

**TERCEIRO INVENTÁRIO BRASILEIRO DE EMISSÕES E REMOÇÕES
ANTRÓPICAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA**

RELATÓRIOS DE REFERÊNCIA

SETOR ENERGIA

**EMISSÕES FUGITIVAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA INDÚSTRIA
DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**



**Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
2015**

TERCEIRO INVENTÁRIO BRASILEIRO DE EMISSÕES E REMOÇÕES ANTRÓPICAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA

RELATÓRIOS DE REFERÊNCIA

SETOR ENERGIA

EMISSÕES FUGITIVAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Elaborado por:

Petrobras e Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas - Centro
Clima/COPPE/UFRJ

Autor (Petrobras):

Leonardo da Silva Ribeiro (SMES_SAE EMC)

Autores (Centro Clima):

Emilio Lèbre La Rovere (Coord. Geral do Inv. Setor de Energia)

Carolina Burle S. Dubeux (Coord. Técnica do Inv. Setor de Energia)

Amaro Olímpio Pereira Jr

Anderson do Nascimento Dias

Apoio:

Carmen Brandão Reis (Secretária)

Elza M. S. Ramos (Design)

Índice

	Página
1 <i>Introdução</i> _____	11
2 <i>Atividades de Óleo e Gás Natural</i> _____	13
2.1 Fontes de emissão de metano, óxido nitroso e dióxido de carbono _____	14
3 <i>Dados</i> _____	16
3.1 Coleta de dados _____	16
3.2 Considerações sobre os dados _____	17
4 <i>Metodologia</i> _____	19
4.1 Extrapolação das estimativas de emissão _____	20
4.2 Tocha (<i>flare</i>) _____	21
4.2.1 Metodologia para Estimativa das Emissões de CO ₂ _____	21
4.2.2 Metodologia para Estimativa das Emissões de CH ₄ _____	22
4.2.3 Metodologia para Estimativa das Emissões de N ₂ O _____	23
4.3 Gás ventilado - Vent _____	23
4.3.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	23
4.4 Ventilação de metano em tanques (Flash de metano) _____	24
4.4.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	24
4.5 Remoção de CO ₂ em gases - Tratamento com mono etil amina (MEA) ou dietil amina (DEA) (MEA/DEA) _____	25
4.5.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO ₂ _____	25
4.6 Desidratador a Glicol (Processo de remoção de umidade dos gases) _____	26
4.6.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	26
4.7 Operação de Limpeza de Dutos (PIGGING) _____	27
4.7.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO ₂ _____	27
4.7.2 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	27
4.8 Emissões Fugitivas em Plantas _____	28
4.8.1 Metodologia para estimativa das emissões de HCNM e CH ₄ _____	28
4.9 Gasoduto _____	30
4.9.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ _____	30
4.10 UFCC (Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido) _____	31
4.10.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO ₂ _____	31
4.11 Atividades de Perfuração _____	31
4.11.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO ₂ e CH ₄ _____	31
4.12 Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH) _____	32
4.12.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO ₂ _____	33
4.12.2 Metodologia para estimativa das emissões de CH ₄ e N ₂ O _____	33
4.13 Derramamento de Petróleo ou de Produtos _____	34

4.13.1	Metodologia para estimativa das emissões de HCNM e CH ₄	34
4.14	Despressurização	35
4.14.1	Metodologia para estimativa das emissões de CO ₂	35
4.14.2	Metodologia para estimativa das emissões de HCNM e CH ₄	35
4.15	Limpeza de Tanques e Vasos	36
4.15.1	Metodologia para estimativa das emissões de HCNM e CH ₄	36
5	Resultados	38
5.1	E&P	39
5.2	Refino	41
5.3	Transporte	42
5.4	Emissões Totais	43
6	Diferenças de dados e metodologia observadas em relação ao Inventário anterior	46
6.1	Revisão de resultados e novas tipologias	46
6.2	Inclusão das emissões fugitivas relativas às demais companhias do setor de óleo e gás atuantes no Brasil	46
7	Referências Bibliográficas	47

Lista de Tabelas

	Página
<i>Tabela 1 - Produção nacional de Óleo, Condensado e Líquidos de Gás Natural (LGN)</i> _____	17
<i>Tabela 2 - Volume de Petróleo processado nas refinarias brasileiras entre 1990 e 2012</i> _____	18
<i>Tabela 3 - Dados de entrada para o cálculo de flash em tanques</i> _____	24
<i>Tabela 4 - °API para cada uma das constantes C_1, C_2 e C_3</i> _____	25
<i>Tabela 5 - Fatores de emissão aplicados a vazamentos no gasoduto</i> _____	30
<i>Tabela 6 - Fatores de Emissão (kg/m^3 água)</i> _____	32
<i>Tabela 7 - Fatores de emissão para CH_4 e N_2O, em $\text{kg}/10^6 \text{ m}^3$ de gás consumido</i> _____	34
<i>Tabela 8 - Emissões fugitivas de CO_2, CH_4 e N_2O devidas às atividades de E&P</i> _____	39
<i>Tabela 9 - Emissões fugitivas de CO_2, CH_4 e N_2O devidas às atividades de Refino</i> _____	41
<i>Tabela 10 - Emissões fugitivas de CO_2, CH_4 e N_2O devidas às atividades de Transporte</i> _____	42
<i>Tabela 11 - Emissões fugitivas totais de CO_2, CH_4 e N_2O devidas às atividades de E&P, Refino e Transporte, em milhares de toneladas</i> _____	43
<i>Tabela 12 - Novas tipologias de fontes de emissões fugitivas incluídas nos resultados dos anos de 2003 a 2008.</i> _____	46

Lista de Figuras

	Página
<i>Figura 1 - Emissões fugitivas de CO₂, em toneladas, para o período de 1990 a 2012</i> _____	44
<i>Figura 2 - Emissões fugitivas de CH₄ no período de 1990 a 2012</i> _____	45
<i>Figura 3 - Emissões fugitivas de N₂O no intervalo de 1990 a 2012</i> _____	45

Apresentação

O Inventário Nacional de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal (Inventário) é parte integrante da Comunicação Nacional à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (Convenção de Mudança do Clima). A Comunicação Nacional, por sua vez, é um dos principais compromissos de todos os países signatários da Convenção de Mudança do Clima.

A responsabilidade pela elaboração da Comunicação Nacional é do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, por ser este Ministério o responsável pela coordenação da implementação da Convenção de Mudança do Clima no Brasil, conforme divisão de trabalho no âmbito do Governo Federal estabelecida em 1992. A Terceira Comunicação Nacional Brasileira foi elaborada de acordo com as Diretrizes para Elaboração das Comunicações Nacionais dos Países não Listados no Anexo I da Convenção (países em desenvolvimento) (Decisão 17/CP.8 da Convenção) e as diretrizes metodológicas do Painel Intergovernamental de Mudança do Clima (IPCC).

Em atenção a essas Diretrizes, o presente Inventário é apresentado para os anos de 2006 a 2010. Em relação aos anos de 1990 a 2005, o presente Inventário atualiza as informações apresentadas no Segundo Inventário.

Como diretriz técnica básica foram utilizados os documentos elaborados pelo IPCC: “*Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*” publicado em 1997, o documento “*Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*”, publicado em 2000, e o documento “*Good Practice Guidance for Land Use, Land Use Change and Forestry*”, publicado em 2003. Algumas das estimativas já levam em conta o documento “*2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*”, publicado em 2006.

De acordo com as diretrizes, o Inventário deve ser completo, acurado, transparente, comparável, consistente e ser submetido a processo de controle de qualidade.

A elaboração do Inventário contou com a participação ampla de entidades governamentais e não-governamentais, incluindo ministérios, institutos, universidades, centros de pesquisa e entidades setoriais da indústria. Os estudos elaborados resultaram em um conjunto de Relatórios de Referência, do qual este relatório faz parte, contendo as informações utilizadas, descrição da metodologia empregada e critérios adotados.

Todos os Relatórios de Referência foram submetidos a uma consulta pública, com amplo envolvimento de especialistas que não participaram diretamente na elaboração do Inventário, como parte do processo de controle e garantia de qualidade. Esse processo foi essencial para assegurar a qualidade e a correção da informação que constitui a informação oficial do Governo Brasileiro submetida à Convenção de Mudança do Clima.

Sumário Executivo

Este relatório apresenta as estimativas das emissões fugitivas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O) devido às atividades de petróleo e gás natural para o período de 1990 a 2012. A metodologia adotada para o inventário das emissões está de acordo com o *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC, 1997), e o *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC, 2000).

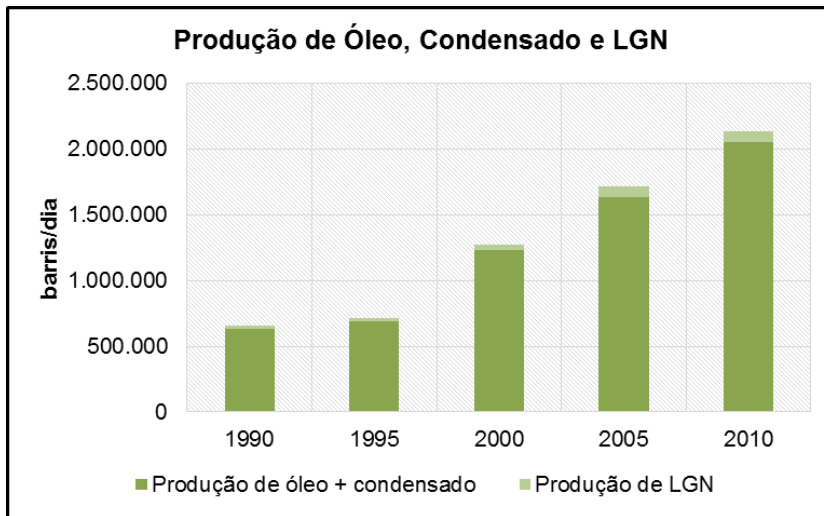
O presente relatório resulta de uma colaboração entre a Petrobras S.A. e o Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas - Centro Clima/COPPE/UFRJ, por solicitação do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). A Petrobras foi responsável pelos cálculos das emissões fugitivas relativas às suas atividades de petróleo e gás de 2003 a 2012. O Centro Clima, a partir das estimativas fornecidas pela Petrobras, fez o ajuste de toda a série histórica (1990-2012) e sua expansão, de modo a incluir as emissões provenientes dos demais operadores do mercado, tendo-se, assim, uma estimativa nacional das emissões destas fontes.

O relatório apresentado foi revisado e reestruturado pela Coordenação Geral de Mudanças Globais de Clima do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), agência executora do Projeto BRA/10/G32 - Terceira Comunicação Nacional do Brasil para a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC), que prevê o refinamento do Inventário Nacional de Gases de Efeito Estufa (Inventário) do setor de Energia.

Embora o período coberto pelo Inventário se encerre no ano de 2010, para a estimativa das emissões fugitivas optou-se por utilizar dados de anos mais recentes, uma vez que a Petrobras disponibiliza dados para o período de 2003 a 2012.

Dados de produção de óleo, condensado e líquidos de gás natural (LGN), utilizados nos cálculos de emissões fugitivas da área de Exploração e Produção (E&P), são apresentados na Figura I para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005 e 2010, em barris por dia (bpd).

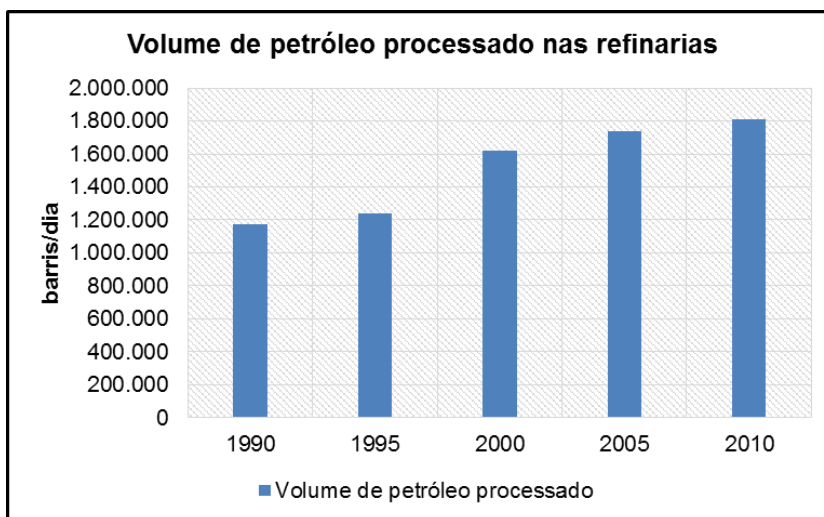
Figura I - Produção de Óleo, Condensado e LGN no Brasil



Fonte: Petrobras e ANP.

Para as estimativas de emissões da área de Refino, foram utilizados dados de volume de carga processada nas refinarias brasileiras. A Figura II ilustra os dados de volume de petróleo para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005 e 2010, em barris por dia.

Figura II - Volume de petróleo processado nas refinarias brasileiras



Fonte: ANP e BEN.

Como consequência da elevação da carga processada e principalmente do aumento da produção, observa-se no período de 1990 a 2010 um aumento de 115,6% nas emissões totais de CO₂. A Tabela I apresenta os resultados encontrados para as emissões fugitivas de CO₂ para as áreas de E&P, Refino e Transporte para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005 e 2010.

Tabela I - Emissões fugitivas de CO₂

Setor	1990	1995	2000	2005	2010	Partic. 2010	Var. 2005/2010
	Gg CO ₂						
E&P	1.584	1.735	3.078	5.933	6.196	46,3	4,4
Refino	4.578	4.817	6.307	6.482	7.107	53,2	9,6
Transporte	40	42	60	82	66	0,5	-19,3
Total	6.201	6.594	9.446	12.496	13.368	100	7,0

No que se refere às emissões de CH₄, nota-se uma participação maior da área de E&P nas emissões totais do setor, tendo sua participação aumentada de 79,7% em 1990 para 87,2% em 2010. Os resultados encontrados em termos de emissões fugitivas de CH₄ podem ser visualizados na Tabela II, para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005 e 2010.

Tabela II - Emissões fugitivas de CH₄

Setor	1990	1995	2000	2005	2010	Partic. 2010	Var. 2005/2010
	Gg CH ₄						
E&P	32,5	35,6	63,2	141,2	123,6	87,2	-12,4
Refino	6,0	6,3	8,3	9,0	9,9	7,0	10,0
Transporte	2,3	2,5	4,2	6,9	8,2	5,8	18,6
Total	40,8	44,4	75,7	157,1	141,7	100	-9,8

No caso das emissões fugitivas de N₂O, também há uma participação maior de E&P. No período do Inventário a E&P tem sua participação aumentada, alcançando 95,7% em 2010. A Tabela III mostra a estimativa das emissões de N₂O para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005 e 2010.

Tabela III - Emissões fugitivas de N₂O

Setor	1990	1995	2000	2005	2010	Partic. 2010	Var. 2005/2010
	Gg N ₂ O						
E&P	0,050	0,055	0,097	0,197	0,197	95,7	-0,1
Refino	0,005	0,005	0,006	0,008	0,007	3,3	-14,1
Transporte	0,001	0,001	0,002	0,003	0,002	1,0	-22,2
Total	0,056	0,061	0,105	0,207	0,205	100	-0,9

1 Introdução

Como país signatário da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima - CQNUMC, doravante referenciada como Convenção, o Brasil tem como uma de suas principais obrigações a elaboração e atualização periódica do Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal, doravante referenciado como Inventário.

O presente relatório apresenta as estimativas das emissões fugitivas antrópicas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O) devido às atividades da indústria de petróleo e gás natural. As áreas cujas fontes de emissões fugitivas estão contempladas são: Exploração e Produção (E&P), Refino e Transporte. Além das emissões relativas à Petrobras, neste relatório são apresentadas, em caráter inédito, as estimativas de emissões das demais companhias que realizam atividades da indústria de petróleo e gás no Brasil, de 2003 a 2012, calculadas a partir de uma extrapolação de dados.

A Petrobras, por meio do Ministério da Ciência e Tecnologia e Inovação (MCTI), foi solicitada a colaborar na elaboração da Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática.

Para atender a esta solicitação, a Petrobras disponibilizou, entre outras, informações de seu inventário de gases de efeito estufa (GEE) para o período de 2003 a 2012. Para estimar as emissões nacionais do período entre 1990 e 2012, foram realizadas correlações das emissões de produção, refino e transporte da Petrobras, com a produção, refino e transporte totais no Brasil.

A participação de novos atores na produção de petróleo no país somente foi possível a partir da promulgação da Emenda Constitucional nº 9, de novembro de 1995, que alterou o Art. 177 da Constituição Federal, flexibilizando o monopólio da Petrobras. Em agosto de 1997, foi sancionada a Lei 9478/97 - a Nova Lei do Petróleo, que estabeleceu as bases jurídicas e tributárias dos futuros contratos de concessão para a exploração e produção, a serem firmados tanto com empresas privadas nacionais como com empresas privadas e estatais estrangeiras vencedoras de licitações internacionais.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), implantada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. Autarquia federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a ANP é responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com a Lei do Petróleo.

O primeiro leilão de áreas exploratórias feito pela ANP ocorreu em 1999 e como a duração típica de período exploratório é de três anos, somente a partir de 2003 as atividades de produção por outras companhias, além da Petrobras, assumem significância.

Todavia, a Petrobras é a principal companhia do setor de óleo e gás no Brasil, apresentando predominância nacional nas atividades de E&P, Refino e Transporte. Em relação às atividades de E&P, a participação de outras Companhias na Produção Nacional de Óleo Condensado e LGN (líquido de gás natural (GLP e C5+)) foi de menos de 1% em 2003 e alcançou cerca de 9% em 2013. No Refino, a participação das refinarias da Petrobras sempre foi de mais de 98%, considerando a série histórica de 2000 a 2012, disponibilizada pela ANP, no volume total de petróleo processado no Brasil.

As áreas cujas fontes de emissões fugitivas estão contempladas neste inventário são: Exploração e Produção (E&P), Refino e Transporte. As emissões associadas ao petróleo e ao gás natural incluem as fugas e ventilações (*venting*) de CH₄ durante a extração de petróleo e gás natural, durante o transporte e distribuição em dutos e navios e durante o seu processamento nas refinarias. São também consideradas as emissões de CO₂ por combustão não útil em tochas (*flaring*), as emissões decorrentes do Regenerador do UFCC (Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido) e das Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH), nas atividades de E&P e de Refino. Foram contemplados os seguintes processos e equipamentos:

- E&P: Tocha (*flare*), ventilação de gás, flash de metano em tanques, processo de desidratação a glicol, processo de remoção de CO₂ do gás (MEA/DEA), passagens de pig em linhas, fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros), atividades de perfuração, derramamento de petróleo em canaletas, despressurização e limpeza de tanques e vasos;
- Refino: Regenerador do UFCC (Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido), Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH), fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros), tocha (*flare*), ventilação de gás, processo de desidratação a glicol e passagens de pig em linhas e;
- Transporte: despressurização de linhas, fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros), gasoduto, ventilação de gás, tocha (*flare*), flash de metano em tanques e passagem de pig em linhas.

O uso de óleo e gás natural, ou de seus derivados, para fornecer energia para uso interno na produção, processamento e transporte de óleo e gás é considerado como combustão e, portanto, tratado em outra seção do setor energético (para maiores informações, ver os Relatórios de Referência *Top-down* e *Bottom-up*).

Embora com destaque ao período de 1990 a 2010, os dados apresentados e cálculos efetuados se estendem até o ano de 2012, incorporando as informações mais recentes de que se dispôs quando da elaboração do presente relatório.

2 Atividades de Óleo e Gás Natural

As atividades de óleo e gás natural se dividem em três categorias, sendo que todas emitem CO₂, CH₄ e N₂O:

1. Produção de óleo e gás natural: o óleo e o gás natural são extraídos de formações subterrâneas, utilizando poços *onshore* e *offshore*. No Brasil, em geral, são extraídos simultaneamente da mesma formação geológica e, depois, separados. Uma vez que o metano é o principal componente do gás natural, vazamentos ou ventilação ocorridos no sistema de extração e nas etapas do processamento primário do óleo e gás produzidos resultam em emissões de metano (CH₄), além das emissões de CO₂, CH₄ e N₂O decorrentes da queima em tocha;
2. Refino de petróleo e processamento de gás natural:
 - Refino: As refinarias processam o petróleo, obtendo como resultado uma variedade de produtos de hidrocarbonetos, como gasolina, diesel e querosene. A atividade de refino envolve processos de separação e transformação, além de estocagem de frações básicas e de produtos finais. A diversidade de unidades de processos, a estocagem e as linhas de fluidos de processo (gás ou líquido) apresentam diversas fontes de vazamentos, ventilação e queima em tocha (*flare*), além das emissões das Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH) e das Unidades de Craqueamento Catalítico Fluido (UFCC).
 - Processamento de Gás Natural: Ainda na etapa de produção, o gás recebe um tratamento primário (como desidratação e remoção de compostos ácidos), denominado condicionamento do gás natural, de modo a permitir, de forma segura e contínua, a sua transferência dos campos de produção para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), por meio de gasodutos. Nas UPGNs, o gás é separado da fase líquida (água e hidrocarbonetos líquidos), desidratado (retirar a água ainda presente após o condicionamento), resfriado e fracionado em produtos especificados para a distribuição ao consumidor final. As correntes que podem ser produzidas a partir da UPGN são: metano e etano, que formam o gás natural especificado para a venda, também denominado gás residual; corrente líquida de etano, para fins petroquímicos; propano e butano, que formam o GLP ou gás de cozinha; e a gasolina natural ou C₅⁺, que são as correntes de hidrocarboneto acima de 5 carbonos;
3. Transporte de óleo e gás natural: O petróleo produzido é transportado através de navios e dutos para as refinarias, onde é estocado em tanques por um determinado período de tempo. O gás produzido no Brasil, por sua vez, somente é transportado através de dutos. As emissões fugitivas de GEE que são consideradas no Transporte são as decorrentes dos

vazamentos e ventilações que ocorrem nas linhas de escoamento do gás, bem como as emissões de tocha presentes na malha de gasodutos. As principais atividades relacionadas ao transporte e distribuição de gás natural são:

- **Gasodutos e tubulações:** O meio mais adotado para o transporte de gás natural é por gasodutos de alta pressão, com o escoamento realizado na fase gasosa e com a utilização de estações de compressão ao longo do percurso do duto. A transferência do gás produzido em plataformas marítimas ocorre por dutos submarinos de grande extensão. Já em terra, os gasodutos podem ser superficiais ou subterrâneos, para transportar o gás entre as UPGNs, refinarias, grandes consumidores e distribuidoras de gás, existindo uma variedade de instalações que fazem parte desse sistema, incluindo estações de medição, manutenção e compressão localizadas ao longo das rotas dos gasodutos. **Sistemas de distribuição:** o gás entra na rede de distribuição, através dos sistemas de transmissão, em “estações de gás”, onde a pressão é reduzida para a distribuição nas cidades. As atividades de transporte e distribuição de gás apresentam diversas fontes de emissões fugitivas, como as decorrentes de vazamentos que ocorrem através de juntas, selos e superfícies rotativas, presentes nos componentes e acessórios de tubulações e equipamentos (ex: válvulas, conexões, flanges e *plugs*), bem como de ventilações e queima em tocha resultantes de operações normais, manutenção e emergência, tais como nos processos de despressurização e *pigging*.

2.1 Fontes de emissão de metano, óxido nitroso e dióxido de carbono

As emissões de óleo e gás natural podem ser divididas em: (1) emissões derivadas de operações normais; (2) manutenção e (3) imprevistos (*system upsets*) e acidentes. Tipicamente, a maioria das emissões é proveniente de operações normais.

1. **Operações normais:** as emissões operacionais são constituídas por vazamentos, *venting* e *flaring* (ventilação e queima). *Venting* e *flaring*: são atividades que se referem à disposição do gás não aproveitado. As emissões ventiladas ocorrem de maneira intencional resultantes de operações normais, além de manutenção e emergência, tais como nos processos de despressurização e abertura de válvulas de alívio (*Pressure Safety Valve*, PSV). As atividades de *venting* liberam CH₄ porque o gás ventilado normalmente possui uma grande quantidade de metano. Quando o gás é recuperado e alinhado para ser queimado em tochas (*flaring*), além das emissões de CO₂, CH₄ e N₂O resultantes da combustão, haverá também emissões de metano não queimado, que dependerão da eficiência do processo de queima. A quantidade combinada de gás ventilado e queimado deve ser informada no Inventário Nacional de Emissões de GEE.

- a. Os vazamentos crônicos são emissões atmosféricas não controladas e não intencionais de hidrocarbonetos a partir de fluidos de processo (gás ou líquido), que ocorrem através de juntas, selos e superfícies rotativas, presentes nos componentes e acessórios de tubulações e equipamentos, tais como válvulas, conexões, flanges, *plugs* e selos de bombas e de compressores. Dependem do tamanho, tipo e idade do dispositivo, da frequência da operação e da qualidade da manutenção;
 - b. Existem também emissões do processo de ventilação (*venting*) associadas a determinadas plantas de processo que resultam em emissões de operações normais, como no caso da emissão de CO₂ das Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH), das emissões do Regenerador de UFCC (Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido), da ventilação em tanques de armazenamento e em petroleiros, na desidratação do gás a glicol e dos processos de remoção de gases ácidos do gás a partir de tratamento com solução MEA/DEA (monoetanolamina/dietanolamina);
 - c. Emissões durante operações de perfuração, como a migração do gás dos reservatórios, através dos poços.
2. Manutenção: inclui atividades regulares e periódicas desenvolvidas na operação das instalações. Essas atividades podem ser conduzidas de forma frequente, como lançamento e recebimento de *pig* (do inglês *pipeline inspection gauge*; em português, dispositivo para inspeção de dutos) no gasoduto, ou de forma esporádica, como a evacuação de dutos (*blowdown*) para testes periódicos. Em cada caso, os procedimentos requeridos resultam na liberação de gases do equipamento afetado. Liberações desse tipo também podem ocorrer na manutenção de poços (*well workovers*) e durante a substituição ou manutenção de encaixes.
3. Imprevistos e acidentes: os imprevistos são definidos como eventos não planejados que afetam o sistema, sendo o mais comum um súbito aumento de pressão, originado por instabilidades do processo. O sistema de abertura de válvulas de alívio (*Pressure Safety Valve*, PSV) e de emergência (*Blow Down Valve*, BDV) está previsto nos projetos das instalações, por medida de segurança, a fim de evitar os riscos e danos causados pela variação brusca da pressão. Sistemas como esse podem ter estruturas diferentes. Em muitos casos, os gases liberados através das válvulas reguladoras de pressão podem ser coletados e transportados para uma tocha (*flare*) para combustão ou, comprimidos novamente e reinjetados no sistema, ao invés de serem ventilados diretamente para a atmosfera. A frequência com que ocorrem os imprevistos varia de acordo com a estrutura da instalação e práticas de operação. Particularmente, instalações que operam muito abaixo da sua capacidade são menos suscetíveis a imprevistos, e consequentes emissões. Emissões associadas a acidentes também são incluídas na categoria de imprevistos. Eventualmente, dutos de distribuição de gás podem se romper por acidente.

3 Dados

3.1 Coleta de dados

A Petrobras, além de outras informações, forneceu resultados do seu inventário de emissões para o período de 2003 a 2012. A estimativa das emissões nacionais do período entre 1990 e 2012 foi realizada utilizando dados de produção e emissões da Petrobras e dados de produção e refino obtidos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e do Balanço Energético Nacional - BEN.

Observa-se que a série histórica de informações disponibilizadas pela ANP se inicia somente a partir do ano de 2000. Na ANP estão disponíveis dados de carga processada por refinaria, permitindo assim, desagregar o processamento específico da Petrobras do total processado no país. Por sua vez, os dados de produção de óleo, condensado e LGN fornecidos pela ANP se referem ao total do país, não apresentam informações das companhias de óleo e gás envolvidas. No entanto, para todo o período de 1990 a 2012, foram fornecidos pela Petrobras os dados referentes à sua própria produção de óleo, condensado e LGN. Para o período não coberto pela ANP, ou seja, o compreendido entre 1990 e 1999, foram utilizados os dados nacionais de carga processada e produção de óleo, condensado e LGN disponibilizados pelo BEN, os quais são referentes ao total do país, não havendo informações sobre refinarias ou companhias de óleo e gás.

Para estimar as emissões nacionais do setor de E&P e Refino entre 2003 e 2012, foram realizadas, para cada ano, correlações das emissões, produção e refino da Petrobras com a produção e refino totais no Brasil. Por sua vez, para as emissões de Transporte, adotaram-se como nacionais os dados do inventário da Petrobras apenas de 2007 a 2012. De 2004 a 2006 foi necessário adicionar resultados de estimativas de emissões da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) às emissões relativas à Petrobras para se obter o total nacional, pois a TBG já operava no período, porém não havia sido incluída no inventário da Petrobras.

Para estimar as emissões nacionais do setor de produção e refino para o período de 1990 a 2002, foram feitas extrapolações a partir da obtenção de um fator de emissão médio do período de 2003 a 2008, aplicado aos dados de produção e refino nacional do período de 1990 a 2002. A escolha do período de 2003 até 2008, somente, deveu-se à preocupação de selecionar um período com padrão de emissão próximo ao período pretérito, como é detalhado no item 4.1.

Quanto às emissões do Transporte de 1990 a 2003, foi realizada uma extrapolação a partir da manutenção da participação percentual média do setor (considerado o período entre 2004 a 2006) em relação à soma das emissões do setor de E&P e Refino para estimar as emissões relativas à Petrobras. A estas emissões adicionou-se a estimativas calculadas para a TBG para compor as emissões de Transporte para os anos de 2000 a 2003 (detalhes no item 4.1).

3.2 Considerações sobre os dados

Os resultados de 2003 a 2008 foram revistos em relação aos valores repassados pela Petrobras na ocasião do Segundo Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, pois foram identificadas mais tipologias de fontes de emissão fugitivas de GEE (E&P: atividades de perfuração, derramamento de petróleo ou de produtos em canaletas, despressurização e limpeza de tanques e vasos; refino: ventilação de gás, processo de desidratação a glicol e passagens de pig em linhas e; transporte: tanques de flash de metano e passagem de pig em linhas), além de correções de alguns resultados de fontes já reportadas.

Os dados nacionais de produção de óleo, condensado e líquido de gás natural (LGN), apresentados abaixo, foram obtidos pela Petrobras para os anos entre 1990 e 2000, e pela ANP, para os anos de 2000 a 2012, podendo ser visualizados na Tabela 1.

Tabela 1 - Produção nacional de Óleo, Condensado e Líquidos de Gás Natural (LGN)

	Produção de óleo + condensado	Produção de LGN	Total
Ano	<i>barris/dia</i>		
1990	631.255,90	22.371,70	653.627,60
1991	623.622,20	23.107,20	646.729,40
1992	628.020,00	25.080,50	653.100,50
1993	643.273,80	25.017,30	668.291,10
1994	668.023,60	24.808,50	692.832,10
1995	693.023,80	23.136,70	716.160,50
1996	783.744,00	25.307,60	809.051,60
1997	841.487,80	27.820,30	869.308,10
1998	975.116,90	29.163,50	1.004.280,40
1999	1.101.491,35	30.346,53	1.131.837,88
2000	1.234.592,10	35.931,07	1.270.523,17
2001	1.292.773,26	40.181,92	1.332.955,17
2002	1.454.395,92	44.990,76	1.499.386,68
2003*	1.496.110,90	56.298,36	1.552.409,26
2004	1.481.416,54	61.526,85	1.542.943,39
2005	1.633.574,31	79.296,52	1.712.870,83
2006	1.722.732,62	86.389,71	1.809.122,34
2007	1.747.995,57	84.666,01	1.832.661,58
2008	1.817.192,95	86.650,69	1.903.843,64
2009	1.950.364,07	78.676,42	2.029.040,49
2010	2.054.668,06	82.749,43	2.137.417,50
2011	2.105.399,49	87.511,74	2.192.911,23
2012	2.066.873,01	88.029,46	2.154.902,47

*Início da participação de terceiros, além da Petrobras, na produção nacional de petróleo no Brasil.

A carga processada nas refinarias foi obtida na página eletrônica (site) da ANP, para os anos de 2000 a 2012. Para os anos de 1990 e 1999 o volume de carga processada foi obtido no Balanço Energético Nacional - BEN (EPE, 2013). Os dados para o período completo de 1990 a 2012 podem ser observados na Tabela 2.

Tabela 2 - Volume de Petróleo processado nas refinarias brasileiras entre 1990 e 2012

Ano	Volume de petróleo processado nas refinarias brasileiras
	<i>barris/dia</i>
1990	1.175.310,15
1991	1.139.695,28
1992	1.186.814,64
1993	1.198.901,53
1994	1.267.004,62
1995	1.236.719,51
1996	1.324.920,89
1997	1.424.067,97
1998	1.533.252,80
1999	1.585.023,63
2000	1.619.327,78
2001	1.666.953,04
2002	1.635.416,95
2003	1.620.151,82
2004	1.738.845,99
2005	1.740.719,53
2006	1.752.691,79
2007	1.786.809,15
2008	1.778.328,31
2009	1.810.386,02
2010	1.813.256,64
2011	1.864.502,42
2012	1.931.996,98

4 Metodologia

De acordo com a metodologia do IPCC (1997; 2006), as emissões fugitivas são uma fonte direta de gases de efeito estufa devido à liberação de metano (CH₄) e de dióxido de carbono (CO₂) (por exemplo, o CO₂ presente no óleo e no gás produzido), ao CO₂ formado pela reforma a vapor das Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH's), além do CO₂, CH₄ e N₂O, gerados pelas atividades de combustão não úteis. No Guidelines 2006 (IPCC, 2006) são identificadas e descritas diferentes fontes de emissão de CH₄, CO₂ e N₂O de óleo e gás natural e apresentam-se fatores de emissão *default* (padrão) para as estimativas das emissões em nível nacional.

As fontes de emissões fugitivas contempladas nos sistemas de óleo e gás natural incluem: liberação durante operações normais, como emissões associadas a *venting* e *flaring*, emissões das Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH's) e do Regenerador de UFCC (Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido), vazamentos crônicos, emissões ocorridas na manutenção e emissões que derivam de acidentes e eventos não planejados que afetam o sistema.

As metodologias descritas no Guidelines 2006 (IPCC, 2006) para estimar as emissões fugitivas provenientes das atividades de óleo e gás natural variam em função do nível de complexidade e detalhamento. Os Tiers são listados abaixo em ordem crescente de sofisticação e necessidade de dados:

- Tier 1: Abordagem de fatores de emissão médios com base na produção;
- Tier 2: Abordagem do balanço de massa e
- Tier 3: Abordagem rigorosa de fontes específicas.

O inventário de emissões fugitivas do setor de óleo e gás contempla os três Tiers, dependendo do período considerado, de qual gás de efeito estufa e da tipologia de fonte de emissão.

A Petrobras, além de outras informações, forneceu resultados do seu inventário de emissões para o período de 2003 a 2012. A estimativa das emissões nacionais do período entre 1990 e 2012 foi realizada utilizando dados de produção e emissões da Petrobras e dados de produção e refino obtidos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e do Balanço Energético Nacional - BEN.

O inventário de emissões da Petrobras, cuja abordagem é *bottom-up*, é calculado a partir dos dados de consumo e movimentação de óleo, gás e derivados associado a cada fonte de emissão, sendo aplicados aos mesmos, dependendo da fonte ou espécie química emitida, estequiometria por balanço de massa, protocolos internacionais de estimativa de emissões adotados na indústria de óleo e gás e medição direta das emissões. Dentre os protocolos de cálculo utilizados, estão os da:

- U.S. Environmental Protection Agency (EPA), AP-42 - *Compilation of Air Pollutant Emission Factors*;
- ARPEL, *Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry*;
- API, *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry*;
- International Association of Oil & Gas Producers (OGP), *Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations*.

4.1 Extrapolação das estimativas de emissão

No presente inventário estão sendo consideradas as emissões relativas às demais companhias do setor de óleo e gás que atuam no Brasil, além da Petrobras. Essa é uma novidade em relação aos inventários anteriores. Assim, para os anos de 2003 a 2012, foram calculados fatores de emissão (FE) implícitos anuais para o setor de E&P e de Refino, a partir dos dados de emissão (por gás) e de produção e processamento (barris/dia) relativos à Petrobras, respectivamente. Em seguida, aplicaram-se os FE implícitos anuais da Petrobras para cada ano do período de 2003 a 2012 no volume anual produzido e processado pelas demais companhias no Brasil, para obter a emissão nacional anual do setor E&P e do setor Refino, respectivamente. Para o setor de Transporte, os anos de 2004 a 2012 apresentam emissões inventariadas pela Petrobras. No entanto, assumiu-se como emissão nacional as emissões calculadas pela Petrobras somente no período de 2007 a 2012, pois, de 2000 a 2006 a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) já operava no Brasil, porém, ela só foi inventariada pela Petrobras a partir de 2007.

Para a estimativa das emissões do setor de E&P relativas aos anos de 1990 a 2002 utilizou-se um FE médio do período de 2003 a 2008, descartando o ano de 2005. Tanto as emissões do ano de 2005 como as do ano de 2009 foram desconsideradas em função das suas emissões excepcionais, conforme descrito no item 5.1. Este FE médio foi aplicado na produção nacional (exclusivamente da Petrobras neste período) para cada ano do período de 1990 a 2002, para estimar as emissões fugitivas de forma agregada para o setor de E&P, pois a Petrobras passou a inventariar suas emissões somente a partir de 2003. A definição do período de 2003 a 2008 como base para gerar um FE médio a fim de se estimar as emissões de 1990 a 2002 deu-se em função de se adotar um período de referência que mantivesse um padrão de queima em tocha similar ao do período que será extrapolado, visto a alta significância desta tipologia de fonte nas emissões fugitivas do E&P, principalmente nos períodos pretéritos. O padrão de queima em tocha se alterou nos últimos anos, sobretudo a partir de 2010, em função dos esforços da Petrobras em aumentar o aproveitamento do gás produzido.

Para a estimativa dos dados de emissão nacional da área de Refino, entre o período de 1990 e 2002, também foi utilizado um FE médio, obtido pela relação entre o valor médio das emissões

entre 2003 e 2008 e a carga processada nas refinarias no mesmo período. Este FE multiplicado pela carga processada de cada ano resultou na estimativa de emissões para os anos de 1990 a 2002. A escolha desse período de anos para a obtenção do FE deu-se, sobretudo, devido à elevação do padrão de emissões por unidade de combustível produzido nas refinarias nacionais, que vem ocorrendo de forma mais expressiva desde o ano de 2009. Este aumento no padrão de emissões de GEE acontece em resposta ao aumento da qualidade dos combustíveis disponibilizados no Brasil, que levou a uma maior complexidade do parque de refino, o qual tem se caracterizado por um maior consumo energético e por um aumento da demanda por hidrogênio, que é produzido a partir da reforma a vapor do gás natural nas UGHs, gerando CO₂ como subproduto da reação.

Para a estimativa de emissões da área de Transporte da Petrobras entre o período de 1990 e 2003, foi utilizada uma relação entre as emissões da Petrobras relativas a esta área calculadas nos anos de 2004 a 2006 e a soma das emissões dos seus setores de E&P e Refino no mesmo período. Assim, deve ser calculada a participação percentual média do setor de Transporte em relação à soma das emissões do setor de E&P e Refino da Petrobras, para o período entre 2004 a 2006, e multiplicá-la à soma das emissões de E&P e Refino no período entre 1990 a 2003, com base na manutenção deste percentual médio. Escolheu-se o período até 2006 em função da entrada da TBG no inventário da Petrobras a partir de 2007, o que alterou o perfil de emissões do setor. As emissões da Petrobras relativas ao setor de Transporte entre 1990 e 1999 serão consideradas as emissões nacionais do setor em tal período. Para estimar as emissões da TBG de 2000 a 2006 foi também necessário realizar uma extrapolação. Calculou-se um percentual médio de emissões de Transporte nacional, em relação à soma de E&P e do Refino, referente ao período de 2007 a 2012. Este percentual médio foi então aplicado aos valores de emissões fugitivas de E&P e do Refino relativos às outras companhias no período entre 2000 e 2006. Assim, as emissões nacionais relativas ao Transporte de 2000 a 2006 serão o somatório das emissões da Petrobras com as estimativas das emissões da TBG de 2000 a 2006.

A seguir, são descritas as metodologias utilizadas pela Petrobras no cálculo do seu inventário de emissões fugitivas de GEE.

4.2 Tocha (*flare*)

4.2.1 Metodologia para Estimativa das Emissões de CO₂

As emissões de CO₂ são estimadas a partir de cálculo estequiométrico e da eficiência de conversão do carbono para CO₂ presente no gás a ser queimado. As eficiências de conversão extraídas de ARPEL (1998), e adotadas foram 98% para tochas com vapor e 95% para tochas sem vapor.

De acordo com o documento *Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations* (E&P FORUM, 1994), as eficiências de destruição pela queima são fixadas em 95%, sendo que para áreas com legislação regulatória muito exigente o valor normalmente adotado é de 98%. No entanto, o documento não menciona qual é o mecanismo de controle destas emissões.

A equação utilizada para determinação destas emissões é:

$$E_{CO_2} = \frac{\%C}{100} \times \varepsilon \times Q^o \times \frac{Mol_{CO_2}}{Mol_C} \quad \text{e} \quad E_{SO_2} = \frac{\%S}{100} \times Q^o \times \frac{Mol_{SO_2}}{Mol_S}$$

Onde:

E_{CO_2} = emissão de dióxido de carbono (toneladas/mês);

%C = Fração mássica de carbono contido no gás queimado (adimensional);

ε = Eficiência de conversão (0,98 para tocha com vapor e 0,95 para tocha sem vapor) (adimensional);

Q^o = Vazão mássica do gás que foi queimado (toneladas/mês);

Mol_{CO_2} = Massa molecular do dióxido de carbono (44,011 kg/kmol);

Mol_C = Massa atômica do carbono (12,011 kg/kmol);

Mol_{SO_2} = Massa molecular do dióxido de enxofre (64,06 kg / kmol);

Mol_S = massa atômica do enxofre (32,06 kg / kmol).

4.2.2 Metodologia para Estimativa das Emissões de CH₄

As emissões de CH₄ são calculadas a partir de seus componentes no gás e a eficiência associada à existência ou não de vapor (tocha com vapor ou sem vapor, respectivamente). A equação utilizada para determinação destas emissões é:

$$E_{CH_4} = \%CH_4 \times (1 - \varepsilon) \times Q^o$$

Onde:

E_{CH_4} = emissão do metano (toneladas/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de CH_4 no gás queimado (adimensional);

ε = Eficiência de conversão (0,98 para tocha com vapor e 0,95 para tocha sem vapor) (adimensional);

Q° = Vazão mássica de gás que foi queimado (toneladas/mês).

4.2.3 Metodologia para Estimativa das Emissões de N_2O

Estas emissões são calculadas a partir da aplicação direta do fator (não leva em consideração a eficiência de conversão) obtido no *Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations* (E&P FORUM, 1998). A equação utilizada para determinação dessas emissões é:

$$E_{N_2O} = f_{N_2O} \times Q^\circ$$

Onde:

E_{N_2O} = Emissão do óxido nitroso (toneladas/mês);

f_{N_2O} = fator de emissão de N_2O (0,000081 t/t de gás queimado);

Q° = Vazão mássica de gás que foi queimado (toneladas/mês).

4.3 Gás ventilado - Vent

4.3.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH_4

Para o cálculo destas emissões é necessário conhecer o volume do gás ventilado, sua densidade e o teor de CH_4 . Em geral, este protocolo é aplicado para casos em que a emissão ou a operação que a gera não se enquadra em nenhum tipo de protocolo desenvolvido. A equação é:

$$E_{CH_4} = \frac{\%CH_4}{100} \times \frac{V}{1000} \times \rho_{CH_4}$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissão de metano (toneladas/mês);

$\%CH_4$ = Teor volumétrico de metano;

V = Volume do gás ventilado (m^3 /mês);

ρ_{CH_4} = Densidade do metano (kg/m^3) a $0^\circ C$ e 1 atm.

4.4 Ventilação de metano em tanques (Flash de metano)

4.4.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH₄

O Método de Vasquez-Beggs (VBE) é utilizado para a estimativa de perdas por flash. A Tabela 3 indica os dados de entrada necessários para o cálculo de Flash em tanques.

Tabela 3 - Dados de entrada para o cálculo de *flash* em tanques

Dados de entrada	Limitações	Unidades
Grau API do petróleo armazenado	16 < API < 58	°API
Pressão da Linha de Alimentação	345 < P + Patm < 36.197	kPa gauge
Pressão Atmosférica ¹	Patm	KPa
Temperatura na Linha de Alimentação - Ti (°F)	21 < T _i < 146	°C
Densidade Relativa do Gás Dissolvido na Linha de Alimentação	0,56 < SGi < 1,18	Adimensional
Massa Molecular do Gás no Tanque de Armazenamento	18 < MW < 125	kg/kmol
Fração de HCNM* (C ₃ ⁺) no Gás do Tanque de Armazenamento	0,5 < VOC < 1,00	Adimensional
Fração de CH ₄ no Gás do Tanque de Armazenamento	0 < CH ₄ < 1,00	Adimensional
Volume de Petróleo Armazenado no Tanque - Litros por Mês		10 ³ l/mês

Nota: HCNM - hidrocarbonetos não-metanos.

Fonte: Petrobras.

O cálculo das emissões de CH₄ se efetua conforme a seguir:

$$E_{CH_4} = E_{HTC} \times \%CH_4$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissão de metano (toneladas/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano (adimensional);

$$E_{HTC} = (R_s \times 10^3) \times (Q \times 10^3) \times Mol / 24,056 \times 1 / 10^6$$

Onde:

E_{HTC} = Emissão total de hidrocarbonetos (toneladas/mês);

Q = Volume petróleo armazenado em litros por mês (103 l/mês);

Mol = Massa molecular do gás no tanque de armazenagem (kg/kmol);

¹ Conversão 1 atm = 14,696 psi e 1 atm = 101,32 kPa.

24,056 = volume de 1g-mol de gás nas condições de pressão 101.325 kPa e temperatura 20°C e

$$R = 0,08206 \times \left(\frac{atm \times 1 \times \frac{g}{mol}}{k \times g} \right);$$

R_s = Relação gás/óleo do petróleo na pressão de interesse (m³/litros);

$$R_s = \left(C_1 \times SG_x \times P_i^{C_2} \times \exp\left(\frac{C_3 \times API}{T_i + 460}\right) \times \frac{0,02831}{158,99} \right)$$

Onde:

C_1 , C_2 e C_3 são constantes de acordo com o °API (Grau API do petróleo), conforme apresentado na Tabela 4:

Tabela 4 - °API para cada uma das constantes C_1 , C_2 e C_3

°API	°API	
	< 30	≥ 30
C_1	0,0362	0,0178
C_2	1,0937	1,187
C_3	25,724	23,931

Fonte: Petrobras.

SG_0 = Densidade relativa do gás dissolvido a 100 psi_g, na qual:

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

P_i = Pressão da linha de alimentação + Pressão atmosférica (psi_a).

4.5 Remoção de CO₂ em gases - Tratamento com mono etil amina (MEA) ou dietil amina (DEA) (MEA/DEA)

4.5.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO₂

O protocolo utiliza balanço de massa da unidade de mono etil amina (MEA) ou dietil amina (DEA) considerando separadamente a absorção do CO₂. Para tanto, o conhecimento da vazão de gás tratado e da concentração de CO₂, antes e após o tratamento, nas condições normais de temperatura e pressão (0°C e 1 atm) é necessário.

$$E_{CO_2} = \frac{Q \times \rho_{CO_2} \times (\%CO_2\ pre - \%CO_2\ pos)}{1000}$$

Onde:

E_{CO_2} = Emissões de dióxido de carbono (toneladas/mês);

Q = vazão de gás tratado (m^3 /mês a $0^\circ C$ e 1 atm);

ρ_{CO_2} = Densidade do dióxido de carbono a $0^\circ C$ e 1 atm ($1,963\ kg/m^3$);

$\%CO_{2pre}$ = Teor de dióxido de carbono no gás antes do tratamento (adimensional);

$\%CO_{2pos}$ = Teor de dióxido de carbono no gás após o tratamento (adimensional).

4.6 Desidratador a Glicol (Processo de remoção de umidade dos gases)

4.6.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH_4

O fator utilizado é apresentado pelo *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry - Pilot Test Version, April 2001* (API, 2001), capítulo 4, Seção 4.2.1. Apenas se estima emissões de CH_4 , tomando uma composição típica de gás tratado (78,8% volume de CH_4) dada pela API para a atividade de produção. O protocolo adotado não considera o uso de bomba Kymray assistida a gás natural e nem gás de *stripping*² para recuperação do glicol. A equação utilizada para a estimativa das emissões de metano é:

$$E_{CH_4} = f_{CH_4} \times V \quad E_{CH_4} = f_{CH_4} \times V ,$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissões de metano (toneladas/mês);

f_{CH_4} = Fator de emissão de metano ($1,87 \times 10^{-7}\ t\ CH_4/ m^3$ de gás processado);

V = Volume de gás processado a $20^\circ C$ e 1 atm (m^3).

² No refino de petróleo, *stripping* é definido como o processo de remoção (por evaporação de *flash* ou indução de vapor) dos componentes mais voláteis de uma fração de gás. Tal processo é utilizado para elevar o ponto de *flash* do querosene e do óleo lubrificante.

4.7 Operação de Limpeza de Dutos (PIGGING)

“Pigs” são objetos de várias formas, feitos de metal ou polímeros. Eles são utilizados na inspeção ou limpeza de dutos de gás ou óleo. As operações de lançamento e recebimento de “pigs” são realizadas de forma programada e consistem da inserção do “pig” em uma extremidade da tubulação e retirada em outra. Nesta operação, os “pigs” são isolados na extremidade do duto por válvulas, formando então as câmaras de “pigging” cujos volumes são bem definidos. Há situações em que as câmaras são inertizadas com nitrogênio ou ar antes de serem abertas e nesta situação as emissões são consideradas nulas. Outra situação possível é o alinhamento das emissões para tocha, sendo que neste caso as emissões serão contabilizadas naquele protocolo.

4.7.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO₂

As emissões de CO₂ consideradas no processo de pigging ocorrem quando o gás é alinhado para uma tocha. O cálculo é estequiométrico, considerando a composição do gás alinhado para a tocha e assumindo 100% de conversão do carbono presente pra CO₂.

4.7.2 Metodologia para estimativa das emissões de CH₄

Este protocolo considera as sugestões apresentadas no documento técnico da USEPA (1994), com metodologia baseada no deslocamento de vapor de um único componente de um líquido ou no deslocamento e posterior emissão de um volume de gás equivalente ao volume da câmara de pigging.

Para as emissões de CH₄, tomou-se o modelo termodinâmico de gases ideais, requerendo-se para isto a pressão e temperatura inicial dos gases na câmara.

Cabe ressaltar que no caso de dutos cujos fluidos são líquidos, as emissões são calculadas a partir das características fornecidas pela Petrobras (pressão de vapor, massa molecular da fase vapor, etc.). Assim, a seguinte equação estima as emissões:

$$E_{CH_4} = \frac{P \times V \times N}{1.000} \times \frac{Mol_{subs}}{R \times (T + 273,15)},$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (toneladas/mês);

P = Pressão do fluido no duto (Pa);

V = Volume da câmara de pig (m³);

N = Quantidade de aberturas da câmara no mês;

Mol_{subs} = Massa molecular da fase vapor (kg/kmol);

$$R = \text{Constante dos gases ideais} = 8314 \left(\frac{J}{kmol \times K} \right);$$

T = Temperatura do fluido na câmara (°C).

4.8 Emissões Fugitivas em Plantas

Emissões fugitivas são emissões não passíveis de controle, oriundas de micros vazamentos em componentes (como válvulas, flanges, etc.) de linhas que transportam hidrocarbonetos. A base de cálculo do protocolo é bastante simples e se vincula ao uso de fatores de emissão por unidade de tempo e quantidade de componentes, diferenciados por tipo de componentes e por serviço.

4.8.1 Metodologia para estimativa das emissões de HCNM e CH₄

O cálculo das emissões de HCNM e CH₄ para as Áreas de Negócios de E&P, Transportes e Distribuição segue as seguintes equações:

Primeiro deve-se calcular o HCT - hidrocarbonetos totais.

$$E_{HCT} = f_{ean_{HCT}} \times \%HCT \times N \times H \times \frac{(100 - \varepsilon_{controle})}{100},$$

Onde:

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (toneladas/mês);

$f_{ean_{HCT}}$ = Fator de emissão de hidrocarbonetos totais, relativo a um dado componente de uma dada Área de Negócio;

%HCT = Fração mássica de hidrocarbonetos no fluido da linha (adimensional);

N = Quantidade de componentes do mesmo tipo na linha (adimensional);

H = Horas totais durante as quais a linha conteve o fluido em condições normais de operação por mês (h/mês);

$\varepsilon_{controle}$ = Eficiência do programa de controle de emissões (%).

Em seguida, são calculadas as emissões de CH₄:

$$E_{CH_4} = E_{HCT} \times \frac{\%CH_4}{\%HCT},$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissões de metano (toneladas/mês);

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (toneladas/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no fluido da linha de serviço;

$\%HCT$ = Fração mássica de hidrocarbonetos totais no fluido da linha de serviço.

Por fim, a emissão de hidrocarbonetos não-metanos é calculada pela diferença entre os dois:

$$E_{HCNM} = E_{HCT} - E_{CH_4}.$$

Para a Área de Negócios de Refino a estimativa é feita a partir de uma correção de emissões estimadas para HCNM. As expressões para emissões são como segue:

$$E_{HCT} = f_{ean_{HCT}} \times \frac{\%HCT}{\%HCT - \%CH_4} \times \%HCT \times N \times H \times \frac{(100 - \varepsilon_{controle})}{100},$$

Onde:

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (toneladas/mês);

$f_{ean_{HCT}}$ = Fator de emissão de hidrocarbonetos não-metano relativos a um dado componente de uma dada Área de Negócio;

$\%HCT$ = Fração mássica de hidrocarbonetos no fluido da linha (adimensional);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no fluido da linha (adimensional);

N = Quantidade de Componentes do mesmo tipo na linha (adimensional);

H = Horas totais durante as quais a linha conteve o fluido em condições normais de operação por mês (h/mês);

$\varepsilon_{controle}$ = Eficiência do programa do controle de emissões (%).

Em seguida, são calculadas as emissões de CH_4 :

$$E_{CH_4} = E_{HCT} \times \frac{\%CH_4}{\%HCT},$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissões de metano (toneladas/mês);

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (toneladas/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no fluido da linha de serviço;

$\%HCT$ = Fração mássica de hidrocarbonetos totais no fluido da linha de serviço.

Por fim, a emissão de hidrocarbonetos não-metanos é calculada pela diferença entre os dois:

$$E_{HCNM} = E_{HCT} - E_{CH_4}.$$

4.9 Gasoduto

4.9.1 Metodologia para estimativa das emissões de CH₄

Para a estimativa de CH₄, são adotados os fatores sugeridos em GRI/EPA (2001).

A equação para a estimativa dessas emissões é:

$$E_{CH_4} = K \times f_{CH_4},$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissões atmosféricas do metano (toneladas/mês);

K = Tamanho do gasoduto em milhas;

f_{CH_4} = Fator de emissão para o metano, conforme a Tabela 5.

Tabela 5 - Fatores de emissão aplicados a vazamentos no gasoduto

Setor industrial	Fonte de emissão	Fator de emissão em toneladas/mês-milha
		CH ₄
Transmissão	Vazamentos no gasoduto	0,00092

4.10 UFCC (Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido)

O craqueamento catalítico converte frações pesadas de hidrocarbonetos em produtos leves. O gasóleo de vácuo (matéria prima da UFCC) é um produto extraído na torre de destilação a vácuo. No FCC o gasóleo entra em um reator com catalisador em alta temperatura promovendo-se a ruptura das cadeias moleculares, gerando frações mais leves de hidrocarbonetos, além de um resíduo com alto teor de carbono (coque). O coque produzido pela redução catalítica é encaminhado para um regenerador, onde sofre queima completa, gerando CO₂ que é emitido para a atmosfera.

4.10.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO₂

As emissões são estimadas com base na carga fresca (gasóleo) alimentada. As emissões de CO₂ são calculadas a partir de cálculo estequiométrico, conforme já mencionado anteriormente, a partir de informações do teor de carbono do coque. O protocolo é:

$$E_{CO_2} = \frac{m_{cp}}{1000} \times \frac{\%C_c}{Mol_C} \times Mol_{CO_2}$$

Onde:

E_{CO_2} = Emissões de dióxido de carbono (toneladas/mês);

m_{cp} = Massa produzida de coque (kg/mês);

$\%C_c$ = Teor de carbono no coque produzido (adimensional);

Mol_{CO_2} = Massa molecular do dióxido de carbono (44,011 kg/kmol);

Mol_C = Massa atômica do carbono (12,011 kg/kmol).

4.11 Atividades de Perfuração

4.11.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO₂ e CH₄

O protocolo de Perfuração e Exploração está relacionado à emissão de GEE vinculados ao contato do fluido de perfuração com as camadas produtoras no reservatório. Esses gases são liberados imediatamente (flash) quando o fluido retorna para a superfície. É uma fonte pontual e emite CH₄, HCNM e CO₂, além de H₂S.

Este protocolo está baseado na ARPEL (1998) que apresenta fatores para emissão de gases dissolvidos em água, como por exemplo, fluido de escavação. Os fatores se apresentam em massa por volume de água utilizada, para distintas condições de temperatura e pressão do estanque.

O cálculo das emissões está demarcado às condições propostas pela ARPEL: 5°C, 60°C, 100°C ou 150°C de temperatura e 5.000, 6.000 ou 7.000 kPa de pressão no reservatório. A equação para determinação da emissão é:

$$E_i = \frac{f_i \times V \times \%H_2O}{1000}$$

Onde:

E_i = Emissão do componente i (toneladas/mês);

V = Volume de fluido de perfuração utilizado (m³/mês);

%H₂O = Porcentagem de água no fluido de perfuração (1 a 100%);

f_i = Fator de emissão do componente i (kg/m³ de água). Em função da temperatura e da pressão do reservatório, conforme mostra a Tabela 6.

Tabela 6 - Fatores de Emissão (kg/m³ água)

Fatores de emissão (kg/m ³ água)												
GEE	Pressão 5000 kPa				Pressão 6000 kPa				Pressão 7000 kPa			
	5°	60°	100°	150°	5°	60°	100°	150°	5°	60°	100°	150°
CH ₄	0,05	0,83	1,33	1,68	0,04	0,75	1,18	1,50	0,04	0,68	1,24	1,50
CO ₂	1,69	37,73	49,70	54,10	1,20	33,27	45,73	48,54	0,86	29,73	42,19	48,54

Fonte: Petrobras.

4.12 Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH)

O hidrogênio é produzido na Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH), através de um processo de oxidação parcial (30 a 40% da relação estequiométrica) de hidrocarbonetos pesados ou, mais frequentemente, através da reforma com vapor de frações mais leves, como por exemplo, gás natural.

Essa mistura é, então, alinhada para um sistema de peneira molecular ou de tratamento MEA (processo idêntico ao DEA), onde o H₂ sai com alto grau de pureza e o gás residual (majoritariamente CO₂) é alinhado ao forno da unidade de geração de hidrogênio, sendo lançado à atmosfera, junto com os gases de combustão.

4.12.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO₂

As emissões de CO₂ são calculadas a partir de cálculo estequiométrico, pelo que é necessário dispor da composição da nafta ou gás natural. As emissões são calculadas conforme a equação apresentada a seguir:

$$E_{CO_2} = Q_{carga} \times \%C \times \frac{Mol_{CO_2}}{Mol_C}$$

Na qual:

E_{CO_2} = Emissões de dióxido de carbono (toneladas/mês);

Q_{carga} = Consumo de nafta ou gás natural utilizado no mês (toneladas/mês). Indicado no módulo de cálculo como “Cons Mês Nafta” e “Cons Mês GN”;

$\%C$ = Teor mássico de carbono na carga (%);

Mol_{CO_2} = Massa molecular do dióxido de carbono (44,011 kg/kmol);

Mol_C = Massa atômica do carbono (12,011 kg/kmol).

No caso de recuperação e venda de CO₂, o valor referente pode ser descontado das emissões.

4.12.2 Metodologia para estimativa das emissões de CH₄ e N₂O

Estas emissões são calculadas a partir da aplicação direta dos fatores fornecidos pelo AP 42 (USEPA, 1998) (

Tabela 7). A equação utilizada para a determinação destas emissões é:

$$E_{CH_4} = \frac{f_{CH_4} \times Q}{1000} \quad \text{e} \quad E_{N_2O} = \frac{f_{N_2O} \times Q}{1000}$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissão de metano (toneladas/mês);

E_{N_2O} = Emissão de óxido nitroso (toneladas/mês);

Q = vazão volumétrica de gás combustível (m³/mês);

f_{CH_4} = fator de emissão do metano (kg/10⁶ m³ de gás consumido);

f_{N_2O} = fator de emissão do óxido nitroso (kg/10⁶ m³ de gás consumido).

Tabela 7 - Fatores de emissão para CH₄ e N₂O, em kg/10⁶ m³ de gás consumido

Fator	N ₂ O	CH ₄
	35,2	36,8

Nota: para a utilização da equação acima o volume de gás em m³ deve ser a 15,56°C e 1 atm.

4.13 Derramamento de Petróleo ou de Produtos

4.13.1 Metodologia para estimativa das emissões de HCNM e CH₄

O cálculo resulta nas emissões de HCNM (hidrocarbonetos não-metano) e CH₄ (metano). A equação deste protocolo é a que segue:

$$E_i = \frac{Mol \times K_x \times (S \times 10,76391) \times P_v \times (D_{EV} \times 3600) \times \%HC_i \times 0,00045359}{R \times (T + 273,15)}$$

Na qual:

Mol = Massa molecular do produto na fase vapor (lb/lb mol);

K_x = Coeficiente de transferência mássica (ft/s), dado pela equação:

$$K_x = 0,00438 \times (v_v \times 0,0006214 \times 3600)^{0,78} \times \sqrt[3]{18/Mol};$$

v_v = Velocidade dos ventos (m/s);

S = Área coberta pelo derramamento (m²);

P_v = Pressão de vapor do produto na temperatura do derramamento (psi);

D_{EV} = Tempo de duração do evento (horas);

%HC_i = Porcentagem mássica de hidrocarboneto na fase vapor (%HCNM);

R = Constante universal dos gases $\left(\frac{psi \times ft^2}{k \times lbmol} \right)$;

T = Temperatura do produto (°C);

10,76391 = Constante de transformação de m² para ft²;

3600 = Constante de transformação de horas para segundo;

0,00045359 = Constante de transformação de libras para Megagrama;

0,0006214 = Constante de transformação de milhas para metros.

Nota: O tempo máximo de exposição do evento foi fixado em 2 horas em função da inconsistência de alguns resultados de emissão de hidrocarbonetos para períodos de tempo maiores. Este protocolo será futuramente revisto em relação aos resultados inconsistentes.

4.14 Despressurização

4.14.1 Metodologia para estimativa das emissões de CO₂

As emissões de CO₂ consideradas no processo de despressurização ocorrem quando o gás é alinhado para uma tocha. O cálculo é estequiométrico, considerando a composição do gás alinhado para a tocha e assumindo 100% de conversão do carbono presente pra CO₂.

4.14.2 Metodologia para estimativa das emissões de HCNM e CH₄

O protocolo utiliza o cálculo do volume despressurizado através de um modelo termodinâmico simples (equação de gases ideais) e a quantidade de vezes que esta operação ocorre. Não é considerada a compressibilidade dos gases.

Os poluentes emitidos são o CH₄ e HCNM em caso de despressurização de gás natural ou gás de refinaria e HCNM para despressurização de outros gases (GLP, Propano ou Butano).

As equações que representam as emissões de despressurização direta para a atmosfera são as que seguem:

$$E_{HCNM} = (m_i - m_f) \times N \times \%HCNM \text{ e } E_{CH_4} = (m_i - m_f) \times N \times \%CH_4$$

Na qual:

E_{HCNM} = Emissões de hidrocarbonetos não metano por despressurização (Mg/operação);

E_{CH_4} = Emissões de metano por despressurização (Mg/operação);

$$(m_i - m_f) = \frac{V \times Mol}{R \times 1.000.000} \left(\frac{P_i}{(T_i + 273,15)} - \frac{P_f}{(T_f + 273,15)} \right) = \text{Massa de gás emitido para a atmosfera (Mg/operação);}$$

N = Quantidade de operações (despressurização) (nº/mês);

$\%HCNM$ = Fração mássica de hidrocarboneto não metano no gás despressurizado (adm.);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no gás despressurizado (adm.);

R = Constante universal dos gases [8.314 J/kmol.K];

V = Volume da linha despressurizada (m³);

Mol = Massa molecular do gás despressurizado (g/gmol);

T_i e T_f = Temperatura inicial e final da linha (°C);

P_i e P_f = Pressão inicial e final da linha (Pa).

4.15 Limpeza de Tanques e Vasos

4.15.1 Metodologia para estimativa das emissões de HCNM e CH₄

As metodologias para determinação destas emissões são baseadas em (TCEQ, 2001). Este protocolo considera a evaporação da superfície do produto exposto. O cálculo de emissões leva em conta a pressão de vapor e a massa molecular da fase vapor do produto contido no tanque ou vaso. Tais características formam um banco de dados, também utilizado no protocolo de tanques, de vários produtos, elaborado pelo CENPES. Além disso, é necessário que se conheça a temperatura do produto contido no tanque ou vaso, o volume do tanque ou vaso e o número de operações de limpeza.

O cálculo resulta nas emissões de HCNM (hidrocarbonetos não-metano) e CH₄ (metano).

A equação deste protocolo é a que segue:

$$E_{HC} = (P_V \times V) / \{ R \times (T + 273,15) \times 10^6 \} \times Mol \times N$$

$$E_{HCNM} = E_{HC} \times \%HCNM$$

$$E_{CH_4} = E_{HC} \times \%CH_4$$

Na qual:

E_{HC} = Emissões de hidrocarbonetos (Mg/mês);

V = Volume do tanque ou vaso (m^3);

T = Temperatura do produto (K);

P_v = Pressão de vapor do produto contido no tanque ou vaso na temperatura de armazenamento (Pa);

Mol = Massa molecular do produto na fase vapor (g/g mol);

N = Quantidade de operações de limpeza, (nº/mês);

$\%HCNM$ = Fração mássica de hidrocarboneto não-metano no gás (adm.);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no gás (adm.);

R = Constante universal dos gases [$8,314 m^3 Pa/g mol K$];

V = Volume do tanque ou vaso (m^3);

$6894,8$ = Constante de transformação de psi para Pa.

5 Resultados

A presente seção apresenta os resultados encontrados, em termos de emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O para as áreas de E&P, Refino e Transporte.

A produção de óleo condensado apresenta um crescimento de 227% no período de 1990 a 2012, enquanto a de líquidos de gás natural (LGN) cresce cerca de 293%, o que se reflete em aumento de emissões fugitivas da área de E&P. As emissões fugitivas de CO₂ aumentaram cerca de 148,9% entre 1990 e 2012; as de CH₄ cresceram em 245,5% e as de N₂O, 160,8% no período destacado, no que se refere às atividades de E&P. Vale salientar que, ao longo do período considerado, houve um grande pico de emissões das atividades de E&P no ano de 2009 e, comparando as emissões de 1990 e de 2009, foram observados aumentos de mais de 400% para os três gases.

As emissões referentes às atividades de Refino também apresentam crescimento no intervalo de 1990 a 2012. Em termos de produção, observa-se um aumento de 64,4% no volume de carga processada nas refinarias no Brasil, aumentando de 1.175.310,15 barris/dia em 1990 para 1.931.996,98 barris/dia em 2012. Consequentemente, as emissões fugitivas da área de Refino aumentam 105,6% para o CO₂, 95,7% para o CH₄ e 610,5% para o N₂O no período analisado.

Quanto às emissões das atividades de Transporte, assumiu-se as emissões da Petrobras como as nacionais para os anos de 1990 a 1999 e de 2007 a 2012. Para as emissões do Transporte (relativas à Petrobras) de 1990 a 2003, foi realizada uma extrapolação a partir da manutenção da participação percentual média do setor (considerando o período entre 2004 a 2006) em relação à soma das emissões do setor de E&P e Refino da Petrobras. Para estimar as emissões relativas à TBG de 2000 a 2006, realizou-se uma extrapolação a partir da manutenção da participação percentual média do setor (considerando agora o período entre 2007 a 2012) em relação à soma das emissões do setor de E&P e Refino das outras companhias. Desta forma, observa-se que as emissões do Transporte guardam uma relação indireta com o aumento da produção de óleo, de condensado e de líquidos de gás natural e com um maior volume de carga processada nas refinarias.

5.1 E&P

Os principais resultados obtidos para as emissões fugitivas provenientes das atividades de Exploração & Produção (E&P) encontram-se sumarizados na Tabela 8.

Tabela 8 - Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O devidas às atividades de E&P

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Ano	toneladas		
1990	1.583.734,55	32.495,85	50,03
1991	1.567.020,27	32.152,90	49,50
1992	1.582.457,39	32.469,64	49,99
1993	1.619.264,10	33.224,86	51,15
1994	1.678.726,75	34.444,95	53,03
1995	1.735.251,28	35.604,75	54,81
1996	1.960.325,69	40.222,93	61,92
1997	2.106.326,71	43.218,65	66,53
1998	2.433.363,54	49.928,96	76,86
1999	2.742.434,31	56.270,63	86,63
2000	3.078.467,68	63.165,52	97,24
2001	3.229.739,94	66.269,40	102,02
2002	3.633.002,17	74.543,74	114,76
2003	3.720.476,00	54.968,75	121,40
2004	3.098.174,13	69.933,37	102,72
2005	5.932.733,63	141.188,48	196,74
2006	4.522.187,65	107.513,94	139,93
2007	4.542.251,31	100.445,82	139,91
2008	5.201.790,57	102.064,96	160,34
2009	9.261.020,53	172.057,40	282,31
2010	6.195.627,07	123.622,89	196,62
2011	4.620.088,79	98.220,48	150,91
2012	3.942.705,07	112.261,86	130,45

Os resultados apresentados para o setor de E&P mostram a ocorrência de dois picos de emissão, para os três gases considerados, os quais ocorrem nos anos de 2005 e 2009. De 2004 para 2005 o aumento verificado foi de 91,5% para CO₂, 101,9% para CH₄ e 91,5% para N₂O. De 2008 para 2009, foi observado aumento de 78,0% para CO₂, 68,6% para CH₄ e 76,1% para N₂O. Esses picos deveriam-se quase que integralmente ao aumento das emissões associadas às tochas. No ano de 2005 foram iniciadas as operações de novas plataformas de grande porte na Bacia de Campos e também foram observadas instabilidades operacionais do sistema de compressão de gás de Urucú. Analogamente, o pico da emissão de 2009 se deveu, principalmente, ao início de operação de novas unidades de produção também na Bacia de Campos, e à parada conjunta programada para

substituição de equipamento submarino (*manifold*) no campo de Roncador e das instalações de processamento de gás no Terminal de Cabiúnas.

A queima de parcela do gás natural, produzido junto com o petróleo, é inerente ao processo de produção em todas as empresas operadoras. Nos primeiros meses de operação de plataformas a queima de gás é alta, pois o início da produção de óleo ocorre antes da conclusão da fase de comissionamento da planta de compressão de gás da plataforma e do gasoduto de exportação. Após o período de comissionamento dos compressores, da instalação do gasoduto de exportação e da estabilização da produção, a queima em tocha é reduzida na plataforma. A mesma ocorre por motivo de segurança (piloto da tocha das facilidades de produção) e em paradas para manutenção, assim como em situações temporárias de emergência ou de limitações operacionais.

Ressalta-se que segundo a Petrobras, as suas operações seguem os limites de queima estabelecidos pela ANP. Para os casos nos quais, devido a situações emergenciais e para garantia de segurança, não há possibilidade de cumprimento dos limites acordados, a Petrobras segue os procedimentos definidos na Lei e Regulamentos, solicitando autorização extraordinária de queima, por motivo de força maior, de acordo com o previsto na Portaria ANP 249/2000. Tais solicitações são analisadas pela Agência, e autorizadas sempre que se justifiquem tecnicamente.

A partir de 2010, observa-se uma tendência de redução das emissões, a qual está relacionada, sobretudo aos esforços da Petrobras em aumentar o aproveitamento do gás produzido. O Índice de Utilização de Gás Associado-IUGA da Companhia, no Brasil, era de 79,1% em 2009 e já alcançou 92,6% em 2013, sendo o objetivo da Companhia alcançar 95% em 2015.

5.2 Refino

A Tabela 9 apresenta as emissões fugitivas estimadas para a área de Refino.

Tabela 9 - Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O devidas às atividades de Refino

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Ano	toneladas		
1990	4.577.929,61	6.026,75	4,62
1991	4.439.206,76	5.844,13	4,48
1992	4.622.740,57	6.085,75	4,67
1993	4.669.819,96	6.147,72	4,72
1994	4.935.087,11	6.496,94	4,98
1995	4.817.124,12	6.341,65	4,86
1996	5.160.675,74	6.793,93	5,21
1997	5.546.861,78	7.302,33	5,60
1998	5.972.145,66	7.862,21	6,03
1999	6.173.797,29	8.127,68	6,23
2000	6.307.414,78	8.303,58	6,37
2001	6.492.919,08	8.547,80	6,56
2002	6.370.083,41	8.386,09	6,43
2003	6.207.343,30	8.100,75	1,16
2004	6.248.408,55	8.140,80	1,26
2005	6.482.043,00	9.011,75	7,80
2006	7.047.845,21	9.861,83	13,56
2007	7.328.874,16	9.052,73	8,04
2008	7.289.642,02	9.273,88	9,68
2009	7.336.418,52	9.298,76	8,88
2010	7.106.870,09	9.913,45	6,70
2011	7.941.499,61	11.514,68	31,65
2012	9.411.223,20	11.796,55	32,84

De modo geral, observa-se de 1990 a 2010 um aumento gradativo das emissões fugitivas relativas à área de refino, para os três gases. Já nos anos de 2011 e 2012 verifica-se um aumento mais acentuado destas emissões, especialmente no que se refere ao N₂O, cujas emissões aumentaram 372,7% de 2010 para 2011. Nos últimos anos, houve um significativo aumento da qualidade dos combustíveis disponibilizados no Brasil, levando a uma maior complexidade do parque de refino nacional, no qual foram incorporadas novas unidades de hidrotreatamento (HDT) e unidades de geração de hidrogênio (UGH). Esta maior complexidade resulta em um padrão maior de emissão de GEE por unidade de combustível produzido pelas refinarias, o que explica os maiores aumentos verificados desde 2010.

5.3 Transporte

Na Tabela 10 estão reunidos os resultados encontrados para as emissões fugitivas do Transporte. As emissões fugitivas relacionadas ao Transporte são expressivamente inferiores àquelas pertinentes a E&P e ao Refino. No Transporte também se observa uma maior oscilação das emissões ao longo dos anos, especialmente de 2004 em diante. O ano de 2007 é o que se destaca como o de maiores emissões de CO₂.

Tabela 10 - Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O devidas às atividades de Transporte

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Ano	<i>toneladas</i>		
1990	39.553,08	2.275,55	0,86
1991	38.555,29	2.244,50	0,85
1992	39.832,53	2.277,49	0,86
1993	40.371,01	2.325,76	0,88
1994	42.455,53	2.418,46	0,91
1995	42.061,14	2.477,79	0,94
1996	45.711,27	2.777,31	1,06
1997	49.127,50	2.984,30	1,14
1998	53.956,81	3.413,75	1,31
1999	57.235,25	3.804,04	1,46
2000	60.101,59	4.221,77	1,63
2001	62.249,02	4.419,55	1,71
2002	64.060,10	4.898,76	1,91
2003	63.514,97	3.725,81	1,93
2004	64.894,18	7.758,19	2,09
2005	81.700,09	6.907,49	2,65
2006	65.514,29	3.671,97	2,11
2007	88.099,23	4.788,00	1,87
2008	57.849,78	2.952,58	1,84
2009	78.086,36	6.336,18	2,50
2010	65.936,14	8.191,10	2,06
2011	52.875,56	10.762,87	1,64
2012	34.767,93	9.015,62	1,06

5.4 Emissões Totais

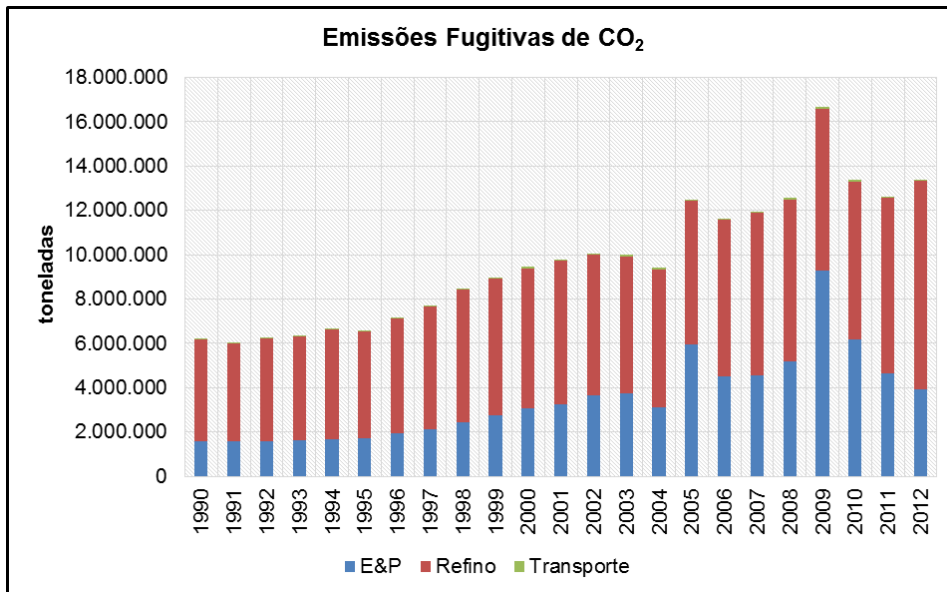
A Tabela 11 apresenta o resultado agregado das emissões fugitivas estimadas para as atividades de E&P, Refino e Transporte para o período de 1990 a 2012. As atividades de Refino respondem pela maior parte das emissões de CO₂, mas tem sua participação reduzida de 73,8% em 1990 para 70,3% em 2012. Apenas em 2009 as atividades de E&P responderam pela maior parte das emissões de CO₂, com 55,5%. No caso das emissões de CH₄, são as emissões da E&P que mais se destacam, aumentando sua participação de 79,7% para 84,4% ao longo do período analisado. As emissões de N₂O seguem a mesma tendência apresentada pelas emissões de CH₄, sendo que a participação da E&P no total de emissões apresentou redução de 1990 (90,1%) a 2012 (79,4%).

Tabela 11 - Emissões fugitivas totais de CO₂, CH₄ e N₂O devidas às atividades de E&P, Refino e Transporte, em milhares de toneladas

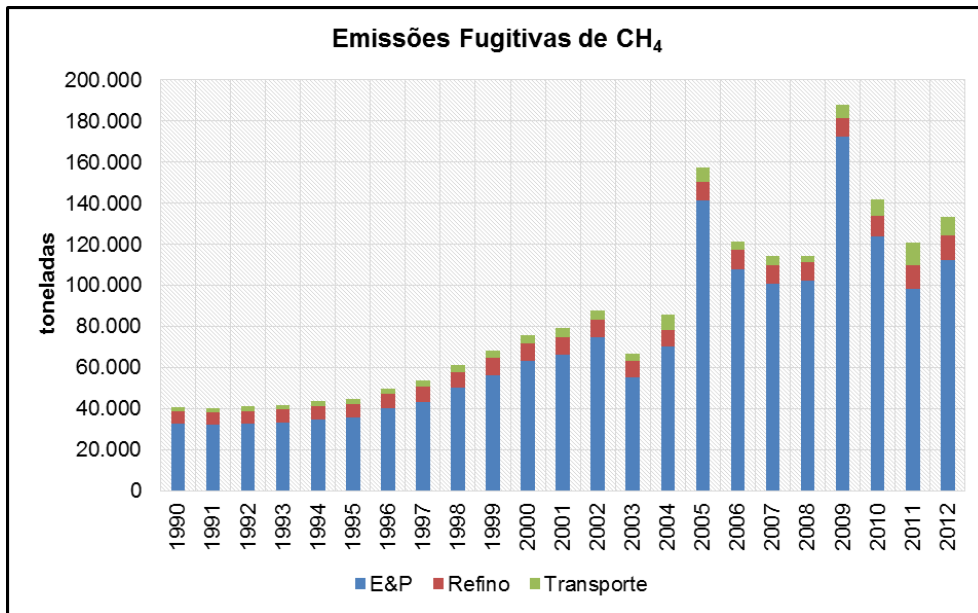
Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	Gg		
1990	6.201,22	40,8	0,06
1991	6.044,78	40,24	0,05
1992	6.245,03	40,83	0,06
1993	6.329,46	41,70	0,06
1994	6.656,27	43,36	0,06
1995	6.594,44	44,42	0,06
1996	7.166,71	49,79	0,07
1997	7.702,32	53,51	0,07
1998	8.459,47	61,20	0,08
1999	8.973,47	68,20	0,09
2000	9.445,98	75,69	0,11
2001	9.784,91	79,24	0,11
2002	10.067,15	87,83	0,12
2003	9.991,33	66,80	0,12
2004	9.411,48	85,83	0,11
2005	12.496,48	157,11	0,21
2006	11.635,55	121,05	0,16
2007	11.959,22	114,29	0,15
2008	12.549,28	114,29	0,17
2009	16.675,53	187,69	0,29
2010	13.368,43	141,73	0,21
2011	12.614,46	120,50	0,18
2012	13.388,70	133,07	0,16

Na Figura 1 podem ser visualizadas as emissões de CO₂ estimadas para o período completo de 1990 a 2012 para as áreas de E&P, Refino e Transporte. Embora as emissões de CO₂ provenientes das atividades de Refino se sobressaíam em relação às das demais áreas de negócio, é na área de E&P que se observa um crescimento mais importante das emissões (aumento de 148,9% no período de 1990 a 2012, enquanto no Refino se observa um crescimento de 105,6% no mesmo período).

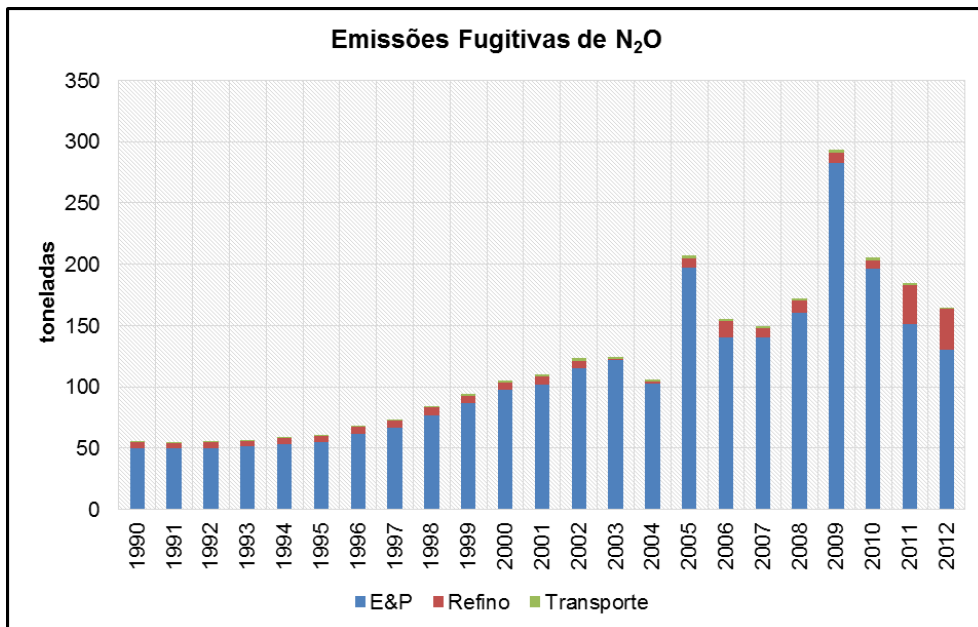
Figura 1 - Emissões fugitivas de CO₂, em toneladas, para o período de 1990 a 2012



A Figura 2 ilustra as emissões fugitivas de CH₄ das áreas de E&P, Refino e Transporte para o período de 1990 a 2012. As emissões da E&P predominam e apresentam um crescimento de 245,5% no período analisado. As emissões de Transporte mostraram aumento percentual ainda maior: 296,2% de 1990 a 2012, representando 6,8% das emissões de CH₄ em 2012. Já as emissões de Refino recuaram de 14,8% de participação em 1990 para 8,9% em 2012.

Figura 2 - Emissões fugitivas de CH₄ no período de 1990 a 2012

As emissões fugitivas totais de N₂O crescem 196,1% no intervalo de 1990 a 2012. Das 164 toneladas de N₂O emitidas em 2012, aproximadamente 79,4% é devido ao setor de E&P, o que pode ser observado na Figura 3. Vale salientar ainda o crescimento da participação das atividades de Refino nas emissões de N₂O, que saltaram de 8,3% em 1990 para 20,0% em 2012.

Figura 3 - Emissões fugitivas de N₂O no intervalo de 1990 a 2012

6 Diferenças de dados e metodologia observadas em relação ao Inventário anterior

6.1 Revisão de resultados e novas tipologias

Os valores de emissões fugitivas das áreas de E&P, Refino e Transporte dos anos de 2003 a 2008 repassados pela Petrobras na ocasião do Segundo Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa foram revistos. Alguns resultados de fontes reportadas naquela ocasião foram corrigidos e, além disso, mais tipologias de fontes de emissões fugitivas de GEE foram identificadas (Tabela 12), sendo seus resultados incluídos no resultado final de emissões obtido em cada um dos anos do período considerado.

Tabela 12 - Novas tipologias de fontes de emissões fugitivas incluídas nos resultados dos anos de 2003 a 2008.

Área	Tipo de fonte de emissão
E&P	Atividades de perfuração; Derramamento de petróleo ou de produtos em canaletas; Despressurização e; Limpeza de tanques e vasos.
Refino	Ventilação de gás; Processo de desidratação a glicol e; Passagens de pig em linhas.
Transporte	Tanques de flash de metano e; Passagem de pig em linhas.

6.2 Inclusão das emissões fugitivas relativas às demais companhias do setor de óleo e gás atuantes no Brasil

No Segundo Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa foram incluídas exclusivamente as emissões fugitivas relativas à Petrobras, principal Companhia do setor de óleo e gás no Brasil, apresentando predominância nacional nas atividades de E&P, Refino e Transporte. Já neste Terceiro Inventário foram também incluídas estimativas de emissões fugitivas relativas às demais companhias que atuam no setor de óleo e gás no Brasil.

Para obtenção dos valores de emissão relativos a outras companhias além da Petrobras, realizou-se uma extrapolação das emissões a partir dos dados de produção e processamento de óleo e gás e da aplicação de fatores de emissão implícitos anuais da Petrobras, conforme explicado no item 4.1 do presente relatório.

7 Referências Bibliográficas

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry - Pilot Test Version, April 2001*, Capítulo 4, Seção 4.2.1.

ASOCIACION REGIONAL DE EMPRESAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EM LATINOAMERICA Y EL CARIBE (ARPEL). *Guidelines for "Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry"*. Montevideo: ARPEL, 1998.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanço Energético Nacional 2013: Ano base 2012 / Empresa de Pesquisa Energética*. - Rio de Janeiro: EPE, 2013.

GRI-EPA - GLOBAL REPORTING INITIATIVE - ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Methodology for estimating CH₄ Emissions from Natural Gas Systems*. 2001.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Volumes 1, 2 e 3*. J.T. Houghton et al., IPCC/OECD/IEA, Paris, France: IPCC, 1997.

_____. *IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management National Greenhouse Gas Inventories*, 2000.

_____. *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan, 2006.

E&P FORUM - THE OIL INDUSTRY INTERNATIONAL EXPLORATION & PRODUCTION FORUM. *Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations - Report N°2.59/197*. Table 4.6 TIER TWO ESTIMATION - Gas Flaring. London: E&P Forum, 1994.

TEXAS COMMISSION ON ENVIRONMENTAL QUALITY (TCEQ). *Technical Guidance Package for Tank Truck and Rail Car Cleaning dated March 2001*.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (USEPA). *Controle of Volatile Organic Compound Emissions from Batch Processes - Alternative Controle Techniques Information Document (EPA - 450/R - 94 - 020)*, 1994.

_____. *Natural Gas Combustion*. In: Revision to AP-42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors. Section 1.4. USEPA, September, 1998.