

AS EMISSÕES FUGITIVAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA DA INDÚSTRIA DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL – INVENTÁRIO, CENÁRIOS E
PROPOSTAS DE MITIGAÇÃO

Anderson do Nascimento Dias

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Planejamento
Energético, COPPE, da Universidade Federal do
Rio de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de Mestre em
Planejamento Energético.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior
Emílio Lèbre La Rovere

Rio de Janeiro
Março de 2015

AS EMISSÕES FUGITIVAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA DA INDÚSTRIA DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL – INVENTÁRIO, CENÁRIOS E
PROPOSTAS DE MITIGAÇÃO

Anderson do Nascimento Dias

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Amaro Olímpio Pereira Júnior, D.Sc.

Prof. Emílio Lèbre La Rovere, D.Sc.

Dr^a. Carolina Burle Schmidt Dubeux, D.Sc.

Dr^a. Jacqueline Barboza Mariano, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2015

Dias, Anderson do Nascimento

As emissões fugitivas de gases de efeito estufa da indústria de petróleo e gás natural no Brasil – inventário, cenários e propostas de mitigação/ Anderson do Nascimento Dias. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XVI, 121 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Emílio Lèbre La Rovere

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 102-111.

1. Emissões fugitivas. 2. Gases de efeito estufa. 3. Indústria de petróleo e gás natural. 4. Inventário. 5. Cenários. 6. Mitigação. I. Pereira Júnior, Amaro Olímpio *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Então disse Jesus a seus discípulos: “Se alguém quer vir após mim, negue-se a si mesmo, tome a sua cruz e siga-me. Pois aquele que quiser salvar a sua vida, vai perdê-la, mas o que perder a sua vida por causa de mim, vai encontrá-la.” (Mt 16, 24-25)

Dedico esta dissertação a minha amada e saudosa mãe Maria Rita, pelo seu amor sem limites. Você não está mais diante dos meus olhos, mãe, mas estará sempre junto ao meu coração. Por você que consegui chegar até aqui, pois sempre lutou para que eu tivesse boa educação e formação. No céu, junto à Virgem Maria, peço-lhe que agradeça a Deus por mais esta graça alcançada e interceda sempre por nossa família.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por seu infinito amor e misericórdia derramados sobre a minha vida desde sempre. À Virgem Maria, que com tamanha pureza e ternura me leva para junto de seu Filho, Jesus Cristo.

Aos meus pais, Paulo César e Maria Rita (*in memoriam*), que com seu amor, dedicação, educação, rigidez, fé, suporte e cuidados estabeleceram as bases da minha formação como homem e jamais deixaram de acreditar em mim. Agradeço também à minha irmã, pelo seu carinho e sua espontaneidade, e a todos meus familiares, pelos momentos de tamanha alegria compartilhados, por todo incentivo e pelas orações.

Ao Prof. Amaro Pereira Jr., pela atenciosa orientação, pela dedicação, pela disponibilidade e pelos auxílios fundamentais para realização deste estudo.

Ao Prof. Emílio La Rovere, pela valiosa orientação, pela ajuda na escolha do tema desta dissertação e por ter confiado em mim para integrar a equipe de elaboração do Terceiro Inventário Brasileiro de Emissões de GEE.

Ao Leonardo Ribeiro, pelo auxílio precioso e fundamental a mim prestado, sem o qual essa dissertação teria sido bem menos qualificada. Muito obrigado mesmo!

À equipe do Terceiro Inventário Brasileiro – Carolina Dubeaux, Larissa Albino e Thauan Santos – pela ajuda e colaboração ao longo da confecção do inventário de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural. Agradecimento particular à Carolina Dubeaux, por participar do exame desta dissertação.

À Jacqueline Barboza, pela ajuda tão voluntariamente oferecida e por participar do exame desta dissertação.

Aos meus amigos, pelo apoio, incentivo e ajuda, sobretudo com suas orações, para que eu alcançasse mais este objetivo na minha vida.

Aos professores do PPE, que partilharam comigo seus conhecimentos e experiências, contribuindo muito para a minha formação. Agradecimento particular ao Prof. Alexandre Szklo, pelas muitas dúvidas esclarecidas.

Aos funcionários da secretaria acadêmica do PPE, Sandra e Paulo, e à secretária do LIMA, Carmen Brandão, pelo suporte e prestatividade nos trâmites acadêmicos.

Aos colegas do mestrado, pela convivência e partilha ao longo destes anos.

À empresa Scitech, na pessoa do seu diretor Frederico Kurtz, pela liberação para que eu fizesse o mestrado em tempo parcial no período em que trabalhei lá.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AS EMISSÕES FUGITIVAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA DA INDÚSTRIA DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL – INVENTÁRIO, CENÁRIOS E
PROPOSTAS DE MITIGAÇÃO

Anderson do Nascimento Dias

Março/2015

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Emílio Lèbre La Rovere

Programa: Planejamento Energético

A indústria de petróleo e gás natural é responsável por produzir e emitir gases de efeito estufa, sobretudo através da queima de combustíveis fósseis e de fontes fugitivas. As emissões de fontes fugitivas têm crescido nas últimas décadas e podem ser relevantes no âmbito das emissões brasileiras e mundiais. Por isso, este estudo tem como escopo analisar o comportamento e estimar a evolução das emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural do Brasil, propondo medidas de mitigação. Na análise do inventário brasileiro de emissões fugitivas desta indústria, notou-se que a intensidade das mesmas já é comparável às de outros setores. Usando a abordagem *tier 1* da metodologia do IPCC e baseado em dados do inventário, do governo e científicos, construíram-se três diferentes cenários de emissão, sendo um deles de mitigação. As estimativas mostraram grande incremento das emissões nos próximos anos devido ao aumento da atividade industrial e à maior complexidade do parque de refino. Todavia, identificou-se grandes potenciais de abatimento de emissões com as medidas propostas. Esforços de redução de emissões fugitivas já vem dando resultado, mas a aplicação de medidas adicionais é necessária e recomendada, assim como a realização de mais estudos relativos ao tema aqui abordado.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

THE OIL AND NATURAL GAS INDUSTRY FUGITIVE EMISSIONS OF
GREENHOUSE GASES IN BRAZIL – INVENTORY, SCENARIOS AND
MITIGATION PROPOSALS

Anderson do Nascimento Dias

March/2015

Advisors: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Emílio Lèbre La Rovere

Department: Energy Planning

The oil and natural gas industry is responsible for producing and emitting greenhouse gases, mainly through the burning of fossil fuels and fugitive sources. Emissions from fugitive sources have grown in recent decades and may be relevant in the context of the Brazilian and the global emissions. Therefore, this study aims to analyze the behavior and estimate the evolution of fugitive emissions from Brazil's oil and natural gas industry, proposing mitigation measures to such emissions. In the analysis of the Brazilian inventory of fugitive emissions from this industry, it was noted that the intensity of these emissions are already comparable to other sectors. Using IPCC tier 1 approach methodology and based on inventory, governmental and scientific data, it was built three different emissions scenarios, including a mitigation one. The estimations showed a large emissions increase in the coming years, due to the industrial activity growth and the refineries complexity rising. Nevertheless, it was identified great emission reduction potentials by the proposed measures. Fugitive emissions reduction efforts are already bringing results, but the implementation of additional measures is necessary and recommended, as well as further research on the subject addressed here.

SUMÁRIO DO TEXTO

1. INTRODUÇÃO	1
2. A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E AS EMISSÕES FUGITIVAS DE GEE	7
2.1. A indústria de petróleo e gás natural no Brasil	7
2.1.1. Perspectiva econômica	7
2.1.2. Cadeia produtiva.....	10
2.2. As fontes de emissões fugitivas	12
2.3. Principais GEE emitidos	14
2.4. Esforços para redução e mitigação das emissões fugitivas.....	15
2.4.1. Panorama internacional	16
2.4.2. Panorama nacional	21
3. INVENTÁRIO DE EMISSÕES FUGITIVAS DE GEE DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL	28
3.1. Abordagem metodológica.....	29
3.1.1. Método de cálculo das estimativas	30
3.1.2. Métricas	34
3.2. Emissões por segmento da indústria de petróleo e gás natural.....	35
3.3. Emissões por tipo de gás de efeito estufa.....	45
3.4. Emissões em CO ₂ equivalente.....	51
4. CENÁRIOS DE EMISSÃO	55
4.1. Abordagem metodológica.....	55
4.1.1. Método de cálculo	55
4.1.2. Base de dados	57
4.2. Descrição dos cenários.....	60
4.2.1. Cenário Base 2003.....	61
4.2.2. Cenário Base 2012.....	63
4.2.3. Cenário de Mitigação	66
4.3. Resultados e discussão	71

4.3.1. Cenário Base 2003.....	72
4.3.2. Cenário Base 2012.....	76
4.3.3. Cenário de Mitigação	80
4.3.4. Análises comparativas e potenciais de abatimento	85
5. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	95
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102
ANEXOS	112
Anexo I – Inventário de emissões fugitivas	112
Anexo II – Cenários de emissão: resultados	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Quantidade média anual de gás queimado e percentual médio de aproveitamento de gás no Brasil de 2010 a 2014.	24
Figura 2.2 – Esquema explicativo da tecnologia de oxi-combustão.	27
Figura 3.1 – Estimativas de emissões fugitivas de CO ₂ , em 10 ³ toneladas, relacionadas ao segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.	36
Figura 3.2 – Estimativas de emissões fugitivas de CH ₄ , em toneladas, relacionadas ao segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.	37
Figura 3.3 – Estimativas de emissões fugitivas de N ₂ O, em toneladas, relacionadas ao segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.	37
Figura 3.4 – Estimativas dos FE de CO ₂ relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.	38
Figura 3.5 – Estimativas dos FE de CH ₄ relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.	38
Figura 3.6 – Estimativas dos FE de N ₂ O relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.	39
Figura 3.7 – Estimativas de emissões fugitivas de CO ₂ , em 10 ³ toneladas, relacionadas ao segmento de Refino nos anos de 1990 a 2012.	40
Figura 3.8 – Estimativas de emissões fugitivas de CH ₄ , em toneladas, relacionadas ao segmento de Refino nos anos de 1990 a 2012.	40
Figura 3.9 – Estimativas de emissões fugitivas de N ₂ O, em toneladas, relacionadas ao segmento de Refino nos anos de 1990 a 2012.	41
Figura 3.10 – Estimativas dos FE de CO ₂ relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Refino no período de 1990 a 2012.	42
Figura 3.11 – Estimativas dos FE de CH ₄ relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Refino no período de 1990 a 2012.	42
Figura 3.12 – Estimativas dos FE de N ₂ O relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Refino no período de 1990 a 2012.	43
Figura 3.13 – Estimativas de emissões fugitivas de CO ₂ , em 10 ³ toneladas, relacionadas ao segmento de Transporte nos anos de 1990 a 2012.	44
Figura 3.14 – Estimativas de emissões fugitivas de CH ₄ , em toneladas, relacionadas ao segmento de Transporte nos anos de 1990 a 2012.	44

Figura 3.15 – Estimativas de emissões fugitivas de N ₂ O, em toneladas, relacionadas ao segmento de Transporte nos anos de 1990 a 2012.	45
Figura 3.16 – Estimativas de emissões fugitivas totais de CO ₂ , em 10 ³ toneladas, devidas às atividades dos segmentos de E&P, Refino e Transporte no período de 1990 a 2012.46	
Figura 3.17 – Estimativas de emissões fugitivas totais de CH ₄ , em toneladas, devidas às atividades dos segmentos de E&P, Refino e Transporte no período de 1990 a 2012. ...	46
Figura 3.18 – Estimativas de emissões fugitivas totais de N ₂ O, em toneladas, devidas às atividades dos segmentos de E&P, Refino e Transporte no período de 1990 a 2012. ...	47
Figura 3.19 – Comparação entre as emissões nacionais de CO ₂ , em 10 ³ toneladas, por fontes fugitivas da indústria de petróleo e gás natural e por queima de combustível no subsetor residencial, nos anos de 1990 e 2010.	48
Figura 3.20 – Comparação entre as emissões nacionais de CH ₄ , em toneladas, por fontes fugitivas da indústria de petróleo e gás natural e por queima de combustível nos subsetores comercial, público, transporte, industrial e energético amplo, nos anos de 1990 e 2010.	49
Figura 3.21 – Comparação entre as emissões nacionais de N ₂ O, em toneladas, por fontes fugitivas da indústria de petróleo e gás natural e por queima de combustível no subsetor química, nos anos de 1990 e 2010.	49
Figura 3.22 – Participação percentual dos segmentos de E&P, de Refino, e de Transporte nas emissões fugitivas de CO ₂ da indústria de petróleo e gás natural nacional estimada para o período de 1990 a 2012.....	50
Figura 3.23 – Participação percentual dos segmentos de E&P, de Refino, e de Transporte nas emissões fugitivas de CH ₄ da indústria de petróleo e gás natural nacional estimada para o período de 1990 a 2012.....	50
Figura 3.24 – Participação percentual dos segmentos de E&P, de Refino, e de Transporte nas emissões fugitivas de N ₂ O da indústria de petróleo e gás natural nacional estimada para o período de 1990 a 2012.....	51
Figura 3.25 – Estimativas de emissões fugitivas totais de GEE devidas às atividades conjuntas dos segmentos de E&P, Refino e Transporte, em 10 ³ tCO ₂ eq, no período de 1990 a 2012.	52
Figura 3.26 – Contribuição percentual dos segmentos de E&P, de Refino e de Transporte, no total de emissões fugitivas de GEE, em CO ₂ eq, da indústria de petróleo e gás natural no Brasil no período de 1990 a 2012.....	53

Figura 3.27 – Contribuição percentual de CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O, em CO ₂ eq, no total de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural no Brasil no período de 1990 a 2012.	54
Figura 4.1 – Estimativas de emissões fugitivas de CO ₂ , em 10 ³ toneladas: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.	73
Figura 4.2 – Estimativas de emissões fugitivas de CH ₄ , em toneladas: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.	74
Figura 4.3 – Estimativas de emissões fugitivas de N ₂ O, em toneladas: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.	74
Figura 4.4 – Estimativas de emissões fugitivas totais, em 10 ³ tCO ₂ eq: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.	75
Figura 4.5 – Estimativa das contribuições percentuais de cada segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.	76
Figura 4.6 – Estimativa das contribuições percentuais de cada tipo de gás nas emissões fugitivas totais: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.	76
Figura 4.7 – Estimativas de emissões fugitivas de CO ₂ , em 10 ³ toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário Base 2012.	77
Figura 4.8 – Estimativas de emissões fugitivas de CH ₄ , em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário Base 2012.	78
Figura 4.9 – Estimativas de emissões fugitivas de N ₂ O, em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário Base 2012.	78
Figura 4.10 – Estimativas de emissões fugitivas totais, em 10 ³ tCO ₂ eq, em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário Base 2012.	79
Figura 4.11 – Estimativa das contribuições percentuais de cada segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2012-2030 – cenário Base 2012.	80
Figura 4.12 – Estimativa das contribuições percentuais de cada tipo de gás nas emissões fugitivas totais: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário Base 2012.	80
Figura 4.13 – Estimativas de emissões fugitivas de CO ₂ , em 10 ³ toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário de Mitigação.	82

Figura 4.14 – Estimativas de emissões fugitivas de CH ₄ , em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário de Mitigação.....	82
Figura 4.15 – Estimativas de emissões fugitivas de N ₂ O, em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário de Mitigação.....	83
Figura 4.16 – Estimativas de emissões fugitivas totais, em 10 ³ tCO ₂ eq, em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário de Mitigação.	83
Figura 4.17 – Estimativa das contribuições percentuais de cada segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2012-2030 – cenário de Mitigação.	85
Figura 4.18 – Estimativa das contribuições percentuais de cada tipo de gás nas emissões fugitivas totais: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário de Mitigação.	85
Figura 4.19 – Comparação entre as emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural apresentadas no Terceiro Inventário Nacional e as emissões fugitivas estimadas para o cenário Base 2003.....	87
Figura 4.20 – Comparação entre as emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural estimadas para o cenário Base 2003 e para o cenário Base 2012.....	88
Figura 4.21 – Comparação entre as emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural estimadas para o cenário Base 2012 e para o cenário de Mitigação.	88
Figura 4.22 – FE do segmento de E&P da indústria de petróleo e gás natural estimados no Terceiro Inventário Nacional, no cenário Base 2003, no cenário Base 2012 e no cenário de Mitigação.	89
Figura 4.23 – FE do segmento de Refino da indústria de petróleo e gás natural estimados no Terceiro Inventário Nacional, no cenário Base 2003, no cenário Base 2012 e no cenário de Mitigação.	90
Figura 4.24 – Potencial de abatimento de emissões fugitivas em termos absolutos, em MtCO ₂ eq, e em relação às estimativas do cenário Base 2012, em percentual.	91
Figura 4.25 – Participação percentual dos segmentos de atividade no potencial de abatimento de emissões fugitivas estimado de 2015 a 2030.	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Fontes de vazamentos em equipamentos.....	13
Tabela 3.1 – Fontes de emissões fugitivas consideradas no presente inventário em cada um dos segmentos da atividade petrolífera brasileira.....	29
Tabela 3.2 – Anos incluídos no cálculo de FE médio para os segmentos de E&P e Refino e a justificativa da escolha dos mesmos.	32
Tabela 3.3 – Valores de GWP para o horizonte de tempo de 100 anos.	35
Tabela 4.1 – Produção nacional de petróleo, LGN e gás natural de 2003 a 2014 e estimativas de produção nacional de petróleo, LGN e gás natural em 2015, 2020, 2025 e 2030.	59
Tabela 4.2 – Volume de petróleo refinado nas refinarias brasileiras entre 2003 e 2014 e estimativas de volume de petróleo a ser refinado nas refinarias brasileiras em 2015, 2020, 2025, e 2030.	60
Tabela 4.3 – Medidas tecnológicas ou de processo que poderão entrar em vigor na indústria de petróleo e gás natural brasileira consideradas no cenário de Mitigação.....	66
Tabela 4.4 – Percentual de redução das emissões de CH ₄ trazido pelo PDVR considerados para os anos de 2020, 2025 e 2030.....	68
Tabela 4.5 – FE médios dos segmentos de E&P e Refino e participação percentual das emissões do segmento de Transporte nos anos de 2003 e 2012.....	72
Tabela 4.6 – FE médios dos segmentos de E&P e Refino estimados para os anos de 2013, 2014, 2015, 2020, 2025 e 2030.	77
Tabela 4.7 – FE médios do segmento de E&P estimados para os anos de 2020, 2025 e 2030.	81
Tabela 4.8 – Participação percentual das emissões de CO ₂ das unidades de FCC no total das emissões fugitivas de CO ₂ do segmento de Refino.....	81
Tabela 4.9 – Quantidade de emissões fugitivas reduzidas no cenário de Mitigação em relação ao cenário Base 2012, por medida de mitigação.....	93
Tabela 4.10 – Contribuição percentual das medidas mitigadoras no potencial de abatimento de emissões total do cenário de Mitigação em relação ao cenário Base 2012.	93
Tabela I.1 – Emissões fugitivas de CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O relativas às atividades do segmento de E&P para o período de 1990 a 2012.	112

Tabela I.2 – Emissões fugitivas de CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O relativas às atividades do segmento de Refino para o período de 1990 a 2012.	112
Tabela I.3 – Emissões fugitivas de CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O relativas às atividades do segmento de Transporte para o período de 1990 a 2012.	113
Tabela I.4 – Emissões fugitivas totais de CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O relativas às atividades dos segmentos de E&P, Refino e Transporte para o período de 1990 a 2012.	114
Tabela I.5 – Emissões fugitivas totais de GEE relativas às atividades dos segmentos de E&P, Refino e Transporte para o período de 1990 a 2012.	114
Tabela I.6 – Contribuição percentual por tipo de gás nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO ₂ eq) dos segmentos de E&P, Refino e Transporte, estimadas para o período de 1990 a 2012.	115
Tabela I.7 – Contribuição percentual por segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO ₂ eq), estimadas para o período de 1990 a 2012.	116
Tabela II.8– Emissões fugitivas de CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O estimadas para o cenário Base 2003.	117
Tabela II.9 – Emissões fugitivas totais estimadas para o cenário Base 2003.	117
Tabela II.10 – Contribuição percentual por segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO ₂ eq) estimadas para o cenário Base 2003.	118
Tabela II.11 – Contribuição percentual por tipo de gás nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO ₂ eq) estimadas para o cenário Base 2003.	118
Tabela II.12 – Emissões fugitivas de CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O estimadas para o cenário Base 2012.	119
Tabela II.13 – Emissões fugitivas totais estimadas para o cenário Base 2012.	119
Tabela II.14 – Contribuição percentual por segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO ₂ eq) estimadas para o cenário Base 2012.	119
Tabela II.15 – Contribuição percentual por tipo de gás nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO ₂ eq) estimadas para o cenário Base 2012.	119
Tabela II.16 – Emissões fugitivas de CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O estimadas para o cenário de Mitigação.	120
Tabela II.17 – Emissões fugitivas totais estimadas para o cenário de Mitigação.	120

Tabela II.18 – Contribuição percentual por segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO ₂ eq) estimadas para o cenário de Mitigação.	120
Tabela II.19 – Contribuição percentual por tipo de gás nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO ₂ eq) estimadas para o cenário de Mitigação.	120
Tabela II.20 – Estimativa de emissões fugitivas totais evitadas em decorrência das medidas mitigadoras consideradas no cenário de Mitigação, por segmento da indústria de petróleo e gás natural.	121

1. INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas globais têm sido motivo de grande preocupação para todos os governos e nações desde as últimas décadas do século passado. Muitas mudanças têm sido observadas no sistema climático, principalmente através de mensurações diretas, sensoriamento remoto e reproduções paleoclimáticas, as quais são sem precedentes ao longo de décadas a milênios, indicando que o aquecimento global é evidente. Estas mudanças incluem o aquecimento da atmosfera e do oceano, a redução dos montantes de gelo e neve do planeta, o aumento do nível do mar e o incremento nas concentrações de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera (IPCC, 2013).

A Contribuição do Grupo de Trabalho I no Quinto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC, sigla em inglês), afirma que as atividades humanas continuam afetando o balanço de energia da Terra, ao alterar as emissões e o resultado final das concentrações atmosféricas de gases radiativamente importantes e de aerossóis, bem como ao modificar as propriedades da superfície terrestre (CUBBASH *et al.*, 2013).

Muitas são as linhas de evidência que indicam que o clima está mudando em todo o planeta, em grande parte como resultado de atividades antrópicas. Segundo o mesmo relatório do IPCC citado acima, a evidência mais convincente de mudança climática deriva das observações da atmosfera, da terra, dos oceanos e da criosfera. Observações *in situ* e registros de testemunhos de gelo mostram que as concentrações atmosféricas de GEE importantes, tais como o dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O), têm aumentado ao longo dos últimos séculos (CUBBASH *et al.*, *op. cit.*).

Dentre os diferentes setores das atividades humanas que contribuem para as emissões de GEE os setores de energia e industrial são os mais significativos. O valor das emissões globais atuais dos setores de energia e industrial de um único ano atingiram as maiores contribuições para o aquecimento global ao longo de uma escala de tempo de 100 anos, de acordo com a Contribuição do Grupo de Trabalho I do IPCC (MYHRE *et al.*, 2013).

O IPCC (2006) considera, para os objetivos de um inventário de emissões de GEE, que o setor de energia é constituído principalmente pela prospecção e exploração de fontes de energia primária, pela conversão de fontes de energia primária em formas de energia mais utilizáveis em refinarias e usinas de energia, pela transmissão e distribuição de combustíveis e pelo uso de combustíveis em aplicações fixas e móveis. As emissões

relativas a estas atividades ocorrem essencialmente por combustão ou por emissões fugitivas (IPCC, 2006). Nesse contexto, a indústria de petróleo e gás natural destaca-se como uma das atividades produtivas mais importantes, em termos quantitativos, nas emissões de GEE relacionadas ao setor de energia em todo o mundo.

O setor de energia foi o que apresentou a maior contribuição percentual no total de emissões globais de GEE em 2010, tendo representado 35% (17 GtCO₂eq) das emissões globais naquele ano, segundo dados apresentados na Contribuição do Grupo de Trabalho III no Quinto Relatório de Avaliação do IPCC (IPCC, 2014). No mesmo ano, os maiores responsáveis por emissões de CO₂ relativas à queima de combustíveis fósseis, manufatura de cimento e queima por *flaring* foram China, Estados Unidos, Índia, Rússia e Japão, de acordo com dados apresentados pelo Centro de Análise de Informações do Dióxido de Carbono (CDIAC, sigla em inglês) (CDIAC, 2013).

A indústria de petróleo e gás natural é responsável por produzir e emitir GEE – majoritariamente CH₄ e CO₂ – em quase todos os níveis de sua cadeia produtiva, desde a descoberta, extração e processamento de reservas de hidrocarbonetos, até a transformação dos mesmos e a distribuição dos seus produtos aos consumidores. Durante estes processos, as emissões mais significativas de GEE vêm da queima de combustíveis fósseis para a geração de energia, da queima (*flaring*) e do escapamento (*venting*) de gases, de fontes relacionadas aos processos e de outras fontes fugitivas (BP, 2014a).

De modo geral, as emissões fugitivas oriundas da indústria de petróleo e gás natural podem ser atribuídas principalmente às seguintes fontes: vazamentos em equipamentos; escapamentos de gases durante o processo; perdas por evaporação, descarte de fluxos residuais de gases (por *venting* ou *flaring*, por exemplo); e acidentes ou falhas em equipamentos. Ou seja, as emissões fugitivas incluem todas as fontes não originárias de combustão, assim como aquelas relacionadas aos produtos de combustão procedentes apenas de atividades de queima de gás residual (*flaring*) e incineração (PICARD *et al.*, 2000).

O CH₄ é o tipo predominante de GEE integrante das fontes de emissões fugitivas relacionadas à indústria de petróleo e gás natural. O CO₂ também é um constituinte de todas as emissões fugitivas (sobretudo durante a extração dos hidrocarbonetos e na queima de gás no *flare*). O óxido nitroso (N₂O) pode até mesmo ocorrer, mas em escala bem menor (PICARD *et al.*, *op. cit.*). Essa característica da composição dos GEE das emissões fugitivas é bastante preponderante no que se refere à problemática das mudanças climáticas, pois o CH₄ possui uma capacidade de afetar a dinâmica climática muito

superior à do CO₂, devido ao seu potencial de aquecimento global (ou *Global Warming Potential*¹ – GWP, em inglês) ser muito maior; ou seja, em um determinado período de tempo, o CH₄ é mais efetivo na retenção de calor na atmosfera que o CO₂ (KRUGER; FRANKLIN, 2006).

No Brasil, desde 1990, o setor de mudança do uso da terra tem sido a fonte mais importante para as emissões de GEE do país. Entretanto, estudo realizado por LA ROVERE *et al.* (2013) estima que, caso o Brasil consiga atingir as metas voluntárias de redução de emissões com as quais se comprometeu com a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC, sigla em inglês) até 2020 – sobretudo através da redução do desmatamento – as emissões de GEE relativas ao setor de energia irão assumir essa liderança, o que fará com que este setor se torne o maior responsável por emissões no país. Segundo estimativas dos mesmos autores, o país terá de enfrentar após 2020, um desafio semelhante ao que os países desenvolvidos enfrentam hoje: desenvolvimento econômico com baixa emissão de GEE relacionados à energia. Assim, caso políticas e medidas adicionais de mitigação não sejam implementadas, os autores afirmam que as emissões de GEE do país tenderão a crescer novamente no período entre 2020 e 2030.

Segundo o governo brasileiro, as emissões relativas ao setor de energia e, por consequência, aquelas relacionadas à indústria de petróleo e gás natural, incluem todas as emissões antrópicas devido à produção, à transformação, ao transporte e ao consumo desta energia: tanto aquelas resultantes da queima de combustíveis, quanto aquelas originadas de fugas na sua cadeia de produção, e no seu consumo final (BRASIL, 2010).

As emissões fugitivas no Brasil, sobretudo aquelas originadas das atividades da indústria de petróleo e gás natural, vêm apresentando expressivo crescimento desde a década de 1990. De acordo com o Inventário Nacional de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal, apresentado na Segunda Comunicação Nacional do Brasil, as estimativas de emissões fugitivas relacionadas ao chamado “subsetor de petróleo e gás” no país apontam uma variação de mais de 106% para o período entre 1990 e 2005. Outro dado importante apresentado neste mesmo relatório indica que, no ano 2000, as emissões fugitivas de CH₄, também relacionadas ao mesmo subsetor, representaram 20% do total de emissões de CH₄

¹*Global Warming Potential* é definido como a forçante radioativa integrada no tempo devido a uma emissão de pulsos de um determinado componente (em unidades de massa), em relação a uma emissão de pulsos de uma quantidade igual de CO₂ (MYHRE *et al.*, 2013).

do país, enquanto em 2005 elas passaram a representar 27%, ou seja, aumento de 7% em apenas cinco anos.

Sem dúvida, estes resultados acompanharam o crescimento bastante significativo tanto da produção de petróleo (óleo + condensado) – 154% – e de líquidos de gás natural (LGN) – 256% – do país, quanto do volume de carga processada nas refinarias – 56% – no período entre 1990 e 2005 (BRASIL, 2010). De 2005 a 2014 também foi verificado crescimento: 38% na produção de petróleo, 15% na produção de LGN e 21% no volume de carga processada nas refinarias (ANP, 2015b; 2015c). Além disso, é esperada para os próximos dez anos uma duplicação das reservas provadas e da produção nacional de petróleo e gás natural, principalmente com a contribuição dos recursos contingentes na área do Pré-Sal², de acordo com prognósticos apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 – PDE 2023 (BRASIL, 2014).

Desta forma, a partir de todas as informações apresentadas, observa-se que existe uma evidente necessidade de se entender mais precisamente como vem ocorrendo a evolução das emissões fugitivas de GEE oriundas do subsector petróleo e gás brasileiro e como o substancial incremento na produção de petróleo e gás natural trazido pela entrada em produção dos reservatórios do Pré-Sal irá influenciar na evolução dessas emissões nos próximos anos. Por isso, estudos relacionados a esse assunto tornam-se muito importantes, sobretudo, para auxiliar os tomadores de decisão no que tange ao gerenciamento destas emissões e à proposição de medidas para redução das mesmas.

Assim, considerando que: i) as emissões fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural são relevantes no contexto das emissões nacionais de GEE e das mudanças climáticas globais; ii) elas vêm aumentando nas últimas décadas no Brasil; e iii) existem tecnologias viáveis de mitigação e redução destas emissões; esta dissertação tem como objetivo analisar o comportamento das emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural do Brasil, estimar a sua evolução e propor medidas de mitigação dessas emissões.

Neste contexto, foi necessário apresentar e analisar os resultados do Terceiro Inventário Brasileiro de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural no Brasil, pois, a partir disto, foi possível extrair informações e dados fundamentais para a construção de cenários. Foram considerados três cenários, sendo um cenário central (ano

²Rochas reservatórios que se encontram abaixo de uma extensa camada de sal, que abrange o litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, ao longo de mais de 800 km de extensão por até 200 km de largura, em lâmina d'água que varia de 1.500 m a 3.000 m e soterramento entre 3.000 e 4.000 m (PETROBRAS, 2014a).

base 2012), um cenário contrafactual (ano base 2003) e um cenário de Mitigação. Para cada um dos cenários foram consideradas hipóteses e premissas oriundas de informações oficiais governamentais, da Petrobras (empresa de petróleo estatal) e da literatura científica.

A metodologia aplicada para estimar as emissões fugitivas em cada cenário foi baseada em IPCC (2006) com uma abordagem *Tier 1*³. Os cenários englobam estimativas de emissão entre os anos de 2004 e 2030. Esse recorte temporal justifica-se, pois, o ano de 2003 foi o primeiro em que as emissões fugitivas foram inventariadas pela Petrobras e, desde então, a produção e o processamento de petróleo e gás natural se desenvolveram bastante. Além disso, existem perspectivas de evolução do nível de atividade da indústria de petróleo e gás natural no Brasil, sobretudo até 2030, com a produção na região de Pré-Sal e com entrada em operação de novas refinarias no parque nacional.

Essa dissertação está dividida em cinco capítulos, sendo o primeiro este capítulo de introdução, três capítulos nos quais se desenvolverá o estudo (do segundo ao quarto capítulo), e o capítulo final de conclusão e de recomendações.

O segundo capítulo apresenta as características da indústria de petróleo e gás natural e das emissões fugitivas de GEE relacionadas a ela. No que se refere à essa indústria, são mostradas a sua perspectiva econômica e como está dividida a sua cadeia produtiva. Quanto às emissões fugitivas, são apresentadas suas fontes, o modo que ocorrem, os principais GEE emitidos e o panorama internacional e nacional dos esforços de mitigação dessas emissões.

No terceiro capítulo trata-se do inventário de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural brasileira, onde são apresentados a sua abordagem metodológica e seus resultados e discussão.

O quarto capítulo compreende o desenvolvimento e a análise dos cenários de emissões fugitivas propostos. Para tal, descreve-se toda a abordagem metodológica utilizada e todas as hipóteses e premissas adotadas em cada um dos cenários. Os resultados estimados em cada um deles são mostrados individualmente e, em seguida, comparados. São analisados também os potenciais de abatimento de emissões das medidas de mitigação consideradas.

³Tier 1 – abordagem de aplicação de fatores de emissão médios com base na produção; Tier 2 – abordagem de aplicação de cálculos do balanço de massa e Tier 3 – abordagem rigorosa de fontes específicas.

Com essa dissertação, busca-se apresentar a importância e a evolução das emissões fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural no âmbito das emissões de GEE nacionais. Além disso, pretende-se mostrar que existem medidas de mitigação viáveis com elevados potenciais de abatimento, contribuindo para o debate sobre as emissões oriundas de fontes fugitivas dentro das políticas nacionais de mudanças do clima.

2. A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E AS EMISSÕES FUGITIVAS DE GEE

O objetivo deste capítulo é discorrer sobre a indústria de petróleo e gás natural no Brasil e as suas emissões fugitivas de GEE: quais as suas fontes, como ocorrem, em que taxa vêm evoluindo ao longo dos anos e quais as alternativas existentes para a sua redução e mitigação. O capítulo será dividido em quatro seções. A primeira discorrerá acerca da caracterização da indústria de petróleo e gás natural no Brasil, focando na sua cadeia produtiva e nas perspectivas de nível de atividade de produção futura, sobretudo no que se refere à produção das reservas da camada do Pré-Sal. A segunda e terceira seções vão abordar, respectivamente, as fontes de emissões fugitivas de GEE desta indústria, focando naquelas que mais contribuem para o total de emissões nesta categoria, e os principais GEE emitidos por essas fontes. Já a quarta seção irá discorrer sobre as tecnologias de mitigação e as boas práticas aplicadas no mundo e no Brasil para a redução destas emissões e quais outras iniciativas poderão ser realizadas nos próximos anos.

2.1.A indústria de petróleo e gás natural no Brasil

Primeiramente, faz-se necessário definir a indústria de petróleo e gás natural. Para fins do presente estudo, optou-se por utilizar a definição do IPCC (2006). De acordo com esta referência, a indústria de petróleo e gás natural é definida como aquela que compreende toda infraestrutura necessária para produzir, coletar, processar ou refinar, e entregar produtos de gás natural e de petróleo para o mercado, ou seja, começa desde a cabeça do poço (ou a fonte do petróleo e do gás natural) e se estende até o ponto de venda para o consumidor final.

2.1.1. Perspectiva econômica

A indústria do petróleo e gás natural possui uma expressiva importância no cenário econômico mundial. O petróleo ainda se configura como a principal fonte de energia primária mundial, sendo insumo para a produção de diversos produtos energéticos, tais como gasolina, óleo diesel, e querosene de aviação; e não energéticos, tais como borracha, solventes, fertilizantes, dentre outros. Por sua vez, o gás natural é uma fonte de energia

de baixo conteúdo de impurezas, que vem cada dia mais ganhando espaço como combustível, sobretudo para uso industrial. Adicionalmente, o gás natural tem mostrado significativo desenvolvimento nos últimos anos, principalmente em decorrência da descoberta de novas reservas naturais.

O petróleo e o gás natural vêm sendo âncoras da energia mundial ao longo de décadas e pode-se afirmar que essa tendência provavelmente ainda irá perdurar por muitos anos (FÓRUM ECONÔMICO MUNDIAL, 2008; BULLIS, 2009). Um estudo realizado pela British Petroleum (BP, 2014b) prevê um aumento de 41% no consumo global de energia entre 2012 e 2035 e, segundo o mesmo estudo, o petróleo continuará tendo a maior participação como fonte primária de energia, com 28%.

No Brasil, a importância desta indústria no âmbito econômico também é expressiva e vem aumentando nos últimos anos. A participação do segmento de petróleo e gás natural no Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil, entre os anos de 2000 e 2014, aumentou de 3% para 13% (PORTAL BRASIL, 2014). Além disso, o PDE 2023 prevê, para o próximo decênio, que o Brasil passará a atuar como exportador líquido de petróleo, devido, sobretudo, à entrada em produção dos campos já delimitados e ao desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do Pré-Sal (BRASIL, 2014).

De acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)⁴, a produção de petróleo saltou de 465,97 milhões de bep⁵ no ano 2000 para 764,69 milhões de bep em 2013 (aumento de 64,1%), enquanto que a produção de LGN evoluiu de 9,3 milhões de bep para 24,4 milhões de bep, no mesmo período (aumento de 151,2%) (ANP, 2015b).

Segundo projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)⁶ publicadas no estudo de Demanda de Energia do Plano Nacional de Energia 2050 – PNE 2050, estima-se que a demanda brasileira total de energia no período 2013-2050 aumente pouco mais de duas vezes, saltando de 267 milhões de tep⁷ em 2013 para 605 milhões de tep em 2050, com destaque para o avanço da participação do gás natural e da eletricidade. A demanda por gás natural, incluindo seus usos energético e não energético, deve crescer 251%, saltando

⁴A ANP 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 (Lei nº 9.478/1997).

⁵bep = barris equivalentes de petróleo.

⁶A EPE foi criada em 2004 e tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

⁷tep = tonelada equivalente de petróleo.

de 62 milhões de m³/dia (2013) para 218 milhões de m³/dia em 2050 (BRASIL, 2014). Esta projeção se deve sobretudo às perspectivas de crescimento da produção nacional, notadamente na área do Pré-Sal.

Estimativas da Petrobras (2014b) apontam para volumes de óleo muito expressivos nas acumulações do Pré-Sal descobertas até agora: volumes recuperáveis estimados entre 5 e 8 bilhões de barris de óleo equivalente (óleo mais gás) em Tupi, na Bacia de Santos, e volumes de 1,1 a 2 bilhões de barris de petróleo leve e gás natural, com densidade em torno de 30° API, no poço de Guará, também na Bacia de Santos.

Além disso, estima-se também a produção de um volume de 120 bilhões de metros cúbicos de gás natural, somente no Campo de Libra, de acordo com informações do Ministério de Minas e Energia (MME), sendo uma parte desse volume reinjetada, outra parte consumida na geração de energia da plataforma, e o restante ofertado ao mercado (PORTAL BRASIL, 2013).

No que se refere ao refino, também é observado um crescimento acentuado desta atividade no Brasil entre os anos de 2000 e 2013. Dados da ANP (2015c) mostram que, no Brasil, foram refinados 25,6% a mais de barris de petróleo em 2013, na comparação com os dados do ano 2000. Na comparação com o ano anterior (2012), este crescimento é de 6,4%. Segundo a EPE, o crescimento da demanda de derivados – especialmente óleo diesel e gasolina – e as exigências cada vez mais rígidas quanto à qualidade destes derivados, tem pressionado internamente o setor brasileiro de refino a investir tanto em unidades de conversão e tratamento, como também em novas refinarias (BRASIL, 2014).

Para sustentar o crescimento da produção de petróleo e gás natural e da demanda interna por derivados, prevê-se investimentos no setor em torno de R\$509 bilhões entre 2015 e 2018. Este é o setor da economia nacional que mais realizará investimentos neste período, sendo a maior parte deles por parte da Petrobras (Petróleo Brasileiro S/A) (MENDES; TEIXEIRA, 2014), a maior empresa do setor, responsável por mais de 90% da produção nacional (ANP, 2014a).

Assim, observa-se que o momento atual da indústria de petróleo e gás natural no Brasil é particularmente singular. Ao longo dos últimos anos, o peso relativo e a importância desta indústria na economia brasileira vêm aumentando (MENDES; TEIXEIRA, 2014). Além disso, o PDE 2023 prevê que o país será exportador líquido de petróleo durante toda próxima década, atingindo um volume líquido exportado de cerca de 1,9 milhões de barris por dia em 2023 (BRASIL, 2014).

Os ótimos resultados observados e as prósperas perspectivas econômicas para a indústria de petróleo e gás natural no Brasil para os próximos anos também trazem consigo o aumento das implicações ambientais relativas a estas atividades, dentre as quais destacam-se as emissões de GEE, assunto de grande preocupação global atualmente e que ganha ainda mais importância a cada dia. No próximo item, será apresentada a cadeia produtiva desta indústria no Brasil e assim será possível identificar as diferentes fontes de emissões destes gases, com ênfase para as emissões fugitivas, principal escopo do presente estudo.

2.1.2. Cadeia produtiva

Neste item é apresentado um panorama da cadeia produtiva da indústria de petróleo e gás natural através da descrição das suas principais atividades, com o intuito de possibilitar a identificação mais clara das fontes de emissão de GEE desta indústria, sobretudo daquelas consideradas fugitivas.

Neste estudo, as atividades da indústria de petróleo e gás natural serão apresentadas à luz da categorização realizada pelo Terceiro Inventário Brasileiro de Emissões de Gases de Efeito Estufa (MCTI, 2015a), a qual divide as atividades da indústria de petróleo e gás natural em três categorias:

- Produção de óleo e gás natural: engloba a extração de petróleo e gás natural de formações subterrâneas, utilizando poços *onshore* e *offshore* (BRASIL, *op. cit.*). O petróleo e o gás natural são gerados pelo mesmo processo geológico, a decomposição anaeróbica da matéria orgânica em profundidades sob a superfície da Terra. Consequentemente, petróleo e gás natural são frequentemente encontrados juntos (EMEP/EEA, 2013). No Brasil, eles são geralmente extraídos simultaneamente da mesma formação geológica e, depois, separados (BRASIL, *op. cit.*);
- Refino de petróleo e processamento de gás natural: o petróleo é processado nas refinarias, sendo então decomposto em uma variedade de produtos de energéticos (como gasolina, diesel e querosene) e não energéticos. A atividade de refino envolve processos de separação e transformação, além de estocagem de frações básicas e de produtos finais (BRASIL, *op. cit.*). Em função do tipo de petróleo processado e dos produtos esperados em uma

refinaria, o perfil das unidades de processo tem diferenças significativas (CHAN, 2006). Já o gás natural recebe um tratamento primário ainda na etapa de produção, denominado condicionamento do gás natural, o qual permite a sua transferência dos campos de produção para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), por meio de gasodutos, de forma segura e contínua. Nestas unidades, separa-se o gás da fase líquida (água e hidrocarbonetos líquidos), desidrata-se (retirar a água ainda presente após o condicionamento), resfria-se e fraciona-se o mesmo em produtos especificados para a distribuição ao consumidor final (BRASIL, *op. cit.*);

- Transporte de óleo e gás natural: estão incluídas neste segmento da indústria do petróleo as operações de transporte utilizadas para movimentar matérias-primas e produtos refinados entre os outros diversos segmentos inter-relacionados (AWMA, 1992), ou seja, engloba o transporte de petróleo e gás natural das instalações produtoras até as refinarias e UPGNs, assim como o transporte de produtos refinados até os terminais de distribuição. No Brasil, o petróleo produzido é transportado através de navios e dutos para as refinarias, onde é estocado em tanques por um determinado período de tempo, enquanto o gás natural produzido é transportado para as UPGNs exclusivamente através de dutos. Este transporte é feito majoritariamente por gasodutos de alta pressão (que podem ser submarinos, terrestres superficiais ou subterrâneos), com o escoamento realizado na fase gasosa e com a utilização de estações de compressão ao longo do percurso do duto. O gás natural entra na rede de distribuição, através dos sistemas de transmissão, em “estações de gás”, onde a pressão é reduzida para a distribuição nas cidades (BRASIL, *op. cit.*).

Todas as etapas da cadeia do petróleo envolvem diversas atividades que apresentam fontes potenciais de emissões fugitivas de gases de efeito estufa, principalmente CO₂, CH₄ e N₂O. Na produção de petróleo e gás natural destacam-se a queima de gás em tocha (*flare*), bem como as ventilações (*venting*), além de possíveis vazamentos. No refino do petróleo e no processamento de gás natural, além das três fontes já citadas, ocorrem também emissões oriundas das Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH) e das Unidades de Craqueamento Catalítico Fluido (UFCC). Já no transporte, as emissões podem ocorrer de vazamentos nas juntas, selos e superfícies rotativas, presentes nos componentes e acessórios de tubulações e equipamentos; de ventilações e queima em

tocha resultantes de operações normais, manutenção e emergência; e de processos de despressurização e limpeza dos dutos (*pigging*) (BRASIL, *op. cit.*).

2.2.As fontes de emissões fugitivas

Como afirmado no item anterior, durante a extração, o processamento e o transporte do petróleo e do gás natural podem ocorrer liberações intencionais ou acidentais de GEE. Assim, neste item será definido o que são emissões fugitivas, quais são suas fontes e quais os principais GEE emitidos.

Segundo o IPCC (2006), o termo emissões fugitivas, na indústria de petróleo e gás natural, abrange todas as emissões provenientes desta indústria, à exceção daquelas contribuições oriundas da queima de combustíveis para a produção de calor ou energia útil por fontes estacionárias e móveis. Estas emissões podem, de modo geral, ser subdivididas de acordo com sua fonte primária de emissão: *flaring*, *venting* e todos os demais tipos de emissões fugitivas.

Flaring é a queima controlada de gás natural no decurso de operações rotineiras da indústria de petróleo e gás natural. Durante o *flaring*, o gás queimado (majoritariamente CH₄) gera principalmente vapor d'água e CO₂ (OGP, 2000). Essa queima no *flare* (tocha) de parcela do gás natural produzido é própria da indústria do petróleo. Ela ocorre principalmente por razões de necessidade operacional ou de segurança, sendo então queimados os gases excedentes ou provenientes de sistemas de alívio e emergência (PETROBRAS, 2009). O *flaring* não tem o objetivo de gerar calor ou energia útil (como demonstram as razões para o seu uso acima descritas), assim, mesmo sendo uma queima de combustível, essa atividade é classificada como uma emissão fugitiva.

Já o processo conhecido como *venting* é a liberação controlada de gases para a atmosfera no decurso das operações de produção de petróleo e gás natural – incluindo descargas emergenciais –, podendo ser gás natural ou outros vapores de hidrocarbonetos, vapor d'água, ou outros gases, tais como CO₂, separados no tratamento de petróleo ou gás natural. *Venting* é um processo normalmente invisível que, em muitos casos, é a melhor opção para disposição do gás associado. Por exemplo, quando este gás associado possui uma alta concentração de gases inertes em sua composição, o *venting* é a melhor opção, pois este gás não apresenta conteúdo de hidrocarbonetos alto o suficiente para gerar combustão, o que inviabiliza sua queima na tocha (OGP, *op. cit.*).

A decisão das condições em que o gás residual deverá sofrer *flaring* ou *venting* dependerá amplamente da quantidade de gás a ser eliminado, da natureza desse gás, e de circunstâncias específicas, tais como questões ambientais e de segurança, e exigências regulatórias locais. *Flaring* é mais comum nas instalações de produção, processamento e refino de petróleo, enquanto o *venting* é mais praticado em sistemas de transporte de gás (IPCC, 2006). No *flaring* são produzidas principalmente emissões de CO₂, enquanto no *venting* predominam as emissões de CH₄ (OGP, 2000). O *venting* reduz a emissão de ruído e de material particulado nas proximidades do poço de exploração, mas não é praticável quando a mistura do gás é muito tóxica.

Quanto aos demais tipos de emissões fugitivas, além de *flaring* e *venting*, inclui-se:

- Vazamentos em equipamentos e componentes diversos (Tabela 2.1),
- Perdas por evaporação e diferenciais de pressão (*flashing*) e;
- Liberações acidentais resultantes de derramamentos, rompimento de dutos e *blow-outs*.

Tabela 2.1 – Fontes de vazamentos em equipamentos.

Equipamento	Como ocorrem os vazamentos
Bombas	Ocorrem normalmente nas vedações.
Válvulas	Geralmente ocorrem na região do tronco ou da prensa-estopa do corpo da válvula e são comumente causados por uma falha na vedação da válvula ou no <i>O-ring</i> .
Conectores	Usualmente causados por falha das juntas e parafuso indevidamente apertados nos flanges.
Conexões de amostragem	Ocorrem geralmente na saída da válvula de amostragem quando a linha de amostragem é purgada para obter a amostra.
Compressores	Ocorrem normalmente nas vedações.
Dispositivos de alívio de pressão	Vazamentos de válvulas de alívio de pressão podem ocorrer se a válvula não estiver encaixada corretamente, se operar muito perto do ponto de ajuste, ou se o vedante estiver gasto ou danificado. Vazamentos de discos de ruptura pode ocorrer em torno da junta do disco, se o mesmo não for instalado corretamente.
Linhas abertas (mangueiras ou tubos abertos para a atmosfera ou outro ambiente)	Ocorrem no ponto da linha aberta para a atmosfera e, geralmente, são controlados utilizando tampas, plugues e flanges. Vazamentos também podem ser causados por uma realização incorreta dos procedimentos de bloqueio e sangria.

Fonte: USEPA, 2007.

Ainda de acordo com IPCC (2006), a quantificação precisa das emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural torna-se geralmente difícil devido à variedade e ao elevado número de fontes de emissão potenciais, às características particulares de controle dos níveis de emissão de acordo com cada localidade, à limitada disponibilidade de dados, bem como à diversidade da indústria de petróleo e gás natural.

2.3.Principais GEE emitidos

As características das emissões variam em função da natureza das fontes fugitivas, especialmente no que diz respeito à composição do gás emitido. Em geral, o CH₄ (metano) é o gás de efeito estufa predominante nas emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural (PICARD *et al.*, 2000). Um estudo realizado pelo Instituto Americano do Petróleo – API (em inglês) (API, 2009), destaca também o CO₂ (gás carbônico) e o N₂O (óxido nitroso) como relevantes no que se refere às emissões oriundas das operações desta mesma indústria.

O CO₂ é o gás resultante da combustão completa dos hidrocarbonetos. Assim, ele é o principal componente das emissões oriundas da queima de gás no *flare*. Ele também pode ser emitido por fontes sem combustão, através do processo de *venting* ou em vazamentos. Para essas fontes sem combustão, o potencial de emissão de CO₂ dependerá da concentração do mesmo nos reservatórios de petróleo, assim como das práticas de projeto e de operação nas instalações de produção (API, *op. cit.*). Desta forma, tem-se que o CO₂ está presente em todas as fontes potenciais de emissões fugitivas, sendo as emissões oriundas da queima no *flare* as mais expressivas.

As atividades de produção, o processamento, o transporte e a distribuição de petróleo e gás natural formam, juntas, a segunda maior fonte antropogênica mundial de emissões de CH₄. Ele é emitido durante as operações normais, bem como nos procedimentos de manutenção de rotina e nas interrupções do sistema, através principalmente de vazamentos, nos procedimentos usuais ou emergenciais de liberação (*venting*) e como gás de exaustão resultante da combustão incompleta na tocha (*flare*). Suas emissões variam de acordo com a configuração das instalações, pois são função do tipo de processos e equipamentos utilizados, das condições destes equipamentos, e dos procedimentos de operação e manutenção adotados por cada empresa de petróleo (GMI, 2011a; API, *op. cit.*). Espera-se que as emissões de CH₄ da indústria de petróleo e gás

natural apresentem o crescimento mais expressivo dentre as fontes antropogênicas de emissão deste gás entre os anos de 2010 e 2020 (GMI, 2011b).

Comparativamente, o CO₂ e o CH₄ possuem diferentes efeitos no que diz respeito aos impactos de suas emissões na atmosfera. Segundo o Quinto Relatório de Avaliação do IPCC (MYHRE *et al.*, 2013), estima-se que o GWP de um quilograma de CH₄ fóssil seja 30 vezes superior ao do CO₂, quando os efeitos são considerados dentro de um período de tempo de 100 anos. Quando este tempo é de 20 anos, o GWP do CH₄ é ainda maior: 85 vezes superior ao do CO₂.

Já o N₂O é produzido tanto por fontes naturais (através de diversas reações no solo e na água) quanto por fontes antropogênicas, através de atividades industriais, agrícolas e de tratamento de resíduos. No que se refere às operações da indústria de petróleo e gás natural, pequenas quantidades de N₂O podem ser formadas a partir de reações entre o nitrogênio e o oxigênio que ocorrem durante a combustão em fontes fixas ou móveis (API, 2009). Mais especificamente, no âmbito das emissões fugitivas, destacam-se as emissões de N₂O provenientes da queima de gases nas tochas (*flares*). A quantidade de N₂O formada durante a combustão varia de acordo com o combustível, com o equipamento e com o dispositivo de controle da poluição instalado, se houver. Dependendo das características tecnológicas de cada instalação do *upstream*, as emissões de N₂O podem ser equivalentes a mais de 2% das emissões totais de GEE desta instalação, em CO₂ equivalente (API, *op. cit.*).

2.4. Esforços para redução e mitigação das emissões fugitivas

As questões ambientais envolvidas em todas as atividades da indústria de petróleo e gás natural são, de fato, assunto de grande preocupação dos governos, das empresas do setor e de toda a sociedade civil. As emissões de GEE oriundas de fontes fugitivas são um ponto relevante neste contexto. Assim, essa indústria vem procurando ao longo dos anos desenvolver tecnologias e medidas de controle e mitigação destas emissões, seja de forma voluntária, ou de forma obrigatória, através de leis e regulamentos.

O grau de rigidez e a efetividade destas medidas, certamente, varia de acordo com o país em que são aplicadas, sendo as mesmas geralmente mais consolidadas em países desenvolvidos. De modo geral, as informações mais técnicas sobre essas medidas são sigilosas e de difícil acesso ao público em geral. A seguir, será apresentado um panorama

internacional e nacional dos esforços para redução e mitigação das emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural.

2.4.1. Panorama internacional

Dentre as iniciativas globais de redução e controle específicas para as emissões da indústria de petróleo e gás natural, destaca-se a *Global Gas Flaring Reduction* (GGFR), uma parceria público-privada (engloba governos de países produtores, empresas estatais de petróleo e grandes companhias internacionais de petróleo) que possui o objetivo de reduzir a liberação (*venting*) e a queima (*flaring*) de gases ao redor do mundo, ajudando, assim, a resolução de problemas relacionados com o aquecimento global. Ela foi criada em 2002 e é liderada pelo Banco Mundial (ANDERSEN, 2012).

Atualmente, os parceiros que integram a GGFR são: os países Azerbaijão, Camarões, Canadá, Cazaquistão, Estados Unidos (EUA), França, Gabão, Indonésia, Iraque, Kuwait, México, Nigéria, Noruega, Qatar, República do Congo, Rússia e Uzbequistão; as companhias de petróleo BP, Chevron, Eni, ExxonMobil, Kuwait Oil Co, Pemex, Qatar Petroleum, Shell, SNH (Camarões), SOCAR, Sonatrach, Statoil e Total; além da União Europeia, do Banco Mundial e do Banco Europeu para Reconstrução e Desenvolvimento (GGFR, 2015a).

Os participantes da GGFR trabalham juntos e estabelecem o diálogo para superação das barreiras para redução da liberação e queima de gás através da aplicação das melhores experiências internacionais e da implementação de programas regionais (ANDERSEN, *op. cit.*). A GGFR facilita e apoia os esforços dos governos dos países para o uso do gás atualmente queimado, por meio da promoção de regulamentos eficazes e eliminando as restrições à utilização do gás, tais como infraestrutura insuficiente e falta de acesso a mercados de energia locais e internacionais, particularmente nos países em desenvolvimento (GGFR, 2015b).

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) também é uma iniciativa global que auxilia o processo de redução de emissões de GEE oriundas da liberação e da queima de gases pela indústria petrolífera. Ele é um dos mecanismos-chave do Protocolo de Quioto e permite que países desenvolvidos – com compromissos específicos de redução de emissões nos termos do Protocolo de Quioto – invistam em projetos de MDL para reduzir as emissões de CO₂ nos países em desenvolvimento. Deste modo, isso permite

que os países desenvolvidos compensem suas emissões obtendo unidades de Reduções Certificadas de Emissões (RDEs) (BELLONA, 2011).

Assim, projetos de redução da liberação de GEE são boas alternativas para esse mecanismo, pois mais de 90% destas emissões ocorrem em menos de 15 países, sendo a maioria deles países Não-Anexo 1, ou seja, países em desenvolvimento não comprometidos com as metas obrigatórias de redução de emissão determinadas pelo Protocolo de Quioto. As atividades possíveis relacionadas à liberação de GEE incluem: a recuperação desse gás (que seria queimado ou liberado) para fins úteis, tais como sua conversão em energia, em hidrocarbonetos líquidos (*gas-to-liquids* – *GTL*), ou em matéria-prima (como metanol, etileno, amônia); o uso dos gases para reinjeção nos poços; bem como a melhoria da eficiência de queima de gases nas tochas (*flares*) (DE GOUVELLO, 2006).

No que refere a práticas especificamente locais, é importante mencionar a experiência dos Estados Unidos (EUA). A sua Agência de Proteção Ambiental (*United States Environmental Protection Agency* – *USEPA*, em inglês) possui, desde 1993, um programa de parceria voluntária e flexível que encoraja as companhias de petróleo e gás natural a adotarem tecnologias e práticas comprovadamente custo-efetivas para melhoria da sua eficiência operacional e redução das emissões de CH₄, um dos principais GEE emitidos pelas atividades destas empresas. Esse programa chama-se *Natural Gas STAR* e tem proporcionado uma estrutura que visa incentivar as empresas parceiras a implementar tecnologias e práticas de redução do CH₄ e documentar as suas atividades de redução voluntária de emissões (USEPA, 2011).

Como resultado, ao longo de todos esses anos a USEPA elaborou um conjunto abrangente de informações técnicas sobre tecnologias e práticas de mitigação de CH₄ comprovadamente custo-efetivas, as quais têm sido implementadas com sucesso por empresas parceiras. Em 2006, em apoio à Iniciativa Global de Metano (*Global Methane Initiative*⁸, em inglês), a USEPA ampliou o programa, visando incluir as operações internacionais, aumentando significativamente as oportunidades para redução das emissões de CH₄ do setor de petróleo e gás natural em todo o mundo (USEPA, *op. cit.*).

A USEPA classifica as práticas e tecnologias recomendadas em nove categorias, de acordo com a estrutura ou atividade em que são aplicadas, são elas:

⁸*Global Methane Initiative* (GMI) é uma parceria voluntária e multilateral, que visa reduzir as emissões globais de CH₄ e avançar na redução, recuperação e utilização deste gás como valiosa fonte de energia (GMI, 2011a).

compressores/motores; desidratadores; inspeção direta e manutenção; dispositivos pneumáticos/controles; tanques; válvulas; poços; e outros (USEPA, 2015a). Estas tecnologias possuem diferentes custos e tempos de retorno de investimento e podem, muitas vezes, ser aplicadas em diferentes etapas da cadeia produtiva.

Baseados no trabalho realizado pelo programa *Natural Gas STAR*, HARVEY *et al.* (2012) elaboraram um relatório focado nas 10 oportunidades de redução das emissões de CH₄ mais rentáveis e amplamente utilizadas pela indústria de petróleo e gás natural dos EUA. Estas oportunidades são:

- 1) Completações de poços com emissões reduzidas (*green completions*), para captura de líquidos e gases que saem dos poços durante as completações;
- 2) Sistemas de elevação de líquidos à superfície por êmbolo, para remoção dos líquidos que acumulam em poços de gás maduros, sem a necessidade de operações de *blowdown*⁹, as quais são responsáveis por grande liberação de CH₄;
- 3) Controles para captura das emissões do desidratador a glicol;
- 4) Uso de desidratadores dessecantes, para captura das emissões dos desidratadores;
- 5) Utilização de sistema de vedação dos compressores a seco, reduzindo as emissões das vedações dos compressores centrífugos;
- 6) Melhoria na manutenção dos compressores;
- 7) Utilização de controladores pneumáticos com pouco ou nenhum sangramento (liberação de gás);
- 8) Manutenção e reparos dos dutos;
- 9) Instalação de unidades de recuperação de vapor nos tanques de estocagem, e;
- 10) Monitoramento e reparo de vazamentos, para controlar as emissões fugitivas oriundas de válvulas, flanges, conexões e outros equipamentos.

Segundo os autores, estas medidas teriam o potencial de reduzir as emissões totais de CH₄ dos EUA em mais de 80% dos níveis de 2011, se fossem utilizadas por todas as companhias. No entanto, o relatório afirma que medidas de controle das emissões de CH₄ já vem sendo aplicadas voluntariamente em algumas companhias atuantes nos EUA, mas que regulamentações mandatórias de controle de emissões são necessárias para as

⁹Complexo sistema de canaletas de águas contaminadas, distribuído por praticamente toda a refinaria, que recolhe, de todas as unidades de processo, os efluentes e os drenos gerados (MARIANO, 2001).

empresas que, de acordo com os autores, ainda não “*optam por uma cultura de responsabilidade ambiental*”.

As regulamentações mandatórias de controle foram publicadas pela USEPA a partir do ano de 2012. São elas: a *New Source Performance Standards (NSPS)* para compostos orgânicos voláteis (VOC, sigla em inglês para *Volatile Organic Compounds*) e a *National Emissions Standard for Hazardous Air Pollutants (NESHAP)* para a produção de petróleo e gás natural. Elas foram criadas para limitar a liberação de VOC's e outros gases tóxicos que contribuem para a poluição atmosférica e estão associados a uma ampla gama de efeitos adversos para a saúde, e não tratam diretamente das emissões de GEE. Todavia, ao exigir a redução ou captura de parte dos gases vazados, ventilados, ou queimados, as regulamentações também trazem consigo o benefício de redução das emissões de GEE, sobretudo o CH₄, em todas as etapas da cadeia produtiva da indústria de petróleo e gás natural (BRADBURY *et al.*, 2013).

Assim, esta combinação entre os estímulos voluntários e mandatórios promovidos tanto pela USEPA, como também pelos governos dos estados norte-americanos, já vem conseguindo reduzir as emissões da indústria petrolífera dos EUA, segundo HARVEY *et al.* (2012). No entanto, os mesmos autores afirmaram também que, apesar dos progressos obtidos pelas ações voluntárias de redução das emissões por parte das empresas, o fato de haver tecnologias de controle disponíveis e custo-efetivas não provê incentivo suficiente para que todas as empresas implementem tais tecnologias de controle. Deste modo, são também necessários programas mandatórios adicionais para que a indústria americana atinja seu potencial máximo de redução das emissões de CH₄ e demais GEE.

No que diz respeito mais especificamente ao controle e à redução das emissões fugitivas relacionadas aos vazamentos que ocorrem em equipamentos, os EUA publicaram regulamentos federais (dentre os quais cita-se o NSPS e o NESHAP), estaduais e locais que exigem a aplicação de programas conhecidos como *Leak Detection and Repair* (LDAR, ou Detecção e Reparo de Vazamentos, em português) por parte das empresas de petróleo. Um programa de LDAR é um sistema de procedimentos utilizados para localizar e reparar vazamentos em componentes (por exemplo, válvulas, bombas, conectores, compressores e agitadores) dentro de uma instalação (uma refinaria, por exemplo), minimizando, desta forma, as emissões fugitivas de VOC e de poluentes atmosféricos perigosos. Todos os programas de LDAR constam dos seguintes elementos: a identificação dos componentes suscetíveis a vazamentos, a definição dos níveis que

serão considerados como vazamentos, o monitoramento destes componentes, o reparo destes componentes e a conservação dos registros deste procedimento (USEPA, 2007).

Em outros países produtores também há inúmeros casos de aplicação de tecnologias para a redução das emissões fugitivas pela indústria de petróleo e gás natural. Na Noruega, um dos principais produtores de petróleo do mundo, a queima de gás explorável é proibida – com exceção do que é necessário para garantir a segurança das instalações – desde o início da atividade de exploração de petróleo e gás natural no país na década de 70. Além disso, os operadores são obrigados a incluir planos para a utilização de gás associado ou para a reinjeção nos planos de desenvolvimento dos campos. Desde 1991, o governo introduziu uma taxa sobre as emissões de CO₂, inclusive aquelas oriundas de *flaring* e *venting*; e, desde 2008, as atividades da indústria de petróleo *offshore* foram incluídas no Regime de Comércio de Emissões da União Europeia, do qual a Noruega é integrante. Com essas medidas, verificou-se em 2009 que a média das emissões totais de gases para a atmosfera a partir de atividades petrolíferas na plataforma continental norueguesa é equivalente a apenas um terço da média global (ROZHKOVA, 2011; NPD, 2009).

Na Rússia, as autoridades recentemente determinaram que as companhias de petróleo devem reduzir as suas queimas de gás natural a 5% do volume do gás associado dos reservatórios a partir de 2012. Este país se dedicou a um trabalho de pesquisa científica considerável para o estabelecimento de metodologias e sistemas de manuseio do gás natural, como na melhoria das técnicas de medição de suas emissões. Alguns campos exploratórios agora geram eletricidade usando o gás que anteriormente era queimado, por exemplo (EVANS; ROSHCHANKA, 2014; NPD, *op. cit.*).

No Canadá, o gás natural produzido é utilizado principalmente no aquecimento doméstico e geração de energia, bem como o uso industrial e comercial. O gás natural associado também é reinjetado em alguns campos de petróleo, e é usado como combustível em processos industriais e em operações de produção. A infraestrutura de transporte de gás natural bem desenvolvida no Canadá e nos EUA também permite a distribuição deste gás aos mercados norte-americanos. Além da disponibilidade e da acessibilidade de tecnologias de redução de queima, os regimes comerciais e regulamentares também desempenham um papel significativo na alta porcentagem de utilização de gás natural associado no Canadá. A queima de gás natural nesse país é regulada pelas províncias, não pelo governo federal. Os reguladores provinciais canadenses exigem relatórios anuais públicos dos volumes de queima de cada produtor

de petróleo, e pune os infratores com multas e cancelamentos de licenças (BUZCUGUVEN *et al.*, 2010).

De modo geral, observa-se que hoje existem muitos métodos, procedimentos e tecnologias que ajudam a reduzir as emissões fugitivas relacionadas à indústria de petróleo e gás natural. O custo de investimento de cada uma delas e as condições do mercado de petróleo e gás natural são fatores que influenciam de forma expressiva a aplicação voluntária destas medidas por parte das companhias de petróleo. Além disso, verifica-se que o papel dos governos na criação e na aplicação de leis que regulamentem as emissões de GEE desta indústria é fundamental para uma efetiva execução destas medidas de mitigação por parte das empresas.

2.4.2. Panorama nacional

Como foi observado no âmbito internacional, a regulamentação exerce um importante papel no controle e na redução das emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural. No Brasil, no âmbito das emissões atmosféricas decorrentes das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, a regulamentação em vigor é a Portaria ANP nº 249 de 2000 (ANP, 2000), a qual aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas às queimas em *flares* e às perdas de gás natural. Os objetivos deste Regulamento são: i) regulamentar os procedimentos e fundamentos para as queimas em *flares* e as perdas de gás natural; ii) estabelecer os limites para as queimas e perdas autorizadas; iii) estabelecer os limites para as queimas e perdas não sujeitas ao pagamento de *royalties*; iv) estabelecer as condições para as queimas e perdas de petróleo e gás natural nos testes de poços; e v) estabelecer parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural.

Uma das disposições desta Portaria afirma que a ANP aprova anualmente os volumes de queimas e perdas de gás natural e define as quantidades que não estarão sujeitas ao pagamento de *royalties*, assim como os Programas Anuais de Produção dos campos em produção.

Além disso, a Portaria estabelece critérios para dispensa ou não de prévia autorização para queimas e perdas de gás natural. Estão dispensadas de prévia autorização, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo, as queimas ou perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% da produção mensal

de gás natural associado do campo. Estão igualmente dispensadas da prévia autorização, mas de forma cumulativa:

- As queimas durante os testes de poço, durante a fase exploratória, com um período de fluxo, contínuo ou não, de 72 horas ou menos por teste;
- As queimas por questões de segurança, limitada a um volume de 15 mil m³ para pilotos dos *flares* de equipamentos, 30 mil m³ para os de instalações terrestres e 60 mil m³ para os de instalações marítimas;
- As queimas e perdas devidas à baixa produção;
- As queimas ou perdas em tanques terrestres ou navios de armazenamento;
- As queimas e perdas por motivos de emergência (paradas de emergência ou descontrole do poço) também estão dispensadas de prévia autorização, mas de forma cumulativa.

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

Anteriormente a esta regulamentação da ANP, o primeiro esforço mais expressivo no que se refere à redução das emissões relacionadas à queima de gás natural associado no Brasil ocorreu em 1997, com a criação, pela Petrobras, do Programa Queima Zero (PQZ), dentro de um cenário de aumento da produção na Bacia de Campos e com a perspectiva de crescimento do mercado doméstico de gás natural. No ano 2000, com a possibilidade de crise no setor energético no Brasil, o controle sobre a queima de gás na Bacia de Campos foi intensificado por parte da Petrobras e da ANP. Isso resultou em ações adicionais ao PQZ, o que deu origem, em 2001, ao POAG – Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás Natural da Bacia de Campos (SANTOS *et al.*, 2010).

O POAG consistiu em 93 ações com o intuito de aumentar a utilização do gás natural associado em 24 plataformas. Dentre estas ações, destacam-se a instalação e reforma de compressores de gás, a construção de novos gasodutos e a otimização das plantas de processamento de gás natural. O investimento aproximado deste programa foi de aproximadamente US\$ 200 milhões e o potencial de ganho na utilização do gás foi de 4,2 milhões de m³/dia. Além do POAG, foram também investidos US\$ 98 milhões em dois projetos de reinjeção de gás (ARENTZ-PEREIRA; DINELLI, 2006).

Em 2002, a ANP assinou o primeiro Termo de Compromisso com a Petrobras, visando reduzir a queima e a ventilação de gás natural. O mesmo vigorou de 2002 a 2004, tendo sido verificados resultados positivos no período (LOUREIRO, 2013). De 2005 a 2009, a ocorrência de queimas de gás natural em níveis superiores aos limites permitidos pela Portaria ANP nº 249/2000 e daqueles autorizados através dos Programas Anuais de Produção (PAP) levaram à assinatura de um segundo Termo de Compromisso entre a ANP e a Petrobras, em novembro de 2010, o qual teve como objetivo o controle da queima de gás associado nos 20 principais campos produtores da Bacia de Campos e vigorou entre 2010 e 2014. Com ele foi lançado também o Programa de Ajuste para Redução de Queima de Gás na Bacia de Campos (PARQ), que continha metas de aproveitamento de gás natural até 2014 e um plano de ação para suportar o seu cumprimento. A partir de então, os volumes autorizados de queima extraordinária de gás natural também vêm sendo restringidos pela ANP, o que tem proporcionado resultados cada vez melhores (ANP, 2014b).

Antes da assinatura deste segundo Termo de Compromisso com a ANP, a Petrobras iniciou no 1º trimestre de 2010 uma nova versão do Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás Natural (POAG), agora chamado de POAG-2015. O objetivo desse programa foi elevar o Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA¹⁰) da Companhia, no Brasil, dos 79,1% obtidos em 2009, para 95% em 2015 (PETROBRAS, 2012).

Como observa-se na Figura 2.1, este programa também rendeu resultados bastante positivos, tendo a produção nacional já em 2013 apresentado IUGA médio anual superior a 95%. Uma vez que a Petrobras respondeu pela maior parte da produção de petróleo nacional em 2014 (mais de 90%), pode-se inferir que ela foi a maior responsável pelo aumento no aproveitamento de gás natural associado. Os bons resultados também se devem às novas plataformas que entram em operação recentemente, sobretudo na área do Pré-Sal, as quais apresentam, em geral, IUGA superiores a 97% (AGÊNCIA PETROBRAS, 2013).

¹⁰IUGA = (gás associado utilizado) / (gás associado produzido) ou IUGA = (gás associado produzido - queimado e ventilado) / (gás associado produzido).

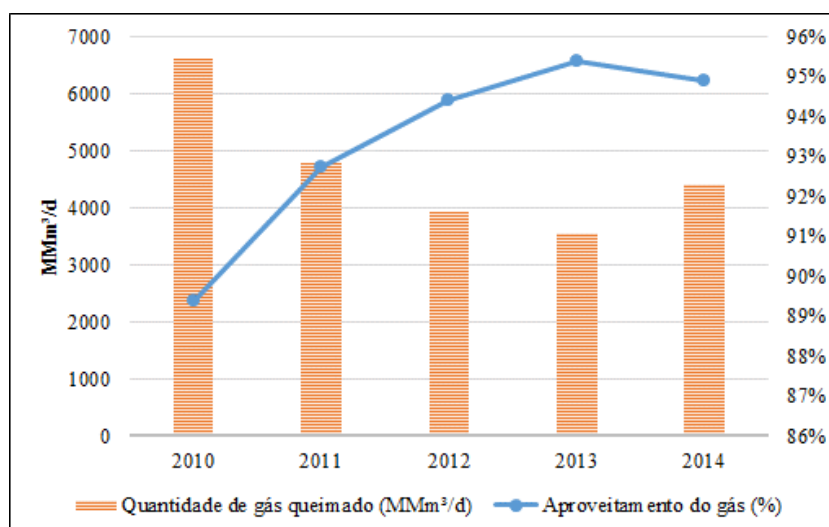


Figura 2.1 – Quantidade média anual de gás queimado e percentual médio de aproveitamento de gás no Brasil de 2010 a 2014.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados dos Boletins da Produção de Petróleo e Gás Natural de janeiro de 2010 a dezembro de 2014 (ANP, 2015a).

A redução da queima de gás natural em tocha nas operações de exploração e produção vem proporcionando um maior aproveitamento do gás associado ao petróleo produzido, mas isso só foi possível devido ao enfoque dado pela Petrobras no controle avançado de processos, na modernização das instalações, na adaptação de equipamentos e na padronização de projetos e de práticas operacionais, conforme afirma a própria companhia no seu Relatório da Administração 2013 (PETROBRAS, 2014c).

Desde 2002, a Petrobras realiza um inventário por fontes de emissões, tanto de GEE como de poluentes regulados, cujas informações são compiladas por meio do Sistema de Gestão de Emissões Atmosféricas (SIGEA[®]), um sistema informatizado que tem seus resultados periodicamente submetidos à verificação por uma terceira parte, de acordo com a norma ISO 14064. Em 2013, este inventário anual de emissões atmosféricas reuniu mais de 15 mil fontes de emissão. A Petrobras divulga de forma voluntária o seu inventário em publicações próprias e por meio da participação em iniciativas como o *Carbon Disclosure Project* (CDP) – uma organização independente, sem fins lucrativos, que detém o maior banco de dados global em impacto climático corporativo do mundo (PETROBRAS, 2015a).

A Petrobras ainda desenvolve outras ações no que se refere à pesquisa e ao desenvolvimento tecnológico no âmbito da redução da intensidade de emissões de GEE. O Pro-Clima – Programa Tecnológico de Mudanças Climáticas, criado em 2007, cujas atividades incluem as temáticas de avaliação de desempenho ambiental no ciclo de vida

de combustíveis fósseis e renováveis, eficiência energética, mudanças climáticas (impactos, vulnerabilidade e adaptação) e novas tecnologias de Captura e Sequestro de Carbono. Já em 2009, foi criado especificamente para o Pré-Sal o PRO-CO₂ – Programa Tecnológico de Gerenciamento do CO₂, focado em projetos de injeção de CO₂ para maximizar a produção de petróleo, em alternativas para o armazenamento geológico de CO₂ e em tecnologias para o monitoramento do armazenamento geológico de CO₂ (ESPINOSA, 2011).

A criação do PRO-CO₂ foi necessária devido sobretudo às características da composição do óleo encontrado nas áreas exploratórias do Pré-Sal, o qual apresenta conteúdo de CO₂ no gás associado de 8% a 12%, enquanto nos demais campos brasileiros, a concentração média é de 5% (LIMA, 2009). E a principal solução encontrada pela companhia para superar este grande desafio tecnológico e ambiental foi realizar a separação e reinjeção do CO₂. Segundo a diretoria da empresa, a Petrobras já possui experiência na reinjeção, inclusive *onshore*, em escalas menores do que ocorre no Pré-Sal. Em 2013, a companhia já anunciou que realizava a reinjeção na totalidade dos 300 mil barris/dia que eram à época produzidos no Pré-Sal e que não eram oriundos de Teste de Longa Duração (TLD) (IBP, 2013).

No segmento de refino de petróleo e processamento de gás natural também já existem ações da Petrobras para redução das suas emissões fugitivas de GEE. Nas refinarias da companhia foi implementado um Programa de Detecção e Reparo de Vazamentos, similar ao LDAR norte-americano. Ele foi inicialmente aplicado na REDUC, mas tem se expandido para as demais refinarias, sobretudo devido à exigência da implantação de programas de redução de emissões fugitivas por parte dos órgãos ambientais para concessão de renovação das licenças de operação (RIBEIRO, 2014 – comunicação pessoal¹¹).

Os objetivos deste programa, no âmbito das atividades da Petrobras, são: a melhoria da qualidade do ar do entorno (com a redução de VOC, que são precursores do ozônio troposférico), redução das perdas, redução da exposição ocupacional ao benzeno e redução do risco de explosão e incêndios. As bombas, os amostradores, os compressores, os drenos, os flanges, os conectores, as válvulas e os vasos são componentes incluídos no monitoramento. O programa define também uma taxa de vazamento¹² máxima de 2%,

¹¹Leonardo da Silva Ribeiro, M.Sc. Eng. de Processamento. Segurança, Meio Ambiente e Saúde – Petrobras. Comunicação pessoal ocorrida dia 17 de dezembro de 2014.

¹²Taxa de vazamento (%) = número de pontos com vazamento/número de pontos medidos.

bem como limites de emissão acima dos quais se considera vazamento (de acordo com as características das correntes de processo dos componentes). As etapas do monitoramento incluem o levantamento e a identificação das fontes geradoras de emissões fugitivas, a medição *in loco* das emissões de VOC, registro das informações e o reparo e a remediação das emissões de VOC (PETROBRAS, 2007).

Ainda no que se refere à redução das emissões fugitivas do Refino, sabe-se também de uma medida que pode ser aplicada às UFCC. Nestas unidades ocorre o processo de craqueamento catalítico, que utiliza calor, pressão e um catalisador para efetuar a conversão de frações pesadas de hidrocarbonetos em produtos mais leves. No craqueamento catalítico, a carga a ser processada é preaquecida e entra no conversor pela base do *riser*, onde é misturada com o catalisador quente proveniente do regenerador, e ambos seguem pelo *riser*, onde ocorrem as reações de craqueamento (a ruptura das cadeias moleculares dos hidrocarbonetos, gerando frações mais leves), até o vaso separador, onde os produtos do craqueamento são separados do catalisador (PETROBRAS, 2010; MARIANO, 2001).

Nesse processo ocorre também a produção de coque, que se deposita sobre a superfície do catalisador, diminuindo suas propriedades catalíticas. Logo, o catalisador precisa ser regenerado continuamente ou periodicamente, o que é feito essencialmente através da queima do coque em altas temperaturas. Essa queima ocorre por intermédio de uma injeção de ar a elevadas temperaturas no regenerador e produz uma quantidade expressiva de energia, a qual serve como fonte de calor para a carga, e supre não apenas a energia necessária às reações de craqueamento, como também o calor necessário para o aquecimento e vaporização da mesma. De tal modo, com a atividade do catalisador restabelecida, o mesmo é novamente enviado à base do *riser*, para o reinício do processo (PETROBRAS, *op. cit.*; MARIANO, *op. cit.*).

No entanto, apesar da atividade de queima de coque no regenerador produzir energia, esta energia gerada não é considerada útil, segundo os critérios do IPCC (2006). Deste modo, as emissões de CO₂ do regenerador das UFCC são consideradas como *venting*, sendo então classificadas como emissões fugitivas.

A medida de mitigação que pode ser aplicada nas UFCC está relacionada a uma mudança de tecnologia no processo de craqueamento catalítico. A Petrobras está desenvolvendo uma tecnologia inédita que em escala de demonstração na Unidade de Industrialização do Xisto em São Mateus do Sul-PR (SIX). Esta tecnologia é conhecida como tecnologia de oxi-combustão – onde o ar que é utilizado na queima de combustíveis

(com apenas 21% de oxigênio) é substituído por oxigênio puro – e está sendo utilizada em uma Unidade-Protótipo de Craqueamento Catalítico Fluido (FCC) da SIX, primeira unidade do tipo no mundo nesta escala. A oxi-combustão permite que o CO₂ contido no gás liberado durante os processos industriais das refinarias fique mais concentrado e, assim, seja mais fácil capturá-lo. Esse CO₂ pode então ser transportado, vendido para indústrias compradoras de CO₂, injetado em poços para retirada do petróleo ou injetado em reservatórios naturais no subsolo nos quais fica retido (armazenamento geológico) (Figura 2.2) (PETROBRAS, 2015b).



Figura 2.2 – Esquema explicativo da tecnologia de oxi-combustão.
Fonte: PETROBRAS, 2015b.

O potencial desta medida na redução das emissões é grande, tendo em vista que as UFCC são as principais fontes individuais de emissão de CO₂ das refinarias, representando cerca de 1/3 das emissões totais deste gás. Além disso, seu custo de implantação é cerca de 40% menor que o da tecnologia tradicional de captura de CO₂ (tecnologia de pós-combustão) (PETROBRAS, *op. cit.*).

3. INVENTÁRIO DE EMISSÕES FUGITIVAS DE GEE DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

No presente capítulo serão apresentados e discutidos a abordagem metodológica e os resultados dos cálculos das emissões fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural do Terceiro Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, a ser publicado em 2015. Por solicitação do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI, o Relatório de Referência de emissões fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural foi realizado por uma parceria entre o Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas – Centro Clima/COPPE/UFRJ – e a Petrobras S.A. O autor desta dissertação foi um dos integrantes da equipe do Centro Clima/COPPE/UFRJ.

A partir dos resultados obtidos no citado inventário foi possível estimar os fatores de emissão (FE) médios para este setor e extrair outras informações, os quais serão utilizados na construção dos cenários, conforme será mostrado no próximo capítulo. Os resultados aqui mostrados contemplam as estimativas das emissões fugitivas antrópicas de CO₂, CH₄ e N₂O relacionadas à indústria de petróleo e gás natural (segmentos de Exploração e Produção – E&P; Refino e Transporte) dos anos de 1990 a 2012, incluindo estimativas de emissão considerando toda a produção e o refino nacional (ou seja, considera a participação das demais companhias que atuam no Brasil, além da Petrobras), uma novidade em comparação aos inventários anteriores.

Para cada um dos três segmentos da indústria de petróleo e gás natural do Brasil foi considerado um conjunto distinto de fontes de emissões fugitivas, sendo dez para o segmento de E&P, sete para o segmento de Refino e outras sete para o segmento de Transporte (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 – Fontes de emissões fugitivas consideradas no presente inventário em cada um dos segmentos da atividade petrolífera brasileira.

Segmento	Fontes
E&P	Tocha (<i>flare</i>); Ventilação de gás (<i>venting</i>); Flash de metano em tanques; Processo de desidratação a glicol; Processo de remoção de CO₂ do gás natural (MEA/DEA); Passagens de <i>pig</i> 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 da 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 (<i>flare</i>); Ventilação de gás (<i>venting</i>); Processo de desidratação a glicol; Passagens de <i>pig</i> em linhas.
Transporte	Despressurização de linhas; Fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros); Gasoduto; Ventilação de gás (<i>venting</i>); Tocha (<i>flare</i>) Flash de metano em tanques; Passagem de <i>pig</i> em linhas.

Fonte: MCTI, 2015a.

A referência da maior parte de todas as informações e dados apresentados no presente item é o Relatório de Referência de Emissões Fugitivas de Gases de Efeito Estufa na Indústria de Petróleo e Gás Natural contido no Terceiro Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa (MCTI, 2015a), a ser publicado pelo MCTI em breve.

3.1. Abordagem metodológica

O inventário nacional de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural foi elaborado a partir dos resultados do inventário realizado pela Petrobras para os anos

de 2003 a 2012 (para o segmento de Transporte, o inventário abrangeu os anos de 2004 a 2012), a partir da realização de extrapolações para estimar o total das emissões fugitivas nacionais de 1990 a 2002 (para o segmento de Transporte, esta estimativa se estendeu até 2003) e a partir de extrapolações para se obter as emissões fugitivas relacionadas às demais operadoras¹³ que atuam no Brasil, de 2003 a 2012 para a E&P, de 2000 a 2012 para o Refino e de 2000 a 2006 para o segmento de Transporte.

A metodologia da Petrobras para realização do seu inventário contemplou os três níveis de detalhamento descritos na metodologia do *Guidelines 2006* do IPCC (2006); ou seja, dependendo do período considerado, do gás de efeito estufa e da tipologia de fonte de emissão foi utilizado um dos três *tiers*¹⁴. A abordagem do inventário de emissões da Petrobras é do tipo *bottom-up*¹⁵, e o mesmo é calculado a partir dos dados de consumo e de movimentação de óleo, gás e derivados associados a cada fonte de emissão, sendo aplicados aos mesmos, estequiometria por balanço de massa, protocolos internacionais de estimativa de emissões adotados na indústria de óleo e gás e medição direta das emissões, dependendo da fonte ou da espécie química emitida.

3.1.1. Método de cálculo das estimativas

A estimativa das emissões de cada gás nos segmentos de E&P e Refino (E_i) relativas aos anos de 1990 a 2002 foi realizada multiplicando-se FE médios do GEE ($FE_{\text{médio}(i)}$), calculado para cada segmento, pelo nível de atividade (A) da mesma em cada ano, ou

¹³De acordo com o Anuário Estatístico 2014 da ANP (2014c), as seguintes empresas operam hoje no Brasil, produzindo petróleo e/ou gás natural, *onshore* e *offshore*: Petrobras, Statoil Brasil, BG Brasil, Sinochem Petróleo, Shell Brasil, Repsol Sinopec, Petrogal Brasil, ONGC Campos, HRT O&G, BC-10 Petróleo Ltda., Chevron Frade, OGX, Maersk Energia, Frade, Gran Tierra, EP Energy, Petrosynergy, Chevron Brasil, Sonangol Starfish, Queiroz Galvão, Nova Petróleo Rec, EP Energy Pescada, Partex Brasil, Recôncavo E&P, Petro Vista, UP Petróleo Brasil, Rio das Contas, Brasoil Manati, Parnaíba Gás, Santana, Alvopectro, UTC Óleo e Gás, Aurizônia Petróleo, Petra Parnaíba, Potióleo, UTC Engenharia, Severo Villares, Silver Marlin, Central Resources, TDC, Sonangol Guanambi, Cheim, Phoenix, EPG, Egesa, Proen, Genesis 2000, Guto & Cacal, Phoenix Petróleo, Arclima, Quantra, Panergy e ERG. Igualmente, outras quatro refinarias, além daquelas pertencentes à Petrobras, também operavam no Brasil até 2012: DAX-OIL Refino S/A, Refinaria de Petróleo Riograndense, Univen Petróleo e Refinaria de Petróleos de Manguinhos (atualmente em recuperação judicial) (ANP, 2014d).

¹⁴Ver nota de rodapé nº 3.

¹⁵É a abordagem de baixo para cima, conhecida também como abordagem setorial, onde as emissões de GEE são apresentadas para os diferentes setores socioeconômicos, conforme especificado nas Diretrizes para Inventários Nacionais dos Gases de Efeito Estufa do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC, 2006).

seja, pelos dados de produção nacional (exclusivamente da Petrobras neste período) para E&P e pela carga processada no país para Refino (Eq. 1).

$$E_i = FE_{\text{médio } (i)} \times A \quad (\text{Eq. 1})^{16}$$

Onde:

E_i = emissão de gás i , em toneladas.

$FE_{\text{médio } (i)}$ = fator de emissão médio de gás i do segmento, em toneladas/barris/dia.

A = nível de atividade do segmento, em barris/dia.

Um fator de emissão é um valor representativo que relaciona a quantidade de certo poluente emitida para a atmosfera com a atividade associada à emissão deste poluente. Esses fatores são usualmente expressos como a carga do poluente dividida por uma unidade relativa ao nível da atividade emissora (por exemplo, quilogramas de CO₂ por litro de combustível queimado) (USEPA, 2015b).

Para o inventário, os FE médios foram calculados a partir dos FE de um conjunto de anos que foram considerados mais representativos das características de emissão de cada segmento, durante os anos que se desejava estimar. Os anos considerados e a justificativa de escolha dos mesmos encontram-se na Tabela 3.2.

¹⁶Baseada na metodologia *Tier 1* para inventários de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural definido em IPCC (2006). Apesar de ser a metodologia mais simples, considera-se razoável a utilização de FE médios baseados no nível de atividade para fazer pequenas extrapolações a partir de anos em que avaliações rigorosas foram realizadas (PICARD *et al.*, 2002).

Tabela 3.2 – Anos incluídos no cálculo de FE médio para os segmentos de E&P e Refino e a justificativa da escolha dos mesmos.

	Anos cujos FE foram usados para calcular os FE médios	Justificativa da escolha destes anos
E&P	2003, 2004, 2006, 2007 e 2008	Desconsiderou-se 2005 e 2009 devido às suas emissões excepcionais em virtude da entrada em operação de novas plataformas e, de 2010 em diante, o padrão de queima em tocha foi se alterando, o que também fez com que tais anos fossem desconsiderados.
Refino	2003 a 2008	A partir de 2009, o parque de refino nacional teve sua complexidade aumentada (aumento da qualidade dos combustíveis produzidos), caracterizado por maior consumo energético e aumento da demanda por hidrogênio, o que elevou o seu padrão de emissão.

Fonte: MCTI, 2015a.

Já a estimativa de emissões de cada gás do segmento de Transporte (E_i), entre o período de 1990 e 2003, foi obtida através da multiplicação da participação percentual média das emissões de cada gás do segmento de Transporte em relação à soma das emissões dos segmentos de E&P e Refino da Petrobras ($PP_{média(i)}$), para o período entre 2004 a 2006, pela soma das emissões de E&P e Refino ($E_{E\&P+Refino(i)}$) no período entre 1990 a 2003, com base na manutenção deste percentual médio (Eq. 2). Escolheu-se o período de 2004 (início do inventário do segmento de Transporte) até 2006 pois, a partir de 2007, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) passa a integrar o inventário da Petrobras, o que alterou o perfil de emissões do segmento. As emissões da Petrobras relativas ao segmento de Transporte entre 1990 e 1999 foram consideradas as emissões nacionais do setor em tal período.

$$E_i = PP_{média(i)} \times E_{E\&P+Refino(i)} \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde:

E_i = emissão de gás i , em toneladas.

$PP_{média(i)}$ = participação percentual média das emissões de gás i do segmento de Transporte em relação às emissões fugitivas dos segmentos de E&P e Refino, entre 2004 e 2006.

$E_{E\&P+Refino(i)}$ = somatório das emissões de gás i do E&P e do Refino da Petrobras, em toneladas.

Para a realização das estimativas das emissões fugitivas nacionais da indústria de petróleo e gás natural (E_i), de 2003 a 2012, foram utilizados FE implícitos anuais ($FE_{implícito(i)}$) calculados para os segmentos 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. Estes FE foram então aplicados no volume anual produzido (óleo, condensado e LGN) e processado pelas demais companhias no Brasil (obtidos através de documentos da ANP e do Balanço Energético Nacional – BEN) em cada ano (A), para obter sua emissão anual, respectivamente, dos segmentos de E&P e de Refino. Essas emissões foram então somadas às emissões da Petrobras ($E_{Petrobras(i)}$), resultando, assim, nas emissões totais nacionais em cada um dos anos de 2003 a 2012 (Eq. 3).

$$E_i = (FE_{implícito(i)} \times A) + E_{Petrobras(i)} \quad (Eq. 3)$$

Onde:

E_i = emissão anual nacional de gás i , em toneladas.

$FE_{implícito(i)}$ = fator de emissão implícito anual do gás i , em toneladas/barril/dia.

A = nível de atividade anual do segmento, excetuando-se a Petrobras, em barris/dia.

$E_{Petrobras(i)}$ = emissão anual de gás i da Petrobras, em toneladas.

Para o segmento de Transporte, assumiu-se como emissão nacional as emissões calculadas pela Petrobras no período de 2007 a 2012, uma vez que, de 2000 a 2006, a TBG já operava no Brasil, porém, ela só foi inventariada pela Petrobras a partir de 2007. Consequentemente, para estimar as emissões de cada gás da TBG de 2000 a 2006 (E_i), foi preciso realizar uma extrapolação onde calculou-se a participação média das emissões de cada gás do segmento de Transporte ($PP_{média(i)}$) em relação à soma de E&P e do Refino, referente ao período de 2007 a 2012, o qual foi aplicado à soma das emissões fugitivas de cada gás do E&P e do Refino ($E_{E\&P+Refino(i)}$) relativas às outras companhias no período entre 2000 e 2006. Deste modo, as emissões nacionais de cada gás relativas ao segmento de Transporte de 2000 a 2006 foram resultado da soma das emissões da Petrobras ($E_{Petrobras(i)}$) com as estimativas das emissões da TBG de 2000 a 2006 (Eq. 4).

$$E_i = (PP_{média(i)} \times E_{E\&P+Refino(i)}) + E_{Petrobras(i)} \quad (\text{Eq. 4})$$

Onde:

E_i = emissão anual nacional de gás i , em toneladas.

$PP_{média(i)}$ = participação percentual média das emissões de gás i do segmento de Transporte nas emissões fugitivas totais da indústria de petróleo e gás natural entre 2007 e 2012.

$E_{E\&P+Refino(i)}$ = somatório das emissões de gás i do E&P e do Refino das demais companhias, em toneladas.

$E_{Petrobras(i)}$ = emissão anual de gás i da Petrobras, em toneladas.

3.1.2. Métricas

No inventário brasileiro, as emissões fugitivas de GEE foram calculadas em toneladas de CO₂, de CH₄ e de N₂O lançado na atmosfera a cada ano. Contudo, para quantificar e comparar o impacto climático de diversas emissões (visando obter uma ideia global delas), é necessário escolher um parâmetro climático para medir estes efeitos. Para esta avaliação, podem ser aplicadas métricas baseadas em resultados de modelos complexos.

As métricas são utilizadas para quantificar as contribuições das emissões de diferentes substâncias para as mudanças climáticas e podem, assim, agir como “taxas de câmbio” em comparações de emissões entre diferentes fontes/setor ou entre regiões/países (MYHRE *et al.*, 2013). Ainda de acordo com esta referência, essas métricas podem ser expressas em termos absolutos ou relativos, por meio da normalização para um gás de referência, geralmente o CO₂. Para a transformação de diferentes emissões para uma escala comum, frequentemente chamada de “emissões em CO₂ equivalente” (CO₂eq), as emissões do gás i (E_i) devem ser multiplicadas pela métrica normalizada adotada (M_i) (Eq. 5).

No presente estudo escolheu-se a métrica padrão conhecida como GWP¹⁷, no horizonte de tempo de 100 anos (GWP₁₀₀), para transferir as emissões de CH₄ e N₂O para uma escala comum. Os valores utilizados foram definidos no Quinto Relatório do IPCC (MYHRE *et al.*, 2013) e são apresentados na Tabela 3.3.

¹⁷Ver nota de rodapé nº 1.

$$E_i \times M_i = CO_2eq \quad (\text{Eq. 5})$$

Onde:

E_i = emissão do gás i , em toneladas.

M_i = métrica normalizada, neste caso adotou-se o GWP_{100} .

CO_2eq = emissão em toneladas de CO_2 equivalente.

Tabela 3.3 – Valores de GWP para o horizonte de tempo de 100 anos.

Gás	GWP_{100}
CH ₄ *	28
N ₂ O	265

*Considerou-se o valor para CH₄ de origem fóssil.

Fonte: MYHRE *et al.*, *op. cit.*

3.2. Emissões por segmento da indústria de petróleo e gás natural

As emissões de fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural no Brasil cresceram expressivamente de 1990 a 2012, acompanhando o desenvolvimento e crescimento desta indústria no país. No segmento de E&P, foram verificados aumentos superiores a 140%, 240% e 160%, respectivamente, para o CO_2 , o CH_4 e o N_2O , entre o primeiro e o último ano considerados no inventário brasileiro. Esse aumento foi praticamente constante até o ano de 2009 (com dois picos acentuados de emissões das atividades de E&P nos anos de 2005 e 2009), seguido de queda nos anos posteriores. Assim, comparando-se as emissões de 1990 com as de 2009, verificam-se aumentos ainda maiores, superiores a 400% para os três gases.

Segundo MCTI (2015a), os picos de 2005 e 2009 “*deveram-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 Urucu. 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*”.

Ainda de acordo com esta mesma referência, “A queima de parcela do gás natural, produzido junto com o petróleo, é inerente ao processo de produção em todas as empresas operadoras. (...) 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”.

Durante essas queimas há a produção de vapor d’água e CO₂, logo, este é o gás emitido em maior quantidade. Todavia, essa queima é incompleta, assim, emitem-se também CH₄ não queimado e N₂O, formado a partir da oxidação do nitrogênio contido no ar durante a combustão. Por isso, em 2005 e 2009 foram verificados picos expressivos de emissão dos três GEE considerados.

Já a tendência de redução das emissões a partir de 2010, possui relação principalmente com “os 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”, segundo informações apresentadas por MCTI (op. cit.).

As estimativas das emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O, relativas às atividades do segmento de E&P são mostradas graficamente nas Figuras 3.1, 3.2 e 3.3, respectivamente, e em forma de tabela no Anexo I.

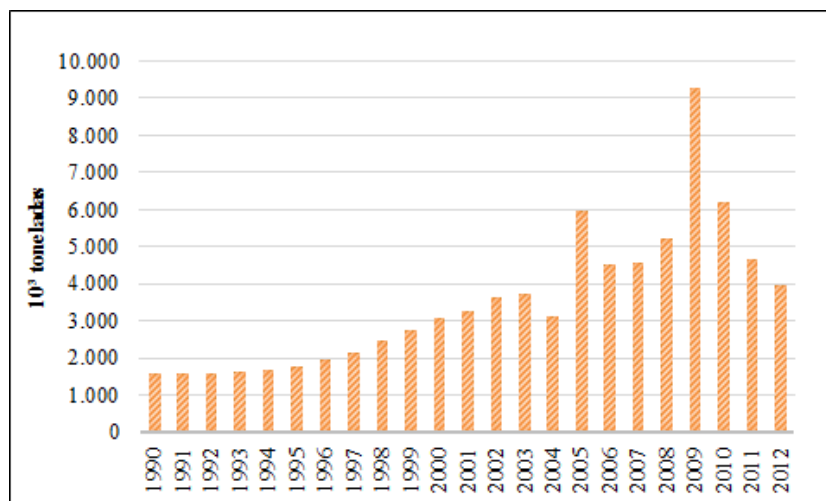


Figura 3.1 – Estimativas de emissões fugitivas de CO₂, em 10³ toneladas, relacionadas ao segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

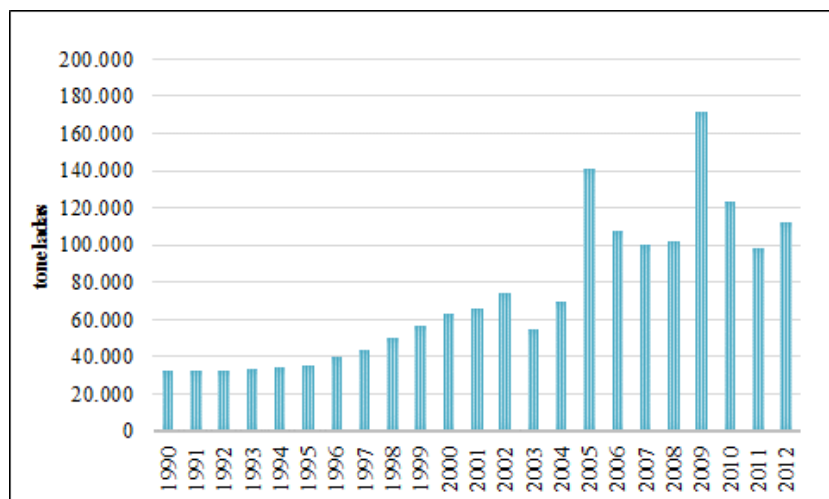


Figura 3.2 – Estimativas de emissões fugitivas de CH₄, em toneladas, relacionadas ao segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

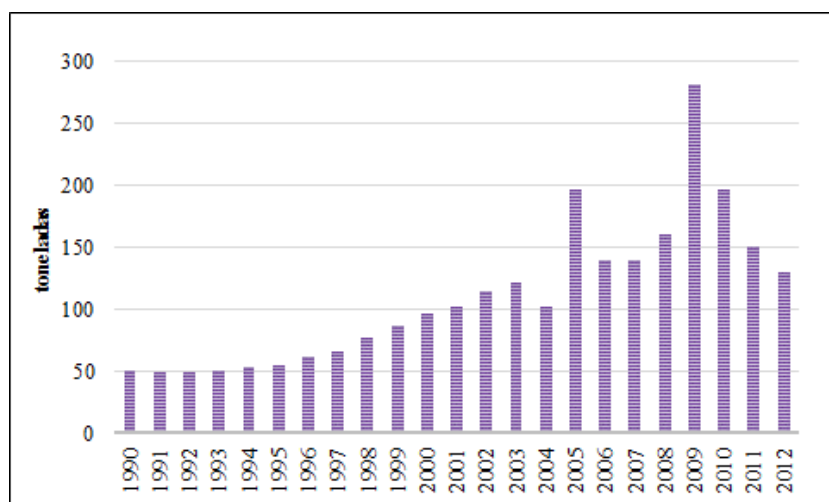


Figura 3.3 – Estimativas de emissões fugitivas de N₂O, em toneladas, relacionadas ao segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

Nas Figuras 3.4, 3.5 e 3.6 são apresentados os FE médios anuais estimados, respectivamente, para o CO₂, o CH₄ e o N₂O, no período de 1990 a 2012 relacionados às atividades do segmento de E&P. Esses fatores, ao relacionarem a carga de GEE emitida por fontes fugitivas com o volume de petróleo produzido em cada ano, atuam como indicadores de intensidade de GEE com base na produção física do segmento em questão.

De 1990 a 2002, cada um dos GEE mostrou um mesmo fator de emissão médio anual, pois para estes anos foram feitas extrapolações a partir de resultados dos inventários de anos subsequentes. Para os três GEE, observa-se, de 2003 em diante, uma oscilação desses indicadores ao longo do tempo, com dois picos nos anos de 2009 e 2005,

fato já esperado devido aos motivos já citados anteriormente. Para o CO_2 , os FE médios anuais variaram entre $1,83 \text{ tCO}_2/\text{barril.dia}^{-1}$, em 2012, e $4,56 \text{ tCO}_2/\text{barril.dia}^{-1}$, em 2009 (Figura 3.4). Já para o CH_4 , esta variação ficou entre $0,035 \text{ tCH}_4/\text{barril.dia}^{-1}$, em 2003, e $0,085 \text{ tCH}_4/\text{barril.dia}^{-1}$, em 2009 (Figura 3.5); enquanto para o N_2O , o mínimo encontrado foi de $6,05 \times 10^{-5} \text{ tN}_2\text{O}/\text{barril.dia}^{-1}$, em 2012, e o máximo foi de $1,39 \times 10^{-4} \text{ tN}_2\text{O}/\text{barril.dia}^{-1}$, em 2009 (Figura 3.6). A partir destes resultados, percebe-se que as emissões fugitivas do segmento de E&P não são função exclusivamente do nível de produção, sendo outros fatores como a tecnologia e a entrada em produção de novos poços importantes no aumento ou na redução destas emissões.

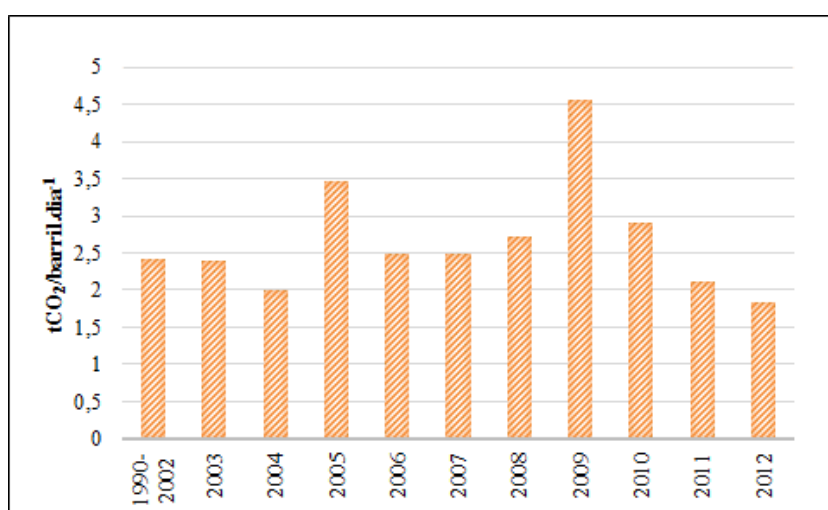


Figura 3.4 – Estimativas dos FE de CO_2 relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.

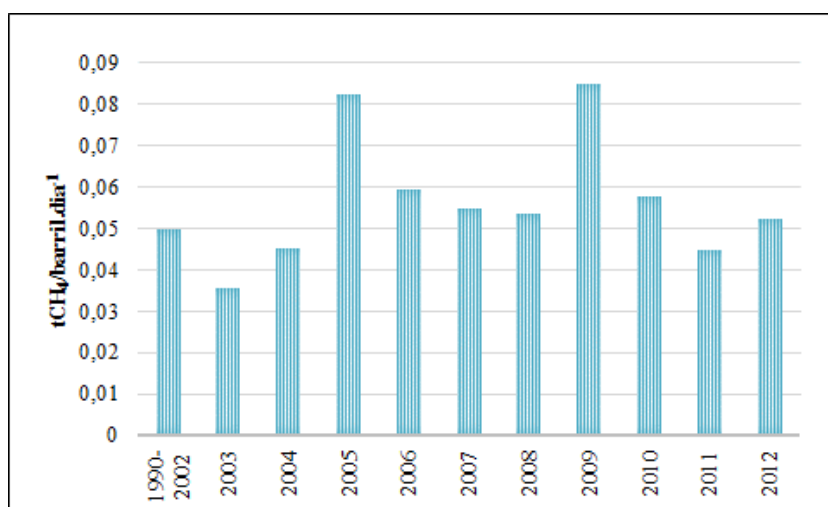


Figura 3.5 – Estimativas dos FE de CH_4 relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.

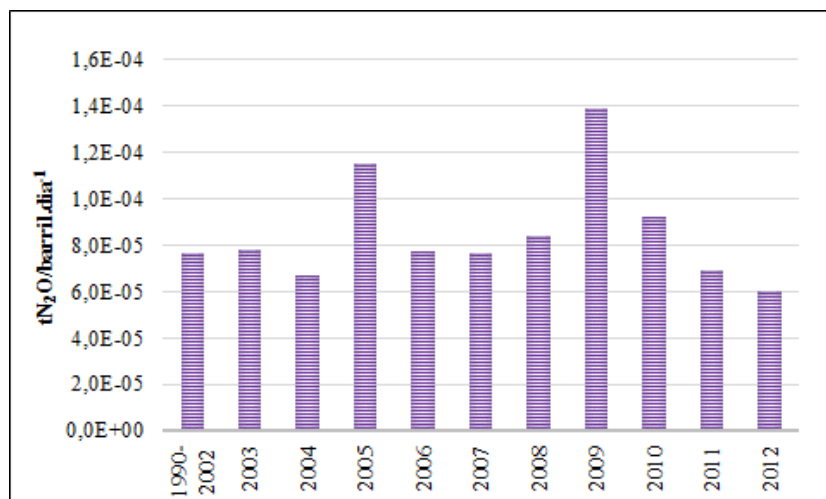


Figura 3.6 – Estimativas dos FE de N₂O relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Exploração & Produção (E&P) no período de 1990 a 2012.

Analogamente, as emissões fugitivas relacionadas ao segmento de Refino também apresentaram aumento gradativo de 1990 a 2012, tendo sido este aumento mais acentuado nos últimos três anos deste período. Observa-se tal aumento para os três gases considerados, entretanto, destacam-se as emissões de CO₂, que foram maiores que as do segmento de E&P nos anos de 2010 a 2012, e o aumento das emissões relativas ao N₂O, as quais aumentaram mais de 390% no mesmo período.

De acordo com MCTI (2015a), a partir de informações da Petrobras, este aumento mais agudo nos últimos anos, justifica-se pelo “*significativo aumento da qualidade dos combustíveis disponibilizados no Brasil, levando a uma maior complexidade do parque de refino nacional*”. De fato, a Petrobras investiu em 26 unidades de conversão (unidades de coqueamento) e tratamento de derivados (tais como unidades de hidrotratamento – HDT – e mais unidades de geração de hidrogênio – UGH) em suas refinarias nos últimos anos para atender aos novos padrões de qualidade de combustíveis definidos pela ANP nas resoluções nº40/2013 e nº50/2013 (até 50 ppm de teor de enxofre na gasolina e até 10 ppm no óleo diesel comercializado em regiões metropolitanas) (BOSCO, 2014). Assim, tais investimentos em novas unidades de processamento aumentou a complexidade do parque de refino nacional, o que “*resulta em um padrão maior de emissão de GEE por unidade de combustível produzido pelas refinarias*”, segundo MCTI (*op. cit.*).

O aumento de emissões nos últimos anos foi verificado para os três gases e estima-se que as principais fontes tenham sido a queima em tochas, as UGHs e as unidades de FCC. Quanto ao N₂O, especificamente, a diferença entre as suas concentrações em 2003 e 2004 e as de anos anteriores deve-se principalmente ao fato destas últimas serem

originadas de estimativas calculadas a partir de FE médios que também englobaram anos com emissões mais acentuadas, como 2006, 2007 e 2008. Já o pico de emissão deste gás em 2006 não foi justificado pela Petrobras.

Os resultados das emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O referentes ao segmento de Refino no Brasil de 1990 a 2012 são mostrados, respectivamente, nas Figuras 3.7, 3.8 e 3.9. O Anexo I apresenta as tabelas com os valores utilizados para a confecção dos gráficos.

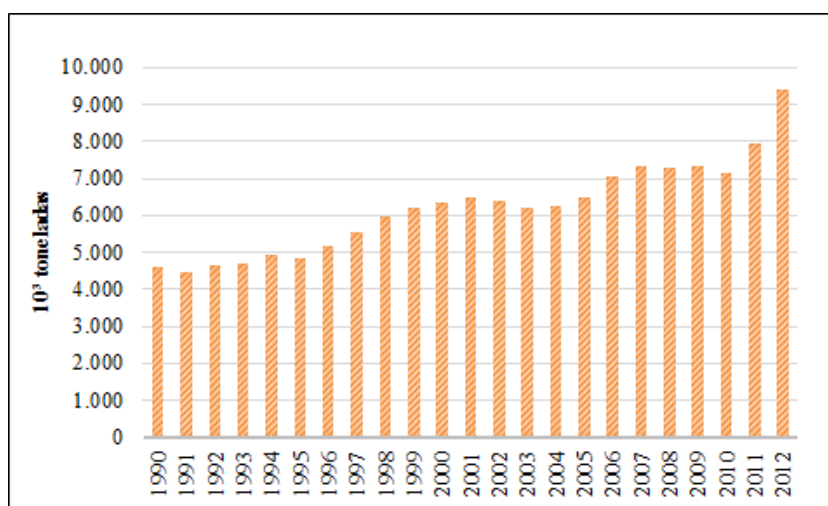


Figura 3.7 – Estimativas de emissões fugitivas de CO₂, em 10³ toneladas, relacionadas ao segmento de Refino nos anos de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

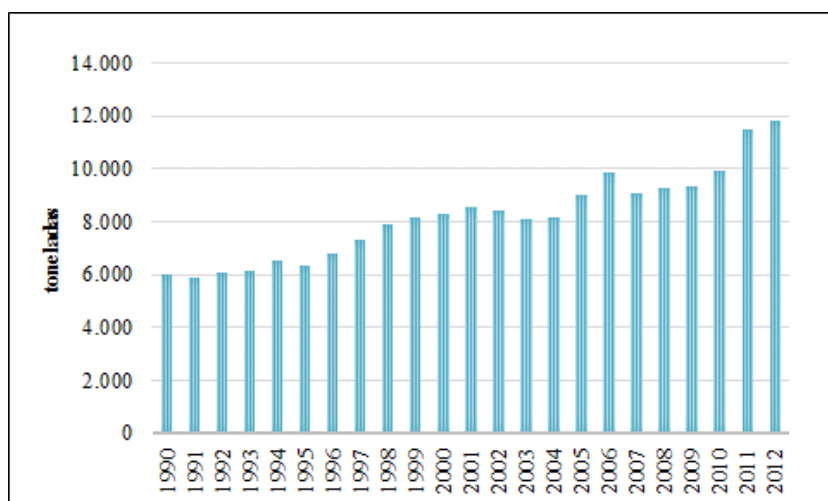


Figura 3.8 – Estimativas de emissões fugitivas de CH₄, em toneladas, relacionadas ao segmento de Refino nos anos de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

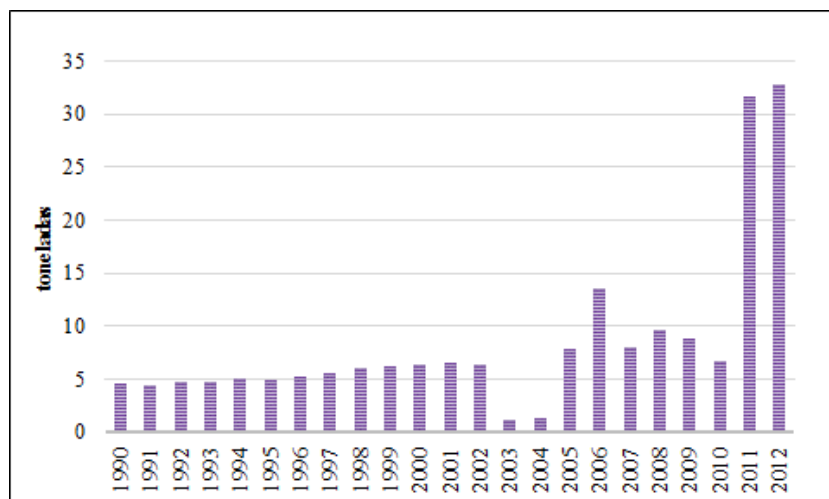


Figura 3.9 – Estimativas de emissões fugitivas de N₂O, em toneladas, relacionadas ao segmento de Refino nos anos de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

Os resultados dos FE médios (ou indicadores de intensidade) anuais obtidos para os três GEE considerados no segmento de Refino mostraram-se bastante distintos em relação aos resultados do segmento de E&P. Para o segmento de Refino, as oscilações observadas ao longo do tempo foi de menor intensidade (especialmente para CO₂ e CH₄) e diferentes para cada um dos GEE. Nota-se ainda que, para os três GEE, os FE médios anuais acompanharam, em geral, o comportamento das suas emissões anuais, o que indica que as mesmas estiveram estritamente relacionadas ao volume anual de carga processada nas refinarias (Figuras 3.10, 3.11 e 3.12).

Assim como no segmento de E&P, cada um dos GEE mostrou um mesmo fator de emissão médio anual de 1990 a 2002, uma vez que para estes anos foram feitas extrapolações a partir de resultados dos inventários de anos subsequentes. O menor valor de fator de emissão médio anual encontrado para o CO₂ foi de 3,59 tCO₂/barril.dia⁻¹, ocorrido em 2004; enquanto o maior foi de 4,87 tCO₂/barril.dia⁻¹, verificado em 2012. A variação destes valores ao longo dos anos foi pequena e, a maior diferença encontrada entre anos subsequentes, foi de 2011 para 2012, onde houve um aumento de 14% (Figura 3.10). Para o CH₄, a variação ao longo dos anos foi ainda menor, tendo sido registrados FE médios anuais entre 4,68 x 10⁻³ tCH₄/barril.dia⁻¹ (2004) e 6,18 x 10⁻³ tCH₄/barril.dia⁻¹ (2011). Entre 2010 e 2011 foi observado o maior aumento destes FE no período considerado: 13% (Figura 3.11). Já os FE médios do N₂O foram os que apresentaram comportamento mais distinto em relação aos dos demais GEE ao longo do mesmo período considerado, com oscilações mais agudas entre os anos, tendo sido verificados aumentos

expressivos entre anos subsequentes, como entre 2010 e 2011 (360%) e entre 2004 e 2005 (518%). Os FE médios de N₂O variaram entre $7,14 \times 10^{-7}$ e $1,70 \times 10^{-5}$ tN₂O/barril.dia⁻¹, respectivamente nos anos de 2003 e 2012 (Figura 3.12).

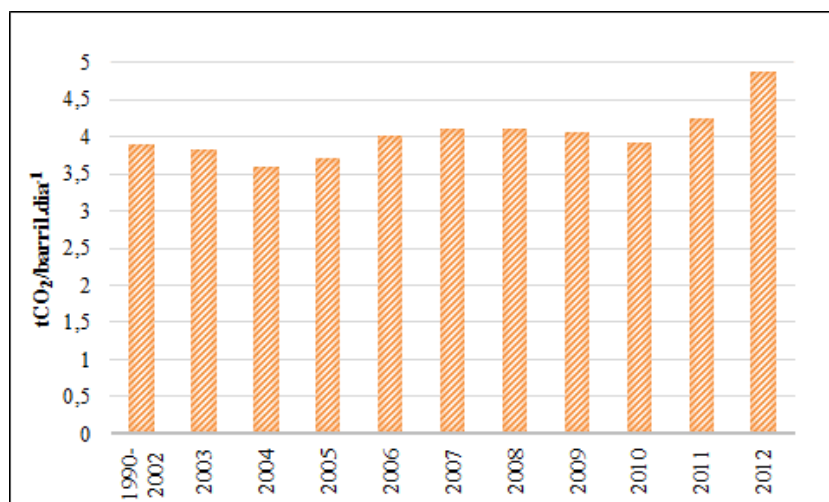


Figura 3.10 – Estimativas dos FE de CO₂ relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Refino no período de 1990 a 2012.

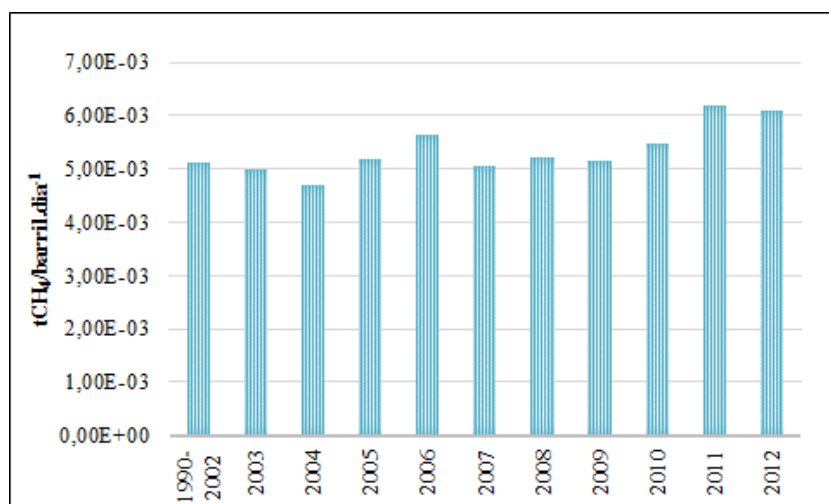


Figura 3.11 – Estimativas dos FE de CH₄ relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Refino no período de 1990 a 2012.

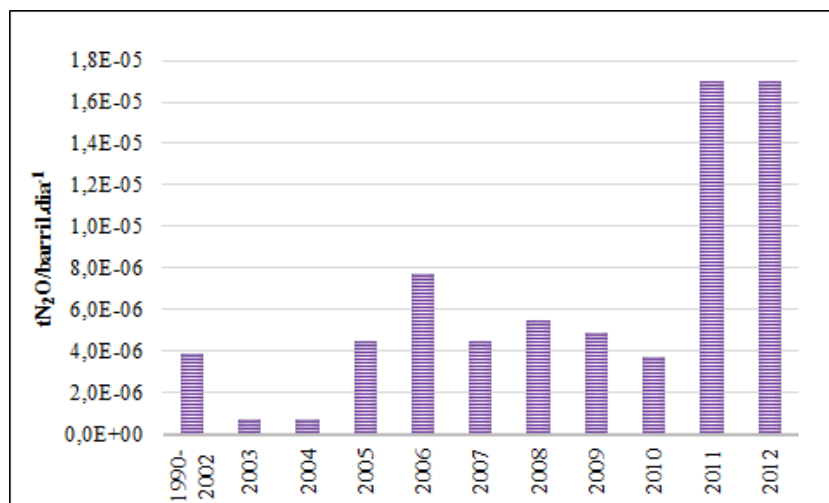


Figura 3.12 – Estimativas dos FE de N₂O relacionados às emissões fugitivas deste GEE no segmento de Refino no período de 1990 a 2012.

No que diz respeito às emissões fugitivas do segmento de Transporte, nota-se que as mesmas são bastante menores quando comparadas àquelas relativas aos segmentos de E&P e de Refino. Diferentemente dos demais segmentos, a evolução das emissões no segmento de Transporte ao longo dos anos mostrou maior oscilação, principalmente após 2004. E, quando consideramos os anos após 2009, vê-se que para o CO₂ e o N₂O foram verificadas reduções, enquanto as emissões de CH₄ aumentaram. A Petrobras não apresentou em seu inventário justificativas para estes resultados. Nas Figuras 3.13, 3.14 e 3.15 são apresentadas, respectivamente, as emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O, calculadas para o segmento de Transporte de 1990 a 2012. Estes resultados também são mostrados em formato de tabela no Anexo I.

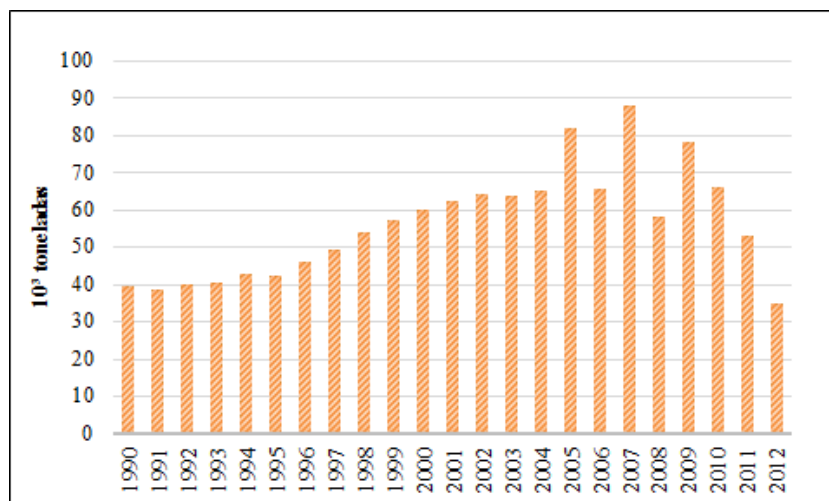


Figura 3.13 – Estimativas de emissões fugitivas de CO₂, em 10³ toneladas, relacionadas ao segmento de Transporte nos anos de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

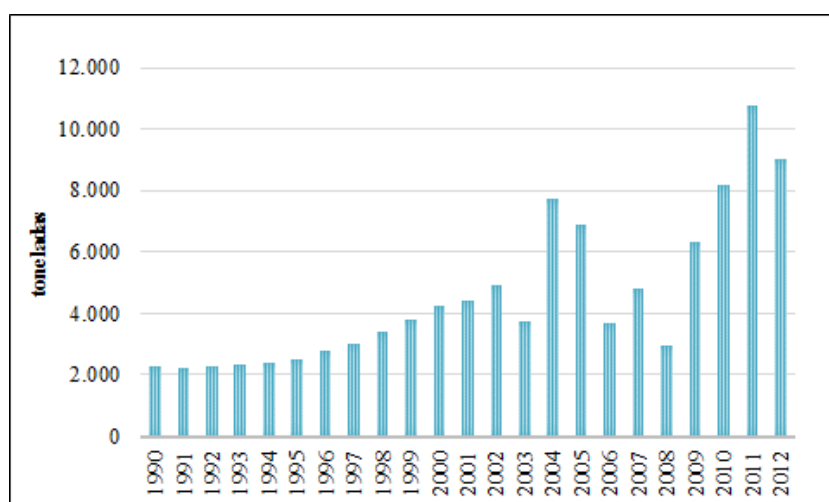


Figura 3.14 – Estimativas de emissões fugitivas de CH₄, em toneladas, relacionadas ao segmento de Transporte nos anos de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

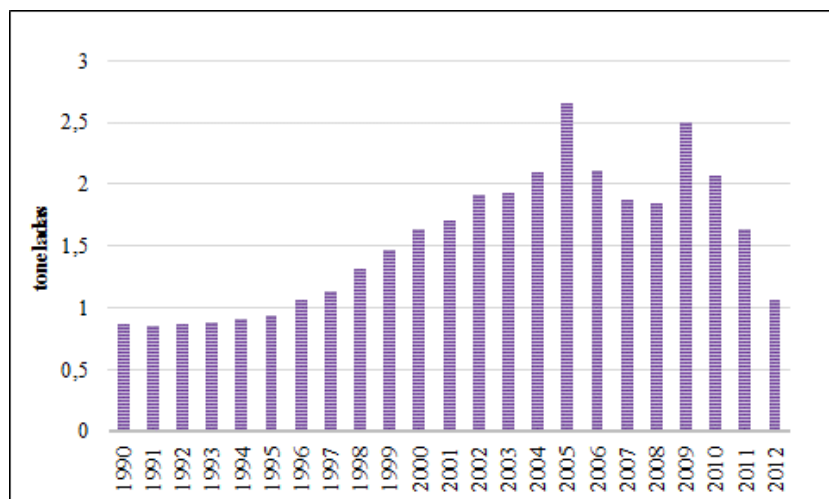


Figura 3.15 – Estimativas de emissões fugitivas de N₂O, em toneladas, relacionadas ao segmento de Transporte nos anos de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

3.3. Emissões por tipo de gás de efeito estufa

Os resultados obtidos no Terceiro Inventário Brasileiro (MCTI, 2015a) para as estimativas de emissões fugitivas totais por tipo de gás de efeito estufa também mostraram um padrão de crescimento ao longo da maior parte do período considerado, para os três gases. Comparando-se os valores de 1990 e de 2012, os crescimentos percentuais das emissões de CO₂, o CH₄ e N₂O foram de 115,9%, 226,2% e 196,1%, respectivamente. O resultado agregado – por tipo de gás – das emissões fugitivas contabilizadas para os três segmentos de atividade da indústria de petróleo e gás natural no Brasil é mostrado nas Figuras 3.16, 3.17 e 3.18. No Anexo I este resultado é também apresentado, na forma de tabela.

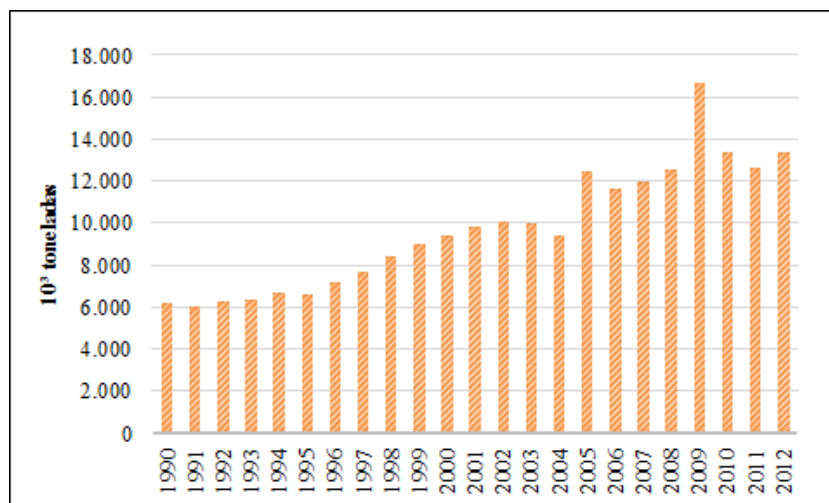


Figura 3.16 – Estimativas de emissões fugitivas totais de CO₂, em 10³ toneladas, devidas às atividades dos segmentos de E&P, Refino e Transporte no período de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

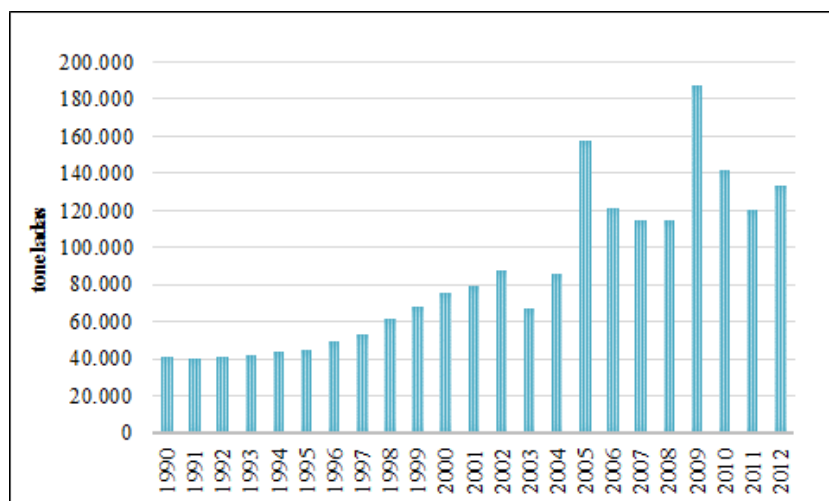


Figura 3.17 – Estimativas de emissões fugitivas totais de CH₄, em toneladas, devidas às atividades dos segmentos de E&P, Refino e Transporte no período de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

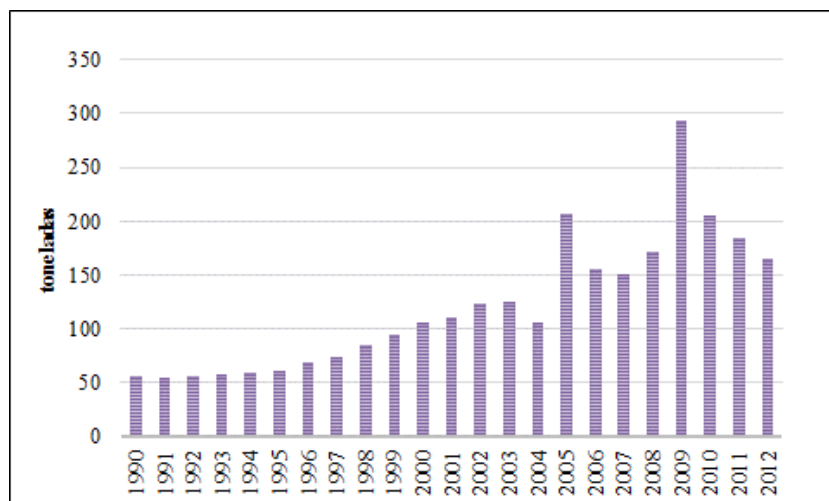


Figura 3.18 – Estimativas de emissões fugitivas totais de N₂O, em toneladas, devidas às atividades dos segmentos de E&P, Refino e Transporte no período de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

Os resultados das emissões fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural foram comparados com as emissões de GEE por queima de combustíveis dos subsetores contemplados no setor energia do inventário nacional – apresentadas no Relatório de Referência Emissões de Gases de Efeito Estufa por Queima de Combustíveis: Abordagem *Bottom-Up* (MCTI, 2015b). A partir desta comparação, verificou-se que o resultado de emissões fugitivas de CO₂ em 2010 (13,4 Mt), por exemplo, foi apenas 2,8 Mt inferior ao observado no mesmo ano para as emissões de queima de fontes fósseis do subsetor residencial (17,2 Mt), enquanto em 1990 essa diferença era bem maior: 7,6 Mt (fugitivas – 6,2 Mt e residencial – 13,8 Mt) (Figura 3.19). As emissões fugitivas de CO₂ em 2010 foram equivalentes a 4,2% do total de emissões por queima de combustíveis do setor Energia (303,2 Mt), enquanto em 1990 elas equivaliam a 3,7% (165,8 Mt – setor energia). Tanto em 1990 (79,3 Mt) quanto em 2010 (168,4 Mt) o subsetor transporte foi o que mostrou maiores volumes de emissão de CO₂.

Para o CH₄, outra constatação também chama atenção: as emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural em 2010 (141.727 t) foram muito próximas às emissões conjuntas dos subsetores comercial, público, transporte, industrial e energético amplo (139.600 t). Em 1990, as emissões de CH₄ destes subsetores juntas (117.500 t) eram quase três vezes maiores que as emissões fugitivas deste gás oriundas da indústria de petróleo e gás natural (40.798 t) (Figura 3.20). As emissões fugitivas de CH₄ da indústria de petróleo e gás natural em 2010 equivaleram a 24,0% do total de emissões por queima de combustível do setor Energia (448.200 t) e, em 1990, elas eram equivalentes a somente

8,2% (455.200 t – setor Energia). O subsetor residencial foi o que mais emitiu CH₄ por queima de combustíveis fósseis, tanto em 1990 (318.400 t) quanto em 2010 (290.100 t).

Já para o N₂O, as suas emissões fugitivas provenientes da indústria de petróleo e gás natural em 2010 (205 t) foram comparáveis às emissões por queima de combustível do subsetor de química (180 t) – em 1990, o subsetor de química emitia duas vezes mais N₂O por queima de combustível que as fontes fugitivas da indústria de petróleo e gás natural (Figura 3.21) – e quatro vezes maiores que as dos subsetores comercial e público juntos (60 t), por exemplo. Na comparação entre as emissões fugitivas de N₂O e as emissões totais deste gás por queima de combustível no setor energia em 1990 e em 2010, observa-se que a equivalência entre elas se manteve praticamente estável: em 1990, as primeiras foram equivalentes a 0,4% (56 t – fugitivas e 14.020 t – setor energia) das segundas e, em 2010, equivaleram 0,5% (31.730 t – setor energia). Assim como foi observado para o CO₂, o subsetor de transporte também foi o que mais emitiu N₂O por queima de combustível fóssil em 1990 (3.750 t) e em 2010 (16.470 t).

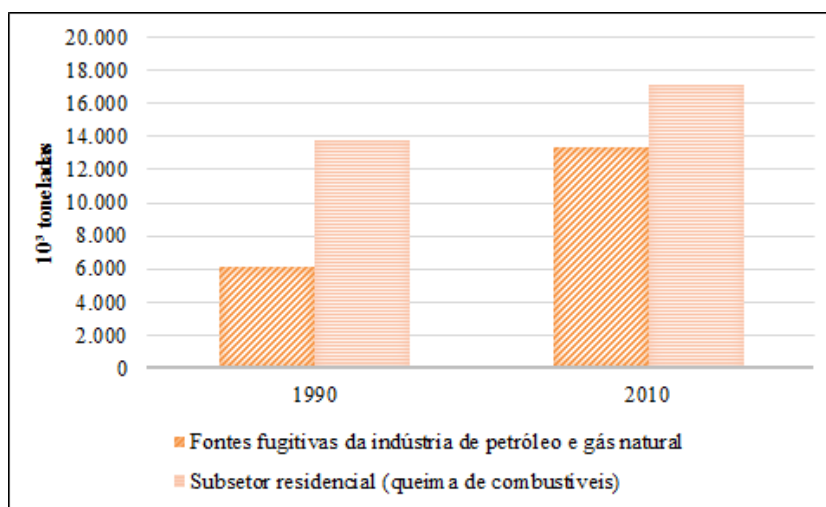


Figura 3.19 – Comparação entre as emissões nacionais de CO₂, em 10³ toneladas, por fontes fugitivas da indústria de petróleo e gás natural e por queima de combustível no subsetor residencial, nos anos de 1990 e 2010.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a; 2015b).

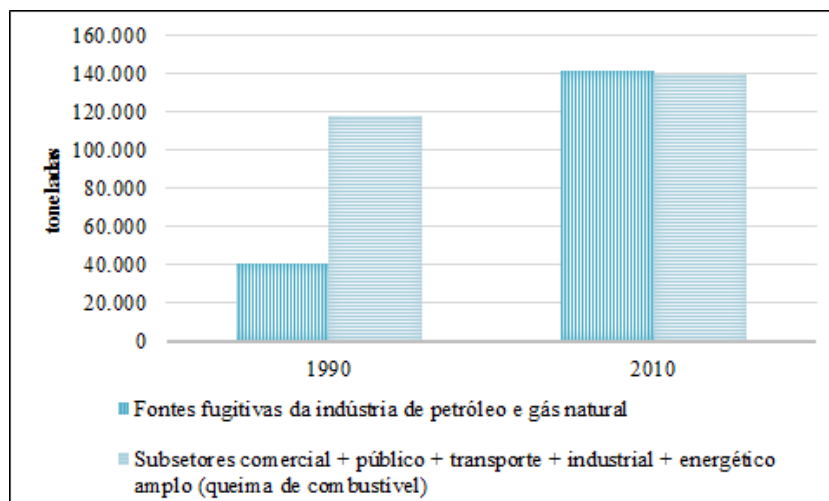


Figura 3.20 – Comparação entre as emissões nacionais de CH₄, em toneladas, por fontes fugitivas da indústria de petróleo e gás natural e por queima de combustível nos subsectores comercial, público, transporte, industrial e energético amplo, nos anos de 1990 e 2010.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a; 2015b).

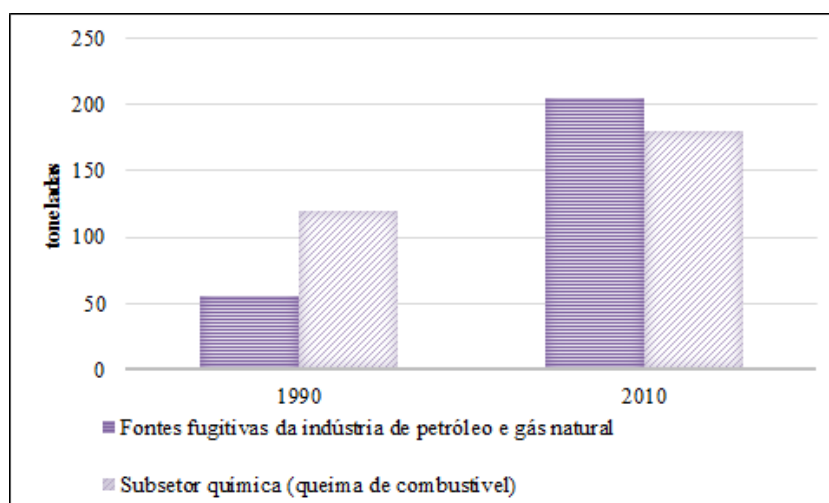


Figura 3.21 – Comparação entre as emissões nacionais de N₂O, em toneladas, por fontes fugitivas da indústria de petróleo e gás natural e por queima de combustível no subsector química, nos anos de 1990 e 2010.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a; 2015b).

O inventário também trata da participação percentual de cada um dos segmentos de atividade no total das emissões de cada um dos três gases. Para o CO₂, o segmento de Refino tem sido o maior contribuinte ao longo de todo o período de tempo considerado, excetuando-se apenas o ano de 2009 (quando o segmento de E&P contribuiu com a maior parte das emissões deste gás). Em 2012, esse segmento foi responsável por mais de 70% das emissões de CO₂ (Figura 3.22).

Quanto às emissões de CH₄ e de N₂O, as emissões relativas às atividades de E&P foram as que apresentaram a maior participação percentual de 1990 a 2012. Para o CH₄ esta participação subiu em 2012 (84,4%), na comparação com o resultado de 1990 (79,7%) (Figura 3.23); enquanto que para o N₂O a contribuição percentual das emissões do segmento de E&P diminuíram nesta mesma comparação, porém, este segmento ainda é responsável por uma fatia expressiva deste total: 79,4% (Figura 3.24).

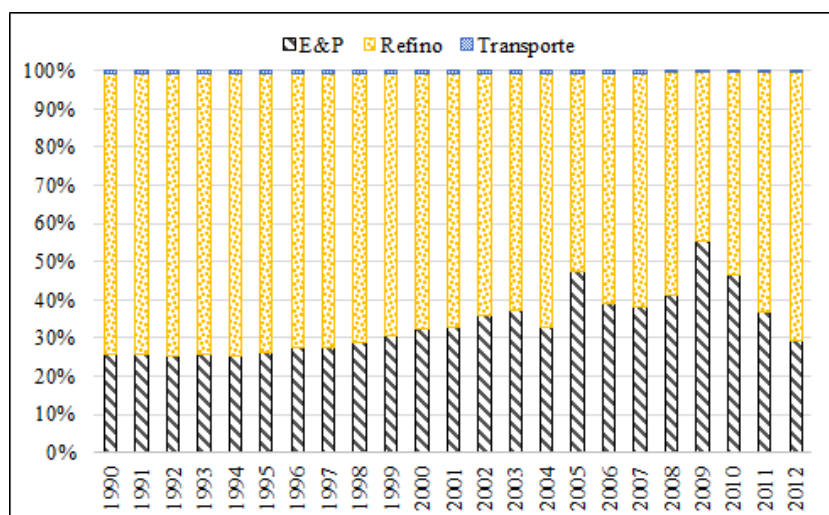


Figura 3.22 – Participação percentual dos segmentos de E&P, de Refino, e de Transporte nas emissões fugitivas de CO₂ da indústria de petróleo e gás natural nacional estimada para o período de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

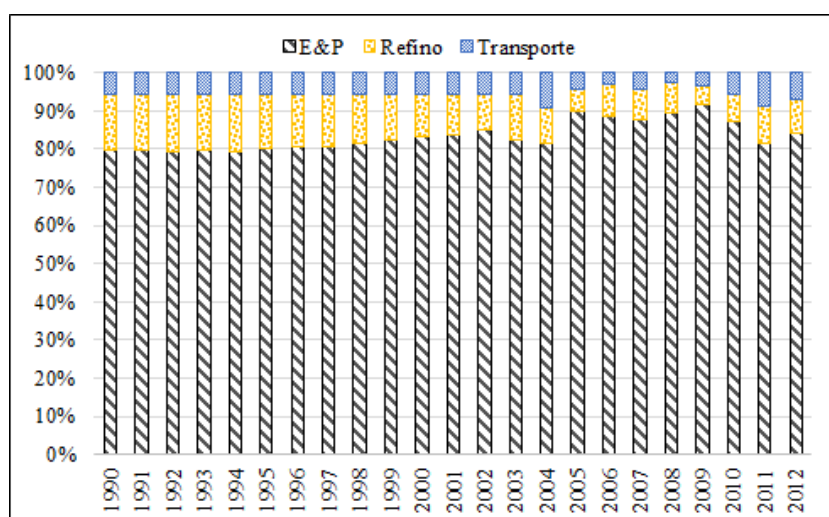


Figura 3.23 – Participação percentual dos segmentos de E&P, de Refino, e de Transporte nas emissões fugitivas de CH₄ da indústria de petróleo e gás natural nacional estimada para o período de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

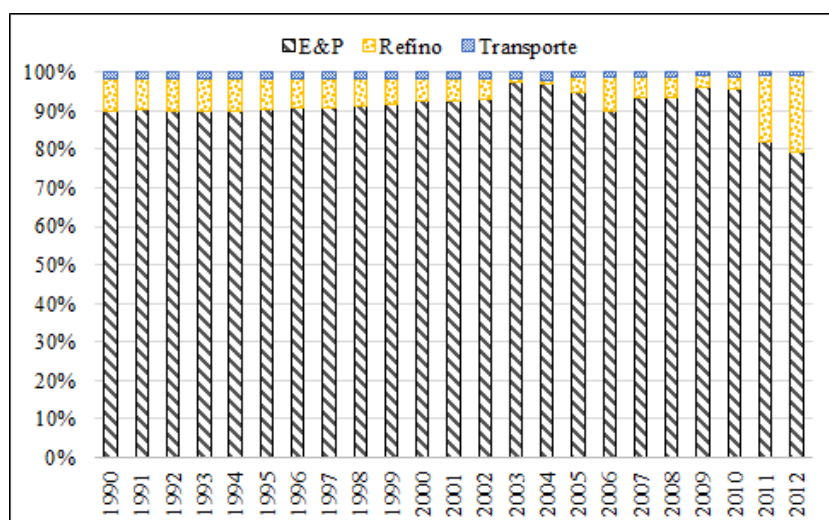


Figura 3.24 – Participação percentual dos segmentos de E&P, de Refino, e de Transporte nas emissões fugitivas de N₂O da indústria de petróleo e gás natural nacional estimada para o período de 1990 a 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTI (2015a).

3.4. Emissões em CO₂ equivalente

Finalmente, apresenta-se também as emissões fugitivas totais de GEE oriundas da indústria de petróleo e gás natural em toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂eq). Estes resultados são mostrados na Figura 3.25 e no Anexo I. Considerando esta unidade de medida, as emissões fugitivas do setor em questão aumentaram 57,3% no período considerado (1990-2012). Neste mesmo período, o ano de 2009 foi o de maior emissão total, com 22,4 MtCO₂eq emitidas. Nos anos seguintes as emissões foram menores, tendo o ano de 2012 apresentado um total de 17,4 MtCO₂eq de emissões fugitivas.

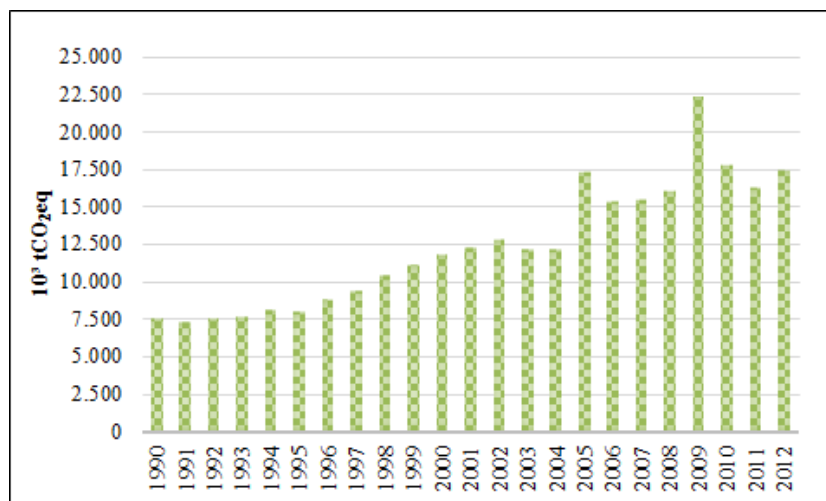


Figura 3.25 – Estimativas de emissões fugitivas totais de GEE devidas às atividades conjuntas dos segmentos de E&P, Refino e Transporte, em 10³ tCO₂eq, no período de 1990 a 2012.

Quando comparamos as emissões fugitivas, em tCO₂eq, de cada um dos segmentos da indústria de petróleo e gás natural brasileira, percebe-se que, na maioria dos anos do período de 1990 a 2012, as atividades do segmento de Refino foram as que mais contribuíram para o montante total de emissões fugitivas desta indústria. Esse resultado deveu-se sobretudo às elevadas cargas de CO₂ emitidas no segmento de Refino, as quais superaram as emissões deste mesmo gás no segmento de E&P em quase todos os anos considerados. Comparando os resultados de 1990 e de 2012, tem-se que a contribuição do segmento de Refino variou de 64,0% para 56,1% (Figura 3.26).

Somente nos anos de 2005 (59,2%), 2006 (50,9%), 2008 (51,8%), 2009 (64,8%) e 2010 (56,3%) o segmento de E&P foi o segmento da indústria de petróleo e gás natural no Brasil mais emissor de GEE por fontes fugitivas em termos de CO₂eq. Isso deveu-se ao fato das suas emissões fugitivas de CH₄, a partir de 2005, terem sido bem mais elevadas que as do segmento de Refino, resultante, especialmente, da entrada em operação de um grande número de novas unidades de produção a partir do ano em questão. O segmento de Transporte apresentou menos de 3,0% de contribuição ao longo de todos os anos considerados (Figura 3.26).

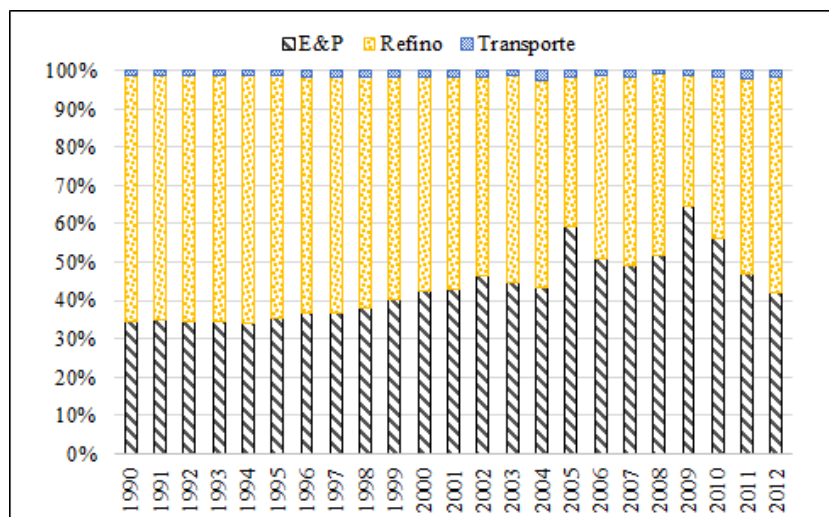


Figura 3.26 – Contribuição percentual dos segmentos de E&P, de Refino e de Transporte, no total de emissões fugitivas de GEE, em CO₂eq, da indústria de petróleo e gás natural no Brasil no período de 1990 a 2012.

Na Figura 3.27 é mostrado um gráfico que compara a contribuição de cada um dos GEE inventariados no montante total de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural, em CO₂eq, em todos os anos contemplados no inventário nacional. No gráfico observa-se que o CO₂ é o gás de maior importância relativa nas emissões fugitivas totais da indústria de petróleo e gás natural, ao longo de todo o período. No entanto, comparando os anos extremos do período considerado, tem-se que a participação do CO₂ em 2012 (76,8%) foi menor que em 1990 (83,3%). Em contrapartida, o CH₄ teve sua participação aumentada em mais de 6,0% (subindo de 16,5% para 22,9%), fato que está possivelmente relacionado ao aumento de produção no Brasil neste período e, conseqüentemente, ao aumento de emissões deste gás, sobretudo através de queima, ventilação e vazamentos. Já a contribuição do N₂O apresentou aumento irrelevante, passando de 0,2% em 1990 para 0,25% em 2012.

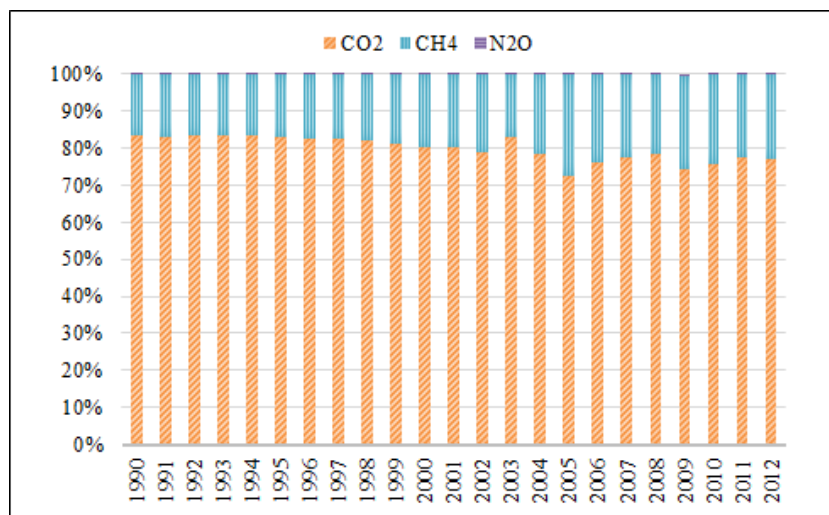


Figura 3.27 – Contribuição percentual de CO₂, CH₄ e N₂O, em CO₂eq, no total de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural no Brasil no período de 1990 a 2012.

A partir dos resultados obtidos no âmbito do inventário nacional de emissões fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural foi possível verificar como foi o comportamento destas emissões desde o ano de 1990 até o ano de 2012. A partir daí surgem os questionamentos de como essas emissões continuarão a se comportar nos próximos anos e como elas poderão ser reduzidas e/ou mitigadas. Para isso, aplicou-se uma metodologia de construção de cenários, com o intuito de prever este comportamento futuro. Estes cenários de emissão propostos são apresentados e analisados no capítulo a seguir.

4. CENÁRIOS DE EMISSÃO

Neste capítulo são construídos, apresentados e discutidos três diferentes cenários de emissão de GEE por fontes fugitivas da indústria de petróleo e gás natural do Brasil, sendo um de mitigação. Com a construção destes cenários pretende-se mostrar como a aplicação de medidas de controle e mitigação das emissões fugitivas nesta indústria pode trazer contribuições expressivas à redução dessas emissões no Brasil. Todos estes cenários incluem previsões futuras quanto à carga de GEE emitida através destas fontes até 2030 e um dos cenários também inclui estimativas de emissão para anos passados.

4.1. Abordagem metodológica

4.1.1. Método de cálculo

Para o desenvolvimento dos cenários optou-se por utilizar o método de cálculo do IPCC (2006) conhecido como *tier 1*. Este método é o mais simples, uma abordagem *top-down*, onde geralmente FE médios baseados no nível de atividade são aplicados aos volumes relatados de produção, refino e processamento de petróleo e gás natural. O uso de uma abordagem *tier 1* implica uma correlação razoável entre produção/volume processado e níveis de emissões fugitivas. Isso pode ser válido para sistemas cujas fontes de emissão dominantes são aquelas oriundas da queima em tochas e de ventilação, como ainda ocorre no Brasil (PICARD *et al.*, 2000).

A metodologia de cálculo sugerida pelo IPCC (2006) para inventários *tier 1* de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural sugere uma faixa de valores para FE de acordo com cada fonte emissora (equipamento/processo) para países desenvolvidos e em desenvolvimento. No entanto, entende-se que a utilização destes fatores para a realidade brasileira não é adequada, pois as características tecnológicas da indústria de petróleo e gás natural brasileira são bastante particulares, o que faz com ela se distancie muito destas duas categorias descritas pelo IPCC (2006).

Assim, optou-se por calcular FE específicos para cada um dos cenários, tipos de gás e ano a ser aplicado, a partir de dados pretéritos nacionais e realizar extrapolações a partir de premissas consideradas, as quais são oriundas de informações governamentais e/ou científicas mais próximas possíveis da realidade desta indústria no Brasil. Ressalta-

se que os FE médios utilizados nos cenários aqui desenvolvidos são derivados do Terceiro Inventário Brasileiro, que teve uma abordagem *bottom-up* mais rigorosa. Por isso, considera-se que os FE originados desse inventário são os dados que melhor refletem a relação entre os níveis de atividade da indústria de petróleo e gás natural e as emissões fugitivas do Brasil, logo, podem ser considerados as melhores referências disponíveis para aplicação em cenários. A aplicação da abordagem *tier 1* foi feita utilizando as equações 6 e 7, as quais são baseadas em IPCC (2006).

$$E_{i, \text{segmento}} = FE_{i, \text{segmento}} \times A \quad (\text{Eq. 6})$$

$$E_i = \sum_{\text{segmento}} E_{i, \text{segmento}} \quad (\text{Eq. 7})$$

Onde:

E_i = emissão anual de gás i da indústria, em toneladas.

$E_{i, \text{segmento}}$ = emissão anual de gás i do segmento, em toneladas.

$FE_{i, \text{segmento}}$ = fator de emissão médio de gás i do segmento, em toneladas/bep.

A = nível de atividade do segmento, em bep.

O método de cálculo utilizado especificamente em cada um dos cenários é explicado no item 4.2. As estimativas de emissão de GEE em cada um dos cenários foram obtidas para cada um dos três gases considerados (CO_2 , CH_4 e N_2O), bem como em unidades de CO_2 equivalente, de modo idêntico ao apresentado no item 3.4, utilizando-se a equação 5.

Nas análises comparativas realizadas entre os resultados do Terceiro Inventário Nacional e dos três cenários propostos serão calculados FE de GEE em CO_2eq , por segmento da indústria de petróleo e gás natural, para cada um dos anos considerados. Estes FE servem como indicadores de intensidade de emissões fugitivas, pois relacionam os volumes de GEE emitidos, em CO_2eq , pelos níveis de atividade industrial anuais (produção ou processamento de petróleo e gás natural) (Eq.8). Por isso, serão calculados exclusivamente para os segmentos de E&P e de Refino, pois o segmento de Transporte considerado neste estudo não possui unidades de atividade específicas definidas.

$$FE_{segmento} = E_{segmento} / A \quad (\text{Eq. 8})$$

Onde:

$FE_{segmento}$ = fator de emissão de GEE do segmento, em tCO₂eq/10³ bep.

$E_{segmento}$ = emissão anual de GEE do segmento, em tCO₂eq.

A = nível de atividade do segmento, em 10³ bep.

4.1.2. Base de dados

Diferentemente do que foi feito no inventário brasileiro, para os cálculos das estimativas dos cenários serão também incluídos os dados de produção de gás natural, além dos dados de produção de petróleo. Por isso, optou-se por apresentá-los em barris equivalentes de petróleo (bep), uma unidade de energia.

Os dados relativos aos volumes de petróleo e gás natural produzidos e processados no Brasil entre 2003 e 2014 foram obtidos a partir de informações oficiais divulgadas pela ANP (2015b; 2015c; 2015d). O prognóstico de produção de petróleo e gás natural para os anos de 2015, 2020, 2025 e 2030 foram oriundos da modelagem realizada pelo projeto IES-Brasil (Implicações Econômicas e Sociais), assim como as estimativas de processamento de petróleo para 2020, 2025 e 2030. Já a previsão de carga de petróleo processada no ano de 2015 é proveniente do Plano Decenal de Expansão da Energia 2023 – PDE 2023 (BRASIL, 2014).

O projeto IES-Brasil é coordenado pelo Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas (FBMC) e é caracterizado por um conjunto de esforços de diferentes setores da sociedade brasileira. O conceito desse projeto, inovador no país, parte de uma colaboração internacional liderada pela iniciativa *Mitigation Action Plans and Scenarios* – MAPS. Tendo como base o impacto que a emissão dos GEE exerce sobre o campo social e econômico, sua finalidade é a identificação de diferentes caminhos de desenvolvimento que conciliem objetivos socioeconômicos e ambientais. Para isso, cenários econômicos para o período 2020-2030 e 2030-2050 foram elaborados e validados pelos setores mobilizados. Assim, são identificadas políticas de mitigação que revelem melhores respostas quanto a seus impactos econômicos e sociais.

Para a construção desses distintos cenários utilizou-se o modelo MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts*). Ele é

uma ferramenta de otimização de sistemas usado para o planejamento de médio-longo prazo do setor de energia, a análise de políticas de energia e o desenvolvimento de cenários (MESSNER; STRUBEGGER, 1995 *apud* VAN VUUREN *et al.*, 2009; RIAHI *et al.*, 2007 *apud* VAN VUUREN *et al.*, 2009). O modelo fornece as capacidades instaladas das tecnologias, as necessidades de energia em várias fases dos sistemas energéticos, os custos, as emissões, dentre outros (VAN VUUREN *et al.*, *op. cit.*). O principal objetivo do modelo é minimizar o custo total de suprimento sujeito às várias restrições que definem um conjunto de soluções possíveis.

Para a elaboração das estimativas de nível de atividade da indústria de petróleo e gás natural do Brasil no âmbito da modelagem do projeto IES-Brasil, o seu Comitê de Elaboração de Cenários (CEC) considerou algumas hipóteses e premissas, tais como:

- i. O ritmo dos investimentos na exploração do Pré-Sal vai continuar de acordo com as estimativas do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (BRASIL, 2014) do governo federal e do Plano Estratégico 2030 e do Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 da Petrobras;
- ii. Os projetos de novas refinarias (RNEST, COMPERJ, Premium I e Premium II) vão se concretizar de acordo com o cronograma de entrada definido pela Petrobras nos planos citados¹⁸;
 - Capacidade de processamento e início de operação:
 - Abreu e Lima – RNEST – 230 mil barris/dia – 2015;
 - COMPERJ (1ª fase) – 165 mil barris/dia – 2016;
 - Premium I (1ª fase) – 300 mil barris/dia – 2018;
 - Premium I (2ª fase) – 300 mil barris/dia – 2022;
 - Premium II – 300 mil barris/dia – 2019;
 - COMPERJ (2ª fase) – 300 mil barris/dia – 2024;
 - Nova refinaria¹⁹ – 200 mil barris/dia – 2030.
- iii. PROMEGA²⁰: aumento da capacidade de refino de petróleo das atuais refinarias da Petrobras em 165 mil barris/dia entre 2012 e 2016;

¹⁸Hoje, já é sabido que a Petrobras desistiu da conclusão dos projetos das refinarias Premium I e Premium II e que o lançamento do 2º trem da RNEST, que estava previsto para maio de 2015 foi adiado, sem data definida. Porém, para a definição de premissas para elaboração de cenários é necessário o estabelecimento de uma data limite, a qual foi anterior a estes fatos.

¹⁹A modelagem realizada pelo projeto IES-Brasil mostrou a necessidade de mais uma nova refinaria no país em 2030, para suprir a demanda de derivados de petróleo projetada.

²⁰Programa de Produção de Médios e Gasolina. Tem como objetivo aumentar a capacidade e eficiência das unidades de processo existentes, evitando ou reduzindo a importação de diesel, querosene de aviação (QAV) e gasolina.

iv. Preço do petróleo: 85 US\$/barril.

Além disso, o projeto IES-Brasil realizou também uma projeção nacional de demanda de combustíveis para o horizonte considerado (2015-2030), com base nas projeções realizadas oficialmente pelo governo no PNE 2050 da EPE. Considerou-se o ano de 2010 como base para as estimativas dos níveis de atividade futuros da indústria de petróleo e gás natural no Brasil.

A opção de utilizar os dados de projeção de produção de petróleo e gás natural de 2015, 2020, 2025 e 2030 e de processamento de petróleo de 2020, 2025 e 2030 oriundos da modelagem do projeto IES-Brasil deu-se sobretudo por essas estimativas serem as consideraram hipóteses e premissas mais conservadoras e próximas da realidade, além de serem as mais recentes disponíveis. Já para as estimativas de processamento de petróleo em 2015, optou-se pelo PDE 2023, pois seus números mostraram-se mais condizentes com o quadro da indústria de petróleo e gás natural em 2014, a partir da comparação com os seus níveis de atividade em tal ano.

Na Tabela 4.1 são apresentados os dados nacionais (Petrobras + demais concessionárias) de produção de petróleo (óleo + condensado), líquido de gás natural (LGN) e gás natural para os anos de 2003 a 2014 e as estimativas de produção de petróleo, LGN e gás natural para os anos de 2015, 2020, 2025 e 2030, em mil bep (10^3 bep).

Tabela 4.1 – Produção nacional de petróleo, LGN e gás natural de 2003 a 2014 e estimativas de produção nacional de petróleo, LGN e gás natural em 2015, 2020, 2025 e 2030.

Ano	Petróleo + LGN	Gás natural	Total
	10^3 bep		
2003	579.882,79	100.042,72	679.925,51
2004	575.686,69	107.512,27	683.198,97
2005	637.785,51	112.124,44	749.909,95
2006	673.312,13	112.168,53	785.480,66
2007	682.410,33	114.990,71	797.401,04
2008	709.070,20	136.789,45	845.859,65
2009	757.318,83	133.931,53	891.250,36
2010	797.784,78	145.315,06	943.099,83
2011	818.187,91	152.507,08	970.694,99
2012	803.765,54	163.647,27	967.412,81
2013	788.093,46	178.483,64	966.577,10
2014	875.651,28	202.054,03	1.077.705,31
2015	1.041.208,29	283.497,36	1.324.705,65
2020	1.673.365,24	482.072,50	2.155.437,74

Ano	Petróleo + LGN	Gás natural	Total
	10 ³ bep		
2025	1.859.292,00	621.396,00	2.480.688,00
2030	2.045.224,80	683.539,20	2.728.764,00

Fonte: ANP (2015b; 2015c) e modelagem do projeto IES-Brasil.

A Tabela 4.2 mostra os dados relativos ao volume de petróleo refinado nas refinarias nacionais (Petrobras + demais companhias) entre os anos de 2003 e 2014 (em 10³ bep) e as estimativas de volume de petróleo a ser refinado nas refinarias brasileiras nos anos de 2015, 2020, 2025 e 2030.

Tabela 4.2 – Volume de petróleo refinado nas refinarias brasileiras entre 2003 e 2014 e estimativas de volume de petróleo a ser refinado nas refinarias brasileiras em 2015, 2020, 2025, e 2030.

Ano	Volume de petróleo
	10 ³ bep
2003	606.771,63
2004	640.145,61
2005	640.835,34
2006	645.242,86
2007	657.802,96
2008	654.680,79
2009	666.483,75
2010	667.541,17
2011	686.398,80
2012	711.246,24
2013	756.663,08
2014	775.675,61
2015	814.723,80
2020	1.103.464,80
2025	1.205.200,80
2030	1.313.640,00

Fonte: ANP (2015c), BRASIL (2014) e modelagem do projeto IES-Brasil.

4.2.Descrição dos cenários

No presente estudo foram propostos e construídos três cenários diferentes: cenário Base 2003, cenário Base 2012 e cenário de Mitigação. Todos os cenários estendem suas

previsões até o ano de 2030, sendo que, a partir de 2015 as previsões são apresentadas de cinco em cinco anos.

Os dois primeiros cenários levam em consideração as informações e os fatos relativos ao nível tecnológico, às medidas de controle de emissões e aos planos futuros da indústria de petróleo e gás natural no Brasil conhecidos até os anos de 2003 e 2012, respectivamente. Já o cenário de Mitigação parte das premissas incluídas no cenário Base 2012 e inclui três medidas de mitigação, as quais prevê-se que possam entrar em vigor até o ano de 2030 e que possam trazer contribuições expressivas para a redução das emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural. Com esses cenários pretende-se ter um panorama dos avanços já conquistados no controle e redução das emissões fugitivas da indústria em questão e analisar as perspectivas futuras.

Em cada um dos cenários foram adotadas hipóteses e premissas diferentes, assim, foi necessário utilizar FE diferenciados. Nos subitens seguintes são mostradas todas as características de cada um dos cenários, assim como são explicados e apresentados os métodos de cálculo dos FE considerados.

4.2.1. Cenário Base 2003

Este primeiro cenário traz estimativas para o período de 2004 a 2030. Ele se baseia no *status quo* da indústria de petróleo e gás natural no Brasil no ano de 2003 e considera que a tecnologia utilizada nas atividades dessa indústria permaneceria inalterada ao longo do tempo. Deste modo, os FE médios do ano de 2003 de cada segmento da indústria e de cada tipo de gás, calculados a partir do resultado apresentado pelo Terceiro Inventário Nacional (MCTI, 2015a), permaneceriam os mesmos durante todo o período de tempo considerado. Consequentemente, as emissões aumentam exclusivamente à proporção do aumento do nível de atividade industrial.

Trata-se de um cenário contrafactual, pois não há praticamente nenhuma chance de se concretizar e os resultados do Terceiro Inventário Nacional mostram isso. Todavia, o principal objetivo ao apresentar um cenário como esse é verificar se a evolução das emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural ocorreu de forma mais ou menos intensa no período de 2003 a 2012 e também estimar o quanto de emissões de GEE podem ter sido evitadas ou não devido ao avanço tecnológico e às medidas de controle e redução de emissões aplicadas pela indústria de petróleo e gás natural brasileira.

O ano de 2003 foi o primeiro ano em que a Petrobras inventariou as suas emissões de GEE. Assim, este é o primeiro ano em que há registros oficiais de emissões fugitivas totais da indústria de petróleo e gás natural no Brasil. Com os dados de produção e de processamento de petróleo e gás natural fornecidos pela ANP, foi então possível obter valores de FE implícitos (em toneladas de gás por bep) para cada gás (CO₂, CH₄ e N₂O), em cada um dos segmentos (E&P, Refino e Transporte) para o ano de 2003. Estes FE implícitos são o resultado da divisão da emissão anual de determinado gás pelo nível de atividade correspondente (cf. equação 6 no item 4.1.1).

O IUGA no ano de 2003 foi de 89,7%, e assumiu-se este valor constante para todo o período considerado (2004-2030) no que se refere a todo o volume de petróleo produzido no país. Assim, os FE implícitos calculados para o ano de 2003 relativos às atividades de E&P para os três gases foram utilizados como os FE implícitos para calcular as estimativas de emissão para todo o período considerado nesse cenário. Ou seja, considerou-se que a Petrobras e as demais companhias produtoras de petróleo e gás natural no Brasil não iriam investir em nenhuma medida de aumento de aproveitamento desse gás associado ao longo de todo o período, bem como não investiriam também em nenhuma outra medida de mitigação das suas emissões fugitivas, nem no segmento de E&P, nem no segmento de Refino e nem no segmento de Transporte. Desta forma, os FE implícitos de cada um dos gases calculados para o ano de 2003 relativos ao segmento de Refino também foram mantidos até 2030.

Para o segmento de Transporte foi adotada a premissa que as suas emissões fugitivas por tipo de gás ao longo do período avaliado seriam correspondentes ao percentual que, em 2003, este segmento representou em relação ao somatório das emissões fugitivas dos segmentos de E&P e de Refino, conforme a equação 9, abaixo:

$$PP_{(i)} = E_{Transp. (i)} / E_{E\&P+Refino (i)} \quad (Eq. 9)$$

Onde:

$PP_{(i)}$ = participação percentual das emissões de gás i do segmento de Transporte nas emissões fugitivas dos segmentos de E&P e Refino em 2003.

E_i = emissão de gás i do segmento de Transporte em 2003, em toneladas.

$E_{E\&P+Refino (i)}$ = somatório das emissões de gás i do E&P e do Refino da Petrobras em 2003, em toneladas.

4.2.2. Cenário Base 2012

Neste segundo cenário, o período de tempo considerado nas estimativas é aquele compreendido entre os anos de 2013 a 2030. Para este cenário foram consideradas nas estimativas informações e planos de desenvolvimento tecnológico divulgados pela indústria de petróleo e gás natural do Brasil até o ano de 2012.

O ano de 2012 foi o último a ter seus resultados de emissões fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural incluídos no Terceiro Inventário Nacional. Assim, este é o ano mais recente do qual se tem dados suficientes para se obter FE médios relativos às fontes fugitivas desta indústria (cf. equação 6 no item 4.1.1). De 2003 (ano base considerado no primeiro cenário) a 2012 os avanços tecnológicos no tocante tanto à produção e ao processamento quanto às medidas de controle das emissões de GEE evoluíram expressivamente. Além disso, observa-se nesse período um aumento das pressões de órgãos governamentais e da própria sociedade civil quanto ao cumprimento da legislação nacional relativa ao controle dessas emissões.

No segmento de E&P, o principal fato ocorrido nesse intervalo de anos foi a descoberta das reservas de petróleo e gás natural nas áreas *offshore* da camada Pré-Sal. O início da produção se deu no ano de 2008 e para isso foram utilizadas novas plataformas, as quais apresentam IUGA médio superiores a 97%, por serem mais modernas (AGÊNCIA PETROBRAS, 2013), o que permitiu que a produção nestas áreas estivesse em concordância com o limite máximo de queima e perda de gás natural associado estipulado pela Portaria ANP nº 249/2000, que é de 3%. Essa característica contribuiu para que o IUGA da produção total de petróleo e gás natural no Brasil (incluindo áreas *onshore* e *offshore* das camadas Pré e Pós-Sal) em 2012 fosse de 94,4% (ANP, 2015a). Este resultado indica que o país passou a aproveitar 4,7% a mais do gás associado em comparação a 2003, evitando, assim, a queima ou ventilação do mesmo.

Segundo o POAG-2015, a Petrobras se comprometeu a alcançar um IUGA de 95% até o ano de 2015 (ver item 2.4.2). Assim, extrapolou-se este IUGA para toda a produção nacional (Petrobras + demais companhias) e considerou-se que o mesmo será alcançado em 2015, apresentando um crescimento linear nos anos de 2013 e 2014, ou seja: para estes anos, os IUGAs considerados foram de 94,6% e 94,8%, respectivamente.

Para saber quanto esse aumento no IUGA em cada ano impactaria nos seus FE médios foi necessário estimar a contribuição das emissões provenientes da queima de gás em tochas no total das emissões do segmento de E&P. Por estimativa própria, considerou-

se que essa contribuição equivale a 99% para o CO₂, 65% para o CH₄ e 100% para o N₂O. O cálculo utilizado para determinar os FE médios dos anos de 2013 a 2015 foi o seguinte (Eq. 10):

$$FE_{i, n} = FE_{i, 2012} \times \%ET_i \times [1 - (IUGA_n - IUGA_{2012})] + (FE_{i, 2012} \times \%EO_i) \quad (\text{Eq. 10})$$

Onde:

$FE_{i, n}$ = fator de emissão médio de gás i no ano n , em toneladas/bep.

$FE_{i, 2012}$ = fator de emissão médio de gás i no ano de 2012, em toneladas/bep.

$\%ET_i$ = contribuição percentual média da tocha no total de emissão anual do gás i .

$\%EO_i$ = contribuição percentual média das outras fontes no total de emissão anual do gás i .

$IUGA_{2012}$ = índice de utilização do gás associado no ano de 2012.

$IUGA_n$ = índice de utilização do gás associado no ano n .

A partir de 2016, considerou-se que não ocorreriam mais incrementos no IUGA da produção nacional. Desta forma, os FE médios calculados para 2015 foram mantidos nas estimativas de emissão dos anos de 2020, 2025 e 2030.

No segmento de Refino, sabe-se que, no ano de 2012, o parque de refino nacional já era formado por dezesseis refinarias, sendo doze da Petrobras²¹ e quatro privadas²², com capacidade nominal instalada de processamento de petróleo da ordem de 2,2 milhões de barris por dia (b/d). Além disso, desde meados da década de 2000, as refinarias brasileiras vêm passando por processos de adequação, com o objetivo de produzir combustíveis menos poluentes, elevar sua capacidade de processar petróleos pesados e melhorar seu desempenho operacional (BRASIL, 2014).

Em 2012 a Petrobras criou o Programa de Produção de Médios e Gasolina (PROMEGA), o qual tem por finalidade elevar a produção de óleo diesel, querosene de aviação (QAV) e gasolina do parque de refino até 2016, baseado no aumento da

²¹Refinaria de Paulínia (REPLAN), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Henrique Lage (REVAP), Refinaria Duque de Caxias (REDUC), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), Refinaria Gabriel Passos (REGAP), Refinaria de Capuava (RECAP), Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) e a Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR).

²²Refinaria Riograndense (cujos sócios são a Ultrapar Participações, a Braskem e a Petrobras), Refinaria de Manguinhos, Univen e Dax Oil.

capacidade e eficiência das unidades de processo existentes, evitando ou reduzindo a importação desses derivados (BRASIL, *op. cit.*). Adicionalmente, é sabido que, dentro do período de tempo considerado neste cenário, já terão entrado em operação o 1º trem da RNEST (nov/14) e o 1º trem do COMPERJ (dez/16), cujos projetos contam com processos mais sofisticados de conversão e tratamento do petróleo.

Essa melhoria de performance operacional das refinarias e aumento da qualidade dos combustíveis disponibilizados no Brasil tem levado a um aumento da complexidade do parque de refino do país, o que, por sua vez, vem resultando em níveis mais elevados de emissão de GEE por unidade de combustível produzido pelas refinarias (cf. citação no item 3.2). No entanto, não é possível afirmar a veracidade disso no que diz respeito exclusivamente às emissões fugitivas do segmento de Refino, pois o aumento ou diminuição dessas emissões não está relacionada somente aos tipos de combustíveis gerados por determinada refinaria, outros fatores também são importantes na variação das emissões fugitivas nas refinarias.

Assim, no presente trabalho, manteremos os FE médios obtidos para 2012 nos cálculos das estimativas de emissões fugitivas de GEE de 2013 em diante, apesar do Terceiro Inventário Nacional ter mostrado que as emissões fugitivas do Refino, para os três gases, tiveram um aumento bastante expressivo, sobretudo a partir de 2010. Essa opção se deu pelo fato de haver uma grande complexidade envolvida na relação entre as emissões fugitivas e as características tecnológicas e operacionais do parque de refino brasileiro, a qual, para ser compreendida, demandaria um esforço de levantamento de informações demasiadamente árduo e extenso para fins do desenvolvimento de uma dissertação de mestrado.

Já para o segmento de Transporte considerou-se que, ao longo do período avaliado, as suas emissões fugitivas por tipo de gás corresponderam ao percentual que, em 2012, este segmento representou em relação ao somatório das emissões fugitivas dos segmentos de E&P e de Refino, conforme a equação 11, abaixo:

$$PP_{(i)} = \frac{E_{Transp. (i)}}{E_{E\&P+Refino (i)}} \quad (\text{Eq. 11})$$

Onde:

$PP_{(i)}$ = participação percentual média das emissões de gás i do segmento de Transporte nas emissões fugitivas dos segmentos de E&P e Refino em 2012.

E_i = emissão de gás i do segmento de Transporte em 2012, em toneladas.

$E_{E\&P+Refino}(i)$ = somatório das emissões de gás i dos segmentos de E&P e de Refino da Petrobras em 2012, em toneladas.

4.2.3. Cenário de Mitigação

O cenário de Mitigação é o terceiro cenário elaborado no presente estudo e também engloba os anos de 2013 a 2030. No entanto, o ano de referência escolhido para este cenário é o ano de 2014, ou seja, todas as inovações em processos e operações industriais, bem como em tecnologias de controle e mitigação de emissões das quais se tinha conhecimento até o ano de 2014 e que estavam previstos ou sendo estudados para entrar em vigor até 2030 serão consideradas neste cenário.

Nos próximos parágrafos são apresentadas as características de cada uma destas medidas. Elas possuem chances diferentes de serem aplicadas por parte da indústria de petróleo e gás natural. De fato, seria impossível estimar quantitativamente estas probabilidades, mas, de forma qualitativa, considerou-se que elas apresentam maiores ou menores chances de virem a ser aplicadas na prática.

A primeira medida é a consequência do aperfeiçoamento de um programa já aplicado pela Petrobras, e que está ligado a uma obrigatoriedade legal, logo, é considerada a de maiores chances de se concretizar no período considerado. A segunda é uma atitude voluntária pontual da Petrobras, mas que vem sendo incentivada por exigência governamental e deve ser expandida. Já a terceira medida tem caráter tecnológico e é resultado de pesquisas e testes da Petrobras em conjunto com outras empresas internacionais de petróleo e ainda está sendo aplicada em fase piloto, logo, considera-se que esta seja a medida com menores chances de se expandir até 2030. A Tabela 4.3 mostra as medidas de mitigação consideradas para o presente cenário:

Tabela 4.3 – Medidas tecnológicas ou de processo que poderão entrar em vigor na indústria de petróleo e gás natural brasileira consideradas no cenário de Mitigação.

Medidas
Alcance de um IUGA de 97% na produção nacional de petróleo e gás natural;
Aplicação do Programa de Detecção e Reparo de Vazamentos (PDRV) em todas as refinarias;
Emprego da tecnologia de oxi-combustão em escala industrial nas refinarias;

A maior tendência de aproveitamento de gás associado observada nos últimos anos – o Brasil já aproveitou 94,4% do gás associado em 2014, segundo ANP (2015a) –, aliada às pressões regulatórias no que se refere aos níveis de queima de gás (Portaria ANP nº 249 de 2000 – ANP, 2000), ao aumento da participação dos campos exploratórios do Pré-Sal na produção total (plataformas mais modernas, com maior IUGA), e aos desejos governamentais de trazer mais gás natural ao mercado, serviram de base para estimarmos que o país poderá alcançar um IUGA de 97% até o ano de 2020.

Assim, para o segmento de E&P, considera-se nesse cenário que, a partir de 2020, toda a produção nacional estará com um IUGA de 97%. Para os anos de 2013 a 2015 os FE médios utilizados foram os mesmos do cenário Base 2012, enquanto para os anos de 2020, 2025 e 2030 os FE médios de cada gás foram calculados a partir da equação 10 (item 4.2.2), considerando um IUGA de 97% ao longo de todo o período.

Para o segmento de Refino são consideradas duas medidas de mitigação neste cenário. A primeira delas diz respeito à expansão do Programa de Detecção e Reparo de Vazamentos (PDRV). Como já apresentado anteriormente, este programa tem como objetivo o monitoramento de diversas instalações, como bombas, compressores, flanges, e válvulas, a fim principalmente de identificar e reduzir as perdas de gás através destas fontes e diminuir o risco de explosões e incêndios. Segundo informações de RIBEIRO (2014 – comunicação pessoal²³), nos últimos anos os órgãos ambientais estaduais vêm exigindo cada vez mais a implantação de programas de redução de emissões fugitivas nas refinarias para concessão de renovação das licenças de operação.

Assim, entende-se que a aplicação destes programas nas refinarias já é uma realidade e ainda irá se expandir. Além disso, tem-se que, a partir de 2015, a medição das emissões relativas à fonte “fugitivas em componentes de linha”, onde se incluem esses vazamentos, realizadas no âmbito deste PDRV serão de fato incorporadas no inventário de emissões fugitivas da Petrobras. Essas medições já ocorrem desde 2009, mas, por questões internas da companhia relacionadas ao bom funcionamento de todo este sistema de medição, até o último inventário as emissões desta fonte eram medidas a partir da aplicação de FE da USEPA, os quais são muito conservadores, o que por si só já trouxe resultados mais elevados que o que acontecia na realidade (RIBEIRO, 2015 – comunicação pessoal²⁴).

²³Leonardo da Silva Ribeiro, M.Sc. Eng. de Processamento. Segurança, Meio Ambiente e Saúde – Petrobras. Comunicação pessoal ocorrida dia 17 de dezembro de 2014.

²⁴Leonardo da Silva Ribeiro, M.Sc. Eng. de Processamento. Segurança, Meio Ambiente e Saúde – Petrobras. Comunicação pessoal ocorrida dia 12 de fevereiro de 2015.

Desta forma, pode-se concluir que, tanto em decorrência da aplicação do PDRV quanto pela alteração da metodologia de medição das emissões da fonte “fugitivas em componentes de linha”, espera-se para os próximos anos uma redução dessas emissões. Segundo USEPA (2010), esses programas comumente alcançam eficiências de redução de emissões de 80 a 90%. Sendo mais conservador no caso brasileiro, adotou-se uma redução das emissões “fugitivas em componentes de linha” equivalente a 20% em 2015, 40% em 2020 e 70% em 2025 e 2030 (Tabela 4.4). Considerando que essa fonte é responsável por cerca de 70% das emissões fugitivas de CH₄ (estimativa própria) e não emite os outros GEE considerados nesse estudo, as emissões de CH₄ do segmento de Refino abatidas da redução trazida pela adoção do PDRV será calculada da seguinte forma (Eq. 12):

$$E'_{CH_4} = E_{CH_4} \times [1 - (0,7 \times \%R)] \quad (\text{Eq. 12})$$

Onde:

E'_{CH_4} = emissão anual de CH₄ do segmento de Refino reduzidas pelo PDVR, em toneladas.

E_{CH_4} = emissão anual de CH₄ do segmento de Refino, em toneladas.

%R = percentual de redução das emissões de CH₄ trazido pelo PDVR.

Tabela 4.4 – Percentual de redução das emissões de CH₄ trazido pelo PDVR considerados para os anos de 2020, 2025 e 2030.

2015	2020	2025	2030
20%	40%	70%	70%

Além do PDRV, também foi considerada como medida de mitigação de emissões a aplicação da tecnologia de oxi-combustão, uma opção promissora para redução das emissões de CO₂ das refinarias, a qual já foi apresentada anteriormente no item 2.4.2 do presente estudo.

Sabe-se que uma refinaria é um local onde diferentes operações produzem emissões atmosféricas, o que a torna um ambiente desafiador para a captura de CO₂, principalmente. A UFCC, por exemplo, é muitas vezes a maior fonte de emissões de CO₂ em uma refinaria. Essa unidade é responsável por converter frações de óleo pesadas e de baixo valor em derivados de petróleo mais leves, mais valiosos (CCP, 2011).

No processo convencional, o coque é também formado e depositado sobre a superfície do catalisador durante a reação, sendo o mesmo desativado pelo material. Para restabelecer atividade catalítica, o coque é queimado no regenerador, com o uso de ar, formando, assim, o CO₂, que está presente no gás de exaustão, em concentrações típicas de 10 - 20% vol. (combustão completa). No processo de oxi-combustão, o ar é substituído por oxigênio puro na etapa de regeneração e parte do CO₂ é reciclado de volta ao regenerador, principalmente para prevenir a perda de temperatura durante a reação de combustão. Nessa tecnologia, o excesso de N₂ injetado com o ar no processo convencional é evitado, não sendo então necessária separá-lo do CO₂ produzido na combustão (MELLO *et al.*, 2009).

A viabilidade técnica de operar uma unidade de FCC em modo de oxi-combustão foi demonstrada em unidade piloto de grande porte²⁵ (MELLO *et al.*, *op. cit.*; 2013 – estudos realizados no âmbito do *CO₂ Capture Project*²⁶, fases 2 e 3) e espera-se conseguir a captura de pelo menos 90% do CO₂ emitido quando a tecnologia for aplicada em unidades industriais, além gerar uma corrente de CO₂ com pureza mínima de 95%, o que permitirá que a mesma esteja apta para a venda para indústrias compradoras de CO₂, para a injeção em poços para retirada do petróleo (chamada de recuperação secundária de petróleo), ou para a injeção em reservatórios naturais no subsolo, nos quais fica retido (chamado armazenamento geológico). Adicionalmente, tem-se que o processo de oxi-combustão também se mostrou viável economicamente, pois possibilitaria uma redução significativa nos custos de implantação, na ordem de 40% em comparação com a tecnologia convencional (PETROBRAS, 2015b).

Assim, considerando todas essas informações, pode-se inferir que a tecnologia de oxi-combustão em unidades de FCC se mostra viável e adequada para a captura de CO₂ proveniente deste processo da refinaria. No entanto, não se encontrou nenhum projeto ou plano concreto da Petrobras ou de outras empresas de petróleo que atuam no Brasil de aplicar esta tecnologia em unidades industriais de forma ampla nos próximos anos. Por isso, considera-se que essa medida é a de menores chances de ser aplicada amplamente.

Nas simulações do presente cenário adotou-se, para fins de mitigação das emissões em decorrência desta medida, que 90% do CO₂ oriundo das unidades de FCC serão

²⁵Unidade de Industrialização do Xisto em São Mateus do Sul-PR (SIX), pertencente à Petrobras.

²⁶Parceria de várias empresas de energia de grande porte que trabalha no desenvolvimento de tecnologias que irão favorecer a implantação da captura e do armazenamento de CO₂. A Petrobras é uma das empresas-membro.

capturados, ou seja, não serão liberados na atmosfera, e que as emissões de CO₂ destas unidades representam 30% das emissões totais (fugitivas + gás de refinaria) de CO₂ do Refino (cf. MELLO *et al.*, 2013). Para saber quanto as emissões de CO₂ das unidades de FCC representam no montante das emissões fugitivas do segmento de Refino foi preciso obter também os valores de emissão de CO₂ decorrentes da combustão de gás de refinaria no Terceiro Inventário Brasileiro (MCTI, 2015a) no ano de 2010 (último ano expresso no inventário) e os de emissões fugitivas de CO₂ do segmento de Refino no mesmo ano. Assim, a participação percentual das emissões de CO₂ das unidades de FCC na carga de emissões fugitivas de CO₂ do Refino é obtida pela equação 12.

$$PP_{FCC} = 0,3 \times (E_{gás\ de\ refinaria} + E_{fugitivas}) / E_{fugitivas} \quad (Eq.12)$$

Onde:

PP_{FCC} = participação percentual das emissões de CO₂ das unidades de FCC no total de emissões fugitivas de CO₂ do segmento de Refino.

$E_{gás\ de\ refinaria}$ = emissão de CO₂ relativas à combustão do gás de refinaria em 2010, em toneladas.

$E_{fugitivas}$ = emissão de CO₂ relativas às fontes fugitivas do segmento de Refino em 2010, em toneladas.

Para fins do presente cenário de Mitigação, entendeu-se como razoável admitir que, até o ano de 2020, já poderá ter sido iniciado um processo de implementação da tecnologia de oxi-combustão em escala industrial nas unidades de FCC do parque de refino nacional. Considerou-se que a aplicação desta medida ocorrerá paulatinamente ao longo dos anos, logo, adotou-se os valores de 10, 20 e 30% de redução das emissões de CO₂ das unidades de FCC nos anos de 2020, 2025 e 2030, respectivamente. Desta forma, as emissões de CO₂ do segmento de Refino abatidas da redução trazida pela adoção da tecnologia de oxi-combustão será calculada através da equação 13.

$$E'_{CO_2, n} = E_{CO_2, n} \times [1 - (PP_{FCC} \times \%C \times \%R)] \quad (Eq. 13)$$

Onde:

E'_{CO_2} = emissão anual de CO₂ do segmento de Refino reduzida pela tecnologia de oxi-combustão, em toneladas.

E_{CO_2} = emissão anual de CO₂ do segmento de Refino, em toneladas.

PP_{FCC} = participação percentual das emissões de CO₂ das unidades de FCC no total de emissões fugitivas de CO₂ do segmento de Refino.

%C = percentual de CO₂ capturado pelo processo de oxi-combustão.

%R = percentual de redução das emissões de CO₂ trazido pela tecnologia de oxi-combustão.

Apesar de serem conhecidas algumas medidas de mitigação e controle de emissões de GEE nas atividades do segmento de Transporte²⁷, nenhuma destas foi considerada no presente estudo pois não foi possível obter informações quantitativas acerca do potencial de abatimento destas medidas. Assim, adotou-se a mesma metodologia do cenário Base 2012 para estimar a participação percentual média das emissões fugitivas do segmento de Transporte em relação ao somatório das emissões fugitivas dos segmentos de E&P e de Refino, para cada um dos três gases (Eq. 11, no item 4.2.2.). Assim, o resultado obtido no cenário Base 2012 para a variável em questão foi utilizado também nos cálculos das estimativas de emissões fugitivas do segmento de Transporte no presente cenário.

4.3. Resultados e discussão

Neste item são mostrados e discutidos os resultados obtidos a partir da metodologia descrita nos itens anteriores. Todos os resultados apresentados sob a forma de gráficos ao longo do texto são também exibidos sob a forma de tabelas no Anexo II.

Os primeiros resultados apresentados são os FE médios dos segmentos de E&P e Refino e a participação percentual do segmento de Transporte calculados para os anos de 2003 e 2012 a partir dos resultados do Terceiro Inventário Nacional (MCTI, 2015a) e dos

²⁷Segundo LIMA (2004 *apud* SALGADO, 2004), estas medidas podem ser: a implementação de programas de detecção de vazamentos e reparos; a realização de manutenção periódica nas válvulas e flanges; o direcionamento das emissões fugitivas dos compressores para sistemas de queima de gases (*flares*) e melhoria da selagem com a troca antecipada dos anéis e hastes dos mesmos; a troca de sistemas operados com gás natural por sistemas operados com gás comprimido em equipamentos pneumáticos (o que reduz a zero as emissões provenientes destas fontes); e a utilização de sistemas de queima de gases, sempre que possível, para a queima do CH₄ oriundo de operações de despressurização de equipamentos e da linha de dutos, além daquele liberado pela passagem de pigs de limpeza e/ou pigs instrumentados em dutos.

dados de produção divulgados pela ANP (2015b; 2015c) (Tabela 4.5). Neles observa-se que os padrões de emissão foram diferentes, de acordo com o segmento da indústria e com o ano. O CO₂ apresentou os maiores FE dentre os três gases, sendo esses mais elevados no segmento de Refino que na de E&P. Na comparação entre os anos, tem-se que no segmento de Refino os FE de 2012 foram mais elevados para os três gases, enquanto no segmento de E&P, apenas o CH₄ mostrou incremento no seu FE em 2012. Quanto à participação percentual do segmento de Transporte em relação às emissões dos segmentos de E&P e Refino, tem-se que o CH₄ mostrou o maior valor e apenas este gás teve sua participação percentual aumentada em 2012, quando comparada ao valor de 2003.

Tabela 4.5 – FE médios dos segmentos de E&P e Refino e participação percentual das emissões do segmento de Transporte nos anos de 2003 e 2012.

Ano	Gás	E&P	Refino	Transporte
		t/10 ³ bep		%
2003	CO ₂	5,47	10,23	0,64
	CH ₄	8,08 x 10 ⁻²	1,34 x 10 ⁻²	5,91
	N ₂ O	1,79 x 10 ⁻⁴	1,91 x 10 ⁻⁶	1,57
2012	CO ₂	4,07	13,23	0,26
	CH ₄	1,16 x 10 ⁻¹	1,66 x 10 ⁻²	7,27
	N ₂ O	1,35 x 10 ⁻⁴	4,62 x 10 ⁻⁵	0,65

Além disso, são também apresentados e discutidos nos próximos subitens os resultados das estimativas de emissões fugitivas do setor de petróleo e gás natural do Brasil para cada um dos cenários definidos no presente estudo. Para todos os três cenários serão apresentados os resultados por tipo de gás, por segmento da indústria e o total de emissões em unidades de CO₂eq. Por fim, apresenta-se uma análise comparativa dos resultados de cada cenário e os potenciais de abatimento de emissões trazidos pelas medidas de mitigação consideradas. No Anexo II são apresentados, em forma de tabelas, todos os resultados obtidos para cada um dos cenários.

4.3.1. Cenário Base 2003

Como já era esperado, as emissões fugitivas estimadas de 2004 a 2030 mostraram crescimento gradativo à proporção da evolução da produção de petróleo e gás natural no

país e da carga processada nas refinarias. Para os três gases, observa-se um aumento mais agudo das emissões entre 2015 e 2020, resultado do crescimento expressivo do nível de atividade da indústria petrolífera do Brasil (Figuras 4.1, 4.2 e 4.3).

O CO₂ é o gás que apresenta as maiores cargas de emissões fugitivas, com estimativa de 10,3 Mt em 2004 e previsão de pouco mais de 28,5 Mt em 2030, um aumento de 176% (Figura 4.1). Logo em seguida, mas com ordem de grandeza bastante inferior, tem-se o CH₄, cujas emissões estimadas para 2004 e 2030 foram de 67.547 t e 252.214 t, o que representou um aumento de 273% (Figura 4.2). Para o N₂O foram estimadas as menores emissões fugitivas no período, porém, este gás foi o que mostrou o maior crescimento percentual destas emissões, sendo a sua emissão em 2004 equivalente a 125 t e, em 2030, equivalente a 497 t, ou seja, um aumento de 297% (Figura 4.3).

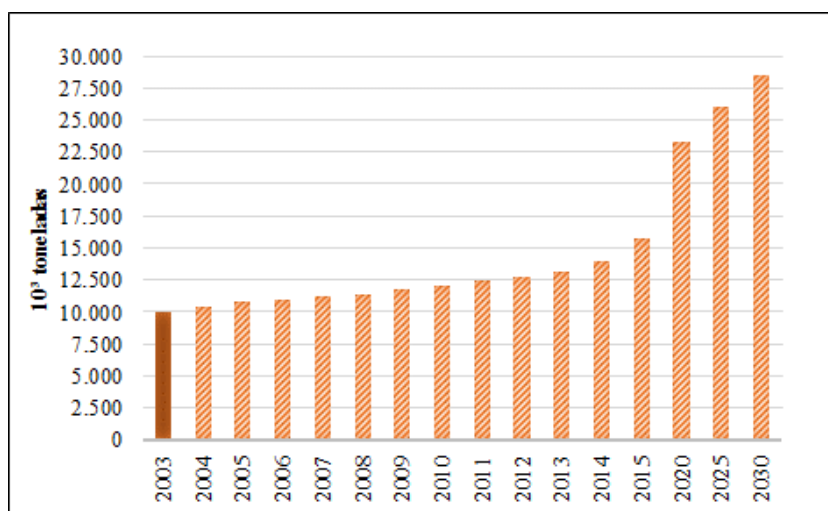


Figura 4.1 – Estimativas de emissões fugitivas de CO₂, em 10³ toneladas: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.

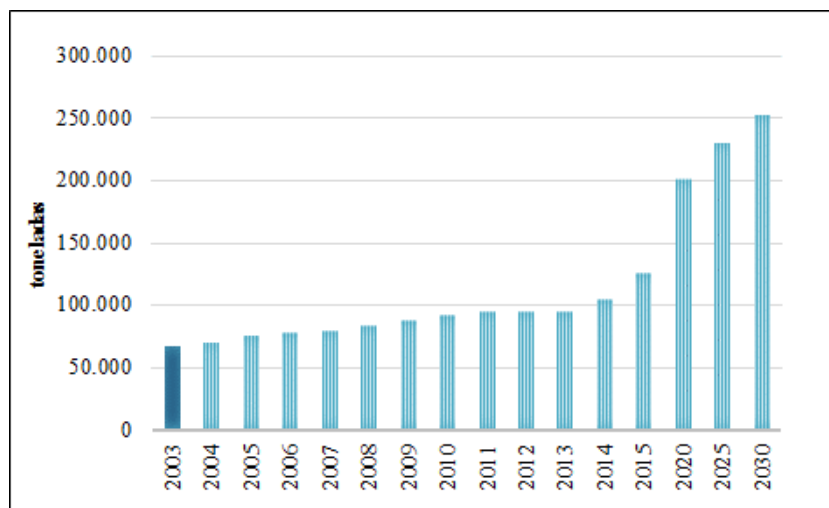


Figura 4.2 – Estimativas de emissões fugitivas de CH₄, em toneladas: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.

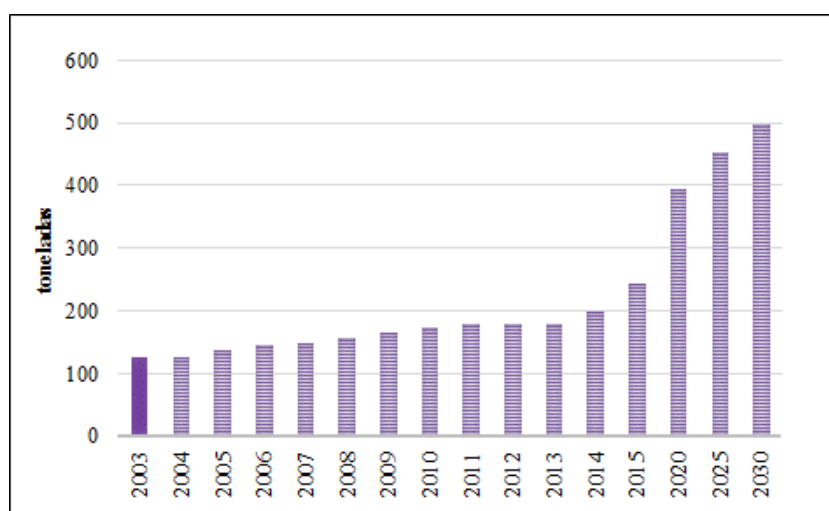


Figura 4.3 – Estimativas de emissões fugitivas de N₂O, em toneladas: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.

As estimativas de emissões fugitivas totais, em CO₂eq, calculadas para o presente cenário também mostram crescimento gradativo das mesmas ao longo de todo o período, à proporção do crescimento do nível de atividade da indústria de petróleo e gás natural no país. Para o ano de 2004 as emissões fugitivas totais estimadas foram 12,4 MtCO₂eq e, para 2030, estimou-se emissões superiores a 36,2 MtCO₂eq, um aumento de 196% no período (Figura 4.4).

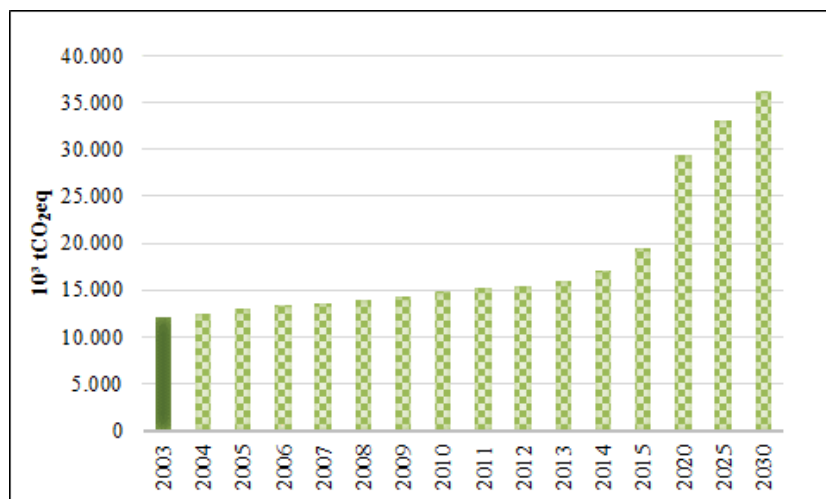


Figura 4.4 – Estimativas de emissões fugitivas totais, em 10³ tCO₂eq: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.

Nas Figuras 4.5 e 4.6 são apresentados os resultados das estimativas de emissões fugitivas do presente cenário, em CO₂eq, desagregadas por segmento de atividade da indústria de petróleo e gás natural e por tipo de gás, respectivamente. As estimativas de emissões fugitivas por segmento mostram que, de 2004 a 2009, e em 2013, as emissões do segmento de Refino foram as que mais contribuíram com o montante anual. Nos demais anos as emissões fugitivas relativas ao segmento de E&P foram mais elevadas, sobretudo nos anos de 2020, 2025 e 2030, onde representaram aproximadamente 60% das emissões fugitivas, em decorrência do aumento previsto na produção de petróleo e gás natural ser bem maior que o aumento do processamento de petróleo nestes mesmos anos. Já as estimativas de emissões fugitivas por gás mostram amplo predomínio das emissões de CO₂ ao longo de todo o período considerado, apesar dos elevados valores de GWP do CH₄ e do N₂O. No entanto, observa-se aumento paulatino da contribuição de CH₄, a qual alcança a representatividade de aproximadamente 20% das emissões fugitivas totais, em CO₂eq, a partir de 2015.

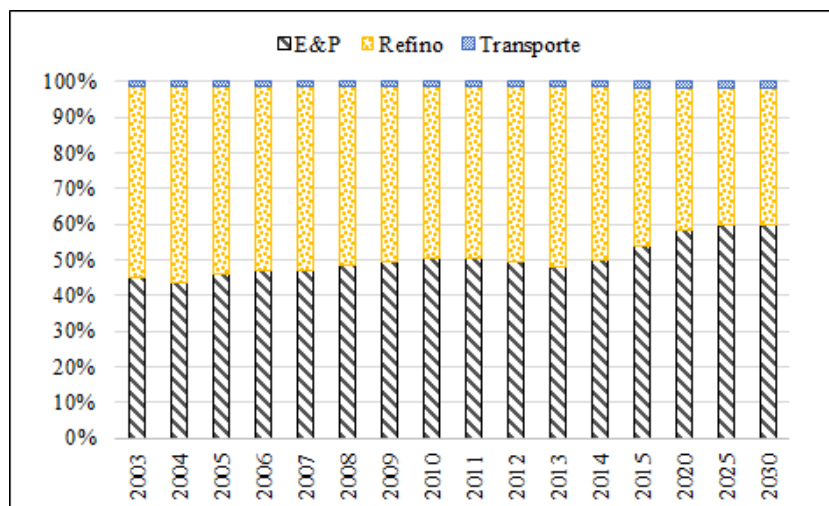


Figura 4.5 – Estimativa das contribuições percentuais de cada segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.

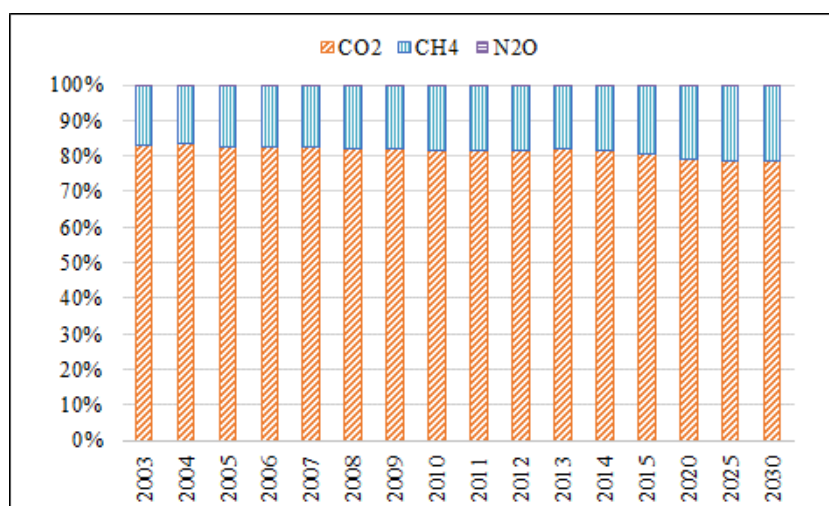


Figura 4.6 – Estimativa das contribuições percentuais de cada tipo de gás nas emissões fugitivas totais: 2003 – Terceiro Inventário Nacional; 2004-2030 – cenário Base 2003.

4.3.2. Cenário Base 2012

Os FE médios utilizados nos cálculos das estimativas das emissões para os anos de 2013 a 2030, para os três gases, nos segmentos de E&P e de Refino são os primeiros resultados obtidos para este cenário e são mostrados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – FE médios dos segmentos de E&P e Refino estimados para os anos de 2013, 2014, 2015, 2020, 2025 e 2030.

Segmento	Gás	2013	2014	2015	2020	2025	2030
		t/10³ bep					
E&P	CO₂	4,07		4,06		4,05	
	CH₄	1,16 x 10 ⁻¹					
	N₂O	1,35 x 10 ⁻⁴					
Refino	CO₂	13,23					
	CH₄	1,66 x 10 ⁻²					
	N₂O	4,62 x 10 ⁻⁵					

Neste cenário de referência já são observados resultados de estimativas de emissão diferentes dos obtidos no cenário anterior. O presente cenário engloba os anos de 2013 a 2030 e, ao longo deste período, verifica-se aumento gradativo das emissões fugitivas dos três gases, no entanto, o mesmo não está relacionado exclusivamente ao aumento da produção e do processamento de petróleo e gás natural. Mais uma vez, o CO₂ apresentou os maiores volumes de emissões fugitivas, sendo sua estimativa de emissões para 2013 de cerca de 14,0 Mt e para 2030 esse número alcança pouco mais de 28,5 Mt, ou seja, incremento de 104% nas emissões fugitivas deste gás (Figura 4.7).

Para o CH₄, as premissas adotadas no presente cenário resultaram em uma estimativa de 131.935 t emitidas em 2013 e 357.150 t em 2030, um aumento de 171% (Figura 4.8). Já o N₂O apresentou aumento total de 158% em suas emissões de 2013 a 2030, tendo sido estimadas para esses anos emissões fugitivas deste gás nesse cenário equivalentes a 168 e 433 t, respectivamente (Figura 4.9).

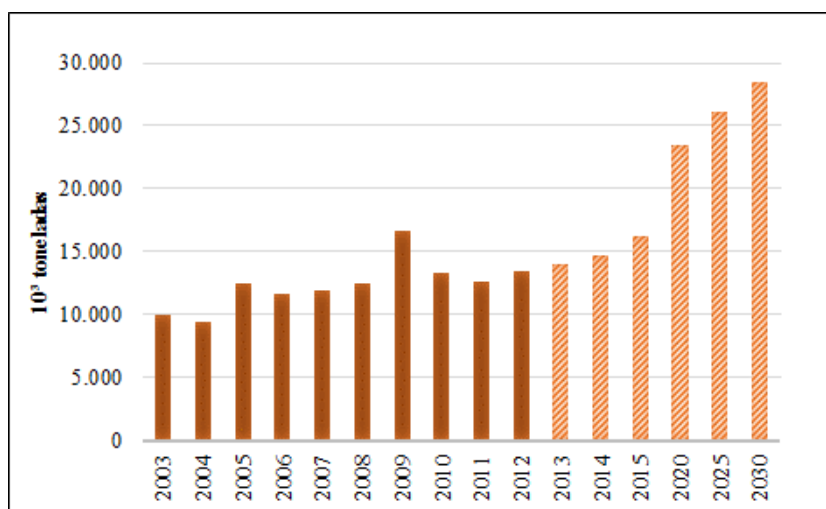


Figura 4.7 – Estimativas de emissões fugitivas de CO₂, em 10³ toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário Base 2012.

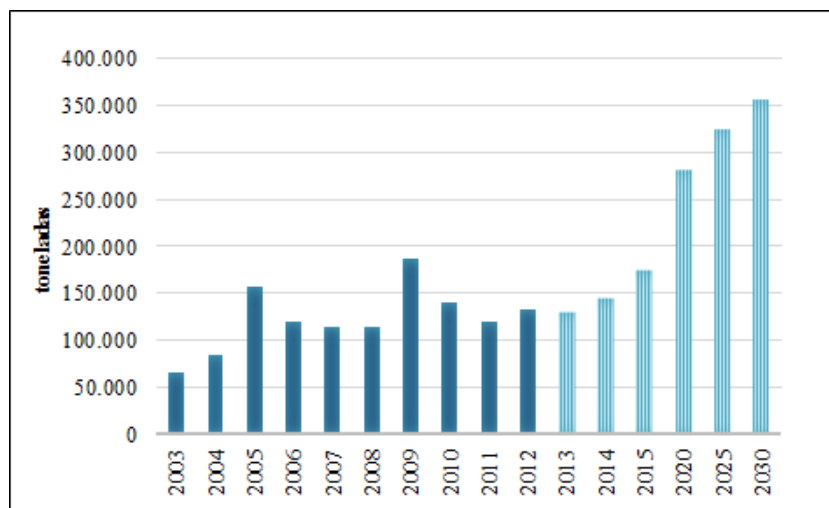


Figura 4.8 – Estimativas de emissões fugitivas de CH₄, em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário Base 2012.

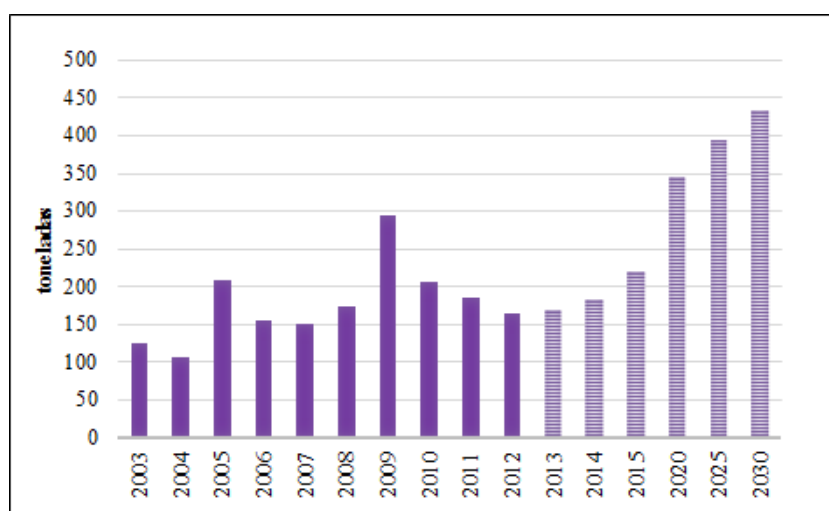


Figura 4.9 – Estimativas de emissões fugitivas de N₂O, em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário Base 2012.

A Figura 4.10 apresenta as estimativas de emissões fugitivas totais da indústria de petróleo e gás natural brasileira, em CO₂eq, e nela verifica-se aumento gradativo das emissões ao longo do período considerado. A partir das premissas deste cenário de referência, prevê-se uma emissão de aproximadamente 18,0 MtCO₂eq no ano de 2013 e, em 2030, estas emissões alcançam o valor máximo de pouco mais de 39,3 MtCO₂eq, o que representa um aumento de 119%. Essa estimativa de emissões fugitivas para 2030 representa cerca de 8,6% do total de emissões previstas para o setor de Energia brasileiro no cenário de referência proposto pelo Banco Mundial no estudo denominado *Brazil Low Carbon Study* (DE GOUVELLO *et al.*, 2010), que é de 458,0 MtCO₂eq.

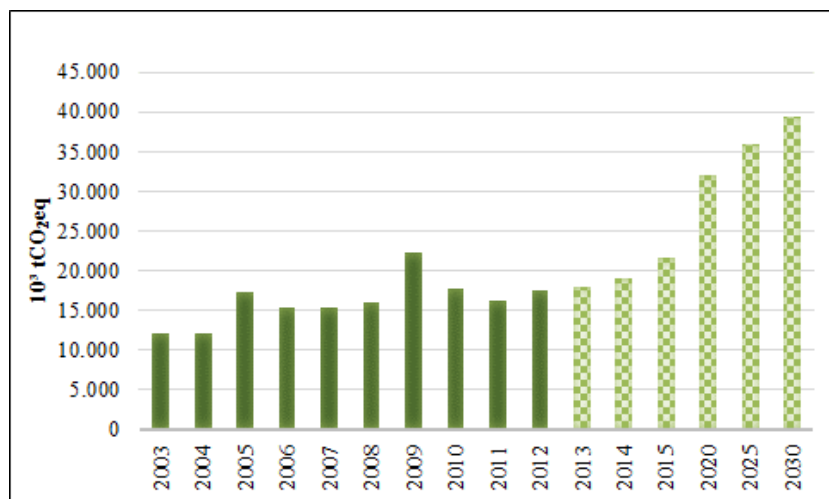


Figura 4.10 – Estimativas de emissões fugitivas totais, em 10³ tCO₂eq, em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário Base 2012.

No que diz respeito às emissões fugitivas por segmento da indústria de petróleo e gás natural, em CO₂eq, estima-se no presente cenário que as emissões do segmento de Refino serão as que mais contribuirão para as emissões fugitivas totais de 2013 a 2015, seguida das emissões do segmento de E&P, resultado diferente do observado no cenário Base 2003. No entanto, as emissões fugitivas relacionadas ao segmento de E&P voltarão a predominar a partir de 2020, porém, com percentuais um pouco menores – entre 50,9% (em 2020) e 52,4% (em 2030) do total de emissões fugitivas (em CO₂eq) – que aqueles estimados no cenário Base 2003. As emissões fugitivas do segmento de Transporte representarão entre 1,4% e 1,7% do total ao longo dos anos considerados (Figura 4.11).

Quando se desagregam as emissões fugitivas totais, em CO₂eq, por tipo de gás, observa-se que o CO₂ é maior responsável por essas emissões ao longo de todo o período considerado (com mais de 70% de contribuição em todos os anos), seguido do CH₄. Todavia, seu predomínio apresenta-se decrescente ao longo do período considerado, sobretudo a partir de 2015, o que é devido, principalmente, ao aumento mais expressivo das emissões de CH₄ e N₂O do segmento de Refino. A participação percentual do N₂O no total de emissões não alcança nem 0,5% em todo o período estimado (Figura 4.12).

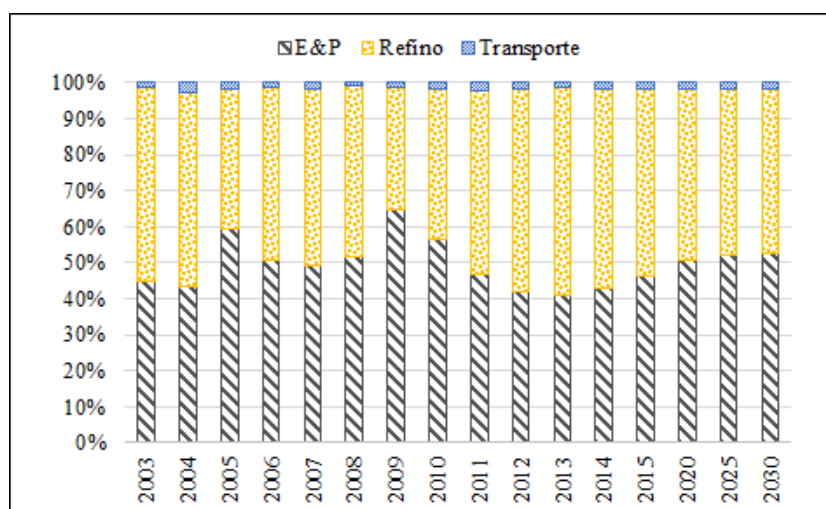


Figura 4.11 – Estimativa das contribuições percentuais de cada segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2012-2030 – cenário Base 2012.

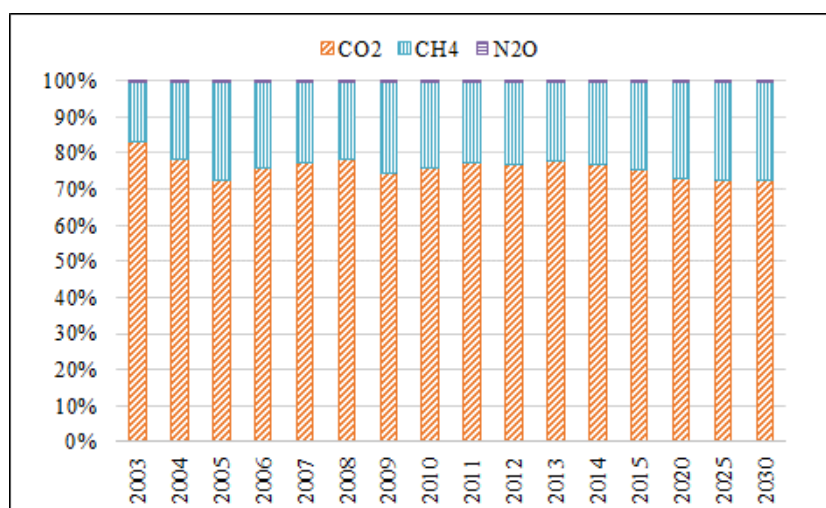


Figura 4.12 – Estimativa das contribuições percentuais de cada tipo de gás nas emissões fugitivas totais: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário Base 2012.

4.3.3. Cenário de Mitigação

No cenário de Mitigação foram consideradas três possibilidades diferentes de redução das emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural através de planos e projetos que já fazem parte do planejamento desta indústria ou estão em fase de estudos e testes. Dentre estas possibilidades, duas delas inserem-se no segmento de Refino e uma no segmento de E&P.

Para este cenário, os FE médios dos anos de 2013 a 2015 do segmento de E&P e para todos os anos do segmento de Refino foram os mesmos utilizados no cenário Base

2012. No entanto, para o segmento de E&P nos anos de 2020, 2025 e 2030 foram obtidos novos FE médios para CO₂, CH₄ e N₂O, os quais são mostrados na Tabela 4.7. Além disso, obteve-se também a participação percentual das emissões de CO₂ das unidades de FCC no total das emissões fugitivas de CO₂ do segmento de Refino ao longo de todo o período considerado (2013-2030) (Tabela 4.8).

Tabela 4.7 – FE médios do segmento de E&P estimados para os anos de 2020, 2025 e 2030.

Segmento	Gás	2020	2025	2030
		t/10 ³ bep		
E&P	CO ₂	3,97		
	CH ₄	1,14 x 10 ⁻¹		
	N ₂ O	1,31 x 10 ⁻⁴		

Tabela 4.8 – Participação percentual das emissões de CO₂ das unidades de FCC no total das emissões fugitivas de CO₂ do segmento de Refino.

Fonte	Participação percentual
Unidades de FCC	70,5%

No que se refere às emissões de CO₂ neste cenário de Mitigação, seus resultados foram influenciados diretamente por todas as três medidas. Para 2013, seu resultado foi igual ao verificado no cenário Base 2012 (14,0 Mt), mas o crescimento das emissões ao longo dos anos foi menos intenso e, para o ano de 2030, a estimativa de emissões deste gás foi menor que o resultado do cenário anterior para este mesmo ano, sendo a mesma de aproximadamente 25,0 Mt (79% de aumento) (Figura 4.13).

Já as estimativas de emissão de CH₄ foram influenciadas por duas das três medidas de mitigação e, aquelas relativas ao N₂O, por somente uma delas. Todavia, os resultados das estimativas para estes gases também mostraram comportamento similar ao do CO₂: resultados iguais ao do cenário Base 2012 para as estimativas de 2013 – 131.935 tCH₄ e 168 tN₂O –, crescimento menor nos anos seguintes e menores emissões em 2030 – 342.357 tCH₄ e 426 tN₂O (aumento de 159% e 154%, respectivamente) –, quando comparados com os resultados do cenário anterior (Figuras 4.14 e 4.15).

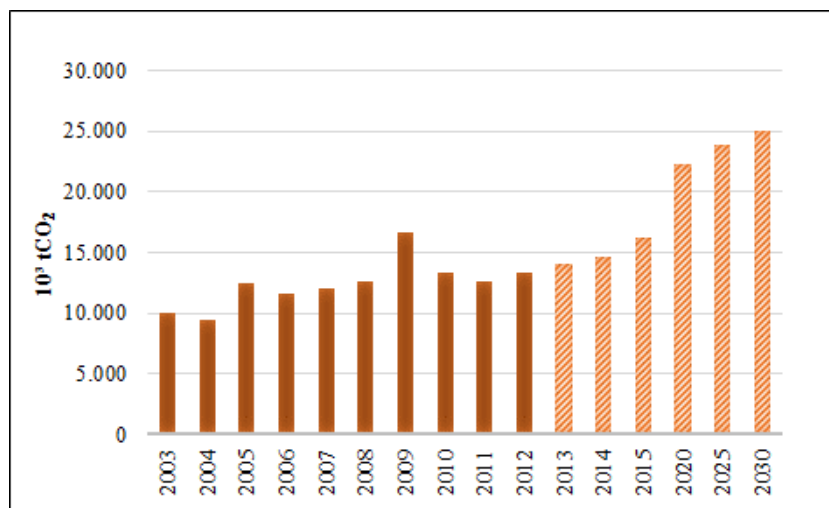


Figura 4.13 – Estimativas de emissões fugitivas de CO₂, em 10³ toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário de Mitigação.

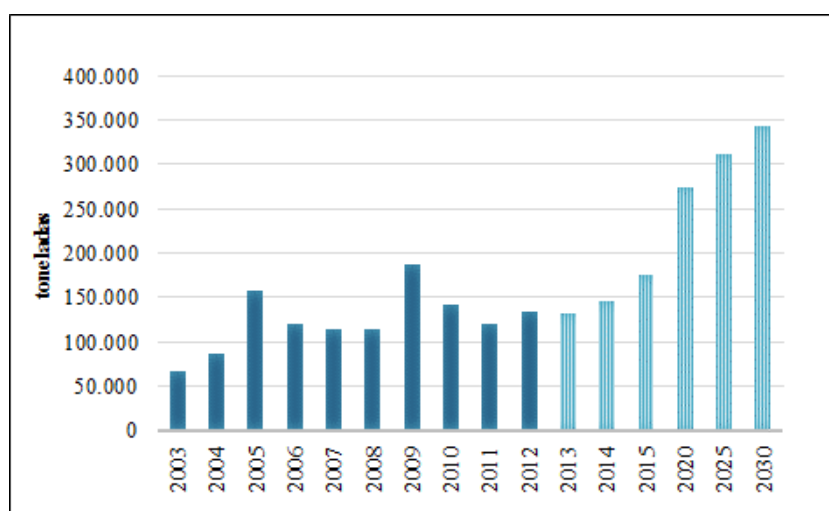


Figura 4.14 – Estimativas de emissões fugitivas de CH₄, em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário de Mitigação.

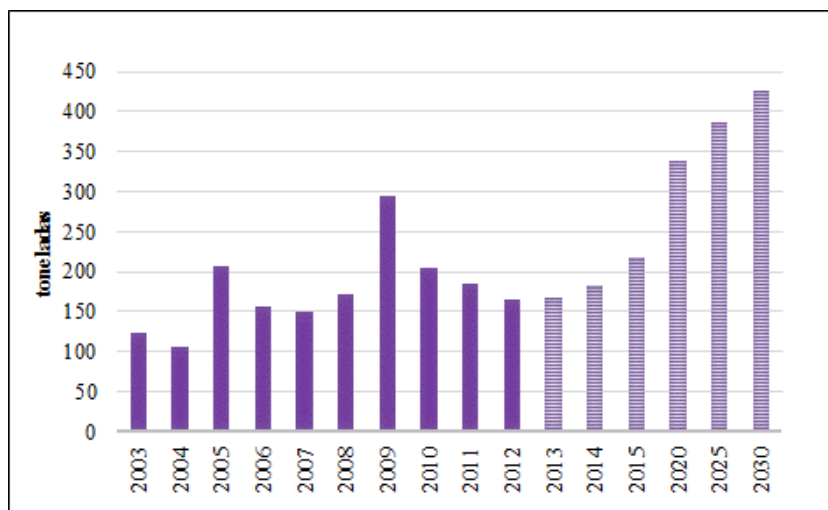


Figura 4.15 – Estimativas de emissões fugitivas de N₂O, em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário de Mitigação.

Como esperado, também se verificou crescimento ao longo dos anos nas estimativas de emissões fugitivas totais, em CO₂eq, no cenário de Mitigação, porém, numa menor intensidade. Comparando-se as estimativas do ano de 2013 (18,0 MtCO₂eq) e do ano de 2030 (35,4 MtCO₂eq), percebe-se um aumento de 97% nestas emissões (Figura 4.16). Na comparação com as emissões do setor de Energia previstas para o Brasil em 2030 pelo cenário de baixo carbono do estudo do Banco Mundial (DE GOUVELLO *et al.*, 2010), que é de 297,0 MtCO₂eq, tem-se que as emissões fugitivas totais previstas no cenário de Mitigação representam 11,9%.

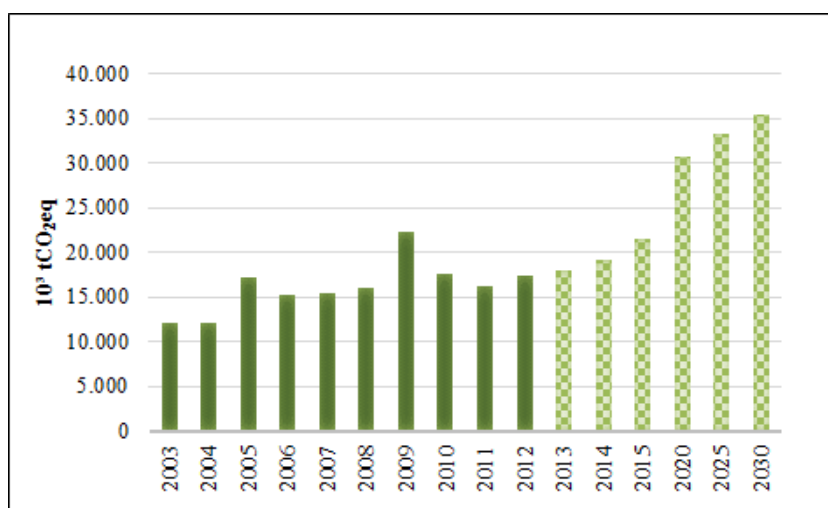


Figura 4.16 – Estimativas de emissões fugitivas totais, em 10³ tCO₂eq, em toneladas: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário de Mitigação.

Apesar da redução nas emissões fugitivas de GEE trazida pelas medidas propostas neste cenário de Mitigação, o comportamento estimado para estas emissões nesse cenário, no que se refere às emissões por segmento de atividade, foi similar ao das estimativas do cenário Base 2012. No período de 2013 a 2015 o segmento de Refino permanece como a principal responsável pelas emissões fugitivas em CO₂eq (57,8% em 2013, 55,8% em 2014 e 51,8% em 2015), seguido do segmento de E&P. Já de 2020 em diante esse resultado se inverte, com o segmento de E&P sendo o responsável pela maior contribuição no âmbito das emissões fugitivas totais da indústria de petróleo e gás natural, como fora estimado também para o cenário Base 2012. Porém, as diferenças percentuais estimadas entre as contribuições do segmento de E&P e as do segmento de Refino são maiores no cenário de Mitigação, resultado dos maiores potenciais de redução das emissões trazidos pelas medidas aplicadas neste último segmento. No ano de 2030, as estimativas mostram que as emissões fugitivas do segmento de E&P, em CO₂eq, representarão 57,3% do total emitido pela indústria de petróleo e gás natural no Brasil, enquanto o segmento de Refino contribuirá com 40,8%. Já as contribuições do segmento de Transporte não chegam a 2% ao longo de todo o período considerado neste cenário (Figura 4.17).

Na Figura 4.18 é mostrado o resultado das estimativas de emissões fugitivas no cenário de Mitigação, em CO₂eq, por tipo de gás. Mais uma vez o CO₂ é o maior responsável por tais emissões, tendo contribuído com mais de 70% ao longo de todo o período. No entanto, sua participação mostra redução a partir de 2020, enquanto o CH₄ apresenta aumento, alcançando uma participação de 29,0% no ano de 2030. Analogamente ao verificado nos cenários anteriores, a participação do N₂O não chega a 0,5% em nenhum dos anos.

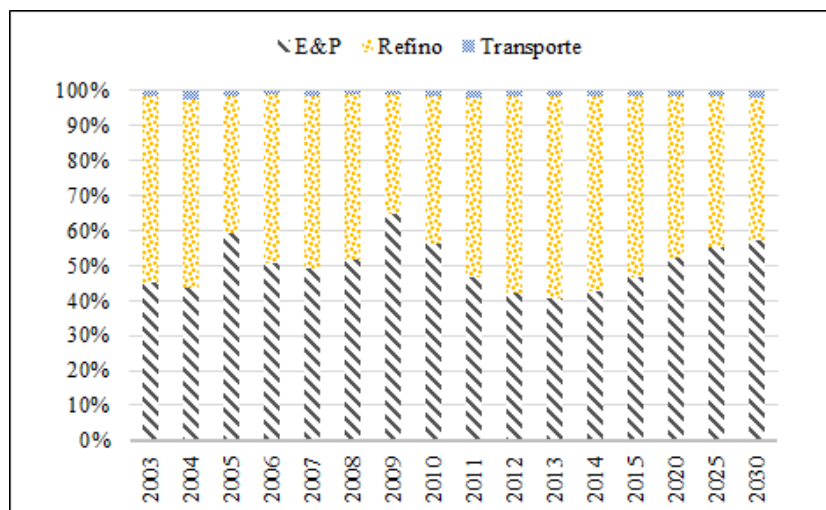


Figura 4.17 – Estimativa das contribuições percentuais de cada segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2012-2030 – cenário de Mitigação.

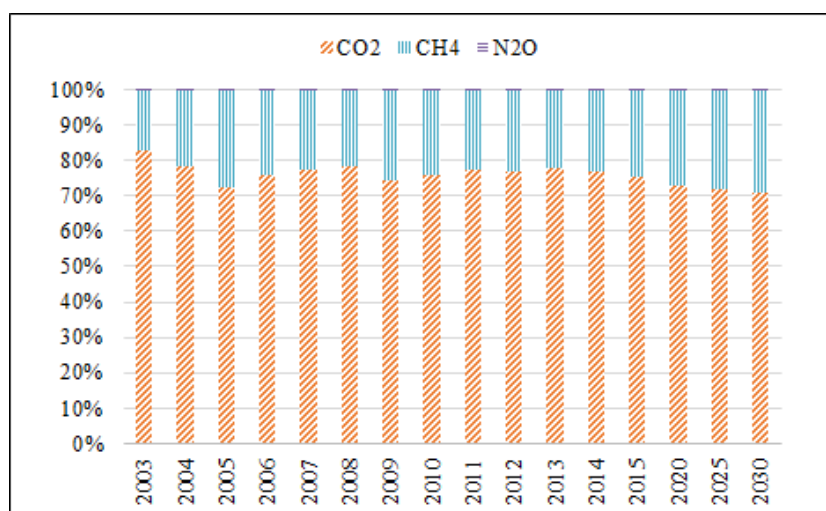


Figura 4.18 – Estimativa das contribuições percentuais de cada tipo de gás nas emissões fugitivas totais: 2003-2012 – Terceiro Inventário Nacional; 2013-2030 – cenário de Mitigação.

4.3.4. Análises comparativas e potenciais de abatimento

Neste item são apresentadas as comparações realizadas entre os valores de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural calculados no Terceiro Inventário Nacional e os valores estimados nos três cenários confeccionados no presente estudo.

A primeira comparação realizada foi entre os resultados apresentados pelo Terceiro Inventário Nacional e as estimativas realizadas no cenário Base 2003, ambos em unidades de CO₂eq. Considerando os anos de 2003 a 2012, período cujos valores de emissões

fugitivas foram apresentados no Terceiro Inventário Nacional, tem-se que, somente no ano de 2004 o volume de emissões fugitivas estimado pelo cenário Base 2003 seria mais elevado que os resultados oficiais divulgados no inventário nacional. Numa análise preliminar, poderia se considerar este resultado inesperado, pois, em 2003, a preocupação com medidas de mitigação de emissões fugitivas na indústria de petróleo e gás natural era menor e, assim, os FE médios de 2003 utilizados para estimar as emissões fugitivas no cenário Base 2003 poderiam até superestimar estas emissões. No entanto, isso não ocorreu e as emissões estimadas no cenário Base 2003 foram inferiores nos anos de 2005 a 2012 (Figura 4.19).

Analisando estes resultados com mais detalhes, tem-se que as premissas do cenário Base 2003 não consideraram muitos fatos que vieram a ocorrer nos anos seguintes, como, principalmente, o elevado número de testes de poço (cujas queimas são dispensadas de aviso prévio pela Portaria ANP nº 249/2000) e a entrada de novas plataformas em operação, as quais trazem consigo significativo aumento nas emissões, sobretudo aquelas oriundas da queima de gás nas tochas e de ventilação de gás. Destacam-se os anos de 2005 e 2009, com elevadas quantidades de GEE emitidos em decorrência de queima excepcionais, como cita o próprio inventário a partir de informações da Petrobras: início de operações de plataformas de grande porte na Bacia de Campos em 2005 e em 2009; instabilidades operacionais no sistema de gás de Urucú em 2005; e parada conjunta programada para substituição de equipamento submarino no campo de Roncador e das instalações de processamento de gás no Terminal de Cabiúnas, ambas em 2009.

Deste modo, apesar de as medidas de controle e redução de emissões fugitivas terem apresentado avanços ao longo do período compreendido no inventário, as mesmas não foram suficientes para ao menos manter a intensidade de emissões verificada em 2003. Vale ressaltar, inclusive, que a quantidade de emissões fugitivas ocorrida em 2009, de acordo com o Terceiro Inventário Brasileiro, só seria alcançada após 2015 nas estimativas do cenário Base 2003.

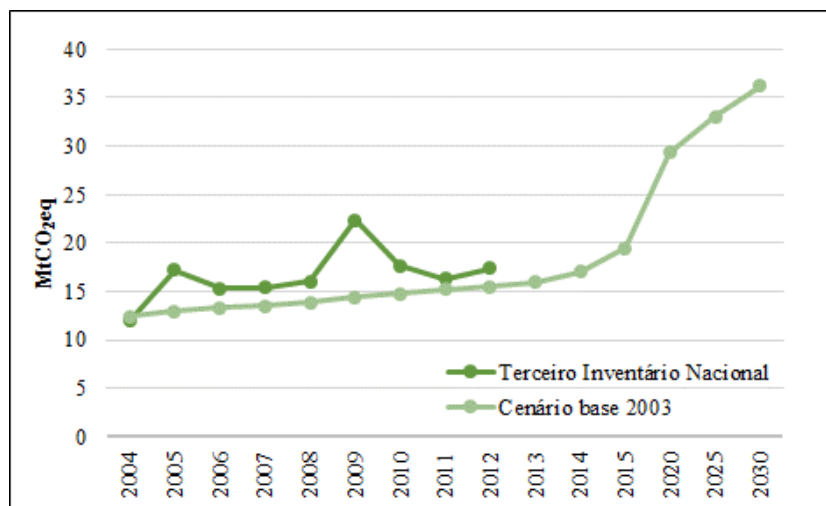


Figura 4.19 – Comparação entre as emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural apresentadas no Terceiro Inventário Nacional e as emissões fugitivas estimadas para o cenário Base 2003.

Na Figura 4.20 é apresentada a comparação entre as estimativas de emissões fugitivas, em unidades de CO₂eq, nos cenários base 2003 e base 2012. Ambos os cenários mostraram comportamento similar quanto à evolução das emissões fugitivas ao longo do tempo, sendo verificado crescimento destas emissões em ambos os cenários. Contudo, no cenário Base 2012, a carga total de emissões fugitivas estimada desde 2013 é mais elevada que a carga estimada no cenário Base 2003. A quantidade de emissões fugitivas prevista no cenário Base 2012 foi, no mínimo, 8,5% superior à do cenário Base 2003 (no ano de 2030) e, no máximo, 12,6% superior (no ano de 2013). Este resultado deveu-se ao fato da maioria dos FE médios utilizados no cenário Base 2012 terem sido mais elevados que os do cenário Base 2003, especialmente aqueles relativos ao segmento de Refino (a complexidade do parque de refino nacional em 2012 já era mais elevada que em 2003).

A evolução e o desenvolvimento técnico e estrutural da produção e do processamento de petróleo e gás natural no Brasil de 2003 em diante foram, de fato, os maiores responsáveis pelos maiores volumes de emissões fugitivas de GEE nesse período até 2012, por alguns motivos já citados anteriormente. Além disso, pode-se inferir que o próprio sistema de gerenciamento e registro dessas emissões por parte da Petrobras foi se aprimorando ao longo do tempo; ou seja, provavelmente, o nível de emissão em 2003 pode até ter sido maior que o que fora inventariado, pois algumas fontes de emissão foram incluídas apenas posteriormente, como afirma o Terceiro Inventário Nacional (MCTI, 2015a).

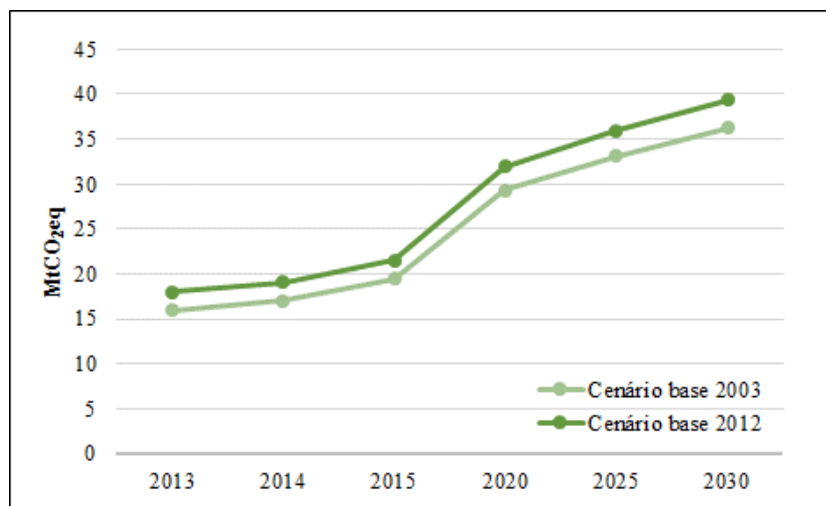


Figura 4.20 – Comparação entre as emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural estimadas para o cenário Base 2003 e para o cenário Base 2012.

Finalmente, a última das três comparações se deu entre as estimativas das emissões do cenário Base 2012 e aquelas do cenário de Mitigação. A redução das emissões em decorrência das medidas aplicadas neste último cenário é perceptível apenas a partir do ano de 2015, onde verifica-se um potencial de redução de cerca de 57.000 tCO₂eq. Nos anos seguintes este potencial de redução estimado vai aumentando e alcança um valor máximo próximo a 4,0 MtCO₂eq (Figura 4.21).

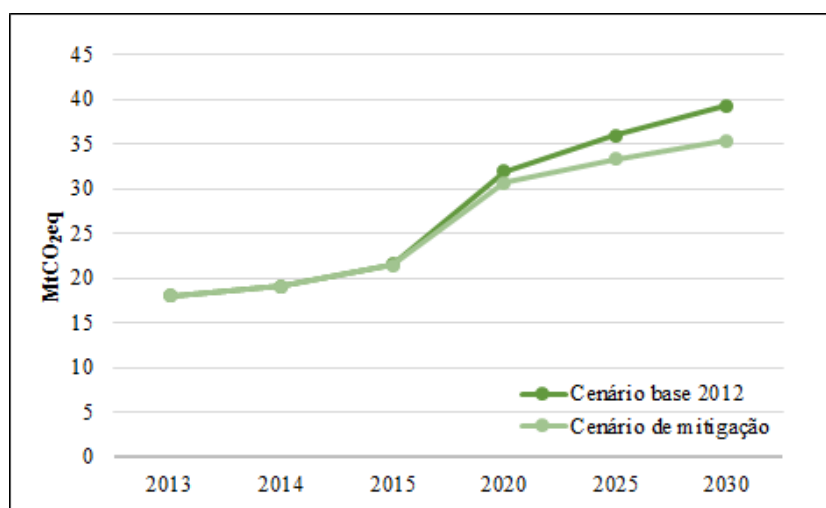


Figura 4.21 – Comparação entre as emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural estimadas para o cenário Base 2012 e para o cenário de Mitigação.

Na Figura 4.22 são apresentados os FE de GEE, em CO₂eq, do segmento de E&P estimados a partir dos resultados do Terceiro Inventário Nacional e dos três cenários considerados no presente estudo. Nela, observamos especialmente a grande oscilação dos

FE do Terceiro Inventário Nacional ao longo do período de 2003 a 2012 e as diferenças expressivas entre seus resultados e o fator de emissão resultante do cenário Base 2003. Em 2009 essa diferença chega a ser de mais de 100%: 16,27 tCO₂eq/10³ bep no terceiro Inventário Nacional e 7,94 tCO₂eq/10³ bep no cenário Base 2003. Além de 2009, o ano de 2005 também se destaca com um elevado fator de emissão, mostrando uma maior influência dos fatos excepcionais ocorridos em tais anos nos níveis de intensidade de emissões de GEE por fontes fugitivas. Na comparação entre os três cenários, nota-se que o FE de emissão do cenário Base 2003 para o segmento de E&P (que é o mesmo ao longo de todos os anos, pois suas emissões estimadas foram calculadas a partir de FE únicos para cada um dos GEE), é mais elevado que os FE dos demais cenários em todos os anos de 2013 a 2030.

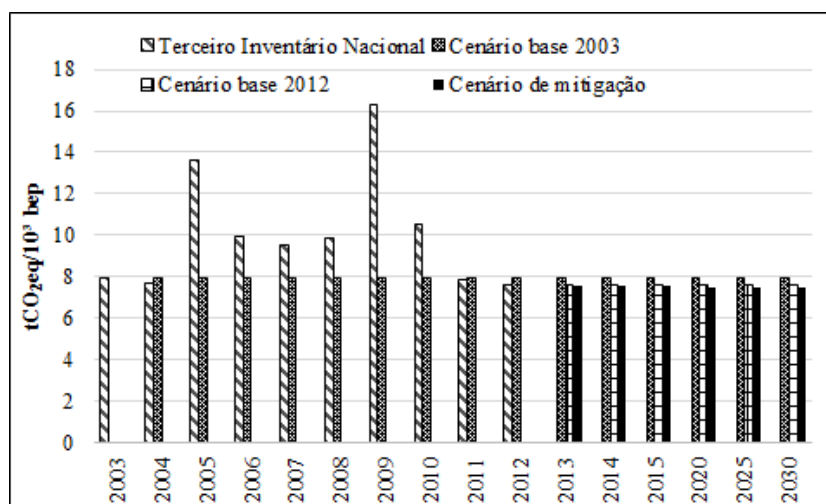


Figura 4.22 – FE do segmento de E&P da indústria de petróleo e gás natural estimados no Terceiro Inventário Nacional, no cenário Base 2003, no cenário Base 2012 e no cenário de Mitigação.

Igualmente, na Figura 4.23 são apresentados os FE estimados para o Terceiro Inventário Nacional e para os três cenários confeccionados, desta vez, no que se refere ao segmento de Refino. Neste segmento, percebe-se algumas diferenças em relação ao comportamento dos FE verificados no segmento de E&P. Os FE estimados para o Terceiro Inventário Nacional apresentaram menor oscilação ao longo do tempo e uma tendência de crescimento nos últimos anos inventariados, indicando haver uma forte relação entre as mudanças ocorridas no parque de refino brasileiro no mesmo período. Além disso, suas diferenças em relação aos do cenário Base 2003 foram menores. Na comparação entre os três cenários, observa-se que os cenários base 2012 e de mitigação

apresentaram FE mais elevados que aquele estimado para o cenário Base 2003 em todo o período de 2013 a 2030, o que indica que se o Brasil tivesse mantido os níveis de emissões fugitivas de GEE iguais aos de 2003 ao longo dos anos seguintes, o segmento de refino seria responsável por um volume bem menor de emissões. Nota-se também a expressiva influência das medidas de redução consideradas no cenário de Mitigação na redução dos FE estimados neste cenário a partir de 2015.

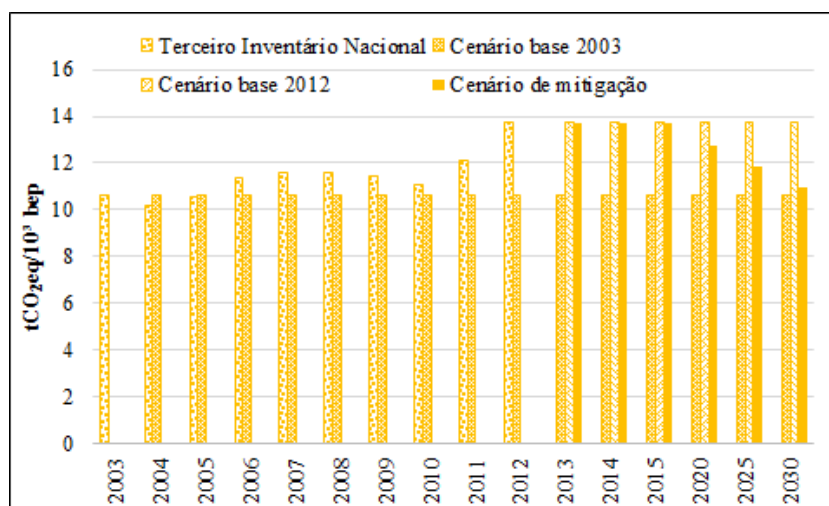


Figura 4.23 – FE do segmento de Refino da indústria de petróleo e gás natural estimados no Terceiro Inventário Nacional, no cenário Base 2003, no cenário Base 2012 e no cenário de Mitigação.

Para 2015, o potencial de abatimento estimado é de 56.754 tCO₂eq e, nos quinquênios seguintes, suas estimativas crescem expressivamente, alcançando um valor de 3.966.374 tCO₂eq em 2030, o que representa um aumento de aproximadamente 70 vezes. Na comparação com o total de emissões fugitivas estimadas no cenário Base 2012, tem-se que o potencial de abatimento para 2015 representa somente 0,28% de redução, enquanto em 2030 o potencial de abatimento atinge 10,10% de representatividade (Figura 4.24).

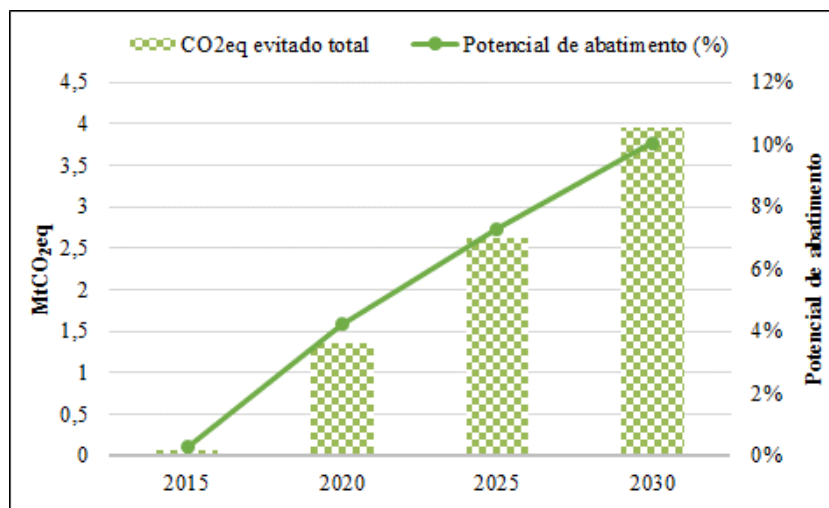


Figura 4.24 – Potencial de abatimento de emissões fugitivas em termos absolutos, em MtCO_2eq , e em relação às estimativas do cenário Base 2012, em percentual.

LA ROVERE *et al.* (2013) elaboraram cenários de emissão para o Brasil até 2030 e, no seu cenário de Mitigação B, que considera que até 2020 o Brasil conseguirá atingir suas metas voluntárias de redução de emissões junto à UNFCCC²⁸, estimaram as seguintes emissões para o setor de energia: 628 MtCO_2eq em 2020; 923 MtCO_2eq em 2025 e 1.200 MtCO_2eq em 2030. Segundo os mesmos autores, com a concretização desse cenário, o setor de energia assumirá a liderança nas emissões de GEE nacionais a partir de 2020, superando o setor de mudança do uso da terra. Assim, o Brasil terá o desafio de, a partir de 2020, desenvolver-se economicamente com baixas emissões de GEE relacionadas à oferta de energia, pois, caso isso não ocorra, o país poderá verificar um novo aumento das suas emissões totais, que apresentam tendência de redução até 2020.

Desta forma, observa-se que medidas que tragam reduções adicionais de emissões de GEE neste setor serão muito importantes. Comparando os potenciais de abatimento de emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural obtidos nesta dissertação com a emissões estimadas para todo o setor de Energia (LA ROVERE *et al.*, *op. cit.*), verifica-se que os mesmos representam 0,22% das emissões em 2020, 0,29% em 2025 e 0,33% em 2030.

Os potenciais de abatimento apresentados pelo cenário de Mitigação foram resultado de medidas de redução e mitigação das emissões fugitivas sugeridas para adoção nos segmentos de E&P e de Refino. As medidas sugeridas para o segmento de Refino mostraram-se como as de maior potencial de abatimento em todos os anos. No

²⁸United Nations Framework Convention on Climate Change = Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas.

ano de 2015, ainda não há redução no segmento de E&P, pois a premissa que considera o alcance de um IUGA de 97% na produção brasileira ocorrerá a partir de 2020, somente. Logo, em 2015, o segmento de Refino contribuirá com 100% do potencial de abatimento. Em 2020, esse percentual diminui (79,8%), mas volta a aumentar em seguida e chega a representar 91,3% do potencial de abatimento no ano de 2030 (Figura 4.25).

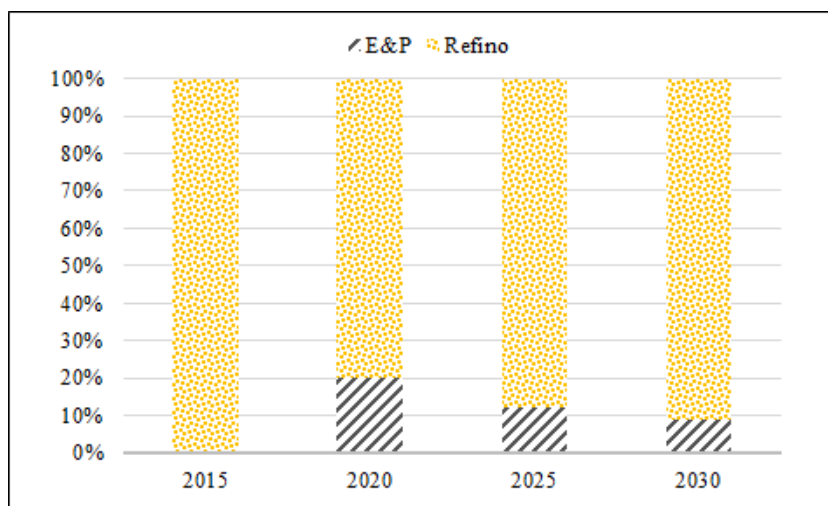


Figura 4.25 – Participação percentual dos segmentos de atividade no potencial de abatimento de emissões fugitivas estimado de 2015 a 2030.

A partir dos cálculos realizados para obter-se as estimativas das emissões no cenário de Mitigação foi possível identificar a responsabilidade das medidas de mitigação em termos de suas respectivas participações no total de oportunidades de redução de emissões, como mostram as Tabelas 4.9 e 4.10. Nessas tabelas são apresentados, respectivamente, a quantidade de emissões fugitivas reduzidas (em CO₂eq) e o quanto esta redução representou, em termos percentuais, no potencial de abatimento total nos anos de 2015, 2020, 2025 e 2030.

Para o ano de 2015, a única medida que já estaria em vigor seria a aplicação do PDRV nas refinarias, logo, nesse ano esta medida seria responsável por toda a redução observada (56.754 tCO₂eq). Já nos anos de 2020 a 2030, a medida de maior potencial de abatimento de emissões seria a aplicação da tecnologia de oxi-combustão nas refinarias. Segundo as estimativas do cenário de Mitigação, essa medida já apresentará em 2020 um potencial de aproximadamente 926.438 tCO₂eq, o que representa 68,8% do total reduzido, e alcançará 3,31 MtCO₂eq abatidos no ano de 2030, representando 83,4% do total de emissões fugitivas reduzidas em tal ano.

Nos anos de 2020, 2025 e 2030 o alcance de uma IUGA de 97% pela produção nacional será a medida com a segunda maior quantidade de emissões evitada (266.519 tCO₂eq – 19,8%, 306.736 tCO₂eq – 11,7%, e 337.411 tCO₂eq – 8,5%, respectivamente), enquanto o PDRV será a medida que contribuirá com a menor redução de emissões (153.735 tCO₂eq – 11,4%, 293.841 tCO₂eq – 11,2%, e 320.279 tCO₂eq – 8,1%, respectivamente). No ano de 2030 estima-se que o Brasil alcance um total de emissões evitadas de aproximadamente 3,97 MtCO₂eq e, de 2015 a 2030, o crescimento médio das emissões evitadas, por quinquênio, será de 806%.

Tabela 4.9 – Quantidade de emissões fugitivas reduzidas no cenário de Mitigação em relação ao cenário Base 2012, por medida de mitigação.

	2015	2020	2025	2030
	tCO ₂ eq			
Produção nacional com IUGA de 97%	-	266.519	306.736	337.411
Programa de Detecção e Reparo de Vazamentos nas refinarias	56.754	153.735	293.841	320.279
Aplicação da tecnologia de oxi-combustão nas refinarias	-	926.438	2.023.705	3.308.684
TOTAL	56.754	1.346.692	2.624.281	3.966.374

Tabela 4.10 – Contribuição percentual das medidas mitigadoras no potencial de abatimento de emissões total do cenário de Mitigação em relação ao cenário Base 2012.

	2015	2020	2025	2030
	%			
Produção nacional com IUGA de 97%	-	19,8	11,7	8,5
Programa de Detecção e Reparo de Vazamentos em todas as refinarias	100	11,4	11,2	8,1
Aplicação da tecnologia de oxi-combustão nas refinarias	-	68,8	77,1	83,4
TOTAL	100	100	100	100

A partir dos cálculos realizados, verificou-se que as emissões fugitivas de CO₂ oriundas das unidades de FCC representam cerca de 70,5% das emissões fugitivas deste gás no segmento de Refino. E, sendo assim, este montante de emissões de CO₂ também representam a maioria das emissões fugitivas do Refino em unidades de CO₂eq. Desta forma, percebe-se que, de fato, a aplicação de uma medida de redução das emissões desta fonte é de fundamental importância na redução de emissões fugitivas de GEE por parte da indústria de petróleo e gás natural do Brasil.

MELLO *et al.* (2013) afirmam que a tecnologia de oxi-combustão é uma opção tecnicamente viável para a captura de CO₂ em unidades industriais de FCC, fato demonstrado através de testes em uma unidade de FCC piloto de larga escala da Petrobras. Além disso, segundo PETROBRAS (2015b), quando comparado com a tecnologia pós-combustão, que é utilizada tradicionalmente para captura de CO₂, o processo de oxi-combustão também se mostrou mais viável economicamente e possibilitaria uma redução nos custos de implantação na ordem de 40%, em relação à tecnologia tradicional.

As outras duas medidas consideradas também mostraram resultados muito expressivos no que diz respeito aos seus potenciais de abatimento de emissões. O aumento do IUGA da produção brasileira é uma ação que vem se desenvolvendo há alguns anos, com bons resultados. De fato, sabe-se que, quanto menor for o nível de poluição, maior será o custo marginal de abatimento (custo adicional de se reduzir uma unidade de poluição) destas emissões, ou seja, à medida em que o nível de redução da poluição requerido aumenta, maiores serão os custos marginais das últimas unidades de poluição a serem abatidas (PEARCE; TURNER, 1989). Assim, para alcançar os 97% de IUGA as empresas terão custos maiores que quando saíram de 80% para 90% de IUGA, por exemplo. Como o presente estudo não realiza nenhuma análise econômica da aplicação das medidas de mitigação sugeridas, não se pode inferir nenhuma conclusão sobre a viabilidade dessa medida do ponto de vista econômico. Contudo, há uma regulamentação nacional (Portaria ANP nº 249/2000) que exige que no máximo 3% da produção mensal de gás natural associado sejam queimados ou perdidos. Logo, espera-se que as empresas estejam enquadradas nessas exigências. Adicionalmente, a necessidade de expansão na oferta de gás natural ao mercado brasileiro também poderá ser um impulsionador desse aumento no aproveitamento do gás natural associado.

Finalmente, verifica-se também uma expressiva contribuição na redução das emissões fugitivas em decorrência da ampliação PDRV nas refinarias brasileiras. Vale ressaltar que grande parte do percentual de redução considerado se deve ao melhoramento da metodologia de medição da fonte “fugitivas em componentes de linha”, mas o fato dos órgãos ambientais exigirem a implantação de programas de redução de emissões fugitivas para concessão de renovação das licenças de operação já faz com que, de fato, a aplicação desta medida ocorra e se expanda ainda mais nos próximos anos.

5. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

No contexto das discussões acerca da contribuição das atividades humanas nas mudanças climáticas globais, a presente dissertação tratou de apresentar e discutir a questão das emissões fugitivas dos principais GEE – CO₂, CH₄ e N₂O – da indústria de petróleo e gás natural brasileira, através da análise dos resultados do inventário brasileiro mais recente e do desenvolvimento de três cenários de evolução dessas emissões. Dentre eles, considerou-se um cenário de Mitigação com três diferentes medidas. A partir de uma série de hipóteses e premissas adotadas majoritariamente a partir de informações oficiais da Petrobras, do governo brasileiro e/ou da literatura científica, foi possível realizar os cálculos necessários para estimar as emissões em cada um dos cenários, bem como os potenciais de abatimento das medidas de mitigação.

Na condução desse estudo buscou-se inicialmente conhecer melhor a indústria de petróleo e gás natural, seus aspectos econômicos e cadeia produtiva, bem como as características das emissões fugitivas relativas às suas atividades. Com relação a elas, pode-se afirmar que elas são fontes importantes de GEE em todo o mundo e no Brasil. O IPCC (2006) define essas emissões como todas aquelas relativas a sistemas de petróleo e gás natural exceto as contribuições referentes à combustão útil, o que inclui então as atividades de *flaring*, *venting*, vazamentos em equipamentos e perdas acidentais, por exemplo. Muitas vezes, é difícil quantificar essas emissões com um elevado grau de precisão, devido aos tipos de fonte considerados e, principalmente, à grandeza, diversidade e complexidade da indústria de petróleo e gás natural.

Em seguida, foram mostrados os esforços que vêm sendo feitos para controle e mitigação dessas emissões no mundo – sendo abordadas experiências globais e de países como EUA, Noruega, Rússia e Canadá – e no Brasil. Internacionalmente, destacam-se as medidas globais como o GGFR e o MDL e os programas norte-americanos *Natural Gas STAR* e LDAR, além da importância de regulações de controle mandatórias na redução das emissões fugitivas. No Brasil, atenta-se para o importante papel regulatório desempenhado pela Portaria ANP nº 249 de 2000 e os diferentes planos e programas que a Petrobras vem desempenhando desde os anos 90 no aumento do seu IUGA e no controle das emissões fugitivas de suas atividades.

No que se refere ao Terceiro Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, é importante salientar que o Relatório de Referência de emissões fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural foi

realizado por uma parceria entre o Centro Clima/COPPE/UFRJ e a Petrobras S.A, por solicitação do MCTI, e que o autor desta dissertação integrou a equipe de elaboração do mesmo. Esse inventário foi elaborado a partir dos dados do inventário realizado pela Petrobras de 2003 a 2012 e de extrapolações desses resultados para estimar as emissões de 1990 a 2002 e as emissões das demais companhias atuantes no Brasil. Essa inclusão de estimativas das demais companhias foi uma das novidades trazidas nesse novo inventário, o qual também revisou e atualizou dados de anos anteriores. O inventário da Petrobras incluiu abordagens mais específicas e rigorosas, do tipo *tier 2* e *3*, além do *tier 1*, mais simples. Isso fez com que os resultados apresentados fossem mais precisos e com menos incertezas envolvidas. Já as extrapolações usaram exclusivamente a abordagem *tier 1*, cuja aplicação pode ser considerada razoável em extrapolações realizadas a partir de resultados obtidos em abordagens mais rigorosas, apesar de sua simplicidade e maiores incertezas envolvidas.

O aumento expressivo da produção e do processamento de petróleo e gás natural no Brasil ao longo de todo o período inventariado trouxe como consequência o crescimento acelerado das emissões fugitivas de GEE desta indústria. Para CO₂ e N₂O, suas emissões em 2012 mais que dobraram em relação à 1990 (CO₂: 1,58 Mt em 1990 e 3,94 Mt em 2012; N₂O: 50,00 t em 1990 e 130,45 t em 2012), enquanto que para o CH₄ suas emissões mais que triplicaram no mesmo período (32,49 mil t em 1990 e 112,26 mil t em 2012). Em termos de CO₂eq, o CO₂ vem reduzindo sua participação no total de emissões fugitivas, enquanto o CH₄ vem crescendo.

As emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural, em 2010, já alcançaram valores comparáveis a outros subsetores importantes, como residencial, comercial, transporte e energético amplo. Na comparação com as emissões por queima de combustível do setor Energia, as emissões fugitivas de CH₄ destacaram-se, pois foram equivalentes a pouco mais de 1/5 daquelas emissões em 2010. Tudo isso indica que as emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural não podem mais ser negligenciadas nos planos e políticas nacionais de redução de emissões de GEE.

Pode-se concluir a partir dos resultados do inventário de emissões fugitivas que as ações de ampliação do aproveitamento de gás, realizadas pela Petrobras (maior empresa produtora de petróleo e gás natural do país) nos últimos anos através do POAG, vem sendo as maiores responsáveis pela redução das emissões de GEE do segmento de E&P. Já no segmento de Refino, foi observado que o aumento da complexidade do parque de refino nacional pode estar relacionada com o aumento mais acentuado das emissões

fugitivas deste segmento, sobretudo a partir de 2010. O segmento de Refino foi também o que mais contribuiu com a carga total de emissões fugitivas de CO₂ nos últimos anos, logo, a adoção de medidas de mitigação destas emissões mostra-se bastante importante.

Para o desenvolvimento dos cenários, utilizou-se a abordagem *tier 1* do IPCC (2006), a partir de FE médios calculados a partir dos resultados do Terceiro Inventário Brasileiro e de dados de nível de atividade de fontes governamentais e do projeto IES-Brasil. Foram elaborados três cenários: o cenário Base 2003, que é um cenário contrafactual e considera o *status quo* da indústria de petróleo e gás natural do ano de 2003 para estimar emissões futuras; o cenário Base 2012, que considerou para suas estimativas informações e planos de desenvolvimento tecnológico aplicados ou planejados pela indústria de petróleo e gás natural do Brasil até o ano de 2012; e o cenário de Mitigação, onde foram consideradas três medidas de mitigação – o alcance de um IUGA de 97% na produção nacional, a aplicação do PDRV em todas as refinarias do país e o emprego da tecnologia de oxi-combustão nas refinarias.

Nos três cenários foram obtidos resultados que mostram aumento expressivo das emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O pelas atividades da indústria de petróleo e gás natural do Brasil até 2030, acompanhando principalmente o crescimento da produção de petróleo e gás natural e da carga processada nas refinarias. No cenário Base 2012 foram estimados os maiores valores de emissão por fontes fugitivas, devido aos maiores FE médios utilizados. As emissões totais estimadas no cenário Base 2012 para 2030 são equivalentes a 44,5 MtCO₂eq, o que representa um aumento de 137% em relação ao valor estimado para 2013. Nesse cenário, as emissões fugitivas relacionadas ao segmento de Refino, em unidades de CO₂eq, mostraram a maior contribuição nas emissões fugitivas totais de 2013 a 2030, diferente do cenário Base 2003, onde o segmento de E&P é o que verifica maior participação no total de emissões na maioria dos anos desse período. O CO₂ é gás que mais contribui no total de emissões, em unidades de CO₂eq, de acordo com as estimativas dos três cenários. No cenário de Mitigação, foi previsto um potencial de abatimento estimado de 70.197 tCO₂eq para 2015 e de 5.080.400 tCO₂eq para 2030, ou seja, esse potencial de abatimento poderá aumentar mais de 70 vezes seu valor ao longo de 15 anos.

Foi interessante verificar ainda que a intensidade de emissão de GEE por fontes fugitivas no ano de 2003 mostrou-se menor que as dos anos seguintes, o que refletiu em menores emissões no cenário Base 2003 na comparação com os dados do Terceiro Inventário Brasileiro. Isso se deu principalmente em função dos resultados do segmento

de E&P, pois seus FE médios em 2003 foram bastante inferiores em relação aos FE médios da maior parte dos anos seguintes. Consequentemente, as estimativas de emissões fugitivas do cenário Base 2012 também foram maiores que as do cenário Base 2003. Porém, o segmento responsável pelos maiores volumes de emissão previstas no cenário Base 2012 foi o Refino, sobretudo em decorrência da elevação dos FE médios causada pelo aumento da complexidade do parque de refino, a qual deve continuar acontecendo até o final de 2015, pelo menos.

Assim, tem-se que a escolha de incluir duas medidas de mitigação do segmento de Refino dentre as três adotadas no cenário de Mitigação mostrou-se acertada no que se refere à otimização dos potenciais de abatimento de emissões. Inclusive, foi uma dessas medidas – o emprego da tecnologia de oxi-combustão nas refinarias – que mostrou os maiores potenciais de abatimento até o ano de 2030 (de 1,22 MtCO₂eq em 2020 a 4,35 MtCO₂eq em 2030). É verdade que essa medida é a única dentre as três consideradas que ainda não vem sendo empregada em escala nacional pela Petrobras, porém, o sucesso já apresentado pelos testes em uma planta piloto de larga escala dão indícios que essa tecnologia pode sim ser aplicada mais amplamente em breve.

Ressalta-se também a grande contribuição das outras duas medidas de mitigação – o alcance de um IUGA de 97% e a adoção de PDRV nas refinarias. A primeira é o aprimoramento de uma prática que já vem sendo realizada há algum tempo: o aumento no aproveitamento de gás natural, tendo em vista a maior disponibilização do mesmo para o mercado e o ajuste da produção aos níveis de queima e perda de gás autorizados pela ANP. A forma como se dará o alcance deste IUGA, ou seja, de que forma o gás associado será utilizado pelas empresas, não foi objeto de estudo desta dissertação. Já a segunda medida começou a ser aplicada na REDUC e espera-se que a mesma se expanda para as demais refinarias da Petrobras nos próximos anos.

Vale lembrar que, segundo LA ROVERE *et al.* (2013), estima-se que as emissões de GEE relativas ao setor de energia irão assumir a liderança das emissões nacionais até 2020, caso o Brasil atinja as metas voluntárias com as quais se comprometeu junto à UNFCCC. Os autores afirmam também que, após 2020, o desafio do Brasil será o desenvolvimento econômico com baixa emissão de GEE relacionados à energia. Logo, pode-se afirmar que medidas adicionais que possam trazer reduções nas emissões desse setor são bastante importantes para evitar que as emissões totais do país voltem a crescer, sobretudo após 2020. Por isso, conclui-se que os potenciais de abatimento verificados a partir das medidas consideradas no cenário de Mitigação do presente estudo podem

contribuir para que o país supere esse desafio: estima-se que, em 2020, já poderão ser abatidos mais de 1,6 MtCO₂eq e, em 2030, esse potencial de abatimento vai superar os 5,0 MtCO₂eq.

Sabe-se ainda da existência de outras medidas de mitigação das emissões fugitivas, como a recuperação do gás queimado e ventilado nas refinarias para fins úteis (conversão em energia, em hidrocarbonetos líquidos – GTL, ou em matéria-prima), a melhoria da eficiência de queima do gás nas tochas das plataformas e das refinarias, e as oportunidades de redução das emissões de CH₄ listadas pelo programa *Natural Gas STAR* norte-americano. A maior parte dessas medidas são responsáveis por gerar retornos tanto na redução da poluição como no âmbito financeiro, gerando receita. Porém, não se considerou nenhuma delas neste estudo por alguns motivos, como: falta de informações e dados técnicos, dificuldades em mensurar quantitativamente o potencial de abatimento dessas emissões para o caso brasileiro, ou poucas chances de aplicação destas medidas no Brasil.

Quanto à utilização de FE simples baseados no nível de produção, sabe-se que, de fato, isso aumenta as incertezas associadas aos cálculos. Contudo, para a realização das estimativas consideradas na presente dissertação, esta era a única metodologia viável. Além disso, pode-se afirmar que a metodologia adotada no inventário e nos cenários de emissão propostos procurou reduzir ao mínimo possível as incertezas incluídas e atentou-se para que os FE médios e demais índices calculados fossem obtidos sempre a partir de dados que refletissem a realidade nacional e que fossem coerentes com os anos e/ou atividade cujas emissões se desejava estimar. Idealmente, seria mais interessante que houvesse FE específicos para cada uma dos processos e fontes de emissões fugitivas da indústria brasileira. No entanto, além do altíssimo custo financeiro e de recursos humanos para a concretização disso, os mesmos deveriam ser atualizados à medida que as características de cada uma das atividades da indústria fossem alteradas.

Em IPCC (2006) são listadas oito causas amplas de incertezas em inventários: falta de completude, incertezas nos modelos, ausência de dados, ausência de representatividade nos dados, erros de amostragem, erros nas medições, classificações equivocadas e exclusão de dados. Tanto o inventário quanto as estimativas incluídas nos cenários estiveram sujeitas a estas causas de incerteza, todavia, é de grande complexidade analisa-las. É sabido que as estimativas de emissão apresentadas pelo presente estudo trazem consigo um grau de incerteza considerável, mas, ao descrevermos o mais detalhadamente possível todas as hipóteses e premissas consideradas, destacamos, assim,

os potenciais pontos de imprecisão, buscando ser transparente na forma como tratamos e trabalhamos os dados. Apesar de tudo isso, entende-se que, ao nível de ordem de grandeza, os resultados aqui estimados podem estar futuramente relacionados com os resultados reais.

De fato, conclui-se que os esforços já realizados através de medidas regulatórias governamentais e através de atitudes voluntárias da Petrobras causaram efeitos importantes na redução das emissões fugitivas, pois, caso contrário, suas estimativas para os próximos anos seriam ainda mais elevadas. Porém, entende-se que os esforços adicionais propostos nesta dissertação são válidos, pois poderão trazer resultados muito positivos na mitigação de emissões de GEE de fontes fugitivas importantes nas atividades da indústria de petróleo e gás natural brasileira. No entanto, não se procurou aqui estimar a viabilidade econômica das medidas propostas, porém, pode-se afirmar, a partir de experiências internacionais e nacionais, que, mesmo quando as medidas são custo-efetivas, a função de regulação mandatória do governo é fundamental para que as empresas apliquem essas medidas.

Recomenda-se fortemente que as demais empresas operantes no setor de petróleo e gás brasileiro sejam estimuladas pelo governo federal a realizarem e divulgarem seus respectivos inventários de emissões fugitivas, a fim de aprimorar o inventário nacional, reduzindo as incertezas a ele associadas e facilitando na identificação de possíveis medidas de mitigação.

Aponta-se também a grande importância em se realizar mais estudos sobre toda a problemática das emissões fugitivas de GEE relacionadas à indústria de petróleo e gás natural. Dentre os quais, recomenda-se estudos que abordem: medidas de mitigação de emissões específicas para as UGHs e as tochas do segmento de Refino, pois são fontes de emissão significativas deste segmento; análises de ciclo de vida das emissões fugitivas de GEE das atividades de E&P, Refino e Transporte; análises econômicas e de custos de abatimento das tecnologias e medidas de mitigação; e impactos que uma possível taxação do CO₂ no Brasil poderia trazer para o gerenciamento das emissões da indústria de petróleo e gás natural.

Finalmente, tem-se que o crescimento quantitativo e relativo das emissões de GEE da indústria de petróleo e gás natural do Brasil já verificado nas últimas décadas e previstos para os próximos anos indica que o seu gerenciamento pode ser considerado um dos grandes desafios no que diz respeito ao desenvolvimento sustentável brasileiro. Sabe-se ainda que a análise de cenários de emissões é de grande importância para a definição

de políticas e planos no que diz respeito ao controle, redução e mitigação de emissões de GEE. Assim, a presente dissertação buscou contribuir para construção de uma base científica sobre a questão das emissões fugitivas, pois entende-se que isso é relevante para auxiliar o governo e o setor privado na tomada de decisões acerca desse assunto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA PETROBRAS. Petrobras atinge recorde mensal de aproveitamento de gás. **Produção - Express**, 2013. Disponível em: <www.gasnet.com.br/conteudo/15512>. Acesso em: 14 jan 2015.

ANDERSEN, R. D. *et al.* **Efforts to reduce flaring and venting of natural gas world-wide**. Norwegian University of Science and Technology. Trondheim. 2012. Disponível em: <www.ipt.ntnu.no/~jsg/undervisning/naturgass/oppgaver/Oppgaver2012/12Andersen.pdf>. Acesso em: 3 dez 2014.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim mensal da produção de petróleo e gás natural. **Desenvolvimento e produção**, 2015a. Disponível em: <www.anp.gov.br/?pg=70565&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1401043435580>. Acesso em: 13 jan 2015.

_____. Produção de petróleo e LGN (bep). **Dados estatísticos mensais**, 2015b. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=1024>. Acesso em: 06 fev 2015.

_____. Volume de petróleo refinado nas refinarias nacionais (bep). **Dados estatísticos mensais**, 2015c. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=9087>. Acesso em: 06 fev 2015.

_____. Produção de gás natural (bep). **Dados estatísticos mensais**, 2015d. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=8489>. Acesso em: 06 fev 2015.

_____. Produção nacional de derivados (bep). **Dados estatísticos mensais**, 2015e. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=8486>. Acesso em: 06 fev 2015.

_____. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Outubro de 2014**. Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP. ANP, 2014a.

_____. Redução na queima de gás natural tem recorde em 2013. **Nota à imprensa 2014 - janeiro**, 2014b. Disponível em: <www.anp.gov.br/?pg=69621&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1390862847705>. Acesso em: 13 jan 2015.

_____. Produção de petróleo e gás natural, por concessionário – 2013. **Anuário estatístico 2014**, 2014c. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=71500>. Acesso em: 19 jan 2014.

_____. Produção de derivados de petróleo energéticos e não energéticos, por refinarias – 2013. **Anuário estatístico 2014**, 2014d. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=71529>. Acesso em: 19 jan 2014.

_____. Portaria ANP nº 249 de 1º de novembro de 2000. Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em flares e as perdas de gás natural. **Diário Oficial da União**, Brasília. 3 nov 2000.

API – AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry**. Washington, 2009.

ARENTZ-PERERIA, C. A.; DINELLI, D. K. **Natural gas utilization and flaring reduction in Brazil – Petrobras experience**. Flaring Reduction & Gas Utilization Global Forum. The World Bank. 2006. Disponível em: <www.worldbank.org/html/fpd/ggfrforum06/roundtables/lac/pereiradinelli.ppt>. Acesso em: 13 jan 2015.

AWMA. Air and Waste Management Association. **Air Pollution Engineering Manual**. New York: Van Nostrand Reinhold, 1992. 918 p.

BELLONA. Kyoto's Clean Development Mechanism shows results despite criticism. **Climate Change**, Oslo, 2011. Disponível em: <bellona.org/news/climate-change/2011-06-kyotos-clean-development-mechanism-shows-results-despite-criticism#bio-1>. Acesso em: 07 jan 2015.

BOSCO, F. **Aposta no refino**. Petro & Química. São Paulo: Editora Valete: 20-42 p. 2014.

BP – BRITISH PETROLEUM. Greenhouse gas emissions. **Environment**, 2014a. Disponível em: <www.bp.com/en/global/corporate/sustainability/environment/greenhouse-gas-emissions.html>. Acesso em: 22 mar 14.

_____. **BP Energy Outlook 2035**. Fact Sheet. BP, 2014b. Disponível em: <www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/Energy-Outlook/Energy_Outlook_insights_2035.pdf>. Acesso em: 12 dez 2014.

BRADBURY, J., et al. **Clearing the Air: Reducing Upstream Greenhouse Gas Emissions from U.S. Natural Gas Systems**. Working Paper. Washington: World Resources Institute, 2013. Disponível em: <www.wri.org/publication/clearing-the-air>. Acesso em: 20 dez 2014.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. Brasília, DF: MME/EPE, 2014.

_____. Ministério da Ciência e Tecnologia. Coordenação Geral de Mudanças Globais de Clima. **Segunda Comunicação Nacional do Brasil a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Brasília, DF: MCT, 2010.

BULLIS, K. Petroleum's long good-bye. **Technol. Rev.**, v.112, n.6, p. 60–61, 2009.

CCP – CO₂ CAPTURE PROJECT. **Oil refinery CO₂ capture demonstration underway in Brazil**. Press release. CO₂ Capture Project, 2011.

CDIAC – CARBON DIOXIDE INFORMATION ANALYSIS CENTER. World's countries ranked by 2010 total fossil-fuel CO₂ emissions. **Fossil-Fuel CO₂ Emissions by Nation**, 2013. Disponível em: <cdiac.ornl.gov/trends/emis/top2010.tot>. Acesso em: 22 mar 2014.

BUZCU-GUVEN, B.; HARRISS, R.; HERTZMARK, D. **Gas Flaring and Venting: Extent, Impacts, and Remedies**. James A. Baker III Institute for Public Policy. Houston. 2010. Disponível em: <bakerinstitute.org/research/gas-flaring-and-venting-extent-impacts-and-remedies/>. Acesso em: 12 jan 2015.

CHAN, W. N. **Quantificação e Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa em uma Refinaria de Petróleo**. 2006. Dissertação de M.Sc. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, SP.

CUBASCH, U., *et al.* Introduction. In: STOCKER, T. F. *et al.* (Eds.). **Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, 2013. p. 1-28.

DE GOUVELLO, C. **Gas Flaring and CDM**. Flaring reduction & gas utilization Global Forum. The World Bank. 2006. Disponível em: <www.worldbank.org/html/fpd/ggfrforum06/sucre/degouvelo.ppt>. Acesso em: 8 jan 2015.

DE GOUVELLO, C. *et al.* **Brazil Low-carbon Country Case Study**. The World Bank Group. Energy Sector Management Assistance Program. Washington, 2010. Disponível em: <siteresources.worldbank.org/BRAZILEXTN/Resources/Brazil_LowcarbonStudy.pdf>. Acesso em: 19 fev 2015.

EMEP/EEA. **EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2013**. European Environment Agency (EEA). Luxemburgo. 2013.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2013: Ano base 2012**. Rio de Janeiro: EPE, 2013. 218 p.

ESPINOSA, B. M. **As Questões Ambientais na Exploração, Produção e Uso de Recursos de Petróleo e Gás no Brasil**. Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social. Petrobras. Setembro de 2011. Disponível em: <www.cdes.gov.br/documento/3123588/apresentacao-beatriz-espinoza-petrobras-.html>. Acesso em: 13 jan 2015.

EVANS, M.; ROSHCHANKA, V. Russian policy on methane emissions in the oil and gas sector: A case study in opportunities and challenges in reducing short-lived forcers. **Atmospheric Environment**, n. 92, p. 199-206, 2014.

FÓRUM ECONÔMICO MUNDIAL. **Energy Vision Update 2008**. World Economic Forum, Genebra, 2008.

GGFR – GLOBAL GAS FLARING REDUCTION. GGFR Partners around the World. **GGFR Partners**, 2015a. Disponível em: <web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTOGMC/EXTGGFR/0,,contentMDK:21025532~menuPK:2856862~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:578069,00.html>. Acesso em: 12 jan 2015.

_____. About GGFR. **Global Gas Flaring Reduction**, 2015b. Disponível em: <web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTOGMC/EXTGGFR/0,,contentMDK:21022944~menuPK:828161~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:578069,00.html>. Acesso em: 7 jan 2015.

GMI – GLOBAL METHANE INITIATIVE. **Oil and Gas Systems Methane: Reducing Emissions, Advancing Recovery and Use**. 2011a. Disponível em: <www.globalmethane.org/documents/oil-gas_fs_eng.pdf>. Acesso em: 26 dez 2014.

_____. **Global Methane Emissions and Mitigation Opportunities**. 2011b. Disponível em: <www.globalmethane.org/documents/analysis_fs_en.pdf>. Acesso em: 26 dez 2014.

HARVEY, S.; GOWRISHANKAR, V.; SINGER, T. **Leaking Profits**. Natural Resources Defense Council. Nova Iorque. 2012.

IBP – INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. Petrobras já faz reinjeção de todo o CO₂ da produção do Pré-Sal. **Notícias**, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <www.riocapitaldaenergia.rj.gov.br/site/conteudo/Parceiro12Noticia.aspx?C=dswf5qOfptQ%3D>. Acesso em: 14 jan 2015.

IPCC. Summary for Policymakers. In: EDENHOFER, O. *et. al.* (eds.). **Climate Change 2014, Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, 2014.

_____. Summary for Policymakers. In: STOCKER, T.F.; QIN, D.; PLATTNER, G.-K.; TIGNOR, M.; ALLEN, S.K.; BOSCHUNG, J.; NAUELS, A.; XIA, Y.; BEX, V.; MIDGLEY, P.M. (Eds.). **Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, 2013. p. 119-158.

_____. **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.

KRUGER, D.; FRANKLIN, P. **The Methane to Markets Partnership: Opportunities for coal mine methane utilization**. In: 11th U.S./North American Mine Ventilation Symposium. Pennsylvania: University Park, 2006.

LA ROVERE, E. L., *et al.* Brazil beyond 2020: from deforestation to the energy challenge. **Climate Policy**, v.13, n.sup01, p.70-86, 2013.

LIMA, P. C. R. **O Pré-Sal e o aquecimento global**. Brasília: Câmara dos Deputados. 2009. Disponível em: < www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/2009_15346.pdf>. Acesso em: 16 fev 2015.

LOUREIRO, T. Y. C. **Medição de Vazão de Gás em Sistemas de Flare (Tocha)**. 2013. 152 p. Dissertação (Mestrado). Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

MARIANO, J. B. **Impactos ambientais do refino de petróleo**. 2001. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

MELLO, L. F. et al. Oxy-combustion Technology Development for Fluid Catalytic Crackers (FCC) – Large Pilot Scale Demonstration. **Energy Procedia**, v. 37, p. 7815-7824, 2013.

_____. A technical and economical evaluation of CO₂ capture from FCC units. **Energy Procedia**, v. 1, n. 1, p. 117-124, 2009.

MENDES, A. P. D. A.; TEIXEIRA, C. A. N. Petróleo e gás. In: APE/DEPEQ (Ed.). **Perspectivas do investimento 2015-2018 e panoramas setoriais**. Rio de Janeiro: BNDES, 2014. p.139-146.

MCTI – MINISTÉRIO DE CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Terceiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. Relatórios de Referência. Emissões Fugitivas de Gases de Efeito Estufa na Indústria de Petróleo e Gás Natural do Inventário Brasileiro**. Versão disponível para consulta pública. Brasília, DF: MCTI, 2015a.

_____. **Terceiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. Relatórios de Referência. Emissões de Gases de Efeito Estufa por Queima de Combustíveis: Abordagem *Bottom-Up***. Versão disponível para consulta pública. Brasília, DF: MCTI, 2015b.

MYHRE, G., *et al.* Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: STOCKER, T.F. et al. (Eds.). **Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, 2013. p.659-740.

NPD – NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Significant gas resources go up in smoke. **Environment**, Stavanger, 2009. Disponível em: <www.npd.no/en/Topics/Environment/Temaartikler/Significant-gas-resources-go-up-in-smoke/>. Acesso em: 9 jan 2015.

OGP – INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. **Flaring & venting in the oil & gas exploration & production industry: An overview of purpose, quantities, issues, practices and trends**. OGP. Londres. 2000.

PEARCE, D. W.; TURNER, R. K. **The Economics of Natural Resources and the Environment**. Johns Hopkins University Press, 1989. 392 p.

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. Mudança do Clima. **Meio Ambiente**, 2015a. Disponível em: <www.petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/mudancas-do-clima/>. Acesso em: 13 jan 2015.

_____. Desenvolvemos tecnologia inédita que reduz emissão de gases que provocam o efeito estufa. **Fatos e dados**, 2015b. Disponível em: <www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/desenvolvemos-tecnologia-inedita-que-reduz-emissao-de-gases-que-provocam-o-efeito-estufa.htm>. Acesso em: 12 fev 2015.

_____. **Relatório de Sustentabilidade 2013**. Petrobras. Rio de Janeiro. 2014a.

_____. Qual o volume estimado de óleo encontrado nas acumulações do Pré-Sal descobertas até agora? **Atuação no Pré-Sal**, 2014b. Disponível em: <www.petrobras.com/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/pre-sal/>. Acesso em: 22 mar 2014.

_____. **Relatório da Administração 2013**. Petrobras. Rio de Janeiro. 2014c.

_____. Entrega de gás: recordes anual, mensal e diário. **Fatos e dados**, 2012. Disponível em: <fatosedados.blogspot.com.br/2012/03/01/entrega-de-gas-recordes-anual-mensal-e-diario/#sthash.NAdEGygK.dpuf>. Acesso em: 13 jan 2015.

_____. Tocha da produção e segurança. **Fatos e dados**, 2009. Disponível em: <fatosedados.blogspot.com.br/2009/10/24/tocha-da-producao-e-seguranca/>. Acesso em: 22 dez 2014.

_____. **Processo de Refino – Craqueamento Catalítico**. Programa de Formação de Operadores de Produção e Refino de Petróleo e Gás. 2010. 58 slides, color. Disponível em: <pt.slideshare.net/anpets/fcccraqueamento-catalitico>. Acesso em: 12 jan 2015.

_____. **Detecção e Reparo de Vazamentos (LDAR)**. Programa de Redução da Emissão de Compostos Orgânicos Voláteis (VOC's). REDUC – SMS/MA. 2007. 16 slides, color. Disponível em: <slideplayer.com.br/slide/361703/#>. Acesso em: 12 jan 2015.

PICARD, D. *et al.* Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Activities: Background paper. In: IPCC, **Energy Sector - Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories**. Revised Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (Good Practice Guidance 2000). Genebra: IPCC, 2000.

PORTAL BRASIL. Setor de petróleo e gás chega a 13% do PIB brasileiro. **Economia e emprego**, 2014. Disponível em: <www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2014/06/setor-de-petroleo-e-gas-chega-a-13-do-pib-brasileiro>. Acesso em: 10 dez 2014.

_____. Nota sobre o Pré-Sal e o Campo de Libra. **Governo**, 2013. Disponível em: <www.brasil.gov.br/governo/2013/10/nota-sobre-o-pre-sal-e-o-campo-de-libra>. Acesso em: 12 dez 2014.

ROZHKOVA, A. **International Practices in Policy and Regulation of Flaring and Venting in Upstream Operations – Lessons from International Experience**. GGFR SCM Workshop. Washington. Dezembro de 2011. 52 slides. Apresentação em Powerpoint. Disponível em: <siteresources.worldbank.org/INTGGFR/Resources/578035-1164215415623/3188029-1324042883839/1_International_Practices_in_Policy_and_Regulation_of_Flaring_and_Venting_in_Upstream_Operations.pdf>. Acesso em: 9 jan 2015.

SANTOS, A. R. R.; EDUARDO, M. C.; FERREIRA, L. A. W. D. Gestão e responsabilidade ambiental na indústria de petróleo – o caso da Petrobras na Bacia de Campos. **Perspectivas Online**, v. 4, n. 16, p. 38-56, 2010.

USEPA – UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Natural Gas STAR Program. **Recommended Technologies and Practices**, 2015a. Disponível em: <epa.gov/gasstar/tools/recommended.html>. Acesso em: 04 jan 15.

_____. **AP-42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors**. Volume I, Stationary Point and Area Sources. USEPA: 2015b. Disponível em: <www.epa.gov/ttn/chief/ap42/index.html>. Acesso em: 16 fev 15.

_____. **Natural Gas STAR Fact Sheet**. What is Natural Gas STAR? Washington: USEPA, 2011.

_____. **Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from the Petroleum Refining Industry**. Sector Policies and Programs Division. Research Triangle Park, North Carolina: USEPA, 2010. Disponível em: <www.epa.gov/nsr/ghgdocs/refineries.pdf>. Acesso em: 12 fev 2015.

_____. **Leak Detection and Repair Compliance Assistance Guidance – A Best Practices Guide.** Washington: USEPA, 2007. 52 p. Disponível em: <nepis.epa.gov/Exe/ZyPURL.cgi?Dockkey=P10008TU.txt>. Acesso em: 10 jan 2015.

ANEXOS

Anexo I – Inventário de emissões fugitivas

Tabela I.1 – Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O relativas às atividades do segmento de E&P para o período de 1990 a 2012.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	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

Fonte: MCTI, 2015a.

Tabela I.2 – Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O relativas às atividades do segmento de Refino para o período de 1990 a 2012.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
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

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
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

Fonte: MCTI, 2015a.

Tabela I.3 – Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O relativas às atividades do segmento de Transporte para o período de 1990 a 2012.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	toneladas		
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

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	toneladas		
2011	52.875,56	10.762,87	1,64
2012	34.767,93	9.015,62	1,06

Fonte: MCTI, 2015a.

Tabela I.4 – Emissões fugitivas totais de CO₂, CH₄ e N₂O relativas às atividades dos segmentos de E&P, Refino e Transporte para o período de 1990 a 2012.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	toneladas		
1990	6.201.217,24	40.798,15	55,51
1991	6.044.782,32	40.241,53	54,83
1992	6.245.030,49	40.832,88	55,52
1993	6.329.455,08	41.698,35	56,75
1994	6.656.269,39	43.360,35	58,93
1995	6.594.436,54	44.424,19	60,62
1996	7.166.712,70	49.794,17	68,19
1997	7.702.315,99	53.505,29	73,27
1998	8.459.466,01	61.204,92	84,20
1999	8.973.466,86	68.202,35	94,33
2000	9.445.984,04	75.690,88	105,24
2001	9.784.908,04	79.236,75	110,29
2002	10.067.145,69	87.828,59	123,10
2003	9.991.334,26	66.795,31	124,49
2004	9.411.476,86	85.832,35	106,08
2005	12.496.476,72	157.107,72	207,20
2006	11.635.547,15	121.047,75	155,61
2007	11.959.224,71	114.286,55	149,81
2008	12.549.282,37	114.291,42	171,86
2009	16.675.525,42	187.692,34	293,70
2010	13.368.433,29	141.727,43	205,38
2011	12.614.463,96	120.498,02	184,19
2012	13.388.696,20	133.074,03	164,36

Fonte: MCTI, 2015a.

Tabela I.5 – Emissões fugitivas totais de GEE relativas às atividades dos segmentos de E&P, Refino e Transporte para o período de 1990 a 2012.

Ano	tCO ₂ eq
1990	7.439.872,26
1991	7.266.558,79
1992	7.484.728,55
1993	7.595.442,98
1994	7.972.695,06
1995	7.943.225,93

Ano	tCO ₂ eq
1996	8.678.608,69
1997	9.326.891,91
1998	10.317.927,28
1999	11.044.533,64
2000	11.744.600,33
2001	12.191.237,10
2002	12.734.625,30
2003	12.028.182,73
2004	12.014.557,38
2005	17.264.615,42
2006	15.308.215,39
2007	15.427.521,85
2008	16.023.567,35
2009	22.384.124,72
2010	17.674.682,75
2011	16.278.216,12
2012	17.424.472,16

Tabela I.6 – Contribuição percentual por tipo de gás nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO₂eq) dos segmentos de E&P, Refino e Transporte, estimadas para o período de 1990 a 2012.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	%		
1990	83,35	16,45	0,20
1991	83,19	16,61	0,20
1992	83,44	16,37	0,20
1993	83,33	16,47	0,20
1994	83,49	16,32	0,20
1995	83,02	16,78	0,20
1996	82,58	17,21	0,21
1997	82,58	17,21	0,21
1998	81,99	17,80	0,22
1999	81,25	18,53	0,23
2000	80,43	19,33	0,24
2001	80,26	19,50	0,24
2002	79,05	20,69	0,26
2003	83,07	16,66	0,27
2004	78,33	21,43	0,23
2005	72,38	27,30	0,32
2006	76,01	23,72	0,27
2007	77,52	22,22	0,26
2008	78,32	21,40	0,28

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	%		
2009	74,50	25,16	0,35
2010	75,64	24,06	0,31
2011	77,49	22,21	0,30
2012	76,84	22,91	0,25

Tabela I.7 – Contribuição percentual por segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO₂eq), estimadas para o período de 1990 a 2012.

Ano	E&P	Refino	Transporte
	%		
1990	34,57	63,98	1,45
1991	35,02	63,52	1,46
1992	34,33	64,22	1,45
1993	34,62	63,93	1,45
1994	34,19	64,36	1,45
1995	35,48	63,06	1,47
1996	36,68	61,83	1,49
1997	36,67	61,84	1,49
1998	38,30	60,18	1,52
1999	40,32	58,12	1,56
2000	42,57	55,84	1,59
2001	43,02	55,38	1,60
2002	46,33	52,01	1,66
2003	44,91	53,63	1,46
2004	43,48	54,04	2,48
2005	59,20	39,12	1,68
2006	50,85	48,00	1,15
2007	49,22	49,28	1,51
2008	51,84	47,25	0,92
2009	64,77	34,03	1,20
2010	56,33	41,90	1,77
2011	46,73	50,96	2,31
2012	42,15	56,09	1,75

Anexo II – Cenários de emissão: resultados

Tabela II.8– Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O estimadas para o cenário Base 2003.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	toneladas		
2004	10.352.964,69	67.547,46	125,15
2005	10.727.436,24	73.269,09	137,25
2006	10.968.698,30	76.377,01	143,71
2007	11.163.655,87	77.575,24	145,89
2008	11.398.367,85	81.680,18	154,67
2009	11.769.847,84	85.733,47	162,93
2010	12.066.264,19	90.187,83	172,34
2011	12.412.377,80	92.817,19	177,38
2012	12.650.121,54	92.887,49	176,83
2013	13.113.111,30	93.458,10	176,77
2014	13.920.827,42	103.241,85	196,96
2015	15.683.055,51	124.942,42	241,83
2020	23.230.561,15	200.153,24	393,05
2025	26.069.109,62	229.440,01	452,24
2030	28.551.680,76	252.213,82	497,44

Tabela II.9 – Emissões fugitivas totais estimadas para o cenário Base 2003.

Ano	tCO ₂ eq
2004	12.412.552,41
2005	12.961.879,20
2006	13.298.090,82
2007	13.529.574,55
2008	13.889.762,01
2009	14.385.028,28
2010	14.817.567,99
2011	15.243.898,40
2012	15.483.606,13
2013	15.963.697,23
2014	17.070.276,47
2015	19.495.412,67
2020	29.339.316,93
2025	33.072.152,64
2030	36.249.916,28

Tabela II.10 – Contribuição percentual por segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO₂eq) estimadas para o cenário Base 2003.

Ano	E&P	Refino	Transporte
	%		
2004	43,73	54,83	1,44
2005	45,96	52,56	1,48
2006	46,93	51,58	1,49
2007	46,82	51,69	1,49
2008	48,38	50,11	1,51
2009	49,22	49,26	1,52
2010	50,57	47,89	1,54
2011	50,59	47,87	1,54
2012	49,64	48,83	1,53
2013	48,10	50,39	1,51
2014	50,16	48,31	1,54
2015	53,98	44,43	1,59
2020	58,37	39,98	1,65
2025	59,59	38,74	1,67
2030	59,80	38,53	1,67

Tabela II.11 – Contribuição percentual por tipo de gás nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO₂eq) estimadas para o cenário Base 2003.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	%		
2004	83,41	16,33	0,27
2005	82,76	16,96	0,28
2006	82,48	17,23	0,29
2007	82,51	17,20	0,29
2008	82,06	17,64	0,30
2009	81,82	17,88	0,30
2010	81,43	18,26	0,31
2011	81,43	18,27	0,31
2012	81,70	18,00	0,30
2013	82,14	17,56	0,29
2014	81,55	18,14	0,31
2015	80,44	19,23	0,33
2020	79,18	20,47	0,36
2025	78,82	20,81	0,36
2030	78,76	20,87	0,36

Tabela II.12 – Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O estimadas para o cenário Base 2012.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	toneladas		
2013	13.980.373,30	131.935,47	167,63
2014	14.677.112,96	145.737,89	183,42
2015	16.189.804,61	176.491,19	218,58
2020	23.395.026,53	283.267,36	345,24
2025	26.065.954,62	324.873,92	394,29
2030	28.512.308,72	357.149,98	433,16

Tabela II.13 – Emissões fugitivas totais estimadas para o cenário Base 2012.

Ano	tCO ₂ eq
2013	17.982.858,58
2014	19.097.854,68
2015	21.542.464,75
2020	31.984.535,04
2025	35.916.659,96
2030	39.341.594,91

Tabela II.14 – Contribuição percentual por segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO₂eq) estimadas para o cenário Base 2012.

Ano	E&P	Refino	Transporte
	%		
2013	40,75	57,82	1,43
2014	42,71	55,81	1,48
2015	46,46	51,97	1,57
2020	50,91	47,41	1,68
2025	52,18	46,11	1,71
2030	52,40	45,88	1,71

Tabela II.15 – Contribuição percentual por tipo de gás nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO₂eq) estimadas para o cenário Base 2012.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	%		
2013	77,74	22,01	0,25
2014	76,85	22,89	0,25
2015	75,15	24,58	0,27
2020	73,14	26,57	0,29
2025	72,57	27,14	0,29
2030	72,47	27,23	0,29

Tabela II.16 – Emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O estimadas para o cenário de Mitigação.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	toneladas		
2013	13.980.373,30	131.935,47	167,63
2014	14.677.112,96	145.737,89	183,42
2015	16.189.804,61	174.599,40	218,58
2020	22.294.655,42	274.891,25	339,42
2025	23.842.070,42	311.336,96	387,60
2030	24.983.426,26	342.357,50	425,80

Tabela II.17 – Emissões fugitivas totais estimadas para o cenário de Mitigação.

Ano	tCO ₂ eq
2013	17.982.858,58
2014	19.097.854,68
2015	21.485.710,99
2020	30.631.340,02
2025	33.284.894,03
2030	35.366.987,68

Tabela II.18 – Contribuição percentual por segmento da indústria de petróleo e gás natural do Brasil nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO₂eq) estimadas para o cenário de Mitigação.

Ano	E&P	Refino	Transporte
	%		
2013	40,75%	57,82%	1,43%
2014	42,71%	55,81%	1,48%
2015	46,58%	51,84%	1,57%
2020	52,27%	45,98%	1,75%
2025	55,36%	42,79%	1,84%
2030	57,32%	40,78%	1,90%

Tabela II.19 – Contribuição percentual por tipo de gás nas emissões fugitivas totais (em unidades de CO₂eq) estimadas para o cenário de Mitigação.

Ano	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	%		
2013	77,74%	22,01%	0,25%
2014	76,85%	22,89%	0,25%
2015	75,35%	24,38%	0,27%
2020	72,78%	26,92%	0,29%
2025	71,63%	28,06%	0,31%
2030	70,64%	29,04%	0,32%

Tabela II.20 – Estimativa de emissões fugitivas totais evitadas em decorrência das medidas mitigadoras consideradas no cenário de Mitigação, por segmento da indústria de petróleo e gás natural.

Ano	E&P	Refino	TOTAL
	tCO ₂ eq		
2015	-	56.753,76	56.753,76
2020	273.022,38	1.080.172,64	1.353.195,02
2025	314.220,78	2.317.545,14	2.631.765,92
2030	345.643,77	3.628.963,46	3.974.607,23