75	5.4E-07	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 total oil production
Oil Upgrading	All	All	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 oil upgraded
Oil Transport	Pipelines	All[k]	1.B.2.a.iii.3	5.4E-06	±100%	4.9E-07	±100%	5.4E-05	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 oil transported by pipeline

TABLE 4.2.4(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPED COUNTRIES[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[1]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
	Tanker Trucks and Rail Cars	Venting[k]	1.B.2.a.i	2.5E-05	±50%	2.3E-06	±50%	2.5E-04	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 oil transported by Tanker Truck
	Loading of Off-shore Production on Tanker Ships	Venting[k]	1.B.2.a.i	ND[h]	ND	ND[h]	ND	ND[h]	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 oil transported by Tanker Ships
Oil Refining	All	All	1.B.2.a.iii.4	$2.6x10^{-6}$ to $41.0x10^{-6}$	±100%	ND	ND	0.0013[i]	±100%	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 oil refined.
Refined Product Distribution	Gasoline	All	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	0.0022[j]	±100%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 product distributed.
	Diesel	All	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 product transported.
	Aviation Fuel	All	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 product transported.
	Jet Kerosene	All	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 product transported.

TABLE 4.2.4(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPED COUNTRIES[a,b]

NA - Not Applicable ND - Not Determined

[a] While the presented emission factors may all vary appreciably between countries, the greatest differences are expected to occur with respect to venting and flaring, particularly for oil production due to the potential for significant differences in the amount of gas conservation and utilisation practised.

[b] The range in values for fugitive emissions is attributed primarily to differences in the amount of process infrastructure (e.g. average number and sizes of facilities) per unit of gas throughput.

[c] 'All' denotes all fugitive emissions as well as venting and flaring emissions.

[d] 'Fugitives' denotes all fugitive emissions including those from fugitive equipment leaks, storage losses, use of natural gas as the supply medium for gas-operated devices (e.g. instrument control loops, chemical injection pumps, compressor starters, etc.), and venting of still-column off-gas from glycol dehydrators. The presented range in values reflects the difference between fugitive emissions at offshore (the smaller value) and onshore (the larger value) emissions.

[e] 'Flaring' denotes emissions from all continuous and emergency flare systems. The specific flaring rates may vary significantly between countries. Where actual flared volumes are known, these should be used to determine flaring emissions rather than applying the presented emission factors to production rates. The emission factors for direct estimation of CH_4, CO_2 and N_2O emissions from reported flared volumes are 0.012, 2.0 and 0.000023 Gg, respectively, per 10^6 m^3 of gas flared based on a flaring efficiency of 98% and a typical gas analysis at a gas processing plant (i.e. 91.9% CH_4, 0.58% CO_2, 0.68% N_2 and 6.84% non-methane hydrocarbons by volume).

[f] The larger factor reflects the use of mostly reciprocating compressors on the system while the smaller factor reflects mostly centrifugal compressors.

[g] 'Venting' denotes reported venting of waste associated and solution gas at oil production facilities and waste gas volumes from blowdown, purging and emergency relief events at gas facilities. Where actual vented volumes are known, these should be used to determine venting emissions rather than applying the presented emission factors to production rates. The emission factors for direct estimation of CH_4 and CO_2 emissions from reported vented volumes are 0.66 and 0.0049 Gg, respectively, per 10^6 m^3 of gas vented based on a typical gas analysis for gas transmission and distribution systems (i.e. 97.3% CH_4, 0.26% CO_2, 1.7% N_2 and 0.74% non-methane hydrocarbons by volume).

[h] While no factors are available for marine loading of offshore production for North America, Norwegian data indicate a CH_4 emission factor of 1.0 to 3.6 Gg/10^3 m^3 of oil transferred (derived from data provided by Norwegian Pollution Control Authority, 2000).

[I] Estimated based on an aggregated emission factors for fugitive equipment leaks, fluid catalytic cracking and storage and handling of 0.53 kg/m^3 (CPPI and Environment Canada, 1991), 0.6 kg/m^3 (US EPA, 1995) and 0.2 g/kg (assuming the majority of the volatile products are stored in floating roof tanks with secondary seals) (EMEP/CORINAIR, 1996).

[j] Estimated based on assumed average evaporation losses of 0.15 percent of throughput at the distribution terminal and additional losses of 0.15 percent of throughput at the retail outlet. These values will be much lower where Stage 1 and Stage 2 vapour recovery occurs and may be much greater in warm climates.

[k] NMVOC values are derived from methane values based on the ratio of the mass fractions of NMVOC to CH_4. Values of 0.0144 kg/kg for gas transmission and distribution, 9.951 kg/kg for oil and condensate transportation and 0.3911 kg/kg for synthetic crude oil production are used.

[l] The presented CO_2 emissions factors account for direct CO_2 emissions only, except for flaring, in which case the presented values account for the sum of direct CO_2 emissions and indirect contributions due to the atmospheric oxidation of gaseous non-CO_2 carbon emissions.

Sources: Canadian Association of Petroleum Producers (1999, 2004); API (2004); GRI/US EPA (1996); US EPA (1999).

TABLE 4.2.5
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPING COUNTRIES AND COUNTRIES WITH ECONOMIES IN TRANSITION[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[i]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Well Drilling	All	Flaring and Venting	1.B.2.a.ii or 1.B.2.b.ii	3.3E-05 to 5.6E-04	-12.5 to +800%	1.0E-04 to 1.7E-03	-12.5 to +800%	8.7E-07 to 1.5E-05	-12.5 to +800%	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 total oil production
Well Testing	All	Flaring and Venting	1.B.2.a.ii or 1.B.2.b.ii	5.1E-05 8.5E-04	-12.5 to +800%	9.0E-03 to 1.5E-01	-12.5 to +800%	1.2E-05 to 2.0E-04	-12.5 to +800%	6.8E-08 to 1.1E-06	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 total oil production
Well Servicing	All	Flaring and Venting	1.B.2.a.ii or 1.B.2.b.ii	1.1E-04 to 1.8E-03	-12.5 to + 800%	1.9E-06 to 3.2E-05	-12.5 to +800%	1.7E-05 to 2.8E-04	-12.5 to +800%	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 total oil production
Gas Production	All	Fugitives[d]	1.B.2.b.iii.2	3.8E-04 to 2.4E-02	-40 to +250%	1.4E-05 to 1.8E-04	-40 to +250%	9.1E-05 to 1.2E-03	-40 to +250%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 gas production
		Flaring[e]	1.B.2.b.ii	7.6E-07 to 1.0E-06	±75%	1.2E-03 to 1.6E-03	±75%	6.2E-07 to 8.5E-07	±75%	2.1E-08 to 2.9E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^6 m^3 gas production
Gas Processing	Sweet Gas Plants	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	4.8E-04 to 1.1E-03	-40 to +250%	1.5E-04 to 3.5E-04	-40 to +250%	2.2E-04 to 5.1E-04	-40 to +250%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
		Flaring	1.B.2.b.ii	1.2E-06 to 1.6E-06	±75%	1.8E-03 to 2.5E-03	±75%	9.6E-07 to 1.3E-06	±75%	2.5E-08 to 3.4E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
	Sour Gas Plants	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	9.7E-05 to 2.2E-04	-40 to +250%	7.9E-06 to 1.8E-05	-40 to +250%	6.8E-05 to 1.6E-04	-40 to +250%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed

TABLE 4.2.5(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPING COUNTRIES AND COUNTRIES WITH ECONOMIES IN TRANSITION[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[i]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	
		Flaring	1.B.2.b.ii	2.4E-06 to 3.3E-06	±75%	3.6E-03 to 4.9E-03	±75%	1.9E-06 to 2.6E-06	±75%	5.4E-08 to 7.4E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
		Raw CO_2 Venting	1.B.2.b.i	NA	NA	6.3E-02 to 1.5E-01	-10 to +1000%	NA	NA	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
	Deep-cut Extraction Plants (Straddle Plants)	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	1.1E-05 to 2.5E-05	-40 to +250%	1.6E-06 to 3.7E-06	-40 to +250%	2.7E-05 to 6.2E-05	-40 to +250%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
		Flaring	1.B.2.b.ii	7.2E-08 to 9.9E-08	±75%	1.1E-04 to 1.5E-04	±75%	5.9E-08 to 8.1E-08	±75%	1.2E-08 to 8.1E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^6 m^3 raw gas feed
	Default Weighted Total	Fugitives	1.B.2.b.iii.3	1.5E-04 to 3.5E-04	-40 to +250%	1.2E-05 to 2.8E-05	-40 to +250%	1.4E-04 to 3.2E-04	-40 to +250%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 gas production
		Flaring	1.B.2.b.ii	2.0E-06 to 2.8E-06	±75%	3.0E-03 to 4.1E-03	±75%	1.6E-06 to 2.2E-06	±75%	3.3E-08 to 4.5E-08	-10 to +1000%	Gg per 10^6 m^3 gas production
		Raw CO_2 Venting	1.B.2.b.i	NA	N/A	4.0E-02 to 9.5E-02	-10 to +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Gg per 10^6 m^3 gas production

TABLE 4.2.5(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPING COUNTRIES AND COUNTRIES WITH ECONOMIES IN TRANSITION[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[i]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Gas Transmission & Storage	Transmission	Fugitives[f]	1.B.2.b.iii.4	16.6E-05 to 1.1E-03	-40 to +250%	8.8E-07 to 2.0E-06	-40 to +250%	7.0E-06 to 1.6E-05	-40 to +250%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 of marketable gas
		Venting[g]	1.B.2.b.i	4.4E-05 to 7.4E-04	-40 to +250%	3.1E-06 to 7.3E-06	-40 to +250%	4.6E-06 to 1.1E-05	-40 to +250%	NA	NA	Gg per 10^6 m^3 of marketable gas
	Storage	All	1.B.2.b.iii.4	2.5E-05 to 5.8E-05	-20 to +500%	1.1E-07 to 2.6E-07	-20 to +500%	3.6E-07 to 8.3E-07	-20 to +500%	ND	ND	Gg per 10^6 m^3 of marketable gas
Gas Distribution	All	All	1.B.2.b.iii.5	1.1E-03 to 2.5E-03	-20 to +500%	5.1E-05 to 1.4E-04	-20 to +500%	1.6E-05 to 3.6E-5	-20 to +500%	ND	ND	Gg per 10^6 m^3 of utility sales
Natural Gas Liquids Transport	Condensate	All	1.B.2.a.iii.3	1.1E-04	-50 to +200%	7.2E-06	-50 to +200%	1.1E-03	-50 to +200%	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 Condensate and Pentanes Plus
	Liquefied Petroleum Gas	All	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4.3E-04	±100%	ND	ND	2.2E-09	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 LPG
	Liquefied Natural Gas	All	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10^6 m^3 of marketable gas

TABLE 4.2.5(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPING COUNTRIES AND COUNTRIES WITH ECONOMIES IN TRANSITION[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[i]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Oil Production	Conventional Oil	Fugitives (Onshore)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 to 6.0E-02	-12.5 to +800%	1.1E-07 to 4.3E-03	-12.5 to +800%	1.8E-06 to 7.5E-02	-12.5 to +800%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 conventional oil production
		Fugitives (Offshore)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	-12.5 to +800%	4.3E-08	-12.5 to +800%	7.4E-07	-12.5 to +800%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 conventional oil production
		Venting	1.B.2.a.i	7.2E-04 to 9.9E-04	±75%	9.5E-05 to 1.3E-04	±75%	4.3E-04 to 5.9E-04	±75%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 conventional oil production
		Flaring	1.B.2.a.ii	2.5E-05 to 3.4E-05	±75%	4.1E-02 to 5.6E-02	±75%	2.1E-05 to 2.9E-05	±75%	6.4E-07 to 8.8E-07	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 conventional oil production

TABLE 4.2.5(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPING COUNTRIES AND COUNTRIES WITH ECONOMIES IN TRANSITION[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[i]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	
	Heavy Oil/Cold Bitumen	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	7.9E-03 to 1.3E-01	-12.5 to +800%	5.4E-04 to 9.0E-03	-12.5 to +800%	2.9E-03 to 4.8E-02	-12.5 to +800%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 heavy oil production
		Venting	1.B.2.a.i	1.7E-02 to 2.3E-02	-67 to +150%	5.3E-03 to 7.3E-03	-67 to +150%	2.7E-03 to 3.7E-03	-67 to +150%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 heavy oil production
		Flaring	1.B.2.a.ii	1.4E-04 to 1.9E-04	-67 to +150%	2.2E-02 to 3.0E-02	-67 to +150%	1.1E-05 to 1.5E-05	-67 to +150%	4.6E-07 to 6.3E-07	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 heavy oil production
	Thermal Oil Production	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	1.8E-04 to 3.0E-03	-12.5 to +800%	2.9E-05 to 4.8E-04	-12.5 to +800%	2.3E-04 to 3.8E-03	-12.5 to +800%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 thermal bitumen production
		Venting	1.B.2.a.i	3.5E-03 to 4.8E-03	-67 to +150%	2.2E-04 to 3.0E-04	-67 to +150%	8.7E-04 to 1.2E-03	-67 to +150%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 thermal bitumen production
		Flaring	1.B.2.a.ii	1.6E-05 to 2.2E-05	-67 to +150%	2.7E-02 to 3.7E-02	-67 to +150%	1.3E-05 to 1.8E-05	-67 to +150%	2.4E-07 to 3.3E-07	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 thermal bitumen production

TABLE 4.2.5(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPING COUNTRIES AND COUNTRIES WITH ECONOMIES IN TRANSITION[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[i]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	
	Synthetic Crude (from Oilsands)	All	1.B.2.a.iii.2	2.3E-03 to 3.8E-02	-67 to +150%	ND	ND	9.0E-04 to 1.5E-02	-67 to +150%	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 synthetic crude production from oilsands
	Synthetic Crude (from Oil Shale)	All	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 synthetic crude production from oil shale
	Default Weighted Total	Fugitives	1.B.2.a.iii.2	2.2E-03 to 3.7E-02	-12.5 to +800%	2.8E-04 to 4.7E-03	-12.5 to +800%	3.1E-03 to 5.2E-02	-12.5 to +800%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 total oil production
		Venting	1.B.2.a.i	8.7E-03 to 1.2E-02	±75%	1.8E-03 to 2.5E-03	±75%	1.6E-03 to 2.2E-03	±75%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 total oil production
		Flaring	1.B.2.a.ii	2.1E-05 to 2.9E-05	±75%	3.4E-02 to 4.7E-02	±75%	1.7E-05 to 2.3	±75	5.4E-07 to 7.4E-07	-10 to +1000%	Gg per 10^3 m^3 total oil production

TABLE 4.2.5(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPING COUNTRIES AND COUNTRIES WITH ECONOMIES IN TRANSITION[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[i]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Oil Upgrading	All	All	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 oil upgraded
Oil Transport	Pipelines	All	1.B.2.a.iii.3	5.4E-06	-50 to +200%	4.9E-07	-50 to +200%	5.4E-05	-50 to +200%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 oil transported by pipeline
	Tanker Trucks and Rail Cars	Venting	1.B.2.a.i	2.5E-05	-50 to +200%	2.3E-06	-50 to +200%	2.5E-04	-50 to +200%	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 oil transported by Tanker Truck
	Loading of Off-shore Production on Tanker Ships	Venting	1.B.2.a.i	ND[h]	ND	ND[h]	ND	ND	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 oil transported by Tanker Truck
Oil Refining	All	All	1.B.2.a.iii.4	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Gg per 10^3 m^3 oil refined.

TABLE 4.2.5(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPING COUNTRIES AND COUNTRIES WITH ECONOMIES IN TRANSITION[a,b]

Category	Sub-category[c]	Emission source	IPCC Code	CH_4		CO_2[i]		NMVOC		N_2O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of Value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Refined Product Distribution	Gasoline	All	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 product transported.
	Diesel	All	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 product transported.
	Aviation Fuel	All	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 product transported.
	Jet Kerosene	All	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Gg per 10^3 m^3 product transported.

TABLE 4.2.5(CONTINUED)
TIER 1 EMISSION FACTORS FOR FUGITIVE EMISSIONS (INCLUDING VENTING AND FLARING) FROM OIL AND GAS OPERATIONS IN DEVELOPING COUNTRIES AND COUNTRIES WITH ECONOMIES IN TRANSITION[a,b]

NA - Not Applicable ND – Not Determined

[a] While the presented emission factors may all vary appreciably between countries, the greatest differences are expected to occur with respect to venting and flaring, particularly for oil production due to the potential for significant differences in the amount of gas conservation and utilisation practised.

[b] The range in values for fugitive emissions is attributed primarily to differences in the amount of process infrastructure (e.g. average number and sizes of facilities) per unit of gas throughput.

[c] 'All' denotes all fugitive emissions as well as venting and flaring emissions.

[d] 'fugitives' denotes all fugitive emissions including those from fugitive equipment leaks, storage losses, use of natural gas as the supply medium for gas-operated devices (e.g. instrument control loops, chemical injection pumps, compressor starters, etc.), and venting of still-column off-gas from glycol dehydrators.

[e] 'Flaring' denotes emissions from all continuous and emergency flare systems. The specific flaring rates may vary significantly between countries. Where actual flared volumes are known, these should be used to determine flaring emissions rather than applying the presented emission factors to production rates. The emission factors for direct estimation of CH_4, CO_2 and N_2O emissions from reported flared volumes are 0.012, 2.0 and 0.000023 Gg, respectively, per 106 m3 of gas flared based on a flaring efficiency of 98% and a typical gas analysis at a gas processing plant (i.e. 91.9% CH_4, 0.58% CO_2, 0.68% N_2 and 6.84% non-methane hydrocarbons by volume).

[f] The larger factor reflects the use of mostly reciprocating compressors on the system while the smaller factor reflects mostly centrifugal compressors.

[g] 'Venting' denotes reported venting of waste associated and solution gas at oil production facilities and waste gas volumes from blowdown, purging and emergency relief events at gas facilities. Where actual vented volumes are known, these should be used to determine venting emissions rather than applying the presented emission factors to production rates. The emission factors for direct estimation of CH_4 and CO_2 emissions from reported vented volumes are 0.66 and 0.0049 Gg, respectively, per 106 m3 of gas vented based on a typical gas analysis for gas transmission and distribution systems (i.e. 97.3% CH_4, 0.26% CO_2, 1.7% N_2 and 0.74% non-methane hydrocarbons by volume).

[h] While no factors are available for marine loading of offshore production for North America, Norwegian data indicate a CH_4 emission factor of 1.0 to 3.6 Gg/103 m3 of oil transferred (derived from data provided by Norwegian Pollution Control Authority, 2000).

[I] The presented CO_2 emissions factors account for direct CO_2 emissions only, except for flaring, in which case the presented values account for the sum of direct CO_2 emissions and indirect contributions due to the atmospheric oxidation of gaseous non-CO_2 carbon emissions.

Sources: The factors presented in this table have been determined by setting the lower limit of the range for each category equal to at least the values published in Table 4.2.4 for North America. Otherwise, all presented values have been adapted from applicable data provided in the 1996 IPCC Guidelines and from limited measurement data available from more recent unpublished studies of natural gas systems in China, Romania and Uzbekistan.

ANEXO II

Fatores de Emissão

Fonte: API, 2009

Table 6-2. Facility-Level Average Fugitive Emission Factors

Source	Emission Factor Original Units	Uncertainty [a] (± %)	Gas Content Basis of Factor	Emission Factor [b] Converted Units	Factor Reference
Production					
Onshore oil production	0.5173 lb CH_4/bbl produced	95.5	78.8 mole % CH_4	2.346E-04 tonnes CH_4/bbl produced 1.476E-03 tonnes CH_4/m^3 produced	EPA petroleum methane emissions study; see derivation in Appendix C
Offshore oil production	0.2069 lb CH_4/bbl produced	Not available	78.8 mole % CH_4	9.386E-05 tonnes CH_4/bbl produced 5.903E-04 tonnes CH_4/m^3 produced	Assumed to be 40% of the onshore oil production emission factor
Onshore gas production	57.33 lb $CH_4/10^6$scf produced	52.9	78.8 mole % CH_4	2.601E-02 tonnes $CH_4/10^6$ scf produced 9.184E-01 tonnes $CH_4/10^6\ m^3$ produced	GRI/EPA Study, Vol. 2; see derivation in Appendix C
Offshore gas production	22.93 lb $CH_4/10^6$scf produced	Not available	78.8 mole % CH_4	1.040E-02 tonnes $CH_4/10^6$ scf produced 3.673E-01 tonnes $CH_4/10^6\ m^3$ produced	Assumed to be 40% of the onshore gas production emission factor
Gas processing plants	64.43 lb $CH_4/10^6$scf processed	82.2	86.8 mole % CH_4	2.922E-02 tonnes $CH_4/10^6$ scf processed 1.032E+00 tonnes $CH_4/10^6\ m^3$ processed	GRI/EPA Study, Vol. 2; see derivation in Appendix C
Gas storage stations	1,491,936 lb CH_4/station-yr	74.7	93.4 mole % CH_4	6.767E+02 tonnes CH_4/ station-yr	GRI/EPA Study, Vol. 2; see derivation in Appendix C
Gas transmission pipelines					
CH_4 from pipeline leaks	7,928 lb CH4/mile-yr	113	93.4 mole % CH_4	3.596E+00 tonnes CH_4/mile-yr 2.235E+00 tonnes CH_4/km-yr	GRI/EPA Study, Vols. 2 and 9; see derivation in Appendix C
CO_2 from oxidation [c]	7.59 lb CO_2/mile-yr	70.3	2 mole % CO_2	3.443E-03 tonnes CO_2/mile-yr 2.140E-03 tonnes CO_2/km-yr	GRI/EPA Study, Vols. 2 and 9; see derivation in Appendix C
CO_2 from pipeline leaks [d]	466.0 lb CO_2/mile-yr	113	2 mole % CO_2	2.114E-01 tonnes CO_2/mile-yr 1.313E-01 tonnes CO_2/km-yr	GRI/EPA Study, Vols. 2 and 9; see derivation in Appendix C
Crude transmission pipelines [e]	Not applicable				

©2009 American Petroleum Institute

Table 6-2. Facility-Level Average Fugitive Emission Factors, continued

Source	Emission Factor, Original Units	Uncertainty [a] (± %)	Gas Content Basis of Factor	Emission Factor [b], Converted Units	Factor Reference
Gas distribution pipelines					
CH_4 from pipeline leaks	3,557 lb CH_4/mile-yr	62.7	93.4 mole % CH_4	1.613E+00 tonnes CH_4/mile-yr 1.002E+00 tonnes CH_4/km-yr	GRI/EPA Study, Vols. 2 and 9; see derivation in Appendix C
CO_2 from oxidation [c]	1,236 lb CO_2/mile-yr	76.6	2 mole % CO_2	5.606E-01 tonnes CO_2/mile-yr 3.484E-01 tonnes CO_2/km-yr	GRI/EPA Study, Vols. 2 and 9; see derivation in Appendix C
CO_2 [d] from pipeline leaks	235.4 lb CO_2/mile-yr	74.4	2 mole % CO_2	1.068E-01 tonnes CO_2/mile-yr 6.636E-02 tonnes CO_2/km-yr	GRI/EPA Study, Vols. 2 and 9; see derivation in Appendix C
Refining [f]					
Fuel gas system – 50,000 to 99,000 bbl/day refinery	10.2 tonnes CH_4/yr (fuel gas + make gas	Not available	Not available	3.75E-07 tonnes CH_4/bbl feedstock 2.36E-06 tonnes CH_4/m^3 feedstock	Derived from data provided in Appendix F. Mid range capacity was assumed to convert emissions to a throughput basis.
Fuel gas system – 100,000 to 199,000 bbl/day refinery	77 tonnes CH_4/yr	Not available	Not available	1.41E-06 tonnes CH_4/bbl feedstock 8.88E-06 tonnes CH_4/m^3 feedstock	
Natural gas system – 50,000 to 99,000 bbl/day refinery	26 tonnes CH_4/yr	Not available	Not available	9.56E-07 tonnes CH_4/bbl feedstock 6.01E-06 tonnes CH_4/m^3 feedstock	
Natural gas system – 100,000 to 199,000 bbl/day refinery	55 tonnes CH_4/yr	Not available	Not available	1.01E-06 tonnes CH_4/bbl feedstock 6.34E-06 tonnes CH_4/m^3 feedstock	

Footnotes and Sources:

Harrison, M.R., L.M. Campbell, T.M. Shires, and R.M. Cowgill. Methane *Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2: Technical Report*, Final Report, GRI-94/0257.1 and EPA-600/R-96-080b. Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency, June 1996.

Campbell, L.M., M.V. Campbell, and D.L. Epperson. *Methane Emissions from the Natural Gas* Industry, *Volume 9: Underground Pipelines*, Final Report, GRI-94/0257.26 and EPA-600/R-96-080i. Gas Research Institute and U.S. Environmental Protection Agency, June 1996.

Harrison, M.R., T.M. Shires, R.A. Baker, and C.J. Loughran. *Methane Emissions from the U.S. Petroleum Industry*, Final Report, EPA-600/R-99-010. U.S. Environmental Protection Agency, February 1999.

API refinery CH_4 fugitive emissions study provided in Appendix F.

[a] Uncertainty is based on a 95% confidence interval from the data used to develop the original emission factor.

[b] The emission factors can be adjusted based on the relative concentrations of CH_4 and CO_2 to estimate CO_2 emissions.

[c] A portion of CH_4 emitted from underground pipeline leaks is oxidized to form CO_2.

[d] Combines CO_2 emissions from equipment and pipleines based on a concentration of 2 mole % CO_2 in the pipeline gas.

©2009 American Petroleum Institute

Footnotes and Sources for Table 6-2, continued:

[e] As discussed in Section 5, only "live" crude will contain CH_4 (and possibly CO_2). Weathered crude (crude which has reached atmospheric pressure) contains no CH_4 or CO_2. See Appendix E for further discussion on the CH_4 and CO_2 content of "weathered" crude and other oil and natural gas products. If transmission pipelines are used to transport "live" crude oil, CH_4 (and CO_2, if present) emissions should be calculated using engineering judgment.

[f] Refinery fugitive CH_4 emission factors were derived from data from an API refinery CH_4 fugitive emissions study provided in Appendix F . The estimated refinery fugitive CH_4 emission rates from the study for the fuel gas and natural gas systems were divided by the refinery feed capacity for the two refineries in the study, a 50,000 to 99,000 bbl/day "single train (multiply HDS)" refinery and a 100,000 to 199,000 bbl/day "old multi-train refinery." The mid-point of the range of the refinery capacities was assumed when deriving the emission factors (i.e., the estimated CH_4 fugitive emission rates were divided by 74,500 bbl feed/day for the smaller refinery and by 149,500 bbl feed/day for the larger refinery). Refer to Appendix F for the data used to estimate the emission factors.

©2009 American Petroleum Institute

ANEXO III

Tabela de Conversão de Unidades

Neste trabalho são definidas como condições padrões 60ºF (aproximadamente 15,6ºC) e 101,325kPa (1 atm).

a. Unidades de Comprimento

Milha	aproximadamente 1,61 km

b. Unidades de Pressão

Pascal (Pa)	N/m2
Pound per square inch (psi)	6894,757 Pa
Pound per square inch gauge (psig)	Pressão em psi em relação à pressão atmosférica de referência.
Psia	= psig + pressão atmosférica; 14,696psia=1am.

c. Unidades de Temperatura

Kelvin (K)	K = ºC + 273,15
Fahenheit (ºF)	ºF = 1,8(ºC + 32)

d. Unidades de Massa

K	kilograma
Ton	tonelada = 10^3 kg
Standard Cubic Feet (60ºF e 1 atm)	1.19804 moles, nas condições padrão

e. Fatores Multiplicativos

Kilo (K)	10^3
G (Giga)	10^9