

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Quantificação e Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa em uma Refinaria de Petróleo

Autor: Wai Nam Chan

Orientador: Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter

01/2007

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**Quantificação e Redução de Emissões de Gases
de Efeito Estufa em uma Refinaria de Petróleo**

Autor: Wai Nam Chan

Orientador: Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2006
S.P. – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

C36q Chan, Wai Nam
Quantificação e redução de emissões de gases de efeito estufa em uma refinaria de petróleo / Wai Nam Chan. --Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Arnaldo César da Silva Walter
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Efeito estufa (Atmosfera). 2. Gases. 3. Inventários. 4. Petróleo - Refinaria. 5. Energia - Conservação. I. Walter, Arnaldo César da Silva. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: Quantification and reduction of greenhouse gas emissions in an oil refinery.

Palavras-chave em Inglês: Greenhouse effect, Atmospheric, Gas, Inventories, Oil refineries, Energy conservation.

Área de concentração: Energia, Sociedade e Meio Ambiente.

Titulação: Mestre em Engenharia Mecânica

Programa de Pós Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Banca examinadora: Roberto Schaeffer, Carla Kazue Nakao Cavaliero.

Data da defesa: 12/12/2006.

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**Quantificação e Redução de Emissões de Gases
de Efeito Estufa em uma Refinaria de Petróleo**

Autor: Wai Nam Chan

Orientador: Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

**Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter, Presidente
FEM/UNICAMP**

**Prof. Dr. Roberto Schaeffer
COPPE/UFRJ**

**Prof^a Dr^a Carla Kazue Nakao Cavaliero
FEM/UNICAMP**

Campinas, 12 de dezembro de 2006.

Dedicatória

Aos meus saudosos pais, por tudo o que fizeram para a minha formação e educação.

Agradecimentos

À minha esposa Andréa e ao meu filho Daniel, minhas fontes de motivação, pela compreensão e pelo compartilhamento dos meus sonhos e ideais.

Ao professor Arnaldo Walter, meu orientador, por ter acreditado no meu potencial e por ter me acolhido na pós-graduação.

Aos professores Carla Cavaliero e Edson Tomaz, pelas valiosas sugestões apresentadas no exame de qualificação.

À colega Kamyla Cunha, por ter me mostrado o caminho do Planejamento de Sistemas Energéticos e pelo apoio nas disciplinas do curso.

Aos colegas de trabalho Glenda Rangel, Vicente Schmall, Geraldo Favaretto e Cláudio Magno, pela grande ajuda na obtenção das informações da dissertação.

Aos consultores José Roberto Moreira e Flávia Soares, pela colaboração técnica.

A todos os professores e colegas do departamento, pelo aprendizado e pela convivência.

A Petrobras, por ser uma empresa incentivadora do desenvolvimento profissional e pessoal de seus funcionários.

*Toda longa caminhada começa
com um primeiro passo.
(Provérbio chinês)*

Resumo

CHAN, Wai Nam. **Quantificação e redução de emissões de gases de efeito estufa em uma refinaria de petróleo**. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 138 p. Dissertação (Mestrado).

Queima de combustíveis fósseis é a principal contribuição humana para o aquecimento global. Neste trabalho foram investigadas oportunidades de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) para uma refinaria brasileira de petróleo, através das seguintes etapas: levantamento das estratégias de enfrentamento do problema adotadas por algumas empresas; seleção de uma metodologia de estimativa de emissões de GEE para companhias de óleo e gás; elaboração do inventário da refinaria nacional através do programa aplicativo SANGAEA; e proposição de opções para gestão das emissões de GEE dessa refinaria. Combustão e práticas de *flaring* e *venting* são os maiores contribuintes das emissões de GEE da cadeia produtiva. Quatro opções de mitigação estão sendo exploradas pelas empresas: aumento da eficiência energética, redução de *flaring* e *venting*, mudança para fontes energéticas menos intensivas em carbono e seqüestro de carbono. Neste estudo foi mostrado que o SANGAEA é uma ferramenta de estimativa adequada, pois a emissão total de GEE obtida apresentou uma diferença de 1% em relação ao valor estimado pela Petrobras. Melhoria da eficiência energética é a principal oportunidade de redução de emissões. Para a refinaria estudada foram descritos futuros projetos da área energética que apresentaram um potencial de emissão evitada de 270.000 t CO₂/ano. Por outro lado, a instalação de novas unidades para adequação dos teores de enxofre da gasolina e do diesel resultará na emissão adicional de 208.000 t CO₂/ano. Portanto, o sucesso dos esforços para economizar energia pode ser anulado pelas exigências ambientais para adequação da qualidade dos produtos. Isto ressalta a necessidade dos formuladores de política estabelecer um balanço entre as novas exigências para combustíveis (com impactos locais) e a política de abatimento de CO₂ (com impactos globais).

Palavras Chave: efeito estufa, emissões, gases, energia, inventário, petróleo, refinaria, Brasil.

Abstract

CHAN, Wai Nam. **Quantification and reduction of greenhouse gas emissions in an oil refinery. Campinas.** Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 138 p. Dissertation (M.Sc.).

Fossil fuel burning is the main human contribution to global warming. In this study, opportunities for reducing greenhouse gas (GHG) emissions were investigated for a Brazilian oil refinery, according to the following steps: survey of climate change strategies adopted by some companies; selection of a methodology for calculating GHG emissions for the petroleum industry; development of an inventory for a national oil refinery by applying SANGEA software; and proposal of options for managing GHG emissions in this refinery. Combustion, flaring and venting are the largest contributors to GHG emissions in the production chain. Four mitigation options are being explored by companies: increasing energy efficiency, flaring and venting reduction, switching to less carbon-intensive sources of energy and carbon sequestration. It was demonstrated that SANGEA is a suitable estimation tool since the calculated total GHG emission showed 1% difference compared to Petrobras estimated value. Energy efficiency improvement is the main opportunity to reduce emissions. For the case study refinery future energy saving opportunities were described and their avoided emission estimation is 270,000 metric tonnes per year of CO₂. On the other hand, new process units are required to comply with the gasoline and diesel stricter sulfur specifications, producing an additional emission of 208,000 metric tonnes per year of CO₂. Thus, the successful energy saving efforts can be nullified by environmental requirements for fuel quality. This underlines the need for policy makers to strike a balance between new fuel requirements (with local impacts) and CO₂ abatement policy (with global impacts).

Key words: greenhouse gases emissions, energy, inventory, oil refinery, Brazil.

Índice

Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xiii
Nomenclatura	xv
1 Introdução	1
1.1 Objetivos	3
1.2 Justificativa	3
1.3 Metodologia	5
1.4 Estrutura da dissertação	5
2 O desafio das mudanças climáticas para a indústria de óleo e gás	7
2.1 Introdução	7
2.2 Desenvolvimento sustentável	9
2.2.1 Relação entre desenvolvimento sustentável e mudanças climáticas	9
2.3 O Protocolo de Quioto	11
2.3.1 - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	13
2.4 Mercado de carbono	13
2.4.1 - Mercado criado pelo Protocolo de Quioto	14
2.4.2 Outros mercados	15
2.4.3 - Mercado internacional de carbono	16
2.5 - Desafio das mudanças climáticas na estratégia de negócios	18
2.6 Panorama da indústria de óleo e gás	20
3 Indústria de óleo e gás	23
3.1 Cadeia produtiva da indústria de óleo e gás	23
3.1.1 Exploração e Produção	25
3.1.2 Transporte	28

3.1.3 Refino	28
3.1.4 Comercialização	34
3.2 Principais GEE na indústria de óleo e gás	35
3.2.1 Potenciais de Aquecimento Global	36
3.2.2 Sumário de emissões	37
3.3 Fontes de emissão de GEE na indústria de óleo e gás	38
3.3.1 Fontes de combustão	38
3.3.2 Fontes de processo	39
3.3.3 Fontes fugitivas	40
3.4 Caracterização das emissões de GEE por segmento industrial	41
3.4.1 Emissões de GEE no segmento de E&P	41
3.4.2 Emissões de GEE no segmento de Transporte	44
3.4.3 Emissões de GEE no segmento de Refino	44
3.4.4 Emissões de GEE no segmento de Comercialização	45
4 Casos de gestão das emissões de GEE em companhias de óleo e gás	46
4.1 Estratégias existentes	46
4.2 Empresa de abrangência nacional: Shell Canada Limited	49
4.3 Empresa de abrangência multinacional: Petrobras	53
4.3.1 Sistema de Gestão das Emissões Atmosféricas (SIGEA)	56
4.3.2 Abrangência dos dados e metodologia de cálculo	56
4.3.3 Resultados do SIGEA	58
4.4 Empresa de abrangência global: Chevron	60
4.5 Análise crítica	64
5 Inventário de Emissões	68
5.1 Introdução	68
5.2 Metodologias de estimativa de emissões de GEE	71
5.2.1 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)	72
5.2.2 World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) and World Resources Institute (WRI)	73
5.2.3 American Petroleum Institute (API)	74
5.3 - Aplicação das metodologias para a indústria de óleo e gás	80

6 Quantificação de emissões	82
6.1 Descrição da ferramenta	82
6.2 - Quantificação de emissões de GEE para uma refinaria nacional	90
6.3 Comparação de resultados	95
6.4 Análise crítica	99
7 Gestão das emissões de GEE em uma refinaria	100
7.1 Conservação de energia em refinarias	100
7.2 Indicador de desempenho energético	104
7.3 Projetos típicos de conservação de energia em refinarias	105
7.3.1 Sistemas de gerenciamento de energia	106
7.3.2 Recuperação de energia	108
7.3.3 Geração e distribuição de vapor	109
7.3.4 Trocadores de calor e Integração de Processo	110
7.3.5 Fornos de processo	112
7.3.6 Geração de eletricidade	113
7.3.7 Mudança de acionamento de grandes máquinas	114
7.3.8 Alteração na matriz de combustíveis	115
7.4 Verificação de oportunidades para obtenção de créditos de carbono em refinarias	116
7.5 Projetos com oportunidades para obtenção de créditos de carbono em refinarias	118
7.5.1 Turbo-expansor	119
7.5.2 Cogeração	119
7.5.3 Processo H-Bio	120
7.6 Projetos de captura e armazenamento de CO ₂ (CCS)	121
7.7 Projetos de modernização para atendimento de exigências ambientais	124
7.8 Panorama das emissões de GEE de uma refinaria	126
8 Conclusões e recomendações	127
8.1 Conclusões	127
8.2 Recomendações	131
Referências	132

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Emissões globais de CO ₂ por combustíveis fósseis	22
Figura 3.1 – Fluxograma da indústria do petróleo	24
Figura 3.2 – Configuração típica de uma refinaria brasileira	32
Figura 3.3 – Fluxograma simplificado de insumos e produtos de refinarias de petróleo	33
Figura 4.1 – Emissões de GEE da Shell Canada Limited	51
Figura 4.2 – Emissões evitadas de CO ₂ na Petrobras	55
Figura 6.1 – Módulos de emissão disponíveis no SANGEA	87
Figura 6.2 – Exemplo do formulário de entrada para fonte de combustão no SANGEA	87
Figura 6.3 – Tabela resumo gerada pelo SANGEA	89
Figura 6.4 – Exemplo de saída gráfica do SANGEA	90
Figura 7.1 – Evolução do indicador de desempenho energético das refinarias da Petrobras	105
Figura 7.2 – Recuperação terciária de petróleo em campos maduros	124

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Participações das fontes primárias na Oferta Interna de Energia	20
Tabela 3.1 – Potenciais de Aquecimento Global (horizonte de tempo de 100 anos)	37
Tabela 4.1 – Empresas de óleo e gás no Índice Dow Jones de Sustentabilidade	48
Tabela 4.2 – Metodologia de cálculo de emissões do SIGEA	58
Tabela 4.3 – Evolução das emissões de GEE da Petrobras	59
Tabela 4.4 – Evolução das emissões de GEE da área de Abastecimento	59
Tabela 4.5 – Evolução das emissões de GEE da Refinaria de Paulínia	59
Tabela 4.6 – Emissões de GEE da Chevron	64
Tabela 4.7 – Emissões de GEE das companhias estudadas no ano de 2004	64
Tabela 4.8 – Gestão das emissões de GEE das companhias estudadas	65
Tabela 4.9 – Emissões de GEE da Petrobras no contexto mundial de combustíveis fósseis	67
Tabela 5.1 – Aplicações possíveis para inventários de GEE	70
Tabela 5.2 – Descrição do conteúdo das Diretrizes da IPIECA	76
Tabela 5.3 – Descrição do conteúdo do Compêndio do API	78
Tabela 6.1 – Fontes de emissão de GEE da refinaria nacional	91
Tabela 6.2 – Consumos de combustíveis da refinaria nacional	93
Tabela 6.3 – Especificações locais de combustíveis	94
Tabela 6.4 – Comparação de emissões de CO ₂ obtidas pelo SANGEA com combustíveis padronizados e locais	95
Tabela 6.5 – Emissões de GEE da refinaria nacional em 2005 (resultados do SANGEA)	96
Tabela 6.6 – Emissões de GEE da refinaria nacional em 2005 (resultados da Petrobras)	96
Tabela 6.7 – Diferença entre os resultados apresentados	97
Tabela 6.8 – Contribuição das emissões de GEE da Refinaria de Paulínia em 2005	99
Tabela 7.1 – Indicador de desempenho energético de refinarias no mundo em 2002	104

Tabela 7.2 – Emissões evitadas de CO ₂ na Refinaria de Paulínia	116
Tabela 7.3 – Custos de disposição de CO ₂	122

Nomenclatura

Abreviaturas e siglas

AGO	<i>Australian Greenhouse Office</i>
AOSP	<i>Athabasca Oil Sands Project</i>
API	Instituto Americano do Petróleo – do inglês <i>American Petroleum Institute</i>
ARPEL	<i>Asociación Regional de Empresas de Petroleo y Gas Natural en Latinoamerica y el Caribe</i> , ou em inglês, <i>Regional Association of Oil and Natural Gas Companies in Latin America and the Caribbean</i>
CAPP	<i>Canadian Association of Petroleum Producers</i>
CCF	Craqueamento Catalítico Fluidizado
CCS	Captura e armazenamento de dióxido de carbono – do inglês <i>Carbon dioxide capture and storage</i>
CCX	Bolsa de Carbono de Chicago – do inglês <i>Chicago Climate Exchange</i>
CDP	<i>Carbon Disclosure Project</i>
CEI	<i>Chevron Energy Index</i>
CIEEDAC	<i>Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre</i>
CO₂ Eq.	Dióxido de Carbono Equivalente
COP	Conferência das Partes
DJSI	Índice Dow Jones de Sustentabilidade – do inglês <i>Dow Jones Sustainability Index</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
E&P	Exploração e Produção
ETS	Regime de comércio de emissões da União Européia – do inglês <i>Emissions Trading Scheme for Greenhouse Gases</i>
EUA	Estados Unidos da América
FA	Fator de atividade
FE	Fator de emissão
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GEE	Gases de efeito estufa
GLP	Gás liquefeito de petróleo

GNL	Gás natural liquefeito
HDT	Hidrotratamento
IEA	Agência Internacional de Energia – do inglês <i>International Energy Agency</i>
IET	Comércio Internacional de Emissões – do inglês <i>International Emission Trading</i>
IIE	Índice de Intensidade de Energia
IPCC	Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas – do inglês <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IPIECA	Associação da Indústria Internacional do Petróleo para Conservação Ambiental - do inglês <i>International Petroleum Industry Environmental Conservation Association</i>
ISO	<i>International Standards Organization</i>
JI	Atividade de implementação conjunta – do inglês <i>Joint Implementation</i>
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
OECD	Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento – do inglês <i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
OGP	Associação Internacional dos Produtores de Óleo e Gás – do inglês <i>International Association of Oil and Gas Producers</i>
OMM	Organização Meteorológica Mundial
ONG	Organização não-governamental
PAG	Potencial de Aquecimento Global
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PDD	Documento de Concepção do Projeto – do inglês <i>Project Design Document</i>
PM	Peso molecular
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
PROCONVE	Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores
PSV	Válvula de alívio de pressão
RCEs	Reduções Certificadas de Emissões
REPLAN	Refinaria de Paulínia
REVAP	Refinaria do Vale do Paraíba
RLAM	Refinaria Landulfo Alves de Mataripe
SAR	<i>Second Assesment Report</i>
SIGEA	Sistema de Gestão das Emissões Atmosféricas
TAR	<i>Third Assesment Report</i>
UCCF	Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado
UDA	Unidade de Destilação Atmosférica
UDAV	Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo
UE	União Européia
UGH	Unidade de Geração de Hidrogênio
UKETS	Regime de comércio de emissões do Reino Unido – do inglês <i>United Kingdom Emission Trading Scheme</i> .

UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – do inglês <i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UPGN	Unidade de Produção de Gás Natural
URE	Unidade de Recuperação de Enxofre
USEPA	<i>United States Environmental Protection Agency</i>
WBCSD	Conselho Empresarial Mundial para o Desenvolvimento Sustentável – do inglês <i>World Business Council for Sustainable Development</i>
WEF	Fórum Econômico Mundial – do inglês <i>World Economic Forum</i>
WRI	Instituto de Recursos Mundiais – do inglês <i>World Resources Institute</i>

Capítulo 1

Introdução

As mudanças climáticas, associadas ao aquecimento global que, por sua vez, é atribuído pelos especialistas ao agravamento do efeito estufa, representam um dos maiores problemas ambientais da atualidade. Suas causas estão diretamente relacionadas à atividade humana, principalmente ao uso de combustíveis fósseis (IPCC, 2001a).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA¹), atualmente, petróleo e gás natural respondem por 56% da demanda global de energia. O consumo de óleo e gás continuará crescendo nas próximas décadas, principalmente nos países em desenvolvimento (IEA, 2004).

Portanto, um dos principais embates da sociedade moderna é representado pelo seguinte paradoxo: por um lado, o consumo de energia pode viabilizar conforto, mobilidade, crescimento econômico e desenvolvimento, e, por outro, o mesmo consumo apresenta sérios desafios ambientais e sociais.

Nesse contexto, o grande desafio para todas as companhias de óleo e gás natural, na condição de empresas de energia, é suprir a crescente demanda sem promover alterações na estabilidade do clima do planeta. Gigantes mundiais dessa área, como a Shell e a BP, vêm incorporando ações para mitigar as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em suas estratégias e planos de negócio (IPIECA; OGP, 2002).

¹ Do inglês *International Energy Agency*.

O primeiro passo que uma companhia pode dar no sentido de construir uma estratégia efetiva para as mudanças climáticas é conduzir um inventário das suas emissões de GEE. O inventário fornece informação valiosa sobre riscos e oportunidades de atuar em uma economia com restrição de carbono.

Por outro lado, a alta dos preços mundiais de petróleo nos primeiros anos do século XXI trouxe um foco renovado na questão de eficiência energética. A indústria de refino de petróleo, além de ser produtora, também é grande consumidora de combustíveis. O uso de energia é também a principal fonte de emissões dessa indústria, o que faz com que a melhoria da eficiência energética seja uma oportunidade atraente para reduzir emissões e custos operacionais.

A estrutura global da indústria do refino tem mudado nos últimos anos devido a novos requisitos de processo, tais como produção de derivados de maior valor agregado e atendimento de exigências ambientais para reformulação de combustíveis. Essas demandas têm como consequência a necessidade de instalação de novas unidades de processo em refinarias. Essas unidades adicionais não aumentam a capacidade da refinaria, mas aumentam seu consumo de combustível.

Assim, é possível afirmar que o aumento da eficiência energética pode ser uma estratégia eficiente e efetiva de trabalhar na direção do chamado tripé do desenvolvimento sustentável que tem foco nos aspectos sociais, econômicos e ambientais de uma estratégia de negócio.

No intuito de mostrar a importância da incorporação de uma gestão de emissões de GEE no planejamento estratégico e na estrutura de negócios de uma empresa de óleo e gás natural, a presente dissertação tem como proposta investigar oportunidades de redução das emissões de GEE para uma refinaria nacional.

Para tanto, foi necessário inicialmente analisar a problemática ambiental das mudanças climáticas e a participação da indústria de óleo e gás natural nesse contexto. Em seguida, foi realizado um levantamento das estratégias de enfrentamento do problema adotadas por três empresas de óleo e gás de abrangência distinta (nacional, multinacional e global). Após a seleção de uma metodologia de estimativa de emissões de GEE para uma companhia de óleo e gás, a mesma foi aplicada para uma refinaria nacional. Por último, foram propostas opções para a gestão

das emissões de GEE dessa refinaria, tendo como foco principal a melhoria da eficiência energética.

1.1 Objetivos

Os objetivos principais desta dissertação são a quantificação das emissões de GEE e a identificação de oportunidades de redução das mesmas para uma refinaria brasileira.

O caso tratado nesta dissertação é o da Refinaria de Paulínia (REPLAN).

Foram propostas as seguintes etapas para a consecução desses objetivos:

- Análise da problemática ambiental das mudanças climáticas e a participação da indústria de óleo e gás natural nesse contexto;
- Descrição da cadeia produtiva da indústria de óleo e gás natural e caracterização das emissões de GEE por segmento industrial;
- Levantamento das opções existentes de enfrentamento das mudanças climáticas para companhias de óleo e gás;
- Seleção de uma metodologia de estimativa de emissões de GEE para uma companhia de óleo e gás;
- Aplicação da metodologia para a quantificação das emissões de GEE de uma refinaria brasileira;
- Proposição de opções para a incorporação de uma gestão de emissões de GEE no planejamento estratégico e na estrutura de negócios de uma refinaria nacional.

1.2 Justificativa

As nações em desenvolvimento, como o Brasil, foram isentadas de reduzir suas emissões na primeira fase do Protocolo de Quioto, que vai até 2012. Porém, os países desenvolvidos têm feito crescentes pressões para a inclusão dos países emergentes num segundo período de negociação (NAE, 2005).

No Brasil, a única fonte oficial de informações sobre emissões de GEE é o primeiro inventário nacional que foi publicado em dezembro de 2004 (BRASIL, 2004). Porém, os dados nele contidos abrangem apenas o período entre 1990 e 1994.

Hoje a Petrobras é a maior empresa brasileira e a 15ª maior companhia de petróleo do mundo em termos operacionais², segundo os critérios da publicação *Petroleum Intelligence Weekly* (2004). A Petrobras é uma empresa em ascensão no panorama mundial das indústrias de óleo e gás e, portanto, sofre pressões de mercado, exercidas principalmente pelos investidores, com relação aos desempenhos econômico, ambiental e social. Nesse sentido, a Petrobras, voluntariamente, acompanha as emissões de GEE de forma sistematizada desde 2002.

Portanto, a possível inclusão do Brasil no conjunto de países que teriam metas a cumprir na segunda fase do Protocolo de Quioto, certamente envolverá a atualização de inventários de GEE e a negociação de metas para os setores principais, como o de energia. Porém, ainda existe carência de legislação que obrigue as empresas a fornecer informações, em especial no que diz respeito às emissões de GEE.

Sob a perspectiva acadêmica, o estudo do tema proposto justifica-se não só pela sua importância estratégica, mas, sobretudo, pela necessidade de fomentar uma visão crítica sobre a quantificação e a gestão de emissões de GEE para uma companhia de óleo e gás natural.

O autor tem como motivação pessoal colocar em prática a seguinte premissa: “Pensar globalmente e agir localmente!”. Desta forma, o autor propõe, na presente dissertação, um plano de ação local (contribuição da refinaria) para um problema global (mudanças climáticas).

O primeiro passo nessa empreitada é a confecção de um inventário de emissões de GEE da refinaria, que nada mais é que a tradução de outra premissa: “Quem não mede, não gerencia!”.

² A classificação das companhias é feita com base em seis critérios operacionais: reservas e produção de petróleo, reservas e produção de gás natural, capacidade de refino e volume de venda de produtos.

1.3 Metodologia

A metodologia de desenvolvimento deste trabalho é baseada nos seguintes pontos:

- Pesquisa bibliográfica;
- Utilização do programa aplicativo SANGEA que é uma ferramenta de domínio público, fornecido pelo Instituto Americano do Petróleo (API³), para a realização das estimativas de emissão de GEE;
- Obtenção de informações junto a Petrobras;
- Análise crítica das informações obtidas.

1.4 Estrutura da dissertação

Esta dissertação está dividida em oito capítulos, incluindo este Capítulo 1, introdutório, em que se apresentou o contexto, objetivo, justificativa e metodologia do trabalho.

No Capítulo 2 é tratada a questão das mudanças climáticas e sua relação com o desenvolvimento sustentável. Também é abordada a questão do desafio das mudanças climáticas na estratégia de negócios, principalmente com relação à indústria do óleo e gás natural. Depois disso, é apresentado um panorama da participação da indústria do óleo e gás nesse contexto.

No Capítulo 3 é apresentada uma visão da cadeia produtiva da indústria de óleo e gás natural através da descrição das suas principais atividades. Especial atenção é dada à caracterização das emissões de GEE por segmento industrial.

No Capítulo 4 são analisadas as estratégias de enfrentamento das mudanças climáticas adotadas por três companhias de óleo e gás natural de abrangência distinta: nacional, multinacional e global.

³ Do inglês *American Petroleum Institute*.

O Capítulo 5 aborda a importância de um inventário de emissões como ferramenta de gestão empresarial para construir uma estratégia efetiva para as mudanças climáticas. Também são descritos alguns métodos reconhecidos internacionalmente para a estimativa de emissões de GEE com ênfase naqueles que são mais adequados para aplicação na indústria de óleo e gás natural.

No Capítulo 6 é verificada a aplicação de uma ferramenta de domínio público, o programa aplicativo SANGEA, para a quantificação de emissões de GEE de uma refinaria nacional. Os resultados obtidos são comparados aos resultados apresentados no inventário de emissões da própria empresa.

No Capítulo 7 são discutidas opções para a incorporação da gestão de emissões de GEE no planejamento estratégico e na estrutura de negócios de uma refinaria nacional.

Finalmente, no Capítulo 8 são apresentadas as conclusões e recomendações para futuros trabalhos.

Capítulo 2

O desafio das mudanças climáticas para a indústria de óleo e gás

Neste capítulo é tratada a questão das mudanças climáticas e sua relação com o desenvolvimento sustentável. Em seguida é abordada a questão do desafio das mudanças climáticas na estratégia de negócios, principalmente com relação aos riscos e oportunidades que o mercado de carbono representa para a indústria de óleo e gás natural. Por último, é apresentado um panorama da participação da indústria de óleo e gás nesse contexto.

2.1 Introdução

De acordo com NAE (2005), as mudanças climáticas são consideradas um dos problemas mais relevantes da agenda internacional, com impactos diretos na vida humana, nas atividades econômicas e no aproveitamento dos recursos naturais.

Associadas ao aquecimento global, as mudanças climáticas vêm sendo causadas pela intensificação do efeito estufa provocada pelo aumento da concentração na atmosfera de certos gases, chamados de gases de efeito estufa (GEE). IPCC (2001a) descreve que o Protocolo de Quioto focaliza seis principais GEE: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF₆).

Segundo UNFCCC (2005a), evidências científicas da interferência humana no clima surgiram pela primeira vez no cenário internacional em 1979 durante a Primeira Conferência Mundial do Clima. Em 1988, por iniciativa da Organização Meteorológica Mundial (OMM) e do

Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), foi criado o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC⁴).

A principal atribuição do IPCC é analisar, de forma ampla, objetiva e sistemática, as informações científicas, técnicas e socioeconômicas disponíveis no mundo acadêmico. Os aspectos científicos do sistema climático e das mudanças climáticas são amplamente discutidos no relatório do grupo de trabalho do IPCC denominado Working Group I (IPCC, 2001b).

Os humanos não são responsáveis por todo o aquecimento recentemente observado. Mas, é indubitável que a tendência é devida aos acréscimos substanciais das emissões de CO₂ provenientes da atividade humana. Desde a metade do século XVIII, a concentração média de CO₂ da atmosfera global aumentou de 280 para 368 partes por milhão (ppm) no ano 2000. A queima de combustíveis fósseis contabiliza três quartos das emissões antrópicas e o restante está associado ao desmatamento e mudanças no uso da terra, principalmente nos trópicos. Se nenhuma medida preventiva for tomada, a concentração de CO₂ se elevará para 450-500 ppm em meados de 2050. A estimativa de elevação da temperatura média global é de 0,8 a 2,6 °C para o período de 1990 a 2050, ou ainda, de 1,4 a 5,8 °C para o período de 1990 a 2100 (IPCC, 2001a).

Neste sentido, as mudanças climáticas revelam-se como o resultado mais grave do paradoxo entre, por um lado, a necessidade de se atingir níveis sempre maiores de crescimento econômico (segundo os paradigmas de desenvolvimento ainda imperantes), e, por outro, a necessidade de se manter as condições elementares à vida na Terra. Nesse embate, o uso da energia entra não só como elemento indispensável à dinâmica do crescimento econômico, mas também como o principal fator antrópico de contribuição para o problema do aquecimento global (CUNHA, 2005).

⁴ IPCC – do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*.

2.2 Desenvolvimento sustentável

O conceito de desenvolvimento sustentável foi popularizado nos meios acadêmicos e sobretudo políticos a partir do Relatório feito em 1987 pela Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (1991), criada pela ONU com o escopo de traçar a situação do ambiente no mundo e os instrumentos de enfrentamento do problema. Esse Relatório conceitua desenvolvimento sustentável como “aquele que atende as necessidades do presente sem comprometer a possibilidade das gerações futuras de atenderem suas próprias necessidades”.

O conteúdo dessa definição, no entanto, tem sido objeto de várias discussões. Embora ainda não exista uma definição prática universalmente aceita de desenvolvimento sustentável, há um crescente consenso de que este deve incorporar três aspectos: econômico, social e ambiental. Cada aspecto corresponde a um domínio (e um sistema) que tem forças motoras e objetivos próprios e distintos. A economia é movida principalmente no sentido de melhorar o bem-estar humano, principalmente através do aumento do consumo de bens e serviços. O domínio ambiental focaliza a proteção da integridade dos sistemas ecológicos. O domínio social enfatiza o enriquecimento das relações humanas, a realização de aspirações individuais e coletivas e o fortalecimento de valores e instituições (MUNASINGHE, 2003).

A definição exata de desenvolvimento sustentável permanece como uma meta ideal, indefinível e, talvez, inalcançável. Uma estratégia menos ambiciosa, porém mais focalizada e factível, seria meramente se empenhar em “fazer um desenvolvimento mais sustentável”. Esse método incremental é mais prático, porque muitas atividades insustentáveis podem ser reconhecidas e eliminadas (MUNASINGHE, 2003).

2.2.1 Relação entre desenvolvimento sustentável e mudanças climáticas

Mudanças climáticas e desenvolvimento interagem de uma forma circular. Caminhos alternativos de desenvolvimento certamente afetarão mudanças climáticas futuras e, por sua vez, as mudanças climáticas terão um impacto no panorama do desenvolvimento sustentável. No mesmo contexto, as mudanças climáticas podem comprometer o sucesso de alguns esforços de cooperação para o desenvolvimento e vice-versa, ou seja, alguns esforços desenvolvimentistas poderiam, não intencionalmente, repercutir nos níveis de emissão e nas opções de mitigação de

um país, bem como aumentar sua vulnerabilidade às mudanças climáticas (MUNASINGHE, 2003).

Deste modo, as mudanças climáticas e o desenvolvimento sustentável interagem num ciclo dinâmico, caracterizado por defasagens significativas de tempo. A adaptação reduz os impactos dos estresses climáticos nos sistemas humanos e naturais, enquanto que a mitigação reduz emissões potenciais de GEE. Rotas de desenvolvimento afetam fortemente a capacidade tanto de adaptar como de mitigar mudanças climáticas em qualquer região (MUNASINGHE, 2003).

Portanto, os impactos das mudanças climáticas fazem parte de uma questão mais ampla de como complexos subsistemas sociais, econômicos e ambientais interagem e configuram prospectos para o desenvolvimento sustentável. Existem múltiplas ligações. Desenvolvimento econômico afeta o balanço do ecossistema e, por sua vez, é afetado pelo estado do ecossistema. Pobreza pode ser igualmente o resultado e a causa da degradação ambiental. Estilos de vida intensivos em matéria e energia e altos níveis de consumo suportados por fontes não-renováveis, bem como rápido crescimento populacional não são consistentes com formas de desenvolvimento sustentável. Analogamente, a extrema desigualdade socioeconômica entre comunidades e entre nações pode debilitar a coesão social que promoveria a sustentabilidade e que viabilizaria respostas políticas mais efetivas (MUNASINGHE, 2003).

As mudanças climáticas não são priorizadas dentro das agendas econômica e ambiental dos países em desenvolvimento, ainda que as evidências mostrem que alguns dos efeitos mais adversos das mudanças climáticas ocorrerão nesses países, onde as populações são mais vulneráveis e possuem menos possibilidades de adaptação ao problema.

Crescimento econômico e redução da pobreza são as maiores prioridades dos formuladores de políticas dos países em desenvolvimento, ainda que a mitigação das mudanças climáticas possa oferecer a esses países a oportunidade de rever as estratégias de desenvolvimento dentro de uma nova perspectiva. As considerações das mudanças climáticas renovam a urgência de algumas opções, como eficiência energética, energia renovável, políticas sustentáveis de uso da terra e levam para a discussão de um melhor entendimento das conexões com outros problemas ambientais. Elas também promovem a discussão de como aumentar a integração entre questões

ambientais e desenvolvimentistas com outras questões, como distribuição de renda. Apesar da atenção limitada dos formuladores de políticas, as políticas de mudanças climáticas poderiam promover benefícios auxiliares significativos no ambiente local. A recíproca também é verdadeira, pois existem sinergias entre as políticas de transporte, de energia, de florestamento e de sustentabilidade ambiental e os propósitos relacionados às mudanças climáticas como, por exemplo, mitigação e adaptação (BEG et al., 2002).

2.3 O Protocolo de Quioto

A resposta política internacional às alterações climáticas tomou corpo com a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC⁵). A convenção foi aberta para assinatura na Conferência ECO-92, no Rio de Janeiro, com o objetivo de “estabilizar as concentrações de GEE na atmosfera em níveis seguros”. Em março de 1994, após a assinatura de 166 países, a convenção entrou em vigor. Desde então, as Partes – aqueles países que ratificaram o tratado – têm se reunido anualmente na Conferência das Partes (COP) para promover e monitorar a implementação da convenção que, até novembro de 2004, contava com a adesão de 189 nações (NAE, 2005).

Após extensas negociações, foi possível realizar, em dezembro de 1997, a reunião da COP 3 em Quioto (Japão). Na ocasião, foi apresentada para ratificação das Partes uma proposta que estabelecia compromissos de redução de emissão para os países desenvolvidos. O Protocolo de Quioto estabeleceu regras gerais relacionadas às metas por país, mas não detalhou a maneira como seriam atingidas. Para os países desenvolvidos e para aqueles em fase de transição para uma economia de mercado (países listados no Anexo I da convenção), o Protocolo estabeleceu um compromisso de redução de emissões totais de GEE para níveis inferiores em, pelo menos, 5% dos praticados em 1990. O Protocolo definiu também que essa redução ou limitação, que varia de país a país, deverá ser cumprida entre os anos de 2008 e 2012 (o Primeiro Período de Cumprimento do Protocolo de Quioto) (UNFCCC, 2005a).

⁵ UNFCCC – do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change*.

Estabeleceram-se ainda três mecanismos para auxiliar os países do Anexo I a atingirem suas metas nacionais de redução ou limitação de emissões (quantidades atribuídas) a custos mais baixos: um sistema de comércio internacional de emissões (IET⁶), que permite que um país compre de outro cotas de reduções realizadas; Implementação Conjunta (JI⁷), que possibilita que os países realizem juntos projetos de redução de emissões; e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL ou CDM⁸, em inglês), que permite que os países do Anexo I se beneficiem das reduções de emissões realizadas em países em desenvolvimento (países ou Partes do não-Anexo I, sem compromissos de redução de emissão definidos para o primeiro período do Protocolo) (UNFCCC, 2005a).

Oitenta e quatro países assinaram o Protocolo de Quioto, que, para entrar em vigor, deveria ser ratificado por pelo menos 55 dos países signatários, incluído entre eles um conjunto de países do Anexo I responsáveis por no mínimo 55% das emissões mundiais de CO₂ em 1990 (UNFCCC, 2005a).

Em março de 2001, os Estados Unidos anunciaram sua oposição ao Protocolo, declarando-o fatalmente falho por isentar os países em desenvolvimento da redução ou limitação das emissões e por ser passível de comprometer sua economia. Durante a COP 7, em Marrakesh, houve consenso sobre a adoção de um conjunto de decisões abrangentes sobre as regras e procedimentos para implementação do Protocolo de Quioto e seus mecanismos de flexibilização. Este conjunto de decisões ficou conhecido como “Os Acordos de Marrakesh” (UNFCCC, 2005a).

Após diversos impasses, a ratificação da Rússia, ocorrida em 18 de novembro de 2004, possibilitou a entrada em vigor deste tratado em 16 de fevereiro de 2005.

⁶ IET – do inglês *International Emissions Trading*.

⁷ JI – do inglês *Joint Implementation*.

⁸ CDM – do inglês *Clean Development Mechanism*.

2.3.1 Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

O Protocolo de Quioto, além de estabelecer as metas de redução, também criou instrumentos de flexibilização para facilitar o cumprimento dessas metas. O Brasil influenciou de forma decisiva na inclusão do MDL no Protocolo.

O MDL é um mecanismo de flexibilização estabelecido no artigo 12 do Protocolo de Quioto, com o objetivo de ajudar os países desenvolvidos (Anexo I) a atingir suas metas de redução de emissão e promover o desenvolvimento sustentável nos países em desenvolvimento. O MDL permite aos países do Anexo I gerar ou comprar reduções certificadas de emissões (RCEs) de projetos desenvolvidos em países fora do Anexo I. Em contrapartida, estes países têm acesso a recursos financeiros e tecnologias.

Cunha (2005), em sua dissertação de mestrado, apresenta um relato minucioso da evolução do MDL e suas perspectivas.

2.4 Mercado de carbono

As transações de redução de emissões não se têm resumido aos instrumentos criados no âmbito do Protocolo de Quioto. Outros mercados regionais, locais e voluntários têm levado ao surgimento de um mercado maior, chamado mercado de carbono. Cunha (2005) descreve que todos esses regimes de mercado, inclusive os três mecanismos de flexibilização previstos no Protocolo de Quioto, encontram fundamento na teoria macroeconômica explicada a seguir.

Por muito tempo, a natureza foi vista pelos pensadores da teoria econômica apenas como provedora de recursos naturais, indispensáveis à produção de bens e à atividade econômica. Essa visão é bem marcante na teoria neoclássica, centrada no paradigma do crescimento econômico, segundo o qual os recursos ambientais, entendidos como insumos reproduzíveis e ilimitados, representam, juntamente com o capital humano e tecnológico, os fatores que permitem a acumulação do capital (SUAREZ, 1996).

A partir da década de 50, quando começaram a aparecer os primeiros sinais de esgotamento dos recursos naturais, a teoria neoclássica passou a ser cada vez mais criticada. A resposta

imediate veio com a reformulação da teoria, que passou a incorporar as questões ambientais dentro de sua análise. Surgiu, com isso, a chamada economia do meio ambiente, de enfoque neoliberal, sustentada basicamente na idéia de externalidades (SUAREZ, 2000).

As primeiras soluções para o problema da poluição como externalidade negativa restringiram-se a vislumbrar modos de incorporação dos custos externos no preço dos produtos colocados no mercado, destacando-se as concepções das taxas de Pigou e dos direitos de propriedade de Coase. Enquanto aquele defendia a idéia de poluição ótima, este defendia a criação de direitos de propriedade, que poderiam ser livremente negociáveis. Tendo como base essas duas concepções, a idéia principal da economia ambiental era internalizar os problemas ambientais transformando os elementos da natureza – ar, água, biodiversidade – em bens econômicos, suscetíveis de apropriação e, com isso, inserindo-os na dinâmica do mercado (ROMEIRO; SALLES FILHO, 1999).

No entanto, a inviabilidade prática dessas duas concepções levou ao reconhecimento de que não é possível tratar a problemática ambiental apenas através desses instrumentos puramente econômicos. Era preciso também que o Estado, antes afastado do mercado, pudesse intervir por meio de medidas regulatórias e mandatórias, chamadas de “comando e controle” (ROMEIRO, 1999).

Contudo, dados os altos custos dessas medidas e sua comprovada incapacidade de também lidar com a questão ambiental, começou-se a vislumbrar o que hoje se concebe como *second best policies*. Em termos gerais, elas propõem a conciliação entre instrumentos econômicos e medidas de comando e controle. As principais soluções defendidas por estas políticas são a taxação, os subsídios ou subvenções, a negociação e o acordo voluntário entre as partes e, por fim, o mercado de permissões ou direitos de poluir, como, por exemplo, o Mercado de Carbono (FAUCHEUX; NOEL, 1995).

2.4.1 Mercado criado pelo Protocolo de Quioto

Tomando como base os custos econômicos da mitigação para os países desenvolvidos, e fundamentando-se na teoria econômica das externalidades, o Protocolo de Quioto instaura os mecanismos de flexibilização, e, com eles, a possibilidade de transações internacionais das

reduções oriundas desses mecanismos. Com o IET, previsto no artigo 17 do Protocolo de Quioto, as reduções internas das Partes do Anexo I que excederem suas metas quantificadas de redução de emissões poderão ser transacionadas entre eles. Cria-se assim um mercado exclusivo aos países desenvolvidos. Já os mecanismos JI e MDL não criam mercados, apenas dão condições para o seu surgimento, através das RCEs (CUNHA, 2005).

2.4.2 Outros mercados

Os mercados nacionais e regionais de emissões de carbono estão a despontar no cenário internacional como instrumentos criados no intuito de auxiliar os países na consecução das metas de redução previstas no Protocolo de Quioto. Alguns exemplos são:

a) Regime de comércio de permissões de emissão no Reino Unido (*UK Emissions Trading Scheme – UKETS*): em abril de 2002, por meio de incentivo financeiro de £215 milhões, o governo realizou uma primeira chamada na qual empresas que voluntariamente quisessem participar do programa poderiam “vender” compromissos de redução ao próprio governo. Em troca, as empresas manteriam suas emissões no período de 2002-2006 abaixo dos níveis de 1998-2000 (DEFRA, 2001). As empresas químicas, como Ineos Fluor, DuPont e Rhodia são as maiores participantes. Em seguida estão as companhias de petróleo, como BP e Shell. Nos primeiros cinco meses de 2004 foram transacionadas 300.000 toneladas de CO₂, com preços entre £2 e £4 por tonelada (LECOCQ, 2004).

b) União Européia (UE) e o *Emissions Trading Scheme for Greenhouse Gases (ETS)*: Cogitando a não entrada em vigor do Protocolo de Quioto e formalizando ações internas de mitigação, a UE instituiu, em 2003, o regime de comércio de licenças de emissão de GEE. Por meio desse regime, com início previsto para 2005, aos Estados-membros seriam alocadas licenças de emissão que poderiam ser livremente negociadas entre eles. A UE é hoje a peça principal nos esforços globais para o enfrentamento das mudanças climáticas, seja porque é um dos maiores emissores mundiais de GEE (25% das emissões globais), seja porque é o principal agente estratégico nas negociações que se realizam no âmbito das Nações Unidas (CHRISTIANSEN; WETTESTAD, 2003).

c) *Chicago Climate Exchange (CCX)*: a bolsa norte-americana de carbono teve início em dezembro de 2003 com a participação de 19 entidades norte-americanas no intuito de voluntariamente reduzirem as emissões dos gases de efeito estufa em 1% ao ano durante um período de quatro anos (BROWNE, 2004).

2.4.3 Mercado internacional de carbono

Apesar de incipiente, o mercado de emissões de carbono, formado pelos mecanismos do Protocolo de Quioto e outros regimes, está em operação e já é possível perceber uma evolução no valor de transação do crédito de emissão de carbono. Antes da ratificação do Protocolo de Quioto pela Rússia, a incerteza e a falta de regras sobre o comportamento do mercado vinham interferindo no valor do crédito de carbono transacionado, com variação de janeiro a abril de 2004 entre US\$ 0,37 e US\$ 15 por tonelada de CO₂ (NAE, 2005). Koh (2006) mostra que, desde que o comércio de emissões de carbono começou a decolar com a implementação do ETS, em janeiro de 2005, o preço de uma permissão para emitir uma tonelada de CO₂ subiu de €8 para cerca de €27 em março de 2006, atingindo um pico de €29 em julho de 2005.

O aumento repentino dos preços de óleo e gás natural nos anos 2004 e 2005 ajudou a nivelar a competição entre as energias renovável e não-renovável. Energia renovável não é a única opção para companhias que enfrentam custos crescentes. Elas podem também investir em tecnologias mais eficientes nas instalações industriais existentes para reduzir as emissões, ou podem obter créditos de carbono através do MDL.

O aumento dos preços da permissão de CO₂ está encorajando cada vez mais que as companhias tirem proveito do MDL e, então, comercializem RCEs que estão se valorizando rapidamente.

Por exemplo, Koh (2006) relata que, em março de 2006, a multinacional francesa do ramo químico Rhodia anunciou um projeto que vai gerar cerca de 100 milhões de RCEs em sete anos. As estimativas de faturamento da empresa estão entre €468 milhões e €2,3 bilhões no período de 2007 a 2012. Esses créditos serão gerados em duas plantas de poliamida, uma no Brasil e outra na Coreia, pela destruição do N₂O produzido nessas plantas através de processos de combustão.

Koh (2006) descreve que, embora o sistema de comércio de emissões premie claramente companhias como a Rhodia, que podem reduzir suas emissões pela concessão de uma valiosa *commodity* que pode ser vendida, uma surpreendente característica do sistema é a maneira pela qual ele tem premiado substancialmente alguns dos maiores poluidores.

Ironicamente, são os geradores de eletricidade, que produzem quase um terço do total de emissões de CO₂ da União Européia e que são a maior categoria individual entre os grupos de poluidores, que têm desfrutado dos maiores benefícios financeiros desse esquema. Koh (2006) descreve que companhias geradoras de eletricidade da França, Alemanha e Reino Unido receberam um benefício inesperado⁹ de mais de €4,6 bilhões ao longo de 2005, somente com a introdução do mercado de carbono. Esses benefícios anuais surgem devido à existência de uma grande diferença entre o valor de mercado das permissões de CO₂ e o custo real que elas representam para as companhias elétricas. Essa diferença tem origem no fato de que a maioria das permissões é concedida gratuitamente para as companhias. Além disso, elas podem facilmente repassar esses custos diretamente para os consumidores.

Os ambientalistas possivelmente não previram que os maiores poluidores estariam entre os maiores beneficiários do comércio de emissões, mas essa possibilidade não escapou de alguns pioneiros dos derivativos energéticos. Koh (2006) relata que a empresa Enron sempre foi reconhecida como uma defensora de um regime de emissões nos EUA e que seus executivos acreditavam que tal sistema promoveria muito mais o negócio da empresa que qualquer outra iniciativa de regulamentação do setor energético na Europa e nos EUA.

A consultoria Point Carbon (2006) afirma que, em 2005, o mercado global de carbono envolveu transações de 799 milhões de toneladas de CO₂ Eq. que correspondem ao valor de €9,4 bilhões. De acordo com Koh (2006), o mercado de carbono ainda está na sua infância. Os volumes comercializados têm aumentado, mas situam-se numa média de apenas três milhões de toneladas por dia.

⁹ Do inglês *windfall profit*.

A estrutura do sistema, que reduz o número de permissões disponíveis a cada ano, e a dificuldade de reduzir as emissões, pelo menos no curto prazo, fazem com que o investimento no crescente mercado de carbono seja uma boa aposta.

Koh (2006) afirma que o mercado de emissões está tendo um grande impacto nas *commodities* de energia e nas indústrias. Também parece que ele está tendo sucesso nos seus objetivos através da internalização dos custos das emissões de CO₂ e favorecendo as fontes renováveis de energia.

O MDL também está provando o seu valor. Em 2005, os contratos de MDL totalizaram 397 milhões de toneladas de CO₂ Eq., o que significa que houve um fluxo de capital de €2 bilhões dos países desenvolvidos para os países em desenvolvimento (POINT CARBON, 2006).

2.5 Desafio das mudanças climáticas na estratégia de negócios

O aquecimento global esteve na pauta de ambientalistas por anos. Mas está se transformando também em uma questão “verde” de outro tipo, discutida não somente em termos ecológicos, mas também como um problema que pode custar bilhões de dólares às corporações e seus investidores. Munich Re, uma grande companhia alemã de seguros, estima que o aquecimento global custará 300 bilhões de dólares anuais em 2050 devido a danos climáticos, poluição, perdas industriais e agrícolas. As companhias também podem enfrentar despesas inesperadas por causa das futuras regulamentações, multas e taxas em produtos que produzem GEE (CORTESE, 2002).

O impacto do aquecimento global varia conforme o setor. As companhias de óleo e gás serão diretamente afetadas por mudanças na política de energia.

Algumas delas estão prestes a perder mais de 6% de seu valor de mercado acionário em consequência do risco ambiental projetado para a década seguinte, de acordo com um relatório de ambientalistas norte-americanos. A análise do Instituto de Recursos Mundiais (WRI¹⁰) das 16

¹⁰ WRI – do inglês *World Resources Institute*.

principais companhias de óleo e gás¹¹ advertiu os acionistas que as ações para prevenir as mudanças climáticas e os impedimentos à perfuração em áreas ambientais sensíveis poderiam atingi-los onde mais os fazem sofrer: em sua cotação de mercado (ENERGY INTELLIGENCE GROUP, 2002).

De acordo com IPCC (2001a), pelo menos até 2020 o suprimento energético continuará sendo dominado pelos relativamente baratos e abundantes combustíveis fósseis.

O grande desafio para todas as companhias de óleo e gás é de ser inteiramente transparente, demonstrando a relevância de fatores de risco ambiental relacionados ao negócio. Trabalhos pioneiros foram realizados em algumas grandes empresas, tais como BP e Shell, que vêm incorporando ações para mitigar as emissões de GEE em suas estratégias e planos de negócio (IPIECA; OGP, 2002).

Essas duas empresas publicam Relatórios Anuais de Sustentabilidade e são participantes do Índice Dow Jones de Sustentabilidade (DJSI¹²), o índice bolsista, criado em 1999, que é composto por um rol seletivo de empresas que demonstram que a sua capacidade de gerar mais lucros em longo prazo para os acionistas está associada a uma filosofia de desenvolvimento sustentável.

A interação entre as mudanças climáticas e o desenvolvimento sustentável estabelece um desafio de sobrevivência para as companhias de óleo e gás, muitas das quais se intitulam como empresas de energia. Almeida (2002) descreve que na marca BP está embutida a idéia *beyond petroleum* (“além do petróleo”), sob a qual a empresa promove iniciativas para conservar o petróleo e para substituí-lo por alternativas energéticas mais limpas e renováveis.

Outro exemplo está na indústria de refino de petróleo que é uma grande usuária de energia na forma de combustíveis, vapor e eletricidade. Em geral, a energia é o maior custo operacional de uma refinaria. Valero é uma companhia norte-americana de óleo e gás que vem desenvolvendo

¹¹ São elas: Exxon Mobil, BP, Royal Dutch/Shell, Amerada Hess, Apache, Burlington Resources, ChevronTexaco, ConocoPhillips, ENI, Occidental, Repsol, YPF, Sunoco, Total Fina Elf, Unocal, Valero e Enterprise Oil (de propriedade da Shell).

¹² DJSI – do inglês *Dow Jones Sustainability Index*.

uma estratégia, nas suas 14 refinarias, para se tornar referência em desempenho energético no ano de 2009 (FAAGAU; SEILLIER; PETELA, 2005). A eficiência energética não reduz apenas custos, mas emissões também. Se todos os projetos para o período 2004-2008 funcionarem como planejado, a empresa reduzirá suas emissões de GEE em 1,8 milhões de toneladas por ano, o que representa 8,5% da emissão total de GEE de 21,2 milhões de toneladas por ano, tendo como referência o inventário do ano de 2003 (VALERO ENERGY CORPORATION, 2006).

2.6 Panorama da indústria de óleo e gás

Na Tabela 2.1 estão apresentadas as participações das fontes primárias na Oferta Interna de Energia (OIE) do Brasil e do mundo de acordo com BRASIL (2005).

Tabela 2.1 – Participações das fontes primárias na Oferta Interna de Energia

Fonte Primária	Brasil - 2004 Participação na OIE (%)	Mundo - 2002 Participação na OIE (%)
Petróleo e derivados	39,0	34,9
Gás natural	8,9	21,2
Carvão mineral	6,6	23,5
Urânio	1,5	6,8
Hidráulica e eletricidade	14,4	2,2
Biomassa	29,6	11,4

Fonte: adaptado de BRASIL (2005).

A partir dos dados apresentados é possível verificar que petróleo e gás natural correspondem à cerca de metade da demanda energética atual do Brasil e do mundo.

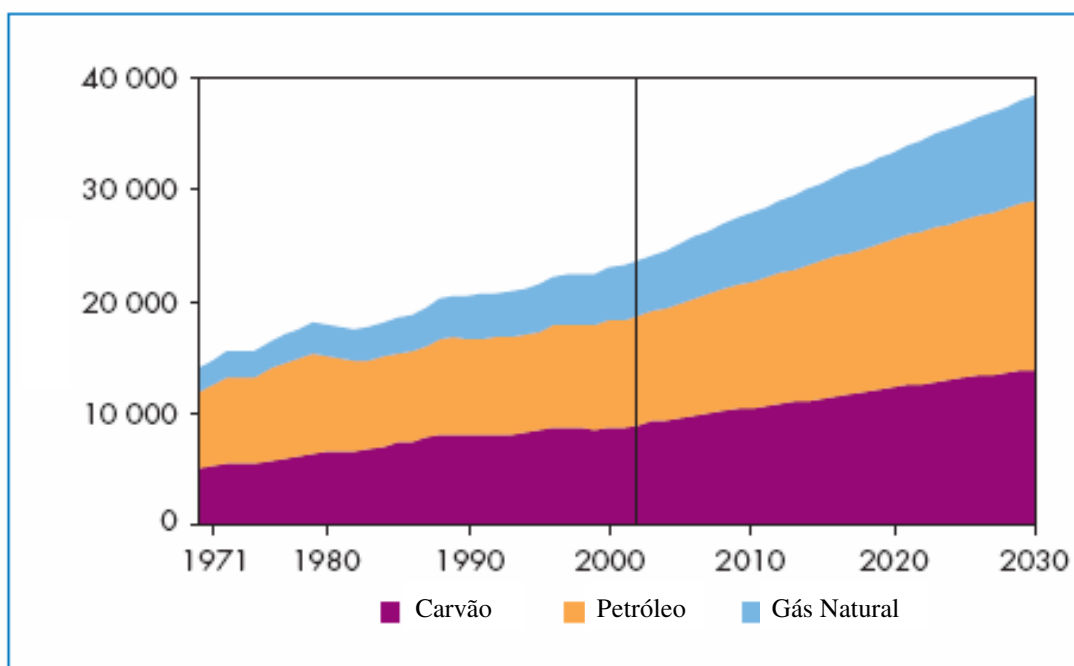
O relatório da IEA (2004) apresenta um Cenário de Referência com uma projeção da evolução do mercado energético no período 2002-2030. Esse cenário é baseado num conjunto de hipóteses sobre políticas governamentais, condições macroeconômicas, crescimento populacional, preços de energia e tecnologia. O Cenário de Referência considera apenas as políticas governamentais e medidas que já estavam aprovadas, embora não necessariamente implementadas, em meados de 2004. As projeções desse cenário devem ser consideradas como uma visão de referência de como o sistema energético global evoluirá se os governos não adotarem medidas adicionais a aquelas já assumidas.

As principais tendências globais de energia apresentadas pela IEA (2004) são:

- A demanda mundial de energia primária aumentará em torno de 60% entre 2002 e 2030, atingindo 16,5 bilhões de toneladas de óleo equivalente. Os países em desenvolvimento responderão por dois terços do aumento. A taxa anual de crescimento da demanda mundial de energia será de 1,7% nesse período, que é menor que a taxa anual de 2% das últimas três décadas;
- Os combustíveis fósseis continuarão a dominar o uso global de energia. Sua participação na demanda total aumentará discretamente de 80% em 2002 para 82% em 2030. Petróleo permanecerá como a fonte primária mais usada com uma participação de 35%, seguido pelo gás natural com 25%. Os setores de transporte e geração de energia responderão por uma parcela crescente da energia global dentro do período considerado;
- A demanda mundial de petróleo crescerá 1,6% por ano, passando de 77 milhões de barris por dia em 2002 para 121 milhões de barris por dia em 2030. A demanda continuará a crescer mais rapidamente nos países em desenvolvimento, como no caso do Brasil, cuja demanda dobrará no período considerado, passando de 1,8 para 3,6 milhões de barris por dia;
- Entre as fontes primárias de energia, o gás natural terá o maior aumento de consumo em termos absolutos, praticamente dobrando o valor atual para 4,1 bilhões de toneladas de óleo equivalente em 2030. A demanda crescerá numa média anual de 2,3% e o maior responsável pelo aumento será o setor de geração de energia elétrica. A participação do gás na demanda mundial de energia primária aumentará de 21% em 2002 para 25% em 2030. As reservas de gás podem facilmente atender essa projeção de aumento;
- As emissões globais de CO₂ relacionadas ao uso de energia crescerão 1,7% por ano, passando de 23,6 bilhões de toneladas em 2002 para 38,2 bilhões de toneladas em 2030, o que equivale a um aumento de 62%. Os países em desenvolvimento responderão por mais de dois terços do aumento. Em meados de 2010, as emissões de CO₂ serão 39% maiores que em 1990. Conforme mostrado na Figura 2.1, no período

projetado o petróleo será responsável por 37% do aumento das emissões, o carvão por 33% e o gás natural por 30%. As emissões referentes ao gás natural crescerão mais rapidamente, dobrando entre 2002 e 2030.

Portanto, as projeções da IEA (2004) mostram que, apesar da crescente preocupação da sociedade com as mudanças climáticas, a indústria de óleo e gás continuará crescendo e será responsável por 60% da demanda energética global em 2030.



**Figura 2.1 – Emissões globais de CO₂ por combustíveis fósseis
(em milhões de toneladas por ano)**
Fonte: adaptado de IEA (2004).

Capítulo 3

Indústria de óleo e gás

Neste Capítulo é apresentado um panorama da cadeia produtiva da indústria de óleo e gás através da descrição das suas principais atividades. Em seguida, é abordada a questão de emissões de GEE da indústria do petróleo com relação à tipologia de fontes de emissão e caracterização das emissões por segmento industrial.

3.1 Cadeia produtiva da indústria do óleo e gás

De acordo com AWMA (1992), a indústria do petróleo é organizada em quatro segmentos principais:

- Exploração e Produção;
- Transporte;
- Refino;
- Comercialização.

Esses segmentos incluem as operações que produzem óleo bruto e gás natural (matérias-primas da indústria do petróleo), que transformam essas matérias-primas em produtos refinados, que transportam ambos, matérias-primas e produtos refinados, de um lugar para outro e que comercializam alguns dos produtos refinados (como a gasolina) para consumidores. Embora os segmentos industriais sejam inter-relacionados, cada segmento tem funções únicas que envolvem

diferentes operações e equipamentos. Na Figura 3.1 está mostrada de forma esquemática a inter-relação entre os quatro segmentos industriais com o fluxo dos produtos da indústria do petróleo.

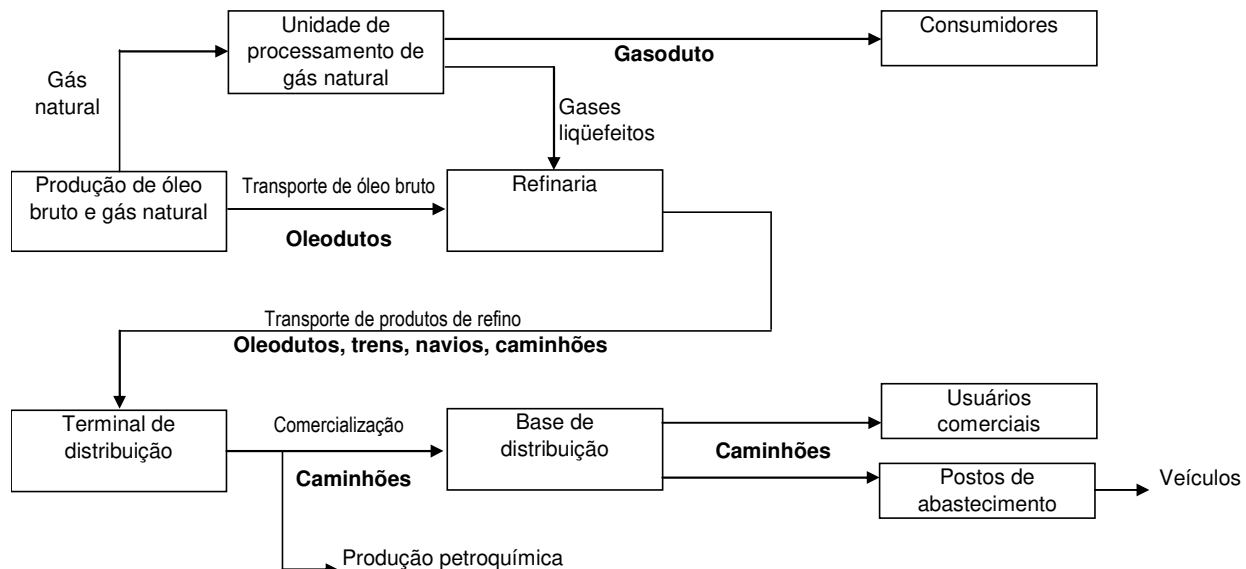


Figura 3.1 – Fluxograma da indústria do petróleo

Fonte: adaptado de AWMA (1992).

Segundo Petrobras (2005), na indústria de óleo e gás o segmento de Exploração e Produção é usualmente denominado como *upstream*, enquanto que o bloco formado pelos outros três segmentos é denominado como *downstream*.

AWMA (1992) descreve que as operações da indústria do petróleo começam com a exploração para localizar novas fontes de óleo bruto e de gás natural. Quando fontes potenciais são localizadas, poços são perfurados para confirmar a presença de óleo ou gás e para determinar se as reservas são suficientes para sustentar a produção.

Durante a produção, óleo bruto e gás natural são recuperados dos poços e preparados para o transporte a partir do campo de produção. O óleo doméstico produzido em terra (*onshore*) é transportado do campo para as refinarias por uma rede de oleodutos. O óleo doméstico produzido no mar (*offshore*) e o óleo importado são transportados por navios até os terminais de recebimento e distribuição.

O gás natural pode ser produzido sozinho ou associado com o óleo bruto e, geralmente, deve ser processado numa planta de gás para tornar-se adequado ao uso do consumidor.

Na refinaria, o óleo bruto é convertido em uma grande variedade de produtos, como combustíveis e matérias-primas para a indústria petroquímica. As operações de refino incluem separações físicas dos componentes do óleo bruto, conversões químicas e processos de tratamento para gerar os produtos desejados. Os derivados de petróleo são transportados por oleodutos, trens, navios e caminhões para terminais de distribuição e, algumas vezes, diretamente para os consumidores. Os terminais de distribuição fazem parte do segmento de comercialização. A partir desses terminais, caminhões transportam os derivados de petróleo para grandes consumidores comerciais, ou no caso da gasolina, para postos de abastecimento.

Como os quatro segmentos da indústria petroleira são significativamente diferentes em termos de função, eles serão discutidos separadamente.

Companhias integradas de petróleo também podem ter operações associadas com a geração de energia elétrica, calor e vapor, mineração e fabricação de petroquímicos (API, 2004).

Atualmente, por uma questão de estratégia, as companhias integradas de petróleo também têm investido em alternativas energéticas mais limpas e renováveis, o que levou a utilização de um conceito mais abrangente de empresas de energia.

3.1.1 Exploração e Produção

O primeiro segmento da indústria do petróleo, E&P, envolve a recuperação do gás natural e do óleo bruto de reservatórios subterrâneos. De acordo com AWMA (1992), esse segmento industrial inclui quatro atividades principais: (1) exploração e preparação do local do poço, (2) perfuração, (3) processamento do óleo e do gás e (4) recuperação intensiva¹³.

¹³ Do inglês *enhanced recovery*.

Exploração e preparação do local do poço. Sísmica e outros métodos geofísicos são usados para localizar formações subterrâneas que sinalizem a presença potencial de reservatórios de óleo e gás. Quando uma provável formação é localizada, a perfuração é o único meio de confirmar que óleo e gás estão presentes. As atividades de exploração e preparação do local do poço não contribuem significativamente para emissões atmosféricas e, por isso, não serão detalhadas nesta dissertação.

Perfuração. As operações de perfuração incluem as atividades necessárias para escavar a crosta terrestre de forma a ter acesso aos reservatórios de óleo bruto e gás natural. Equipamentos de combustão interna, freqüentemente movidos a diesel ou gás natural, fornecem a energia para movimentar os equipamentos de perfuração, circular as lamas de perfuração (lubrificantes) e remover os refugos do processo. Uma vez que o poço tenha sido completado e esteja produzindo óleo e gás instala-se um arranjo de válvulas de alta pressão, conhecido como “árvore de natal”, para controlar a produção. À medida que o poço envelhece, uma unidade de bombeamento pode ser necessária para ajudar a trazer o produto para a superfície do poço. As bombas podem ser acionadas por motores elétricos ou equipamentos de combustão interna.

Processamento do óleo e do gás. O objetivo global da instalação de produção é preparar o óleo e o gás para transporte em dutos. O óleo é usualmente transferido para um terminal e eventualmente para uma refinaria enquanto que o gás pode ser vendido a uma companhia para posterior revenda ou transportado diretamente a uma planta de gás para tratamento adicional. Diversos tipos de equipamentos de processo podem ser necessários numa instalação de produção, dependendo da qualidade do produto no poço e se existe ou não produção conjunta de óleo e gás. A primeira etapa de processamento empregada em muitas instalações envolve a separação de óleo, gás e água produzidos no poço. Os separadores possuem apenas um estágio de separação e, em muitos casos, uma separação adicional de água das correntes de óleo e gás pode ser necessária. Água no óleo pode formar uma emulsão. Essa emulsão é quebrada usando-se calor em aquecedores ou energia elétrica em equipamentos específicos que produzem um efeito de coalescência eletrostática¹⁴. O óleo tratado escoar desses equipamentos para os tanques de

¹⁴ Do inglês *electrostatic coalescers*.

armazenamento antes de ser transferido para o oleoduto. A água proveniente da quebra da emulsão é filtrada e armazenada em tanques de água antes de ser injetada de volta ao poço, ou descartada de outra forma. O gás natural que sai do primeiro estágio de separadores é composto basicamente de metano com quantidades menores de etano, propano, butano e gasolina natural. Ele também pode conter impurezas como dióxido de carbono (CO_2), sulfeto de hidrogênio (H_2S) e água. Água é removida através da passagem do gás em equipamentos como os desidratadores a glicol. As etapas de “adoçamento”¹⁵ de gás e separação de produtos são geralmente conduzidas numa planta de gás que não faz parte da instalação de produção de óleo e gás. Para tratar o gás natural “ácido”, H_2S e CO_2 são geralmente removidos do gás utilizando-se uma solução de amina numa torre de absorção. A maioria das plantas de gás usa o processo de absorção refrigerada onde todos os hidrocarbonetos, exceto metano, são absorvidos por um óleo operando a baixa temperatura. O metano é transferido para os dutos das companhias de gás. Os componentes mais pesados são separados do óleo de absorção e entre si em colunas de fracionamento (destilação). Depois da separação, esses hidrocarbonetos são transferidos para uma refinaria para processamento adicional ou, no caso de propano e butano, vendidos diretamente aos consumidores.

Recuperação intensiva. Várias técnicas são usadas para aumentar a derradeira produção de óleo e gás de um reservatório: injeção de água, injeção de gás (CO ou CO_2), processos térmicos, tratamento ácido e fraturamento. A injeção de água é o processo mais largamente aplicado dentre essas técnicas. A água recuperada na produção de óleo e gás é combinada com água bombeada de poços de água e então injetada no reservatório, forçando o gás e o óleo em direção ao poço de produção. Todas as técnicas envolvem o uso de bombas e compressores movidos por motores de combustão interna.

¹⁵ Do inglês *sweetening*, cujo significado no contexto em estudo é tratamento (do gás).

3.1.2 Transporte

Segundo AWMA (1992), esse segmento da indústria do petróleo inclui as operações de transporte utilizadas para movimentar matérias-primas e produtos refinados entre os outros diversos segmentos inter-relacionados. Isso inclui o transporte de óleo e gás das instalações dos campos de produção até as refinarias e plantas de gás, bem como o transporte de produtos refinados até os terminais de distribuição.

A maior parte do óleo bruto doméstico é transportada das instalações dos campos de produção até as refinarias através de uma rede de oleodutos. O óleo bruto é introduzido nesses oleodutos através de estações de bombeamento que são equipadas com motores elétricos, máquinas a vapor ou turbinas a gás. O óleo bruto também é transportado de algumas instalações de produção por navios, vagões e caminhões. De modo diferente, o óleo bruto importado chega por navios e é descarregado em terminais marítimos. Após o processamento do óleo bruto nas refinarias, os produtos refinados são transportados das refinarias até os terminais de distribuição através de oleodutos, navios, vagões e caminhões.

3.1.3 Refino

O segmento de refino é composto de todas as plantas de refino que processam petróleo e fabricam produtos acabados, principalmente combustíveis, petroquímicos, óleos lubrificantes, óleos especiais e asfalto.

O refino de petróleo é constituído por uma seqüência de processos, normalmente estruturados em plantas industriais interligadas dentro de uma refinaria, que poderiam ser classificados inicialmente em três grandes grupos: processos físicos, processos químicos e processos de tratamento (CONCAWE, 1999).

Os processos físicos são os que separam a mistura em seus componentes através de várias etapas de destilação que, por sua vez, separam os hidrocarbonetos do petróleo em frações com faixas de ebulição mais estreitas. Os processos químicos são os que promovem uma modificação na estrutura dos componentes, através de reações entre os hidrocarbonetos, e têm como exemplos os processos de craqueamento, coqueamento, reforma, alquilação e isomerização. Já os processos

de tratamento separam e removem produtos indesejáveis do petróleo e de suas frações, gerando produtos de maior valor econômico ou químico. Como exemplos de processos de tratamento estão os hidrotratamentos¹⁶, que removem enxofre e nitrogênio do petróleo ou de suas frações, processos de “adoçamento” e tratamento de águas ácidas.

Dentro de um enfoque ambiental, a USEPA (1995) classifica as unidades de processo de uma refinaria em cinco categorias:

- Processos de Separação: Destilação atmosférica; Destilação a vácuo; Recuperação de gás;
- Processos de Conversão: Craqueamento (térmico e catalítico); Reforma Catalítica; Alquilação; Polimerização; Isomerização; Coqueamento; Viscorredução;
- Processos de Tratamento: Hidrodessulfurização; Hidrotratamento; Dessulfurização; Remoção de gás ácido; Desasfaltação;
- Processos de Estocagem e Movimentação: Estocagem; Mistura; Carregamento; Descarregamento;
- Processos Auxiliares: Geração de utilidades (água tratada, vapor e energia elétrica); Tratamento de efluentes hídricos; Produção de hidrogênio; Recuperação de enxofre; Torres de resfriamento; Sistema de descarga (*blowdown*); Motores de compressão.

Independente da classificação escolhida para caracterizar os processos de refino, as unidades que o compõem são unidades de tecnologia conhecida e difundida. Os segredos industriais do processo de refino estão ligados principalmente ao uso e ao desenvolvimento de catalisadores para os processos de conversão e tratamento, à busca de condições ótimas de processo e às alterações em equipamentos, aumentando o rendimento da unidade e reduzindo o consumo de insumos (STELLING, 2004).

¹⁶ Do inglês *hydrotreating*, termo técnico usado na indústria do refino para designar processos de tratamento que utilizam hidrogênio para remover impurezas (principalmente produtos contendo enxofre, nitrogênio e oxigênio) de frações do petróleo.

Portanto, a indústria de refino de petróleo utiliza uma grande variedade de processos sempre com o objetivo de obter produtos de maior valor agregado. Em função do tipo de petróleo processado e dos produtos esperados em uma refinaria, o perfil das unidades de processo tem diferenças significativas. Será apresentada a seguir uma breve descrição das principais unidades de processo existentes em refinarias de petróleo.

O petróleo, ao chegar à refinaria, fica estocado em um parque de tancagem. Estes tanques são drenados para a remoção grosseira da água acumulada e o petróleo é então bombeado para unidades de destilação.

Destilação. É o processo básico de separação do petróleo, baseado na diferença de pontos de ebulição dos seus constituintes. Consiste na vaporização e posterior condensação devido à ação de temperatura e pressão. É usada em larga escala no refino, e pode ser feita em diferentes níveis de pressões. Assim, podemos ter a destilação atmosférica, a destilação a vácuo e o pré-fracionamento (pré-*flash*). Esse processo tem como objetivo a obtenção das frações básicas do petróleo: gás combustível, gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta, querosene, gasóleo atmosférico (diesel), gasóleo de vácuo e resíduo de vácuo. A unidade de destilação de petróleo existe sempre, independente do esquema de refino existente. É o principal processo, a partir do qual os demais são alimentados (ABADIE, 2006).

Reforma Catalítica. Tem por objetivo principal transformar uma nafta de destilação direta, rica em hidrocarbonetos parafínicos, em outra rica em hidrocarbonetos aromáticos. É, portanto, um processo de aromatização de compostos parafínicos e naftênicos, visando um dos dois objetivos: produção de gasolina de alta octanagem ou produção de aromáticos leves (benzeno, tolueno e xileno) (ABADIE, 2006).

Craqueamento Catalítico Fluidizado (CCF). É um processo de conversão, cuja carga é o gasóleo de vácuo que, submetido a condições bastante severas em presença de catalisador, é decomposto em várias outras frações mais leves, produzindo gás combustível, GLP, gasolina, gasóleo leve (diesel de craqueamento) e gasóleo pesado de craqueamento (óleo combustível) (ABADIE, 2006). Como subproduto de processo há a geração de coque, que se trata na verdade de hidrocarboneto com elevada concentração de carbono (88-90%) e que envolve as partículas do

catalisador, precisando ser removido para que o catalisador seja novamente usado na reação de craqueamento. A etapa de regeneração acontece em um equipamento chamado regenerador e é realizada na presença de ar e condições específicas de temperatura e pressão. A remoção do coque gera uma corrente de gás do regenerador rica em carbono, que dependendo da unidade pode estar na forma de monóxido ou dióxido de carbono. Esta corrente tem alto conteúdo energético (temperaturas da ordem de 650-730°C) sendo normalmente usada para gerar energia em turbo-expansores e/ou caldeiras (STELLING, 2004). A tecnologia de CCF é uma das mais desenvolvidas e estudadas do processo de refino, devido à elevada rentabilidade que proporciona.

Coqueamento. É um processo de craqueamento térmico à baixa pressão. Sua carga é um resíduo de vácuo, que, submetido a condições bastante severas, produz gases, nafta, diesel, gasóleo e coque de petróleo (ABADIE, 2006). O coqueamento retardado é o processo mais largamente empregado. Nesse processo, a carga é inicialmente alimentada numa torre de fracionamento na qual o material mais leve é vaporizado. Em seguida, o produto de fundo é aquecido até 480-540 °C e o material vaporizado é enviado para um tambor de coque. No tambor, uma parte da corrente condensa na forma de coque e os componentes mais voláteis retornam para a torre de fracionamento para serem separados. Uma vez que o tambor esteja cheio de coque, o processo de remoção é iniciado. Primeiro o tambor é resfriado e, então, o coque é cortado através de um jato de água à alta pressão. Depois disso, o coque é fisicamente removido do tambor (AWMA, 1992).

Hidrotratamento (HDT). É um processo cujo principal objetivo é tratar, com hidrogênio, correntes de outros processos para remoção de compostos indesejáveis, como olefinas, ou substâncias poluentes ou que causam a degradação do produto, tais como enxofre, nitrogênio e oxigênio. O HDT ocorre em condições específicas de temperatura e pressão e na presença de catalisadores. O hidrogênio utilizado é produzido na Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH), através de um processo de oxidação parcial (30 a 40% da relação estequiométrica) que consiste na queima de hidrocarbonetos pesados ou, mais freqüentemente, através da reforma com vapor de frações mais leves, por exemplo, gás natural (ABADIE, 2006).

Unidade de Recuperação de Enxofre (URE). O enxofre removido nas unidades de HDT, na forma de sulfeto de hidrogênio (H₂S), fica concentrado em uma corrente de gás combustível.

Da mesma forma que nas unidades de HDT, outras unidades já citadas como CCF, destilação atmosférica ou coqueamento retardado, produzem gás combustível com teores não desprezíveis de compostos sulfurados. O gás combustível em muitos casos é consumido na própria refinaria, como combustível em fornos e caldeiras. A presença de compostos sulfurados vai provocar a emissão de óxidos de enxofre nos gases de combustão. Sendo assim, as correntes de gás combustível de uma refinaria são encaminhadas para tratamento, normalmente em colunas de absorção com aminas, conhecidas como tratamento DEA (dietanolamina) ou MEA (monoetanolamina). Desse tratamento resulta uma corrente de gás ácido, rica em H_2S , que é enviada para a URE que tem como objetivo converter o H_2S em enxofre, evitando que o mesmo seja queimado nas tochas químicas. A URE recebe correntes de gás ácido de várias unidades. O enxofre formado é condensado e em seguida recolhido em um tanque, e o gás remanescente final é alinhado para um incinerador. O processo mais usado é o Processo Catalítico de Claus.

Na Figura 3.2 está mostrada de forma esquemática uma configuração típica de uma refinaria brasileira.

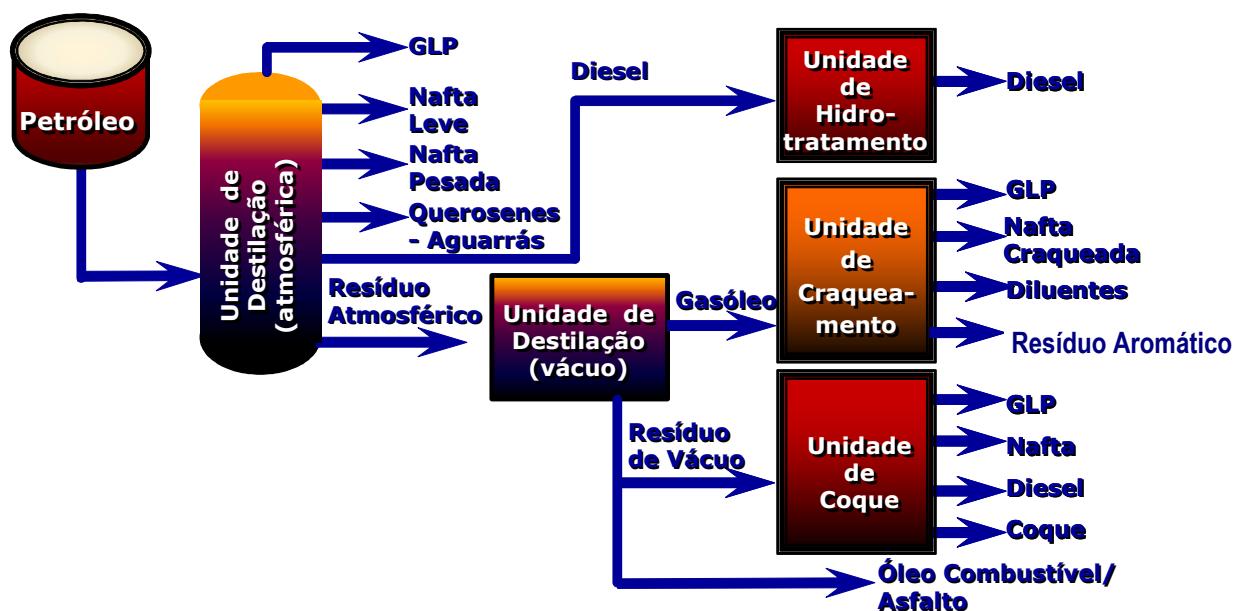


Figura 3.2 – Configuração típica de uma refinaria brasileira
 Fonte: Elaboração própria, a partir de informações de Abadie (2006).

Na Figura 3.3 está apresentado um fluxo simplificado de matéria prima e produtos de uma refinaria de petróleo, que inclui além dos processos produtivos, os insumos de produção.

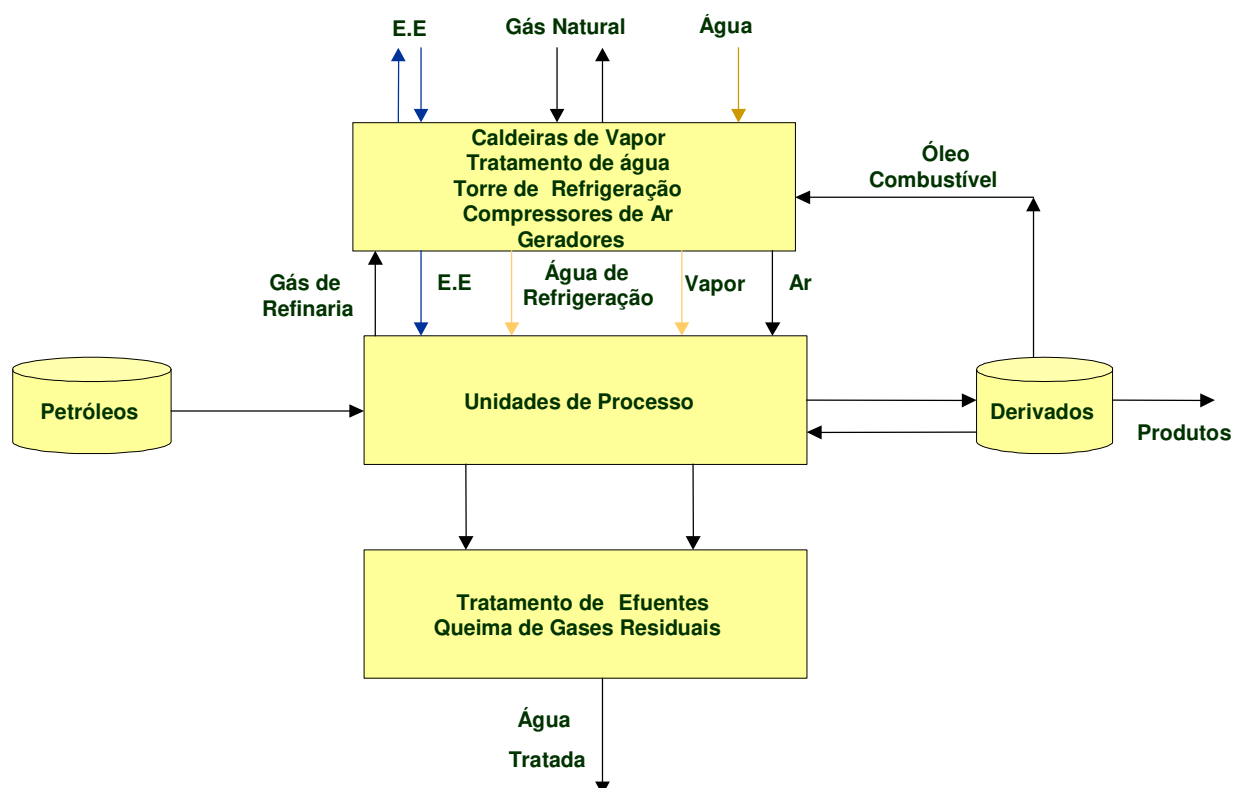


Figura 3.3 – Fluxograma simplificado de insumos e produtos de refinarias de petróleo
Fonte: Stelling (2004).

Através da Figura 3.3, pode ser verificado que os principais insumos do processo de refino são: água, energia elétrica e gás natural. Estes três componentes estão ligados à geração de energia para os processos de refino. De uma maneira geral, as refinarias estão ligadas às redes de distribuição de energia elétrica como consumidores de energia, complementando a geração interna. No entanto, existem casos em que a geração é maior que a demanda, permitindo a exportação da energia elétrica (STELLING, 2004).

O gás natural é utilizado tanto como combustível para geração de energia em caldeiras e turbinas a gás ou como matéria-prima para geração de hidrogênio, gás importante em alguns processos de refino. Em algumas refinarias pode haver uma unidade de processamento de gás

natural (UPGN) que separa os compostos mais pesados presentes no gás, incorporando-os a correntes mais pesadas e abastecendo com os compostos mais leves a rede de distribuição interna e externa de gás para consumo.

O gás de refinaria, também chamado de gás combustível, é gerado em diversos processos de refino, principalmente CCF e coqueamento retardado, e é consumido na própria refinaria como combustível em fornos e caldeiras.

Por questões que vão desde confiabilidade a características de processo, parte da energia de algumas refinarias é gerada também pela queima de óleo combustível.

A água doce consumida nas refinarias é utilizada para geração de vapor de processo, para refrigeração de máquinas e produtos, para uso humano e em algumas etapas de processo. O tratamento da água é diferenciado de acordo com o uso. Em algumas refinarias, no Brasil e no mundo, há uso de sistema aberto de refrigeração usando água do mar. O principal benefício desta utilização é a redução do consumo de água doce, no entanto os riscos associados a vazamentos de produtos estão provocando o término do uso de sistema aberto de resfriamento nas refinarias brasileiras.

3.1.4 Comercialização

A comercialização de derivados de petróleo em pontos de venda no atacado e no varejo envolve uma extensa rede de distribuição. Dos mais de 2.500 produtos obtidos na indústria do petróleo, os principais produtos em volume de distribuição incluem a gasolina e destilados como o diesel, o querosene de aviação e o óleo de aquecimento doméstico.

A gasolina e outros combustíveis transportados em grande volume são distribuídos principalmente por oleodutos e navios para os terminais de distribuição. Dos terminais, caminhões geralmente levam o produto para uma planta de grande porte, postos de serviço e clientes comerciais. Produtos especiais, como solventes e óleos lubrificantes, assim como alguns combustíveis, podem ser transportados por vagões ferroviários diretamente da refinaria. Adicionalmente, muitos produtos, como solventes e óleos lubrificantes, podem ser colocados em tambores e carregados por caminhões até depósitos, revendas ou clientes.

3.2 Principais GEE na indústria de óleo e gás

O estudo do Instituto Americano do Petróleo (API¹⁷) focaliza as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O, pois são os GEE mais relevantes para as operações da indústria de óleo e gás natural (API, 2004).

Dióxido de carbono é emitido principalmente por fontes de combustão, mas pode também ser emitido na produção de gás e em operações de processo. Isso é particularmente importante em operações que envolvem campos de gás ricos em CO₂. Para essas fontes sem combustão, o potencial de emissão de CO₂ dependerá da concentração do mesmo no reservatório, bem como das práticas de projeto e de operação nas plantas. A concentração de CO₂ no gás natural comercial é geralmente tão pequena que as emissões de processo e fugitivas associadas ao seu uso são desprezíveis em comparação àquelas produzidas na combustão.

Metano é emitido quando o gás natural vaza de fontes fugitivas ou quando o gás natural é liberado diretamente durante procedimentos de manutenção ou emergência. Metano também é encontrado em gases de exaustão como resultado da queima incompleta de combustível.

Óxido nitroso é produzido tanto de forma natural, através de várias reações biológicas no solo e na água, quanto de forma antropogênica, através de atividades industriais, agrícolas e de manejo de resíduos. Com relação à indústria de óleo e gás, traços de N₂O podem ser formados nas reações entre nitrogênio e oxigênio que ocorrem em fontes de combustão estacionárias e móveis. A quantidade de N₂O formada durante a combustão varia de acordo com o combustível, equipamento e dispositivo de controle de poluição. Por exemplo, conversores catalíticos instalados para reduzir emissões veiculares podem aumentar as emissões de N₂O. De acordo com o API (2004), as emissões de N₂O contribuem em menos do que 1% no inventário total de GEE (em termos de CO₂ equivalente) das instalações da indústria de óleo e gás.

¹⁷ Do inglês *American Petroleum Institute*.

3.2.1 Potenciais de Aquecimento Global

Os inventários de GEE são freqüentemente relatados em termos de Carbono Equivalente ou CO₂ Equivalente (CO₂ Eq.), nos quais todos os GEE são convertidos para uma base equivalente relativa ao seu potencial de aquecimento global (PAG). De acordo com API (2004), as emissões relatadas em termos de equivalente realçam a contribuição dos vários gases no inventário geral.

Segundo UNFCCC (2005a), o PAG é uma medida do efeito relativo de uma substância em aquecer a atmosfera ao longo de um determinado período (cem anos no caso do Protocolo de Quioto) comparada ao valor de um para o CO₂. Em outras palavras, o PAG é um índice para estimar a contribuição relativa de aquecimento global devido à emissão atmosférica de um kg de determinado GEE comparada à emissão de um kg de CO₂ dentro de um horizonte de tempo definido (IPCC, 2001a).

De acordo com IPCC (2001a), os valores de PAG têm geralmente uma incerteza de 35%.

Os valores de PAG aceitos atualmente foram publicados no relatório do IPCC (1996a) conhecido como *Second Assesment Report* (SAR) e são aplicáveis durante o primeiro período de compromisso (2008-2012).

O relatório posterior do IPCC (2001a) conhecido como *Third Assesment Report* (TAR) apresentou novos valores para o segundo período de compromisso (após 2012), baseados num cálculo melhorado das propriedades de radiação do CO₂.

Nesta dissertação serão usados os valores de PAG do SAR de forma a manter coerência e comparabilidade com a metodologia do API (2004) que será apresentada nos Capítulos 5 e 6.

Na Tabela 3.1 estão apresentados valores de PAG de alguns GEE para um horizonte de tempo de cem anos. Os valores de PAG recomendados pelo SAR estão destacados em negrito. Para efeito de comparação, a Tabela 3.1 também inclui os valores de PAG apresentados no TAR.

Tabela 3.1 – Potenciais de Aquecimento Global (horizonte de tempo de 100 anos)

Gás	PAG recomendado (SAR) Aplicável até 2012	PAG revisado (TAR) Aplicável depois de 2012
CO ₂	1	1
CH ₄	21	23
N ₂ O	310	296
HFC-23	11.700	12.000
HFC-32	650	550
HFC-125	2.800	3.400
HFC-134a	1.300	1.300
HFC-143a	3.800	4.300
HFC-152a	140	120
HFC-227ea	2.900	3.500
HFC-236fa	6.300	9.400
HFC-4310mee	1.300	1.500
CF ₄	6.500	5.700
C ₂ F ₆	9.200	11.900
C ₄ F ₁₀	7.000	8.600
C ₆ F ₁₄	7.400	9.000
SF ₆	23.900	22.200

Fonte: Adaptado de IPCC (1996a) e IPCC (2001a).

3.2.2 Sumário de emissões

API (2004) fornece fatores de emissão somente para CO₂, CH₄ e N₂O, apesar de existirem outros GEE conforme está mostrado na Tabela 3.1. Cada usuário deve determinar se suas fontes de emissão podem apresentar emissões significativas de qualquer um dos outros GEE.

Através dos valores de PAG, as estimativas das emissões de GEE são freqüentemente reportadas em termos de Carbono Equivalente ou CO₂ Equivalente na contabilização final. Segundo o API (2004), embora qualquer unidade de massa possa ser usada na conversão, as unidades mais amplamente reconhecidas são toneladas métricas e milhões de toneladas métricas (MMT). As equações aplicáveis estão mostradas a seguir:

$$\text{CO}_2 \text{ Equivalente, toneladas} = \sum_{i=1}^n (\text{toneladas}_i \times \text{PAG}_i) \quad (\text{Equação 3-1})$$

$$\text{MMTCE} = (\text{CO}_2 \text{ Equivalente, toneladas}) \times (\text{PM C/PM CO}_2) \times (\text{MMT}/10^6 \text{ toneladas})$$

(Equação 3-2)

Sendo:

n = número de espécies de GEE

MMTCE = milhões de toneladas métricas de Carbono Equivalente

MMT = milhões de toneladas métricas

PM = peso molecular (PM C = 12; PM CO₂ = 44)

3.3 Fontes de emissão de GEE na indústria de óleo e gás

Segundo o API (2004) as emissões de GEE na indústria de óleo e gás ocorrem tipicamente através de uma das seguintes classes gerais:

- Fontes de combustão;
- Fontes de processo;
- Fontes fugitivas.

3.3.1 Fontes de combustão

A queima de combustíveis a base de carbono em equipamentos estacionários, como motores, queimadores, fornos, caldeiras e tochas, resulta na formação de CO₂ devido à oxidação do carbono. Pequenas quantidades de óxido nitroso (N₂O) podem ser formadas durante a queima de combustível pela reação de nitrogênio e oxigênio. Metano (CH₄) pode ser liberado nos gases de exaustão como resultado de queima incompleta de combustível.

Fontes estacionárias de combustão incluem a geração de eletricidade ou vapor a partir de combustíveis fósseis. Emissões resultantes da queima de combustível em equipamentos de transporte (embarcações, trens e caminhões) que estejam incluídos no inventário também são categorizadas como fontes de combustão.

Segundo Ritter et al. (2004) a queima de combustíveis fósseis representa 85% das emissões de GEE dos EUA e de muitos outros países desenvolvidos. Como os equipamentos de combustão são fontes significativas de emissão para as operações da indústria de óleo e gás, assim como para muitas outras indústrias, fatores de emissão de CO₂ apropriados são necessários para uma estimativa consistente das emissões dessas fontes.

3.3.2 Fontes de processo

Fontes de Processo¹⁸ são definidas como liberações resultantes de operações normais. Elas incluem desde estocagem e transporte de petróleo e derivados até equipamentos como bombas de injeção de produtos químicos e equipamentos pneumáticos que liberam GEE como parte das suas operações.

Essa categoria inclui também fontes que produzem emissões como resultado de alguma forma de transformação química ou etapa de processamento. Exemplos dessas fontes incluem plantas de tratamento de gás, plantas de hidrogênio, unidades de craqueamento catalítico fluidizado, unidades de coqueamento retardado, calcinadores de coque, etc. Geralmente, essas fontes são específicas de cada segmento industrial. De acordo com Nordrum et al. (2004) a taxa dessas emissões é função da capacidade da unidade e pode ser estimada por cálculos de engenharia ou pelo uso de fatores de emissão apropriados.

Tanques de armazenamento de petróleo e seus derivados podem produzir emissões de hidrocarbonetos através de perdas por trabalho e perdas em estagnação¹⁹. Esses tanques incluem os tanques de óleo cru na produção, tanques de produtos intermediários de refinarias e tanques de produtos acabados de refinarias e de distribuidoras. Os tanques podem ser de teto fixo ou de teto flutuante. As emissões por trabalho ocorrem durante as operações de enchimento e de esvaziamento dos tanques quando ocorrem perdas evaporativas. Perdas em estagnação ocorrem durante a estocagem do líquido e resultam das mudanças de temperatura que ocorrem ao longo do

¹⁸ O termo “fontes de processo” é uma tradução livre do inglês *vented sources* que categoriza emissões provenientes de etapas normais dos processamentos de óleo e de gás natural. O API (2004) usa a terminologia *vented sources* enquanto que Nordrum et al. (2004) usam também a terminologia *process emissions* para o mesmo contexto.

¹⁹ Perdas por trabalho é a tradução livre do inglês *working losses*. Perdas em estagnação é a tradução livre do inglês *standing losses*, cujo sinônimo é *breathing losses*.

dia. O critério padrão do API (2004) assume que as emissões por trabalho e em estagnação de tanques do segmento *downstream* são desprezíveis para CH₄ e CO₂.

A despressurização de equipamentos para manutenção ou para atividades intermitentes²⁰ freqüentemente resulta em emissões de processo. Analogamente, as emissões de GEE podem resultar de atividades de partida de equipamentos ou de purga de equipamentos antes da pressurização.

Outras liberações incluídas como fontes de processo são liberações não-rotineiras de emergência ou equipamentos de alívio de pressão, como paradas de emergência, descargas de emergência, válvulas e tanques de alívio de pressão. De acordo com Nordrum et al. (2004) a taxa dessas emissões é geralmente difícil de ser determinada e deve ser avaliada caso a caso pelo uso de uma combinação de fatores e cálculos de engenharia.

3.3.3 Fontes fugitivas

Emissões fugitivas são liberações não-intencionais de vazamentos de equipamentos e superfícies seladas, bem como de vazamentos de tubulações subterrâneas. Emissões fugitivas são geralmente vazamentos de pequeno porte de fluido de processo (gás ou líquido) de superfícies seladas, tais como recheios e gaxetas, resultantes do desgaste de juntas mecânicas, selos e superfícies rotatórias ao longo do tempo. Tipos específicos de fontes fugitivas incluem vários acessórios como válvulas, flanges, selos de bombas, selos de compressores ou conexões de amostragem.

Emissões fugitivas também incluem fontes evaporativas não-pontuais, tais como tratamento de efluentes líquidos, manuseio de sólidos e lodos, jazidas, represamentos e torres de resfriamento de água.

²⁰ Do inglês *turnaround activities*.

3.4 Caracterização das emissões de GEE por segmento industrial

3.4.1 Emissões de GEE no segmento de E&P

Quando o óleo bruto é trazido para a superfície, o gás associado geralmente vem junto. Se o óleo é produzido em áreas com carência de infra-estrutura para o gás, ou distantes de um mercado de gás, uma porção significativa do gás associado pode ser liberada para a atmosfera, sem queima (*venting*) ou com queima (*flaring*)²¹.

Na atividade de exploração, as fontes primárias de emissão são os motores de combustão interna usados nas operações de perfuração e o *flaring* de gás de poços de exploração localizados remotamente.

De acordo com o API (2004), se gás natural estiver disponível em pressões suficientemente altas, ele pode ser usado na perfuração de poços e, nesse caso, metano pode ser emitido para a atmosfera. Gás natural pode também ser usado para limpar sedimentos acumulados durante a perfuração ou para deslocar água do poço. Para esse fim, gás natural comprimido é forçado através do furo do poço para pressurização e então rapidamente liberado para a superfície através do anel. O gás liberado é frequentemente direcionado para um *flare* (com emissão de CO₂) ou alternativamente ventilado para a atmosfera (com emissão de CH₄).

O balanço entre as emissões de CH₄ e CO₂ do poço e vazamentos de equipamentos associados pode ser muito variável. Muitos gases de reservatório têm menos de 5% de CO₂ e mais de 90% de CH₄, mas existem exceções. Por exemplo, muitas técnicas de recuperação intensiva de óleo envolvem injeção de CO₂ na formação, resultando em emissões significativamente maiores em CO₂ do que em CH₄ nas emanações de equipamentos e processos.

Operações de separação óleo/gás e processamento de gás podem resultar em perdas de CH₄ em tanques, desidratadores, unidades de amina e dispositivos pneumáticos. Emissões fugitivas de

²¹ Como o gás natural é constituído basicamente por metano, a liberação sem queima (*venting*) para a atmosfera é muito mais danosa do que a liberação com queima (*flaring*), em virtude do potencial de aquecimento global do metano ser 21 vezes superior ao do dióxido de carbono para um horizonte de tempo de 100 anos.

equipamentos pode ser também uma fonte de emissões de CH₄. Emissões de combustão resultam de compressores e turbinas usados para manipular o gás produzido.

As operações de produção de óleo e gás no mar (*offshore*) são similares às operações em terra (*onshore*). As configurações de equipamentos e processos são tipicamente as mesmas, apesar das fontes de emissão de CH₄ (processos e fugitivas) serem geralmente menores do que as das operações em terra, devido a confinamento de espaço e considerações de equipe de funcionários associadas com plataformas. As operações no mar podem incluir emissões de combustão de equipamentos e transporte de pessoal das plataformas (helicópteros e navios de suprimento) que não estão normalmente associadas com operações terrestres.

No processamento do gás, produtos líquidos de alto valor são recuperados da corrente gasosa e/ou o gás produzido é tratado para atender especificações (de corrosão) dos dutos de transferência. Emissões de processo de desidratação, tratamento de gás, dispositivos pneumáticos e atividades não-rotineiras podem resultar em emissões de CH₄. Vazamentos de equipamentos também são fontes de emissões de CH₄. Fontes de combustão tais como caldeiras, fornos, motores e sistemas de tocha produzem emissões de CO₂ e de N₂O em quantidades bem menores.

A coleta e armazenamento do óleo produzido envolvem tubulações fechadas interligadas com tanques. Emissões fugitivas de vazamentos de equipamentos, válvulas e dispositivos pneumáticos acionados por gás são potenciais fontes de emissão associadas às tubulações de coleta. No campo de produção, os tanques de óleo podem ter perdas por expansão²² à medida que o óleo bruto pressurizado entra no tanque (que geralmente está na pressão atmosférica). Essas perdas por expansão são geralmente mais significativas em termos de emissões de CH₄ que as perdas normais em estagnação e por trabalho de tanques.

Flaring do gás produzido, uma fonte potencialmente significativa de emissão de CO₂, é geralmente feito em áreas com carência de infra-estrutura para o gás ou distantes de um mercado de gás, ou ainda, quando o volume de produção é tão baixo a ponto de ser inviável

²² Do inglês *flashing losses*.

economicamente. No entanto, essa prática, além de causar danos ambientais, impossibilita o aproveitamento do conteúdo energético do gás produzido.

De acordo com ARPEL (2006), o Banco Mundial estima que o volume de gás natural liberado, com e sem queima, para a atmosfera supera 100 bilhões de metros cúbicos por ano, o equivalente a cinco vezes o consumo anual do Brasil²³. Essa quantidade também é equivalente a mais de 10% do compromisso de redução de emissão dos países desenvolvidos perante o Protocolo de Quioto no período 2008-2012. A queima de gás na América Latina e Caribe poderia sozinha produzir 35 TWh de eletricidade, em torno de 4% do atual consumo de energia dessas regiões. O equivalente a 80% das emissões globais de *flaring* e *venting* ocorre em menos de dez países.

ARPEL (2006) descreve que, com relação à prática de *flaring*, nos últimos vinte anos os níveis nacionais individuais têm flutuado, mas o nível global tem permanecido praticamente constante, apesar dos esforços individuais feitos por governos e companhias e apesar dos muitos sucessos obtidos na redução de *flaring*. O efeito geral desses esforços tem sido limitado devido ao aumento da produção global de óleo e, em consequência, da produção de gás associado e, também, devido às maiores restrições que impedem o desenvolvimento de mercados de gás, infra-estrutura para o gás e projetos de redução de *flaring*, que geralmente requerem colaboração de atores-chave para a tomada de ações complementares e de suporte.

Nas áreas de liberação de gás natural para a atmosfera, as oportunidades tecnológicas, políticas, regulatórias e comerciais estão se desenvolvendo rapidamente e oferecendo novas soluções a custo atrativo, bem como desafios para melhorar o desempenho financeiro e ambiental das operações de óleo e gás dos países em desenvolvimento. Também instrumentos internacionais relacionados ao mercado de carbono, tais como o MDL, podem oferecer um estímulo adicional para o trabalho nessa área, tornando disponíveis recursos financeiros suplementares.

²³ De acordo com BRASIL (2005), o consumo nacional de gás natural no ano de 2004 foi de 53,1 milhões de metros cúbicos por dia, ou seja, 19,4 bilhões de metros cúbicos por ano.

3.4.2 Emissões de GEE no segmento de Transporte

Este segmento envolve muitas operações distintas que são fontes potenciais de emissões atmosféricas. As emissões ocorrem no transporte em dutos (líquido e gás) e no carregamento, descarregamento e trânsito de navios, vagões e caminhões. As emissões geralmente resultam de perdas do material transportado ou de emissões de combustão das forças motrizes usadas para o transporte do material. Perdas de produto podem ocorrer tanto como vazamentos de equipamentos ou como perdas evaporativas durante operações de carregamento, descarregamento e armazenamento. Em termos de emissões de GEE, somente emissões de CH₄ resultam das perdas de produto. O potencial primário das emissões de CH₄ é devido ao manuseio de óleo bruto e gás natural. A maior parte dos produtos refinados não contém quantidades significativas de CH₄. As emissões de CO₂ e quantidades bem menores de CH₄ e de N₂O ocorrem devido à queima de combustíveis em motores de combustão interna e caldeiras a vapor de embarcações marítimas (API, 2004).

3.4.3 Emissões de GEE no segmento de Refino

As emissões de GEE do refino ocorrem principalmente devido à queima de combustíveis para suprir a energia necessária aos processos de refino. Emissões de dióxido de carbono de caldeiras, fornos de processo, turbinas, tochas e incineradores são as principais emissões de GEE. Emissões de óxido nitroso também resultam dessas fontes, mas em quantidades bem menores que o CO₂. Quando essas fontes de combustão são alimentadas por gás natural ou gás de refinaria, poderá também haver traços de emissão de CH₄ não queimado.

O sistema de gás natural e potencialmente o sistema de gás de refinaria são as únicas correntes de processo dentro da refinaria com potencialidade para concentrações significativas de CH₄. Emissões fugitivas de CH₄ podem resultar de tubulações e componentes associados com esses sistemas e com os equipamentos de combustão que queimam esses combustíveis. Um estudo do API sobre emissões fugitivas de sistemas de gás de refinaria mostrou que elas são desprezíveis (em torno de 0,1% do inventário total de GEE de uma refinaria) (API, 2004).

Além das emissões fugitivas pontuais (vazamentos em equipamentos), existe uma série de fontes evaporativas não-pontuais, tais como tratamento de efluentes líquidos, manuseio de sólidos

e lodos, jazidas, represamentos e torres de resfriamento de água. Novamente, o API (2004) considera que elas não são fontes significativas de emissões de CH₄ e de CO₂.

Também há várias fontes de processo especializadas que podem contribuir para as emissões de GEE. Algumas fontes potenciais incluem o conjunto caldeira de CO e regenerador da unidade de craqueamento catalítico fluidizado (UCCF), os processos de coqueamento, as plantas de hidrogênio e os processos de regeneração de catalisadores. O regenerador da UCCF é principalmente uma fonte de emissão de CO₂, embora possa haver alguma emissão de CH₄ quando se utiliza combustível suplementar na caldeira de CO. A planta de hidrogênio e a regeneração de catalisadores são basicamente fontes de emissão de CO₂.

Conforme anteriormente mencionado, o critério padrão do API (2004) assume que as emissões por trabalho e por respiração de tanques do segmento de Refino são desprezíveis para CH₄ e CO₂.

3.4.4 Emissões de GEE no segmento de Comercialização

Emissões evaporativas de hidrocarbonetos podem ocorrer durante atividades de bombeamento e transferência de combustível, mas as concentrações de CH₄ e de outros GEE são desprezíveis em produtos refinados. Portanto, geralmente não há emissões significativas de GEE nessas atividades. Emissões de metano podem resultar de vazamentos de equipamentos de processo associados com a comercialização de gás natural liquefeito ou gás natural comprimido. Emissões indiretas associadas com o uso de eletricidade são fontes de emissões de CO₂, CH₄ e N₂O (API, 2004).

Capítulo 4

Casos de gestão das emissões de GEE em companhias de óleo e gás

Neste capítulo são analisadas as estratégias de enfrentamento das mudanças climáticas adotadas por três companhias de óleo e gás que têm abrangência distinta: nacional, multinacional e global. Também são apresentados os inventários de emissões de GEE dessas empresas e a parcela de contribuição de uma empresa na emissão global de GEE.

4.1 Estratégias existentes

White et al. (2003) relatam que três opções estão sendo exploradas para estabilizar os níveis atmosféricos de GEE e das temperaturas globais sem impactar severa e negativamente o padrão de vida das pessoas: (1) aumento da eficiência energética, (2) mudança para fontes energéticas menos intensivas em carbono e (3) seqüestro de carbono. Para alcançar sucesso, essas três opções devem ser usadas em conjunto.

Conforme descrito no Capítulo 2, por uma questão de sobrevivência as companhias de óleo e gás, ou melhor, as empresas de energia, têm buscado identificar riscos e oportunidades associados com o desafio das mudanças climáticas.

Neste sentido, além das soluções mais imediatas de aumento da eficiência energética e das opções do emergente Mercado de Carbono, muitas empresas elegeram uma fonte de energia alternativa ou uma tecnologia nova para investimento, como por exemplo: energia solar (BP), energia eólica (Shell), energia geotérmica (Chevron), biodiesel (Petrobras) e seqüestro de carbono (Statoil).

Porém, os investimentos em fontes renováveis de energia de grandes companhias, como a BP e a Shell, ainda têm sido relativamente pequenos em comparação as suas operações com hidrocarbonetos. Em 1999, o negócio de energia solar da BP, considerada como uma das maiores companhias do ramo no mundo, representava menos de 0,1% do valor total da companhia. O compromisso da Shell de investir anualmente 100 milhões de dólares em renováveis desde 1997 constitui menos de 1% da sua despesa total (ENERGY INTELLIGENCE GROUP, 2002).

Conforme descrito por Worrell e Galitsky (2005), algumas companhias, como a BP, têm implementado com sucesso programas agressivos de redução das emissões de GEE nas suas instalações ao redor do mundo (incluindo as operações de *upstream* e *downstream*). A BP reduziu suas emissões globais de GEE para 10% abaixo dos níveis de 1990 em apenas 5 anos após o início do programa, com antecipação da meta original e, ao mesmo tempo, reduziu os custos operacionais. Esses esforços demonstram o potencial de sucesso de uma estratégia corporativa de redução do consumo energético e emissões associadas. Outras companhias usaram sua participação em programas voluntários para impulsionar os programas de gerenciamento de energia. A empresa Petro-Canada participa do programa canadense *Climate Change Voluntary Challenge and Registry*. Ela desenvolveu um programa corporativo de redução de emissões e eficiência energética e relata os resultados anualmente. Na Europa, vários países têm acordos voluntários entre os setores industriais e os governos para reduzir emissões e consumo de energia. Por exemplo, todas as refinarias da Holanda participaram de acordos de longo prazo entre 1989 e 2000. As refinarias das empresas BP, ExxonMobil, Shell e Texaco atingiram, em conjunto, uma melhoria de eficiência energética de 17%. Atualmente, as refinarias participam de um novo acordo no qual elas estarão entre as refinarias mais eficientes do mundo em 2010, com base na adoção do Índice de Intensidade de Energia (IIE²⁴) da *Solomon* como padrão de referência.

²⁴ O IIE é um índice adimensional, desenvolvido pela *Solomon Associates*, que compara o consumo de fontes primárias de energia de uma refinaria com uma refinaria de referência de igual complexidade. A redução do IIE implica menor consumo de energia e redução direta de emissões de GEE. A vantagem do indicador é que o mesmo possibilita comparações entre refinarias de igual complexidade no mundo todo.

Na sequência são analisadas as estratégias de enfrentamento das mudanças climáticas adotadas por três companhias de óleo e gás. São elas: Shell Canada Limited²⁵ (de atuação nacional), Petrobras (multinacional) e Chevron (global).

Os motivos que levaram à escolha dessas empresas foram os seguintes:

- Shell Canada Limited: grande disponibilidade de informações referentes à gestão das emissões de GEE;
- Petrobras: empresa em ascensão no panorama mundial das indústrias de óleo e gás;
- Chevron: companhia que desenvolveu o SANGEA²⁶ e maior produtora de energia renovável dentre as companhias globais de óleo e gás.

Essas três empresas figuram na seleta lista dos líderes de sustentabilidade, entre as empresas de óleo e gás, da edição de setembro de 2006 do Índice Dow Jones de Sustentabilidade (DJSI), conforme mostrado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Empresas de óleo e gás no Índice Dow Jones de Sustentabilidade (edição de setembro de 2006)

Companhia	País	Empresa Líder	DJSI Mundo		DJSI STOXX		DJSI América do Norte	
			Universo	Membros	Universo	Membros	Universo	Membros
Número de companhias			81	11	14	5	27	6
BG Group	Reino Unido		x	x	x			
BP p.l.c.	Reino Unido		x	x	x	x		
Chevron Corporation	EUA		x				x	x
EnCana	Canadá		x	x			x	x
Nexen Inc.	Canadá		x	x			x	x
Petrobras	Brasil		x	x				
Repsol YPF S.A.	Espanha		x	x	x	x		
Royal Dutch Shell	Holanda		x	x	x	x		
Shell Canada Ltd.	Canadá		x	x			x	x
Statoil	Noruega	x	x	x	x	x		
Suncor Energy Inc.	Canadá		x	x			x	x
Talisman Energy Inc.	Canadá		x				x	x
Total SA	França		x	x	x	x		

Fonte: Adaptado de DJSI (2006).

²⁵ Shell Canada Limited é uma empresa do grupo Shell com atuação específica no Canadá.

²⁶ Ferramenta de gerenciamento de emissões de GEE que será discutida nos Capítulos 5 e 6 desta dissertação.

O DJSI avalia os desempenhos econômico, ambiental e social de mais de 2.500 empresas de 58 setores do mundo todo. Os critérios de avaliação abrangem questões de sustentabilidade, tais como governança corporativa, gestão da marca e gerenciamento de risco, e questões mais específicas para a indústria de óleo e gás, tais como mudanças climáticas, padrões de cadeia de suprimento e gerenciamento de projetos sociais. A Petrobras se destacou nos seguintes itens: relacionamento com clientes, gestão da marca, desempenho ambiental, desenvolvimento de capital humano e cidadania corporativa (PETROBRAS, 2006).

As informações das três empresas foram obtidas de relatórios anuais de responsabilidade corporativa e, portanto, representam relatos institucionais. Deve ser ressaltado também que as ações que levaram essas empresas a serem incluídas no DJSI são de naturezas diversas. No presente capítulo será dada ênfase apenas às ações relacionadas ao desempenho energético e às emissões de GEE apresentadas nos relatórios anuais.

4.2 Empresa de abrangência nacional: Shell Canada Limited

Para analisar a incorporação de uma gestão de emissões de GEE no planejamento estratégico e na estrutura de negócios de uma companhia de óleo e gás é apresentado um resumo do relatório, publicado em maio de 2005, da Shell Canada Limited (2005), que é uma das maiores companhias de óleo e gás do Canadá. A empresa possui três áreas: Exploração e Produção (E&P), Derivados de Petróleo e Areias Betuminosas.

A área de Exploração e Produção (E&P) opera quatro unidades de processamento de gás natural na região de Alberta. Em 2004, a produção bruta de gás natural foi de 15,3 milhões de metros cúbicos por dia e a produção de líquidos de gás natural alcançou 43.300 barris por dia.

A área de Derivados de Petróleo fabrica, distribui e comercializa produtos refinados de petróleo a partir de suas três refinarias (Montreal East, Sarnia e Scotford). A Shell possui 1.762 pontos de vendas a varejo em todo o país.

A área de Areias Betuminosas gerencia a participação de 60% da Shell no projeto denominado *Athabasca Oil Sands Project* (AOSP) que inclui as instalações de Muskeg River Mine e Scotford Upgrader. Ao final de 2004, o primeiro ano de operação plena, atingiu-se a

marca de 155.000 barris por dia de betume (óleo pesado). A produção futura será de 500.000 barris por dia.

A empresa estabeleceu metas voluntárias de redução das emissões de GEE e se comprometeu a relatar o progresso do seu esforço. As áreas de E&P e Derivados de Petróleo são consideradas os negócios de base, pois já existiam em 1990 quando foi estabelecida a linha de base para as emissões de GEE. Para esses negócios foi estipulada, em 1995, a primeira meta de redução: estabilizar as emissões de GEE no ano 2000 no nível de emissões de 1990. Essa meta foi atingida e, para 2008, estipulou-se uma meta adicional de redução de 6% em relação ao nível de 1990. Para a área de Areias Betuminosas, a empresa comprometeu-se a uma redução voluntária de 50% nas emissões de GEE em relação às estimativas realizadas quando do lançamento oficial do projeto no final de 1999.

A companhia se comprometeu a gerenciar as emissões extras de GEE provenientes de todos os aumentos de produção através de investimentos em eficiência energética e aplicações de tecnologias atuais e em desenvolvimento.

Para coordenar essa empreitada foi criado um Conselho de CO₂ com representantes de todas as unidades de negócio. Além disso, existe o *Shell Canada Climate Change Advisory Panel* que é o organismo que desenvolve e implementa os planos de gerenciamento de GEE.

Na Figura 4.1 são representadas as emissões de GEE da empresa para o período de 1990 a 2010. Durante o período de 1990 a 2004 ocorreu uma série de mudanças nos negócios da empresa que levaram tanto a acréscimos como decréscimos de emissões de GEE. Os dados das emissões de 1990 foram ajustados considerando-se essas mudanças.

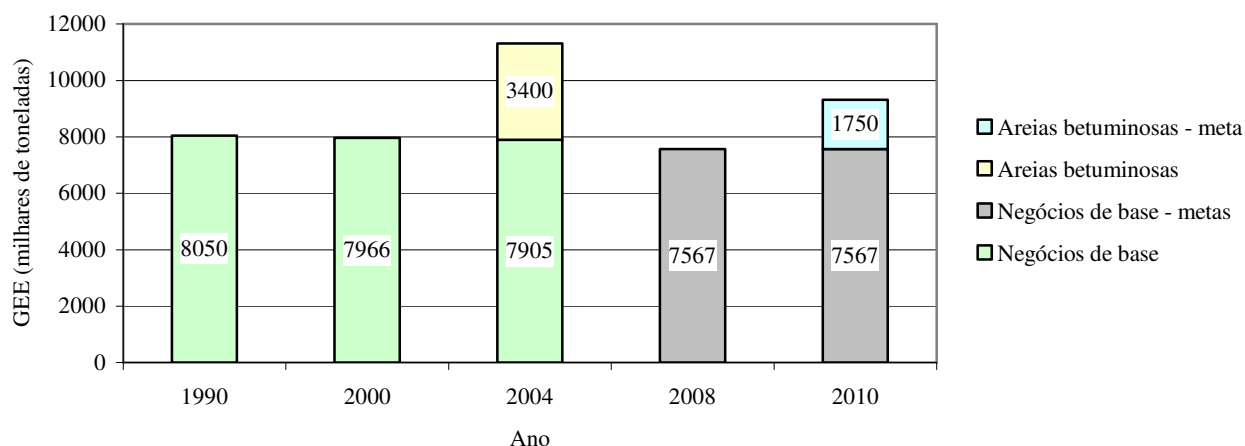


Figura 4.1 – Emissões de GEE da Shell Canada Limited (milhares de toneladas por ano)

Fonte: adaptado de Shell Canada Limited (2005).

Parte da contribuição da Shell Canada Limited na redução de GEE envolve o desenvolvimento pessoal dos empregados. Por exemplo, em 2003 os funcionários de Calgary puderam participar do “Desafio de uma tonelada”. Com base numa pesquisa que calculava as emissões resultantes de escolhas pessoais de transporte e aquecimento doméstico, a companhia incentivou os funcionários para reduzirem suas emissões de GEE em pelo menos uma tonelada.

Na área de Derivados de Petróleo a eficiência energética global das refinarias aumentou mais de 3% em 2004, o que é demonstrado pelo Índice de Intensidade de Energia que passou de 90,5 em 2003 para 87,1 em 2004. Em 1990 o IIE era de 110,6. Porém, essa área produziu 4 milhões de toneladas de CO₂ em 2004, 4% a mais que em 2003, devido a um aumento de produção em Scotford.

Essa área está comprometida com uma melhoria de eficiência energética de longo prazo. Em 2004, foram investidos mais de 11 milhões de dólares em projetos de melhoria energética nas três refinarias. De 2005 a 2008, a expectativa é de gastar 31 milhões de dólares em projetos dessa natureza, principalmente na refinaria de Sarnia, e que reduzirão as emissões de CO₂ em mais de 300.000 toneladas. Porém, a implementação de novas unidades de processo para produzir diesel de baixíssimo (*ultra low*) teor de enxofre em 2006 aumentará as emissões de CO₂ no mesmo período.

As emissões de CO₂ da área de E&P aumentaram em 90.000 toneladas em 2004, devido à necessidade do aumento de compressão para manter a taxa de produção à medida que a pressão do reservatório decresce em campos de gás já maduros. Porém, em 2003, essa área produziu 3,3 milhões de toneladas de CO₂, o que representou um decréscimo de 6% em relação ao valor de 2002. Essa melhoria foi obtida através de vários projetos como, por exemplo:

- No complexo de Waterton, um projeto de um milhão de dólares aumentou a eficiência do sistema de vapor através da substituição de antigas turbinas a vapor por motores elétricos;
- Na planta de gás de Jumping Pound, outro projeto de um milhão de dólares substituiu um antigo queimador do incinerador por outro de alta eficiência, economizando combustível;
- Na planta de Peace River foram instalados novos trocadores de calor a um custo de dois milhões de dólares, reduzindo consumo de combustível nas caldeiras.

Para os próximos anos, o negócio de E&P vai focar a manutenção dos volumes de produção, o que ajudará a manter os níveis de eficiência energética.

O projeto AOSP, da área de Areias Betuminosas, atingiu 86% da sua capacidade em 2004 e emitiu 3,4 milhões de toneladas de GEE. O plano voluntário de gerenciamento de GEE desse projeto é baseado em três componentes: melhoria da eficiência energética, compra de compensações e captura de CO₂. Alguns exemplos de ações já tomadas são:

- Em parceria com a *Tree Canada Foundation* foram plantadas 84.900 árvores em 2003 a um custo de cem mil dólares, resultando numa compensação de emissão de 45.000 toneladas de GEE;
- Compra de créditos de emissão de 100.000 toneladas de GEE da DuPont Canada;
- Avaliações preliminares de viabilidade comercial para capturar CO₂ na planta de Scotford.

4.3 Empresa de abrangência multinacional: Petrobras

Os dados apresentados na presente seção foram obtidos do Relatório de Desempenho da Gestão de Emissões Atmosféricas da Petrobras (2005).

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras foi criada em 1953 e atualmente opera de forma integrada nos vários segmentos relacionados a atividades da indústria de óleo, gás e energia, nos mercados nacional e internacional. A Petrobras foi posicionada como a 15ª empresa de petróleo do mundo em termos operacionais, segundo os critérios da publicação Petroleum Intelligence Weekly (2004). O Sistema Petrobras inclui quatro áreas de negócios: Exploração e Produção (E&P), Abastecimento, Gás e Energia, Internacional e duas grandes subsidiárias – empresas independentes com diretorias próprias: Transpetro e Petrobras Distribuidora (BR).

Impulsionada pelo fato de grande parte das reservas brasileiras se encontrarem em bacias marítimas a grandes profundidades, a área de E&P tem alçado a Petrobras à excelência mundial em desenvolvimento e aplicação de tecnologia de exploração e produção em águas profundas. Essa área possui 461 plantas e 100 plataformas de produção. Em 2004, a produção média brasileira alcançou 1,8 milhões de barris por dia de óleo equivalente.

A área de Abastecimento é responsável pelos processos de refino do petróleo e conta com dez refinarias, uma fábrica de lubrificantes, uma unidade de industrialização de xisto e duas unidades de fabricação de fertilizantes. Em 2004, essa área processou uma média de 1,7 milhão de barris de petróleo por dia.

A área de Gás e Energia é responsável pela comercialização do gás natural nacional e importado, o que inclui o gerenciamento do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) que, em 2004, transportou 19,5 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural. É também responsável pelo desenvolvimento de projetos de oferta de gás em todo o país, fontes renováveis e eficiência energética e da viabilização de negócios sustentáveis relacionados à energia. Além disso, essa área gerencia nove usinas termelétricas no Brasil com capacidade instalada de 3.000 MW.

Na área Internacional, a empresa possui o controle acionário majoritário de diversas atividades da indústria de petróleo na Argentina, Bolívia, Colômbia, Equador, Peru, Uruguai e

Venezuela. Em 2004, a produção média internacional foi de 262.000 barris por dia de óleo equivalente. A Petrobras opera duas refinarias com capacidade de 68.200 barris por dia na Argentina e duas refinarias com capacidade de 60.000 barris por dia na Bolívia.

A Petrobras Transporte S.A. (Transpetro) é responsável pelo transporte e pela armazenagem, a granel, de petróleo e seus derivados e de gás em geral, com operações em terminais, dutos e navios no Brasil e na América do Sul. A subsidiária opera 23 terminais hidroviários, 52 navios, 20 terminais terrestres, 6.989 km de oleodutos e 2.885 km de gasodutos.

A Petrobras Distribuidora (BR) é responsável pela distribuição e comercialização de derivados de petróleo, álcool e gás natural veicular. A BR é a companhia mais atuante no país em seu segmento. Em 2004, comercializou 27,3 milhões de metros cúbicos de produtos e atualmente conta com 7.593 postos espalhados pelo território nacional.

De acordo com Petrobras (2005), a empresa estabelece estratégias, objetivos e metas capazes de permitir a incorporação das questões relacionadas às mudanças climáticas ao planejamento e gestão de seu negócio. Além disso, a empresa se compromete a divulgar de forma voluntária e transparente o progresso no gerenciamento e na mitigação das emissões. Por isso, a empresa aderiu voluntariamente à iniciativa do Fórum Econômico Mundial (WEF) e, a partir de 2005, as informações do inventário de GEE passaram a ser disponibilizadas via Internet.

A estratégia corporativa da Petrobras para a mitigação das emissões de GEE é baseada em três eixos de ação:

- **Gestão das emissões atmosféricas:** quantificação das emissões de GEE, estímulo a projetos de abatimento de emissões e sequestro de carbono, gestão corporativa das oportunidades relativas ao uso de mecanismos de mercado, fomento à pesquisa, participação em fóruns nacionais e internacionais e estabelecimento de objetivos e indicadores;
- **Eco-eficiência:** ênfase em eficiência energética;

- **Investimentos em fontes de energia alternativas e renováveis:** diversificação energética na sua carteira de produtos, aumento da participação de energia renovável nas suas atividades e introdução de novas tecnologias.

Para conduzir essa estratégia corporativa foi constituído, em novembro de 2004, o Subcomitê de Emissões e Mudança Climática.

Quanto ao eixo de ação de gestão das emissões atmosféricas, foi desenvolvida uma importante ferramenta para realizar o inventário de emissões da empresa, denominada SIGEA, que será discutida na seção seguinte.

Quanto ao eixo de ação de eco-eficiência, a empresa desenvolve, desde 1992, o Programa Interno de Conservação de Energia da Petrobras que tem como objetivo o aumento da eficiência energética da companhia. Esta iniciativa evitou um aumento considerável nas emissões de GEE e poluentes regulados na empresa. No período de 1992 a 2004, foram evitadas as emissões de cerca de 5,2 milhões de toneladas de CO₂ equivalente. Somente em 2004, o programa propiciou à empresa a economia de 945 mil barris de óleo equivalente, o que evitou a emissão de aproximadamente 367 mil de toneladas de CO₂. Na Figura 4.2 está mostrada uma evolução histórica das emissões evitadas de CO₂ por ano na Petrobras.

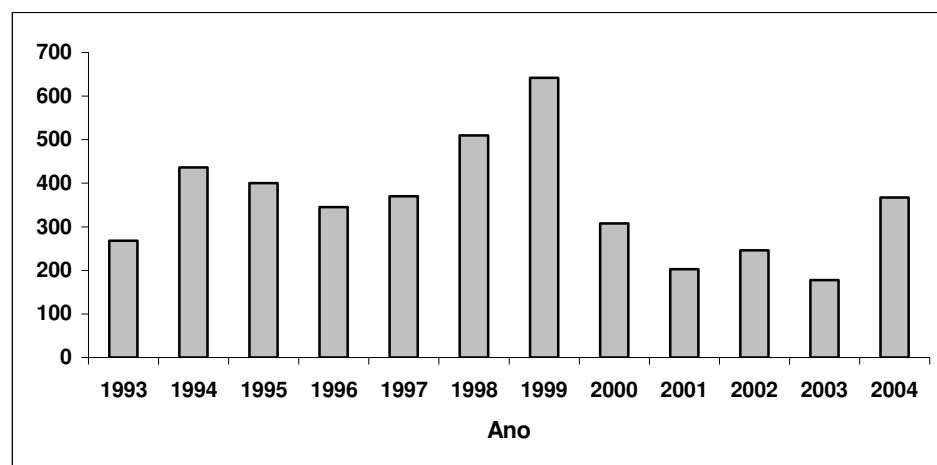


Figura 4.2 – Emissões evitadas de CO₂ na Petrobras (em milhares de toneladas por ano)
Fonte: Petrobras (2005).

No período de 1997-2004, o desempenho energético das refinarias da Petrobras melhorou 10% com base no IIE. Porém, o valor global do IIE de 107 em 2004 ainda pode ser melhorado. A meta da empresa é atingir um valor de IIE igual a 95 em 2010.

Quanto ao eixo de ação de fontes de energia alternativas e renováveis, em seu plano de negócios para o período 2006-2010 a Petrobras estabeleceu duas metas: possuir uma potência eólica instalada de 104 MW e suprir o mercado em 8.200 barris por dia de biodiesel até 2010. A empresa também está desenvolvendo projetos na área de seqüestro de carbono: carbonatação de resíduos industriais, fixação de carbono na biomassa, separação, captura e armazenamento de CO₂ em reservatórios esgotados e em aquíferos salinos profundos. A Petrobras participa do projeto *CO₂ Capture Project 2* (CCP 2) com outras sete empresas de petróleo.

4.3.1 Sistema de Gestão das Emissões Atmosféricas (SIGEA)

Em 2005, após três anos de desenvolvimento, entrou em operação na Petrobras o Sistema de Gestão das Emissões Atmosféricas (SIGEA) que possibilita inventariar e detalhar todas as emissões atmosféricas (gases de efeito estufa e poluentes regulados) da empresa.

O sistema é totalmente informatizado e administra os dados de mais de vinte mil fontes emissoras, dentre as quais aproximadamente nove mil são fontes de emissão de GEE. O sistema integra todas as atividades da empresa na tarefa de gerar um inventário de emissões de máxima desagregação (por fonte emissora) e, ao mesmo tempo, permite a elaboração de relatórios gerenciais com diversos tipos de agregação: por unidade de negócio, por região e por tipo de fonte emissora.

4.3.2 Abrangência dos dados e metodologia de cálculo

Segundo Petrobras (2005), as emissões de dióxido de carbono são calculadas na empresa desde 1990, com base em metodologia agregada (*top-down*), utilizando o consumo totalizado e o tipo de combustível. A partir de 2002, o cálculo das emissões passou a ser feito por metodologia desagregada (*bottom-up*), com base nos algoritmos de cálculo do SIGEA, incluindo os três principais gases de efeito estufa: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O),

e os poluentes regulados: óxidos de nitrogênio (NO_x), óxidos de enxofre (SO_x), material particulado (MP) e monóxido de carbono (CO).

As fontes diretas de emissão pertencentes às operações com controle financeiro e acionário igual ou superior a 50% ou cujo controle operacional pertence à Petrobras foram contabilizadas desde 2002 atingindo a totalidade em 2004.

Na área de E&P foram consideradas apenas as fontes em que a Petrobras é considerada operadora perante a Agência Nacional do Petróleo.

As estimativas das emissões diretas da Área Internacional são apresentadas de forma agregada às atividades de E&P, abastecimento, gás e energia e transporte no Brasil. As emissões de GEE referentes a atividades de compra de energia elétrica e vapor são relatadas como “Indiretas”. Os navios da frota da Petrobras e da frota contratada que realizam viagens internacionais têm sua emissão relatada e são apresentados como “Outros”. As emissões atmosféricas da Petrobras Distribuidora (BR) não foram incluídas no inventário.

Os potenciais de aquecimento global adotados no SIGEA para o cálculo do CO₂ equivalente são os mesmos valores utilizados pelo API (2004), ou seja, os valores do *Second Assessment Report* do IPCC (1996a) mostrados na Tabela 3.1.

Na Tabela 4.2 está mostrada a metodologia de cálculo de emissão dos diversos poluentes no SIGEA.

Tabela 4.2 – Metodologia de cálculo de emissões do SIGEA

Fonte de Emissão	Poluentes	Metodologia de Cálculo
EMISSIONES DIRETAS		
Queima de combustíveis	CO ₂ , SO ₂	Balanco de Massa
	CH ₄ , N ₂ O, MP	Fator de Emissão
	NO _x	Fator de Emissão ⁽¹⁾
Tochas (<i>flaring</i>)	CO ₂	Balanco de Massa com Eficiência de Destruição de Hidrocarbonetos Fator de Emissão ⁽²⁾
	SO ₂	Balanco de Massa
	CH ₄	Balanco de Massa
	N ₂ O, MP	Fatores de Emissão
	NO _x	Fator de Emissão
Emissões fugitivas	CH ₄	Balanco de Massa e Fatores de Emissão
Emissões evaporativas	CH ₄	Balanco de Massa e Fatores de Emissão
Processos	CO ₂	Balanco de Massa
	SO ₂	Fator de Emissão
	CH ₄ , N ₂ O, MP	Fatores de Emissão
	NO _x	Fatores de Emissão ⁽¹⁾
EMISSIONES INDIRETAS (IMPORTAÇÃO DE ENERGIA)		
Indiretas	CO ₂	Fatores de Emissão e porcentagem de energia comprada proveniente de termoeletricas de acordo com o Balanco Nacional
	CH ₄	

Fonte: Petrobras (2005)

Nota (1): Fator de emissão elaborado a partir de características específicas dos processos da Petrobras.

Nota (2): Fator utilizado para estimar as emissões das tochas das refinarias localizadas no Brasil.

4.3.3 Resultados do SIGEA

Nas Tabelas de 4.3 a 4.5 são apresentadas as evoluções das emissões de GEE da Petrobras, da área de Abastecimento (refino) e da Refinaria de Paulínia. O inventário de emissões da Refinaria de Paulínia será usado como caso de estudo no Capítulo 6.

Tabela 4.3 – Evolução das emissões de GEE da Petrobras

Ano	CO₂ (t/ano)	CH₄ (t/ano)	N₂O (t/ano)	CO₂ Equivalente (t/ano)
2002	28.651.531	77.550	475	30.427.331
2003	36.309.875	108.650	793	38.837.355
2004	40.215.677	181.230	874	44.292.447
2005	46.273.777	222.952	980	51.259.569

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.4 – Evolução das emissões de GEE da área de Abastecimento

Ano	CO₂ (t/ano)	CH₄ (t/ano)	N₂O (t/ano)	CO₂ Equivalente (t/ano)
2002	17.179.581	5.138	446	17.425.739
2003	17.238.265	8.151	477	17.557.306
2004	17.602.387	8.220	531	17.939.617
2005	17.845.197	9.150	510	18.195.447

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.5 – Evolução das emissões de GEE da Refinaria de Paulínia

Ano	CO₂ (t/ano)	CH₄ (t/ano)	N₂O (t/ano)	CO₂ Equivalente (t/ano)
2002	2.654.038	657	22	2.674.655
2003	2.655.178	1.092	25	2.685.860
2004	2.756.027	1.067	33	2.788.664
2005	2.954.022	1.181	33	2.989.053

Fonte: Elaboração própria.

Como se pode notar, a área de Abastecimento representa 35-40% das emissões de GEE no sistema Petrobras, o que torna interessante a busca de alternativas para reduzir estas emissões. Esse assunto será estudado no Capítulo 7.

4.4 Empresa de abrangência global: Chevron

De acordo com o Relatório Anual de Responsabilidade Corporativa da empresa Chevron (2006), ela é a quinta maior companhia integrada de energia do mundo em termos de capitalização de mercado. Ela está sediada em San Ramon, Califórnia, EUA, e possui negócios em aproximadamente 180 países. A empresa atua em todos os ramos da indústria de óleo e gás, incluindo Exploração e Produção, Refino, Comercialização, Transporte, Fabricação e Vendas de Produtos Químicos e Geração de Energia.

Em 2005, o segmento *upstream* teve uma produção média de 2,5 milhões de barris por dia de óleo equivalente, com cerca de 70% dessa produção realizada fora dos EUA em mais de vinte países que incluem Angola, Austrália, Canadá, Indonésia, Cazaquistão, Nigéria, Zona Neutra entre Arábia Saudita e Kuwait, Tailândia, Reino Unido e Venezuela. A Chevron possui amplas reservas de gás natural em algumas das mais prolíferas bacias do mundo, incluindo a Austrália, onde ela é a maior proprietária de reservas não-desenvolvidas de gás natural. Está em planejamento a comercialização dessas reservas através de tecnologias de conversão de gás para líquido.

No segmento *downstream*, a empresa possui vinte refinarias e processou aproximadamente 1,9 milhões de barris por dia de óleo bruto em 2005 e atingiu a média de 3,8 milhões de barris por dia de vendas de produtos refinados pelo mundo inteiro sob as marcas Chevron, Texaco e Caltex. Seus produtos são vendidos através de uma rede de cerca de 26.500 pontos varejistas.

Além das atividades tradicionais da indústria de óleo e gás, a Chevron também atua na área energética com destaque para duas atividades. A primeira é a *Chevron Energy Solutions Company* que ajuda instituições particulares e públicas na área de conservação de energia e no desenvolvimento de projetos de energia renovável e convencional. A segunda é o negócio geotérmico que conduz em vários países. A Chevron desenvolveu mais de um quarto da energia geotérmica mundial. Com a aquisição da Unocal, a Chevron produz atualmente 1.152 MW a partir de energia renovável, basicamente geotérmica, o que a torna a maior produtora de energia renovável dentre as companhias globais de óleo e gás. Em comparação com o carvão mineral, que tende a ser a opção mais barata nos países em desenvolvimento, a energia geotérmica

corresponde a apenas 10% das emissões de GEE. Em 2005, a operação dos ativos geotérmicos evitou a emissão de 1,88 milhões de toneladas de CO₂ equivalente comparada às operações com queima de carvão.

Com relação a novas tecnologias, a Chevron opera a maior e mais complexa infra-estrutura de postos de abastecimento de hidrogênio dos EUA.

Segundo Chevron (2006), a eficiência energética é a mais fácil, barata e confiável fonte de “nova energia” disponível atualmente e uma das maneiras mais fáceis e baratas de reduzir emissões de GEE. As operações da indústria do petróleo requerem quantidades significativas de energia. O custo dessa energia é substancial e correspondeu a um valor médio de US\$ 2,7 bilhões no período 2001-2004. Em 2005, esse valor subiu para US\$ 4,4 bilhões devido a escalada de preços dos energéticos.

Em 2005, a Chevron atingiu seu objetivo corporativo de 76 para o *Chevron Energy Index* (CEI²⁷). Esse índice, estabelecido em 1992, mede o consumo energético de cada instalação e de cada atividade de negócio. O CEI mede a energia requerida hoje para fabricar os produtos comparada com a energia que seria necessária para fabricar os mesmos produtos no ano base de 1992. Através de um foco consistente na eficiência energética, a Chevron reduziu o consumo energético em 24% desde 1992.

O desempenho da Chevron com relação à questão das mudanças climáticas tem sido reconhecido. Em 2005, pelo segundo ano consecutivo, a Chevron foi avaliada entre as cinco maiores companhias globais de energia pelo Índice de Liderança Climática do *Carbon Disclosure Project* (CDP). O CDP é um projeto patrocinado por 155 investidores institucionais com ativos combinados de 21 trilhões de dólares que reconhece as melhores companhias de acordo com estrutura gerencial, estratégia climática e competências.

²⁷ O CEI é um índice de energia próprio da Chevron e é diferente do IIE da *Solomon Associates* mencionado anteriormente.

Desde 2003, a empresa possui um plano de ação para mudanças climáticas que abrange os seguintes itens:

- Redução de emissões de GEE e aumento da eficiência energética;
- Investimento em pesquisa, desenvolvimento e aperfeiçoamento de tecnologias;
- Busca de oportunidades de negócio em tecnologias energéticas promissoras;
- Sustentação de políticas flexíveis e economicamente corretas e mecanismos de proteção ambiental.

Em 2004, a Chevron criou uma equipe de mercados de carbono, que coordena as políticas e atividades da companhia relacionadas ao carbono no mundo todo e auxilia as unidades no atendimento de demandas reguladoras. Por exemplo, a companhia está buscando os créditos, através do MDL, das emissões evitadas na instalação geotérmica de Darajat, Indonésia.

Em 2005, a Chevron atingiu seu objetivo de não aumentar as emissões de GEE das suas operações em comparação a 2004, apesar da adição de capacidade de produção e da atuação em ambientes operacionais mais complexos e remotos. As emissões de 2005 foram de 59,7 milhões de toneladas de CO₂ equivalente. Em 2005, 90% das emissões foram de CO₂ e 10% de CH₄, com traços de N₂O. Combustão, *flaring* e *venting* permanecem como os maiores contribuintes das emissões de GEE.

Operações de *flaring* e *venting* corresponderam a 25% das emissões totais de GEE em 2005, contabilizando 14,8 milhões de toneladas de CO₂ equivalente.

A redução de *flaring* e *venting* é uma importante parte da estratégia de mudança climática da Chevron. Durante 2005, a companhia estabeleceu um padrão de desempenho ambiental para conduzir a excelência operacional no gerenciamento de *flaring* e *venting* das suas operações. O padrão está alinhado com os objetivos da Parceria Público-Privada de Redução Global de Queima

de Gás²⁸ coordenada pelo Banco Mundial. O padrão exige que todos os novos projetos sejam desenvolvidos sem emissões contínuas de gás a menos que isto seja infactível.

Neste sentido, o Projeto *Sanha Condensate* em Angola, que tornou-se operacional em 2005, é destinado a maior fonte individual de *flaring* da companhia e acarretará numa redução de 10 a 20% do total corporativo de *flaring* e *venting*, o que equivale a uma redução das emissões de GEE de mais de 2 milhões de toneladas por ano. O projeto aumentará a produção de óleo bruto em aproximadamente 100.000 barris por dia sem *flaring* adicional. Na produção plena, ele também reduzirá significativamente o *flaring* rotineiro de operações vizinhas existentes através da captura e injeção subterrânea do gás produzido para uso futuro.

Em 2005, os produtos da Chevron resultaram em emissões de 374 milhões de toneladas de CO₂ equivalente, ou 1,5% das emissões globais, com base em estimativas da IEA.

Para 2006 a meta de emissão é de 68,5 milhões de toneladas de CO₂ equivalente, o que representa um aumento de 14,7% em relação ao ano anterior. As duas principais justificativas da empresa são:

- Paralisações relacionadas aos furacões de 2005 diminuíram as emissões que deverão retornar aos seus níveis normais em 2006;
- Contabilização dos ativos da Unocal para o ano todo, pois em 2005 eles foram incluídos apenas por cinco meses.

Na Tabela 4.6 está mostrada a evolução das emissões de GEE da Chevron.

²⁸ Do inglês *Global Gas Flaring Reduction Public-Private Partnership*.

Tabela 4.6 – Emissões de GEE da Chevron
(em milhões de toneladas de CO₂ equivalente)

Emissões de GEE por fonte					Emissões de GEE por segmento				
	2002	2003	2004	2005		2002	2003	2004	2005
Combustão	38,8	38,9	38,1	37,4	<i>Upstream</i>	34,8	35,2	33,4	34,4
<i>Flaring/Venting</i>	15,8	16,2	14,9	14,8	<i>Downstream</i>	24,3	23,7	24,0	22,6
Outros	7,1	7,0	7,7	7,5	Outros	2,6	3,2	3,2	2,7
Total	61,7	62,1	60,7	59,7	Total	61,7	62,1	60,6	59,7

Fonte: Adaptado de Chevron (2006).

4.5 Análise Crítica

Na Tabela 4.7 está mostrado um resumo das emissões de GEE das três companhias estudadas, adotando-se como referência o ano de 2004.

Tabela 4.7 – Emissões de GEE das companhias estudadas no ano de 2004
(em milhões de toneladas por ano)

Área	Shell Canada (Nacional)	Petrobras (Multinacional)	Chevron (Global)
<i>Upstream</i>	3,9	16,5	33,4
<i>Downstream</i>	4,0	26,0	24,0
Outros	3,4	1,8	3,2
Total	11,3	44,3	60,6

Fonte: Elaboração própria.

Para a Shell Canada Limited a parcela “outros” corresponde ao negócio de Areias Betuminosas, enquanto que para a Petrobras representa a soma das emissões indiretas e dos navios que realizam viagens internacionais. No caso da Chevron, não há informação sobre essa parcela no relatório. As capacidades de refino da Petrobras e da Chevron são semelhantes e isso ocorre também com as emissões do segmento *downstream*. As emissões do segmento *upstream* da Chevron são bem mais significativas que às da Petrobras, embora a produção da Chevron seja apenas 40% maior que a da Petrobras. Porém, a produção da Petrobras é concentrada no Brasil.

De acordo com a visão do autor desta dissertação, na Tabela 4.8 está apresentado um resumo sobre como as três companhias incorporam atualmente a gestão das emissões de GEE na sua estrutura de negócios e no seu planejamento estratégico, com base nas informações disponíveis nos relatórios institucionais analisados.

Tabela 4.8 – Gestão das emissões de GEE das companhias estudadas

Item	Shell Canada Limited	Petrobras	Chevron
Ênfase em eficiência energética	PF	C	PF
Envolvimento de toda a força de trabalho	PF	OM	C
Quantificação das emissões de GEE	C	PF	PF
Criação de indicadores e metas voluntárias	PF	OM	C
Plano de ação para mudanças climáticas	PF	C	PF
Gerenciamento de <i>flaring</i> e <i>venting</i>	PF	OM	C
Estímulo a projetos de mitigação de emissões	PF	C	PF
Uso de mecanismos de mercado	PF	OM	OM
Introdução de novas tecnologias	C	C	PF
Investimento em energia renovável	OM	C	PF

Fonte: Elaboração própria

LEGENDA: PF – ponto forte; C – convencional; OM – oportunidade de melhoria.

As três empresas atuam no sentido de aumentar a eficiência energética. No caso da Shell Canada Limited, os maiores investimentos são para projetos de melhoria energética nas três refinarias, somando um total de 42 milhões de dólares para o período de 2004 a 2008. No período de 1990 a 2004, o desempenho energético das refinarias da Shell melhorou 23,5% com base no IIE. A Chevron obteve um resultado semelhante com uma melhoria de 24% do desempenho energético desde 1992. A Petrobras, apesar dos esforços despendidos, ainda possui um bom espaço de melhoria partindo do atual valor de IIE de 107 até atingir a meta de 95 em 2010.

A melhoria da eficiência energética traz consigo dois desafios: o primeiro é atingir um patamar de redução coerente com a configuração existente das refinarias e o segundo é compensar as emissões adicionadas por aumentos de produção ou por restrições da legislação referente à qualidade dos produtos. Essa questão será mais bem estudada no Capítulo 7.

Com relação à quantificação das emissões de GEE, a Petrobras e a Chevron desenvolveram sistemas próprios denominados de SIGEA e SANGA respectivamente. No Capítulo 6 será feita uma comparação dos resultados obtidos com esses dois sistemas para uma refinaria nacional.

A Shell Canada Limited estabelece metas voluntárias de redução de GEE desde 1995. Atualmente, a Chevron estabelece apenas metas voluntárias de emissão de GEE, enquanto que a Petrobras começará a estabelecer as mesmas a partir de 2007.

A partir do relatório da Shell Canada Limited (2005), é possível verificar que as emissões de *flaring* e *venting* correspondem a apenas 5% das emissões totais de GEE em 2004. Para a Chevron, essas emissões representam 25% do seu total e, por isso, a empresa estabeleceu em 2005 um padrão de desempenho ambiental para o gerenciamento das mesmas. Na Petrobras o gerenciamento de *flaring* e *venting* pode ser melhorado, principalmente nas plataformas de produção em alto-mar.

Quanto ao uso de mecanismos de mercado, a Shell Canada Limited já utiliza a compra de créditos de emissão, enquanto que a Chevron e a Petrobras estão em estágio inicial de busca de oportunidades dentro do Mercado de Quioto, principalmente com relação ao MDL.

Um ponto de melhoria na gestão da Shell é a necessidade de aumentar a participação de fontes renováveis de energia nas suas atividades. O próprio relatório afirma que a empresa continua examinando oportunidades para se envolver em projetos de energia alternativa, principalmente energia eólica. Por outro lado, a Chevron se destaca nesse quesito devido à participação da energia geotérmica nos seus negócios. A Petrobras já está investindo em energia eólica e biodiesel, principalmente.

Deve ser destacado que, em comparação às outras duas empresas, a Petrobras está situada dentro de um patamar diferente na gestão de emissões de GEE, principalmente pelo fato do Brasil não possuir metas de redução de emissões na primeira fase do Protocolo de Quioto que vai até 2012. Nesse caso, é importante salientar o caráter voluntário das ações da empresa.

Finalmente, para se ter uma noção de escala, na Tabela 4.9 está mostrada a contribuição das emissões de GEE da Petrobras no contexto mundial de combustíveis fósseis, adotando-se como referência o ano de 2003.

**Tabela 4.9 – Emissões de GEE da Petrobras no contexto mundial de combustíveis fósseis
(em milhões de toneladas por ano; ano base: 2003)**

	Emissões de CO₂	Contribuição (%)
Mundo	24.000	100
Brasil ⁽¹⁾	231	0,96
Petrobras	39	0,16
Abastecimento	18	0,08
Refinaria de Paulínia	3	0,01

Fonte: Elaboração própria, a partir de informações de BRASIL (2004) e IEA (2004).

Nota (1): As informações de BRASIL (2004) são referentes ao ano de 1994 e foram usadas apenas para se ter uma noção da ordem de grandeza das emissões da Petrobras no contexto brasileiro.

A análise da Tabela 4.9 permite concluir que as emissões provenientes do processo produtivo de uma companhia de óleo e gás têm participação significativa no contexto nacional. As emissões do Abastecimento e da Refinaria de Paulínia correspondem a 7,8% e 1,3%, respectivamente, do total brasileiro.

Na verdade, a maior parte das emissões ocorre no consumo dos produtos. Conforme já mencionado, em 2005, somente os produtos da Chevron resultaram em emissões que correspondem a 1,5% das emissões globais de combustíveis fósseis. O relatório da empresa BP (2004) descreve que as emissões referentes ao uso de seus produtos são geralmente 15 vezes maior que as emissões das suas operações. A empresa estima que o consumo de seus produtos gerou uma emissão de 1.298 milhões de toneladas de CO₂ no ano de 2003.

Capítulo 5

Inventário de emissões

Com base na premissa “Quem não mede, não gerencia!”, mencionada no início desta dissertação, o presente capítulo aborda a importância de um inventário de emissões como ferramenta de gestão empresarial para construir uma estratégia efetiva para as mudanças climáticas. Também são descritos alguns métodos padronizados e reconhecidos internacionalmente para a estimativa de emissões de GEE com ênfase naqueles que são mais adequados para aplicação na indústria de óleo e gás.

5.1 Introdução

Segundo a USEPA (2001), fator de emissão é um valor representativo que relaciona a emissão de um poluente e o nível de atividade de uma planta industrial associada. O nível de atividade pode ser expresso, por exemplo, em termos de taxa de produção ou quantidade de combustível consumido. Os fatores são usualmente expressos como a massa de um poluente dividido por unidade de massa, volume, distância ou duração da atividade que emite o poluente (por exemplo: tonelada de CO₂ por tonelada de óleo combustível queimado). Assim, se o fator de emissão e o correspondente nível de atividade para um processo são conhecidos, a estimativa da emissão pode ser realizada.

A emissão de uma fonte particular é dada pelo produto do fator de emissão (FE) específico da fonte pelo fator de atividade (FA). Um inventário é a soma de todas as emissões de uma determinada planta industrial ou companhia (API, 2004).

A definição acima está representada na Equação 5-1:

$$\text{Inventário de emissões} = \sum_{i=1}^n \text{FEi} \times \text{FAi} \quad (\text{Equação 5-1})$$

Sendo “n” o número total de fontes.

Inventário de emissões atmosféricas é o estudo das fontes de emissão de poluentes visando identificar, localizar, qualificar e quantificar todos componentes que estão sendo descarregados para a atmosfera, podendo incluir estimativas de fontes pontuais, móveis, biogênicas e fonte aérea. O inventário de emissões tem sido um instrumento fundamental no gerenciamento da qualidade do ar (TOMAZ; JARDIM, 2000).

De acordo com Silveira et al. (2006), esse instrumento também é importante para o desenvolvimento de estratégias de controle de emissão, determinando a aplicabilidade de programas de controle, mostrando os efeitos das fontes e estratégias mitigadoras apropriadas.

Portanto, um inventário de emissões é uma ferramenta poderosa e de usos múltiplos, usada por órgãos reguladores, formuladores de política, grupos da sociedade civil e outras partes interessadas na arena de proteção ambiental. Dentro do contexto do Protocolo de Quioto, os inventários de emissões de GEE dos países serão analisados minuciosamente com relação ao cumprimento das metas e dos prazos.

Na Tabela 5.1 estão mostradas várias aplicações possíveis para inventários de GEE.

Tabela 5.1 – Aplicações possíveis para inventários de GEE

OBJETIVO	DESCRIÇÃO
Gerenciamento de GEE	• Identificação de riscos e oportunidades de redução na cadeia produtiva • Estabelecimento de metas internas e relatórios de progresso • Desenvolvimento de processos e produtos inovadores • <i>Benchmarking</i> interno/externo
Relatório Público e Participação em Iniciativas Voluntárias	• Relatório Público, por exemplo, <i>Global Reporting Initiative</i> • Programas Voluntários de ONGs , por exemplo, <i>Climate Neutral Network</i>, <i>WWF Climate Savers Program</i>, <i>Environmental Resources Trust</i> • Programas Voluntários do Governo, por exemplo, <i>Canadian Voluntary Challenge Registry</i>, <i>Australian GHG Office</i>, <i>California Climate Action Registry</i>, <i>US EPA Climate Leaders Initiative</i> • Rotulação e certificação ambiental
Mercados de GEE	• Compra ou venda de créditos de emissão • Programas de comércio de permissões (<i>cap & trade</i>), por exemplo, <i>UK Emissions Trading Scheme</i>, <i>Chicago Climate Exchange</i>
Relatórios para Órgãos Reguladores e Governo	• Diretrizes, por exemplo, <i>European Integrated Pollution Prevention and Control Regulation</i>, <i>European Pollutant Emissions Register</i> • Exigências nacionais ou locais de relatórios de emissão, por exemplo, <i>Canadian National Pollutant Release Inventory</i>

Fonte: adaptado de Sundin e Ranganathan (2002).

Devido à crescente convicção que mecanismos de mercado são mais efetivos que políticas de comando e controle, os inventários serão cada vez mais usados para influenciar o comportamento das companhias no mercado.

Logo, um dos primeiros e mais significativos passos que uma companhia pode tomar no sentido de construir uma estratégia efetiva para as mudanças climáticas é conduzir um inventário das suas emissões de GEE. O inventário fornece informações valiosas sobre riscos e oportunidades de atuar em uma economia com restrição de carbono. Em termos estratégicos, as emissões de GEE podem ser relevantes para manter a licença de operação da empresa, assegurar

sucesso de longo prazo no competitivo ambiente de negócios e estar em conformidade com políticas emergentes nacionais, regionais e internacionais dirigidas para reduzir as emissões corporativas de GEE. No nível operacional, as informações de emissões de GEE podem ser relevantes para decidir quais produtos fabricar, quais materiais e tecnologias a serem usados e de onde obter energia. Entretanto, o tempo e o custo de desenvolver um inventário corporativo de emissões de GEE podem ser significativos. Também é importante desenvolver um inventário de forma a ser compatível com as futuras exigências regulatórias (SUNDIN; RANGANATHAN, 2002).

Nesse sentido, em 1998, a companhia Texaco Inc. decidiu inventariar suas emissões de GEE de 1997 oriundas das suas operações no mundo inteiro. Uma das conclusões desse trabalho foi que a indústria necessita de métodos padronizados para realizar o inventário de GEE e para relatar os resultados, pelo fato de existir muitas operações que envolvem a participação de várias empresas (SCHIEVELBEIN; LEE, 1999).

Trabalhos semelhantes, de caráter voluntário, foram realizados em outras grandes empresas, tais como BP e Shell.

Posteriormente, no ano de 2001, em reconhecimento à necessidade de consistência nos métodos usados para quantificar as emissões de GEE, as companhias filiadas ao American Petroleum Institute (API) realizaram um compêndio das melhores metodologias de avaliação de emissões aplicáveis às operações das indústrias de óleo e gás. Em fevereiro de 2004 foi lançada uma versão revisada e atualizada do Compêndio do API após vários anos de teste da versão piloto de 2001.

5.2 Metodologias de estimativa de emissões de GEE

Assim como o API, outras instituições desenvolveram suas próprias metodologias de avaliação de emissões de GEE, tais como: IPCC, WBCSD/WRI, ARPEL, UKETS, USEPA, entre outras. No presente capítulo serão descritos os protocolos de estimativa de emissões do IPCC, do WBCSD/WRI e do API. O protocolo do IPCC é indicado para a confecção de inventários nacionais de GEE e foi utilizado na confecção do inventário brasileiro. O protocolo do

WBCSD/WRI é utilizado para processos industriais e serviu de base para a elaboração das diretrizes do protocolo do API que é o principal foco de estudo deste capítulo.

5.2.1 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

A UNFCCC entrou em vigor no Brasil em 1994, após ratificação pelo Congresso Nacional. Nos termos da Convenção, os países assumem, entre outros, o compromisso²⁹ de desenvolver e atualizar, periodicamente, inventários nacionais das emissões antrópicas por fontes e remoções por sumidouros dos gases de efeito estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal, além de fornecer uma descrição geral das providências para implementar a Convenção (BRASIL, 2002).

A metodologia adotada pela Convenção foi desenvolvida pelo IPCC, em conjunto com a Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento (OECD) e a Agência Internacional de Energia (IEA), com o objetivo de permitir o cálculo e a apresentação das emissões antrópicas líquidas nacionais de GEE e encorajar sua disseminação entre os países participantes do IPCC e Partes da Convenção (BRASIL, 2002).

As Diretrizes do IPCC foram internacionalmente aceitas, pela primeira vez, em 1994 e publicadas em 1995. Na COP 3, em Quioto, foi reafirmado que essas diretrizes revisadas em 1996 deveriam ser usadas para o cálculo das metas legalmente vinculadas durante o Primeiro Período de Cumprimento do Protocolo de Quioto (IPCC, 1996b).

A versão revisada das Diretrizes do IPCC (1996b) é constituída de três volumes que fornecem assistência para o usuário na preparação de inventários nacionais de GEE: Instruções para Relatório (Volume 1); Livro de Trabalho (Volume 2) e Manual de Referência (Volume 3).

Em 2006 foi publicada uma versão atualizada das Diretrizes do IPCC constituída de cinco volumes: Instruções Gerais (Volume 1); Energia (Volume 2); Processos industriais e uso de produtos (Volume 3); Agricultura, reflorestamento e outros usos da terra (Volume 4) e Resíduos (Volume 5) (IPCC, 2006).

²⁹ Princípio da responsabilidade comum, porém diferenciada, conforme as obrigações descritas nos parágrafos 1º e 2º do artigo 4º da UNFCCC.

Em dezembro de 2004, o governo brasileiro divulgou o primeiro inventário de emissões de GEE. Por se tratar do primeiro inventário submetido à UNFCCC, os dados nele contidos abrangem apenas o período entre 1990 e 1994. A maior parte da contribuição brasileira para o efeito estufa vem da parcela de mudança de uso da terra e floresta. Enquanto a queima de combustíveis fósseis produz a emissão anual de 231 milhões de toneladas de CO₂, as queimadas e o desmatamento são responsáveis por 776 milhões de toneladas de CO₂ (BRASIL, 2004).

No próprio relatório de referência do primeiro inventário brasileiro é feita uma análise crítica, na qual se afirma que:

- A metodologia do IPCC foi elaborada por especialistas de países desenvolvidos, onde a maior parte das emissões é proveniente da queima de combustíveis fósseis; em consequência, setores importantes para os países em desenvolvimento, como a agricultura e a mudança no uso da terra e florestas, não são tratados com a profundidade necessária;
- Os fatores de emissão ou até mesmo a própria metodologia devem ser analisados com a devida cautela, uma vez que não refletem, necessariamente, as realidades nacionais;
- No Brasil, a busca e coleta de informação não são adequadas por causa do custo de obtenção; há pouca preocupação institucional com a organização ou fornecimento de informação; há, ainda, carência de legislação que obrigue as empresas a fornecer informações, em especial no que diz respeito às emissões de GEE;
- Como a elaboração de um inventário nacional é um empreendimento intensivo em recursos, devem ser estabelecidas prioridades para realizar estudos e pesquisas de emissões nos setores principais (BRASIL, 2002).

5.2.2 World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) and World Resources Institute (WRI)

O Protocolo do WBCSD/WRI (2004), *Greenhouse Gas Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*, é uma ampla colaboração entre indústrias, ONGs, governos e outras

entidades reunidas no Conselho Empresarial Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WBCSD) e no Instituto dos Recursos Mundiais (WRI). Ele representa um exemplo internacional voluntário para contabilizar e relatar as emissões de GEE.

A credibilidade do Protocolo do WBCSD/WRI está no processo de desenvolvimento que se baseou em dois princípios: inclusão e transparência.

O Protocolo do WBCSD/WRI é constituído de três partes:

- Padrões de contabilização e de relatórios;
- Guia prático envolvendo desde o projeto do inventário de GEE até a verificação de dados de emissão;
- Ferramentas de cálculo de GEE, com acesso disponível pela Internet, para diferentes setores tais como: combustão em fontes estacionárias, combustão em fontes móveis, ácido adípico, ácido nítrico, alumínio, amônia, cal, cimento, ferro e aço, papel e celulose e semi-condutores.

O Protocolo do WBCSD/WRI usa uma estrutura flexível baseada num processo de contabilização do tipo *bottom-up*, ou seja, as emissões são calculadas no nível de uma fonte de GEE e podem ser posteriormente agregadas ou desagregadas por instalação, unidade de negócio, país e região. (SUNDIN; RANGANATHAN, 2002).

5.2.3 American Petroleum Institute (API)

As operações globais da indústria de óleo e gás encontram ambientes operacionais e empresariais únicos no tocante ao desenvolvimento de estratégias de gerenciamento de GEE. Em todos os casos as companhias necessitam de metodologias consistentes e confiáveis para a estimativa das emissões de GEE, junto com uma estrutura comum para definir os limites para relatar as emissões. Para preencher essa necessidade o *American Petroleum Institute (API)* desenvolveu o documento “*Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry*”, que será doravante denominado de “Compêndio do API” (API, 2004).

Nos últimos anos, o API se engajou em atividades para promover a harmonização de metodologias do mundo inteiro para alcançar a comparabilidade das emissões de GEE relatadas. Além disso, o API em colaboração com a *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA)* e com a *International Association of Oil and Gas Producers (OGP)*, desenvolveram uma consistente estrutura global para quantificar e relatar as emissões de GEE pelas indústrias do setor intitulada de “*Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions*”, que será doravante denominada de “Diretrizes da IPIECA” (IPIECA, 2003).

As Diretrizes da IPIECA foram desenvolvidas por uma equipe de representantes das empresas BP, ChevronTexaco, ExxonMobil e Shell, sob a supervisão das organizações patrocinadoras API, IPIECA e OGP (Nordrum et al., 2004).

O Sistema de Estimativa de Emissões SANGA foi desenvolvido originalmente pela ChevronTexaco para implementar as metodologias embutidas no Compêndio do API (API, 2005).

O conjunto de ferramentas, constituído pelo Compêndio do API, pelas Diretrizes da IPIECA e pelo Sistema SANGA, fornece uma estrutura consistente para estimar, rastrear, relatar e gerenciar informações de emissões de GEE e consumo de energia.

Diretrizes da IPIECA para relato³⁰ das emissões de GEE

A harmonização de práticas de inventário e relato de GEE inclui consistência em questões de contabilização, tais como escopo, extensão, fronteiras e limites. Como a indústria de óleo e gás utiliza alguns arranjos operacionais únicos, a determinação das fronteiras de propriedade e inventário pode ser complicada.

No desenvolvimento das Diretrizes da IPIECA foram consideradas muitas coletâneas já existentes para contabilização e relato de GEE. A estrutura final adotada é baseada, em grande

³⁰ Do inglês *reporting*, cujo significado no contexto em estudo é elaboração de relatórios e/ou padronização da informação.

parte, no Protocolo do WBCSD/WRI. As Diretrizes da IPIECA contêm algumas modificações em relação ao mesmo, baseadas na experiência e aplicações práticas da indústria de óleo e gás. São adotados os conceitos de contabilização e relato. Contabilização é o reconhecimento e a consolidação das emissões de GEE de operações nas quais a companhia em estudo detém um interesse e em que é feita uma associação de dados específicos de operações, instalações, localidades geográficas, processos comerciais e participações proprietárias. Relato diz respeito à apresentação dos dados de GEE em formatos específicos para diferentes necessidades de utilização.

Na Tabela 5.2 está mostrado um resumo das principais seções e respectivos conteúdos do documento Diretrizes da IPIECA.

Tabela 5.2 – Descrição do conteúdo das Diretrizes da IPIECA

CAPÍTULO	DESCRIÇÃO
1. Princípios de Contabilização e Relato de GEE	Definição de princípios de transparência, comparabilidade, consistência, custo-efetividade e confiabilidade para a contabilização de emissões corporativas, empresariais ou industriais.
2. Fronteiras para o relato de emissões de GEE	Discussão de contabilização para diferenças de titularidade das emissões, especialmente em situações únicas da indústria de óleo e gás.
3. Projeto de inventário para monitorar desempenho	Recomendação de fronteiras para as emissões diretas e indiretas de GEE, incluindo compra de energia elétrica, calor ou vapor.
4. Identificação de fontes industriais de emissões de GEE	Descrição de processos para estabelecer e revisar linhas de base quando apropriado e para documentar fontes e operações industriais relevantes.
5. Avaliação de emissões industriais de GEE	Recomendação de tratamento de inventários de emissão para refletir mudanças retrospectivas da carteira de negócios.
6. Relato de emissões de GEE	Discussão de níveis aplicáveis de confiança das estimativas (exatidão e integridade).
7. Processos de garantia de inventário	Orientação em processos de garantia para confirmação da integridade de inventários.

Fonte: Ritter et al. (2005).

As questões-chave dirigidas pelas diretrizes incluem relato em base de controle operacional³¹ ou em base de fração de participação³². É fornecida orientação em definições de controles operacionais selecionados que são baseadas em práticas da indústria e a discussão na fração de participação fornece esclarecimentos adicionais para vários arranjos de parceria, tais como *Joint Ventures* e *Production Sharing Agreements*.

As Diretrizes da IPIECA recomendam que, no mínimo, as companhias incluam no seu relatório as emissões diretas de GEE que sejam consistentes com a abordagem selecionada para definir as fronteiras da organização. Elas recomendam como opção que as companhias informem emissões indiretas da importação (consumo) de eletricidade, vapor e água quente e que essas quantidades estimadas sejam mantidas separadas daquelas atribuídas às emissões diretas.

Compêndio do API

Ritter et al. (2005) afirmam que o Compêndio do API não é nem um padrão nem uma prática recomendada para o desenvolvimento de inventários de GEE. Ele se constitui numa compilação de metodologias reconhecidas para estimar emissões de GEE específicas para operações das indústrias de óleo e gás. Ele apresenta e ilustra o uso de formas de cálculo, preferenciais e alternativas, para emissões de CO₂, CH₄ e N₂O de todas as fontes comuns incluindo as de combustão, de processo, fugitivas e indiretas. São fornecidas árvores de decisão que guiam o usuário na seleção de técnicas de estimativas baseadas em considerações de materialidade, disponibilidade de dados e exatidão.

Em fevereiro de 2004 foi lançada uma versão revisada e atualizada do Compêndio do API após vários anos de teste da versão piloto de 2001. Essa última versão representa o estado-da-arte para a determinação de emissões de GEE da indústria de óleo e gás. Na Tabela 5.3 está apresentado o conteúdo da mesma.

³¹ De acordo com as Diretrizes da IPIECA, uma companhia detém o controle operacional de uma instalação quando “a companhia tem autoridade para introduzir e implementar suas políticas de operação e de segurança, meio ambiente e saúde”, mesmo dentro de uma associação de empresas (*joint venture*).

³² Do inglês *equity share*.

Tabela 5.3 – Descrição do conteúdo do Compêndio do API

CAPÍTULO	DESCRIÇÃO
1.0 Introdução	Fornece a experiência anterior e uma visão geral do documento, incluindo realces da sua organização.
2.0 Descrição da Indústria	Fornece uma descrição dos vários segmentos da indústria como exploração, produção e processamento de gás; produção de metano em leito de carvão; operações de mineração; transporte e distribuição; refino; petroquímica; comercialização; e geração de eletricidade e calor.
3.0 Considerações Técnicas	Destaca algumas considerações-chave como o tipo de fontes de emissão (combustão, processo, fugitivas) e espécies de GEE a serem relacionadas. Também são fornecidos potenciais de aquecimento global; dados requisitados; hipóteses, unidades e conversão de unidades; propriedades de combustíveis; classificação da qualidade e intervalos de confiança de fatores de emissão.
4.0 Métodos de Estimativa de Emissões de Combustão	Descreve amplos detalhes para a estimativa de emissões de GEE de equipamentos de combustão, incluindo métodos preferenciais e alternativos, com árvores de decisão e exemplos de cálculo apropriados. São fornecidos métodos para unidades de combustão internas e externas, flares e fontes de transporte, junto com emissões associadas com a compra de eletricidade, calor ou vapor.
5.0 Métodos de Estimativa de Emissões de Processo	Descreve detalhes para a estimativa de emissões de GEE de várias fontes de processo, incluindo: processos de tratamento de gás; processos de refino; escape de processos frios; emissões de tanques de armazenamento; perdas de carregamento, lastramento e movimentação; outras fontes de processo (equipamentos pneumáticos, perfuração e teste de poços, mineração de carvão e produção química). Também são fornecidos métodos para estimativa de emissões de GEE de atividades não-rotineiras.
6.0 Métodos de Estimativa de Emissões Fugitivas	Descreve detalhes para a estimativa de emissões de GEE de fontes de emissões fugitivas, incluindo: vazamentos de equipamentos de processo, tratamento anaeróbico de água e tratamentos biológicos.
7.0 Exemplos de Inventário de Emissões	Descreve exemplos detalhados de aplicação da metodologia para várias instalações industriais, incluindo: exploração e produção; plantas de processamento de gás natural; transporte; refino e terminais de comercialização.
Apêndice A	Sumário de Comparação de Protocolos
Apêndice B	Abordagens de Cálculo Adicionais
Apêndice C	Estudo de emissões de óxido nitroso

Fonte: Ritter et al. (2005).

Sistema de Estimativa de Emissões SANGEA

Ritter et al. (2005) descrevem que o SANGEA é uma ferramenta eletrônica de gerenciamento de dados de emissões de GEE que leva em conta os limites estabelecidos pelas Diretrizes da IPIECA e as metodologias de cálculo do Compêndio do API. O Sistema SANGEA é modular, de forma que pode ser usado para estimar a utilização de energia e as emissões de GEE de todos os tipos de fonte da indústria de óleo e gás. Os usuários podem configurar o sistema para suas necessidades de relato pela entrada de dados sobre a situação operacional e participação proprietária para cada instalação da companhia e pela seleção dos módulos aplicáveis de cálculo.

Segundo Ritter et al. (2005), o Sistema SANGEA inclui as seguintes características:

- Contabilização das emissões tanto nas bases de Controle Operacional como de Fração de Participação;
- Contabilização e relato das emissões diretas e indiretas separadamente;
- Avaliações da utilização de energia e das emissões de GEE para identificar as fontes majoritárias;
- Orientação de atividades de gerenciamento de energia e de emissões de GEE através da possibilidade de comparação de emissões de atividades similares;
- Previsão de emissões, tanto para negócios usuais como para implementação de projetos específicos;
- Estabelecimento de objetivos para melhorar a eficiência energética, diminuir as emissões de GEE e rastrear o progresso.
- Documentação do progresso contra uma linha de base para potenciais créditos futuros;
- Fornecimento de uma base de entendimento sobre os múltiplos parâmetros que afetam a utilização de energia e as emissões de GEE nas diversas operações industriais.

5.3 Aplicação das metodologias para a indústria de óleo e gás

De acordo com Ritter et al. (2004), a comparação dos vários protocolos de estimativa de emissões requer diferentes níveis de inspeção. O API (2002) elaborou um estudo de comparação entre o seu Compêndio e os protocolos das seguintes instituições:

- *Australian Greenhouse Office (AGO);*
- *Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre (CIEEDAC);*
- *Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP);*
- *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC);*
- *Regional Association of Oil and Natural Gas Companies in Latin America and the Caribbean (ARPEL);*
- *UK Emissions Trading Scheme (UKETS);*
- *World Resources Institute/World Business Council for Sustainable Development (WRI/WBCSD).*

Segundo Ritter et al. (2004) as três principais constatações do estudo do API (2002) são:

- Especificação da convenção de poder calorífico usada (PCS ou PCI) para os combustíveis é extremamente importante a fim de determinar o uso de fatores de emissão apropriados; o uso incorreto do fator de emissão pode resultar em erros de 5 a 10% nas emissões calculadas;
- Existência de uma ampla variabilidade nos fatores de emissão de CO₂ dos combustíveis e na categorização de tipos de fontes; para a maior parte dos combustíveis a variabilidade é maior que 5%;
- Existência de um tratamento inconsistente na literatura das hipóteses usadas para considerar a fração de carbono do combustível convertida para CO₂. Por exemplo, os protocolos do API e do WRI/WBCSD consideram que todo o carbono é convertido

enquanto que os protocolos do IPCC e da USEPA consideram conversões de 99,5% para gás natural e 99% para petróleo e carvão.

A principal conclusão dos vários estudos é que os inventários de emissões de GEE podem ser significativamente diferentes conforme a estimativa usada para calcular as emissões e as hipóteses referentes à escolha de fronteiras organizacionais, fontes, combustíveis e práticas operacionais. Um fator-chave para alta qualidade e credibilidade do inventário de emissões é a sua “transparência”, isto é, o fornecimento de detalhes suficientes para a verificação da procedência das informações (RITTER et al., 2004).

O entendimento da magnitude e das fontes de emissões de GEE é um primeiro passo crítico para gerenciar as emissões. Adicionalmente, com o aumento do foco nos potenciais de valor e risco associados às emissões de GEE, metodologias padronizadas para a estimativa dessas emissões são cruciais para a tomada de decisões e busca de metas de redução.

Métodos robustos para calcular, relatar e rastrear emissões são essenciais para uma gestão efetiva das emissões de GEE. Metodologias consistentes fornecem credibilidade para as estimativas e proporcionam agregação e comparação (RITTER et al., 2004).

As companhias de óleo e gás do mundo todo têm realizado um esforço voluntário para aumentar a consistência da estimativa das emissões.

O conjunto de ferramentas, constituído pelo Compêndio do API, pelas Diretrizes da IPIECA e pelo Sistema SANGA, tem um caráter estratégico para que a indústria de óleo e gás possa se posicionar e enfrentar a questão das mudanças climáticas.

O Compêndio do API e as Diretrizes da IPIECA serão atualizados periodicamente com base nos desenvolvimentos industriais, científicos, técnicos e regulamentários. O objetivo é de também manter consistência, quando relevante para o setor, entre esses documentos e outros protocolos (de inventário de GEE) reconhecidos nacional e internacionalmente. Por exemplo, existe a intenção de manter consistência entre as Diretrizes da IPIECA e os padrões emergentes da *International Standards Organization* (ISO) para a estimativa, relato e verificação de emissões de GEE (ISO 14064 Partes 1, 2 e 3) (RITTER et al., 2004).

Capítulo 6

Quantificação de emissões

Neste capítulo é verificada a aplicação de uma ferramenta de domínio público, o programa aplicativo SANGEA, para a quantificação de emissões de GEE de uma refinaria nacional. Em seguida, é realizada uma comparação dos resultados obtidos com os resultados apresentados no inventário de emissões da própria empresa.

6.1 Descrição da ferramenta

Com o objetivo de desenvolver uma ferramenta de gerenciamento de suas emissões de GEE, a empresa ChevronTexaco coordenou uma equipe de consultores para a criação do programa aplicativo *SANGEATM Energy and Emissions Estimating System*, doravante denominado simplesmente como SANGEA.

A empresa tem tido sucesso no uso do programa aplicativo de forma corporativa desde janeiro de 2002. Para promover a padronização, a ChevronTexaco tornou o programa aplicativo de uso público através do API (2005). O API disponibiliza gratuitamente o SANGEA para organizações ligadas à indústria do petróleo ou a agências governamentais envolvidas com a regulação da indústria. A requisição é feita diretamente no endereço do API na Internet (<http://ghg.api.org/home.asp>) através do registro do usuário e do aceite das condições de licença do programa aplicativo SANGEA. Em caso de aprovação do cadastro, o usuário recebe uma mensagem de confirmação, via correio eletrônico, contendo a senha de acesso para obtenção de uma cópia do programa aplicativo.

O SANGEA é a primeira ferramenta baseada nas diretrizes da IPIECA e metodologias do Compêndio API e, portanto, seu uso se constitui como melhor prática emergente (LORETI et al., 2004).

O programa aplicativo é baseado no *software* Excel e possui uma extensa interface com *Visual Basic*. Essa interface inclui um processo guiado por menus para configurar as operações relatadas, especificar as características das fontes de emissões, calcular e relatar os resultados de emissão, verificar os dados de entrada e relatar o inventário concluído para uma instalação numa base trimestral. O programa aplicativo foi desenvolvido para ser usado em computadores de ambiente operacional *Windows* com versão 2000 do *Excel* ou posterior.

A possibilidade de verificação dos resultados através de auditoria³³ foi uma consideração-chave para o desenvolvimento do sistema SANGEA. Para garantir essa característica, a empresa PricewaterhouseCoopers recomendou uma série de controles que foram incorporados ao programa aplicativo (LORETI et al., 2004).

O programa aplicativo é abrangente e modular de forma que ele pode ser usado para estimar o consumo de energia e as emissões de GEE de todos os tipos de fontes da indústria do petróleo. De acordo com o Battelle Memorial Institute (2004), os módulos de emissões disponíveis são:

- **Remoção de gás ácido:** avalia as emissões de GEE que resultam do tratamento de gás produzido para remover dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio. O gás ácido é tipicamente tratado numa torre de absorção com uma solução de amina. Essa solução é então regenerada por meio de retificação a vapor, o que remove o CO₂ e o H₂S da solução. A menos que o CO₂ seja injetado no solo ou recuperado para outro propósito, ele será emitido para a atmosfera.
- **Combustão de coque:** avalia as emissões de GEE associadas com a combustão de coque de diversos processos de refino: regeneração contínua ou intermitente dos

³³ O autor emprega o termo *auditability* no texto em referência.

catalisadores usados nas unidades de craqueamento catalítico fluidizado, reforma catalítica ou tratamento com hidrogênio³⁴.

- **Combustão:** avalia as emissões de GEE provenientes da queima de combustível em equipamentos típicos da indústria. As emissões podem ser estimadas com base no consumo total de combustível ou de forma individual por equipamento. O usuário pode escolher dentro de um conjunto de combustíveis padronizados ou definir novos combustíveis.
- **Transporte e armazenamento de óleo bruto:** avalia as emissões de GEE associadas com transporte, manuseio e armazenamento de óleo bruto. Somente as emissões de metano do óleo bruto são consideradas, pois os derivados de petróleo contêm pouco metano. Os meios de transporte considerados incluem navios, trens e caminhões.
- **Sistemas de tocha (*Flaring*):** avalia as emissões de GEE provenientes de sistemas de tochas tanto do segmento *upstream* como do segmento *downstream*. O módulo é aplicável tanto para emissões rotineiras como para liberações de emergência.
- **Expansão (*Flashing*):** avalia as emissões de GEE provenientes da expansão de vapores do petróleo que ocorre quando o produto em alta pressão entra num tanque ou vaso na pressão atmosférica.
- **Emissões Fugitivas:** avalia as emissões de metano que ocorrem quando líquidos e gases vazam de equipamentos como válvulas, flanges, conectores, selos de bombas e de compressores ou tubulações. O módulo inclui fatores de emissão para tipos específicos de componentes em diversos serviços. Embora as emissões que ocorrem em tratamento de efluentes líquidos e em tanques de armazenamento sejam algumas vezes referidas como fugitivas, elas são calculadas em outros módulos.

³⁴ Do inglês *hydroprocessing* ou *hydrotreating*, que se refere às unidades de tratamento de combustíveis, notadamente gasolina, querosene e diesel, que utilizam hidrogênio para a remoção de compostos sulfurados e nitrogenados.

- **Desidratadores a glicol:** avalia as emissões de metano resultantes do tratamento de gás para a remoção de umidade. O gás é tipicamente tratado numa torre de absorção com trietileno glicol. O glicol absorve a água junto com uma pequena quantidade de hidrocarbonetos (incluindo metano). O glicol é então regenerado por aquecimento em um refulvador para evaporar a água, quando ocorre a liberação dos hidrocarbonetos absorvidos.
- **Plantas de hidrogênio:** avalia as emissões de CO₂ resultantes da produção de hidrogênio em plantas de refinaria. O cálculo é baseado na quantidade de carga de alimentação usada e o percentual de carbono na mesma (tipicamente gás natural, gás de refinaria ou nafta), assumindo que todo o carbono é oxidado totalmente para CO₂. É possível escolher entre uma carga de alimentação padronizada ou especificar uma particular.
- **Emissões indiretas:** avalia as emissões de GEE associadas com a importação de eletricidade e vapor (ou água quente) de fora dos limites da entidade reportada. Se as fontes de vapor e eletricidade estiverem inteiramente dentro dos limites da entidade reportada somente será necessário usar o módulo de combustão. O módulo de emissões indiretas também avalia as emissões de GEE associadas com a exportação de eletricidade e vapor pela entidade reportada e, nesse caso, elas são calculadas como valores negativos e subtraídas do total de emissões.
- **Emissões de processo (*Venting*):** avalia emissões de processos distintos de Combustão e de Reações Químicas, o que inclui operações e dispositivos específicos usados na indústria do petróleo, bem como a ventilação fria de gases³⁵ tal como o gás associado produzido nas operações de E&P. A ventilação fria se refere às emissões provenientes de operações e dispositivos que não são projetados para queimar o gás liberado. Esse módulo inclui fatores de emissão para duas categorias específicas de equipamentos acionados a gás: dispositivos pneumáticos e bombas de injeção de produtos químicos.

³⁵ Do inglês *cold venting of gases*.

- **Miscelânea:** avalia as emissões de GEE de fontes não contempladas pelos outros módulos e permite ao usuário definir fontes e sumidouros. Esse módulo pode ser usado para calcular emissões baseadas em fatores de emissão e níveis de atividade definidos pelo usuário ou para alimentar dados de emissão diretamente no SANGEA. Esse módulo também pode ser usado para alimentar remoções de GEE, quantidades seqüestradas de GEE tanto de forma biológica como de forma geológica. As fontes específicas incluídas nesse módulo são emissões de CH₄ de mineração de carvão e tratamento anaeróbico de efluentes líquidos.

O usuário deve selecionar apenas os módulos necessários para estimar as emissões das suas operações. Desta forma, antes de utilizar o SANGEA, o usuário deve ter um bom conhecimento das suas operações, das fontes de emissão mais significativas e dos objetivos do inventário.

As principais etapas envolvidas no uso do programa aplicativo são:

- Definição das localidades;
- Seleção dos módulos;
- Configuração das fontes para os módulos selecionados;
- Entrada de dados;
- Geração de relatórios.

O primeiro passo na utilização do programa aplicativo é definir as localidades para os quais o usuário pretende relatar as emissões. No contexto do SANGEA, uma localidade tem uma situação única de participação proprietária e controle operacional da companhia. Em outras palavras, todas as fontes associadas à localidade deverão ter a mesma situação em relação à companhia. A definição das localidades é uma etapa-chave na configuração do SANGEA, pois ela fornece informação que será usada para relatar corretamente o inventário da companhia em termos de participação proprietária ou operacional.

Após a configuração das localidades, a próxima etapa é a de seleção dos módulos de emissão aplicáveis. Esses módulos estão mostrados na Figura 6.1. O usuário verifica os módulos necessários e pressiona o botão de instalação (*Install*).

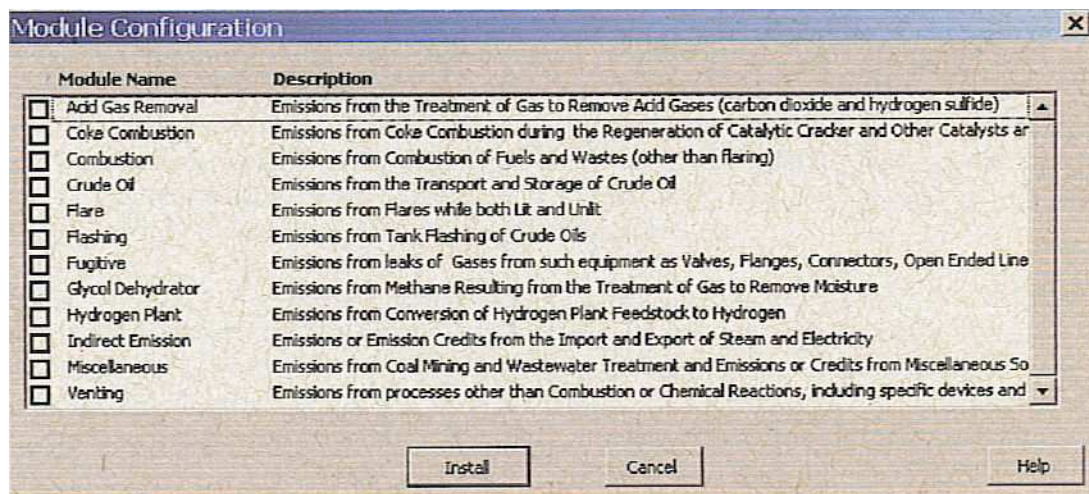


Figura 6.1 – Módulos de emissão disponíveis no SANGIA

Fonte: Loreti et al.(2004).

A configuração das fontes de emissão é realizada pela entrada dos dados em formulários específicos para cada módulo de emissão. A Figura 6.2 é um exemplo do formulário de entrada para uma fonte de combustão.

Add a New Source to the Combustion Module

Select the Location: Denver Refinery

Specify Fuel Type: Natural Gas

Select the Units for Input: Volume, scf

Enter Source Description:

Enter Source Id:

Select Device Type: General

Rating (optional): 10⁶ Btu/Hr

Country: USA, State: Colorado

Buttons: Add & Next, Add & Exit, Cancel, Help

Figura 6.2 – Exemplo do formulário de entrada para fonte de combustão no SANGIA

Fonte: Loreti et al.(2004).

O SANGEA permite ao usuário ter flexibilidade em estabelecer o inventário. Por exemplo, o nível de agregação pode ser especificado pelo usuário: cada forno ou caldeira pode ser listado separadamente, ou se existir apenas um medidor único para vários equipamentos de combustão, os equipamentos podem ser agrupados sob uma categoria geral (*General*).

O programa aplicativo permite ao usuário escolher as unidades dos dados de entrada e de saída dentro de uma variedade de unidades do Sistema Internacional e do Sistema Inglês. No caso de equipamentos de combustão, o consumo de combustível pode ser especificado em base mássica ou volumétrica ou em base do Poder Calorífico Inferior (PCI) ou do Poder Calorífico Superior (PCS). O programa aplicativo inclui informações de valores padronizados de composição de combustíveis e de fatores de emissão para todos os módulos com base no Compêndio do API (2004). No caso de disponibilidade de dados, o usuário pode especificar a composição de combustíveis e os fatores de emissão.

Uma vez que o SANGEA tenha sido configurado para todas as fontes do usuário, a entrada de dados é feita diretamente. O SANGEA gera tabelas padronizadas para a entrada mensal de dados para cada fonte e induz o usuário a fornecer as informações de rastreamento para auditoria.

O SANGEA gera relatórios trimestrais para submissão a um banco corporativo de dados, bem como relatórios resumidos e gráficos padronizados, que podem ser gerados pelo usuário a qualquer momento, para mostrar a evolução das emissões, a intensidade das emissões (emissões normalizadas) e fazer a previsão das emissões para as operações do usuário. A primeira etapa do processo de relato trimestral é uma revisão automática dos dados de entrada. A revisão assegura que todas as informações de entrada e de rastreamento para auditoria estejam completas. Se houver dados faltantes, o sistema gera uma mensagem de erro e guia o usuário para as células incompletas de forma a corrigir a situação. O relatório inclui uma declaração de garantia, tanto do executante do inventário como do gerente da instalação, para certificar que o inventário está completo e exato, e que foi preparado por um profissional competente.

Conforme mostrado na Figura 6.3, a tabela resumo gerada pelo SANGEA permite ao usuário analisar os dados de emissão de várias maneiras: por localidade, por módulo de emissão ou por tipo de GEE. O usuário pode ver o resumo dos dados de emissão baseado nas emissões

totais das fontes, por escala de emissões baseada na participação proprietária da companhia ou por relato numa base de controle. Devido ao fato do SANGEA usar como base o *Microsoft Excel*, as tabelas geradas de resultados podem ser copiadas e coladas em outras planilhas de *Excel* para manipulação adicional dos dados.

Internal Reporting						
Report By Equity ☐						
Report On Operator Only ☐						
Skip Unused Locations ☐						
Last Report Created: 26-ago-06, Total Emissions for all operations						
Report by Location	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CH ₄ (CO ₂ e)	N ₂ O (CO ₂ e)	Total CO ₂ e
Replan	2.990.951	1.174	30,6	24.647	9.480	3.025.078
Total (tonne):	2.990.951	1.174	30,6	24.647	9.480	3.025.078
Report by Module	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CH ₄ (CO ₂ e)	N ₂ O (CO ₂ e)	CO ₂ e
Coke Combustion	1.001.580	n/a	n/a	n/a	n/a	1.001.580
Combustion	1.623.682	34	29,3	712	9.094	1.633.488
Hydrogen Plant	294.392	n/a	n/a	n/a	n/a	294.392
Indirect Emission	7.249	0	1,2	6	386	7.640
Miscellaneous	64.048	1.140	0,0	23.930	0	87.978
Total (tonne):	2.990.951	1.174	30,6	24.647	9.480	3.025.078
Key Input Data	Units	YTD	Qtr1	Qtr2	Qtr3	Qtr4
Gas Natural	tonne	156.655	41.704	34.735	41.231	38.985
Gas de Refinaria	tonne	386.042	92.403	75.975	105.397	112.267
Oleo Combustivel	tonne	58.394	19.961	14.026	11.565	12.842
Coke Burned	tonne	296.911	62.622	72.866	82.082	79.342
Electricity	kWh	104.154.141	18.721.000	28.249.600	32.653.419	24.530.122
CO ₂ (by Location & Module)	Coke Combust	Combustion	Hydrogen Plant	Indirect Emission	Miscellaneous	
Replan	1.001.580	1.623.682	294.392	7.249	64.048	
Total (tonne):	1.001.580	1.623.682	294.392	7.249	64.048	
CH ₄ (by Location & Module)	Coke Combust	Combustion	Hydrogen Plant	Indirect Emission	Miscellaneous	
Replan	n/a	34	n/a	0	1.140	
Total (tonne):	0	34	0	0	1.140	
N ₂ O (by Location & Module)	Coke Combust	Combustion	Hydrogen Plant	Indirect Emission	Miscellaneous	
Replan	n/a	29,3	n/a	1,2	0,0	
Total (tonne):	0,0	29,3	0,0	1,2	0,0	

Figura 6.3 – Tabela resumo gerada pelo SANGEA

Fonte: Elaboração própria.

O SANGEA também gera automaticamente gráficos padronizados de emissões e consumo de energia por localidade e módulo, bem como a intensidade das emissões por mês. Na Figura 6.4 está mostrado um exemplo de gráfico produzido.

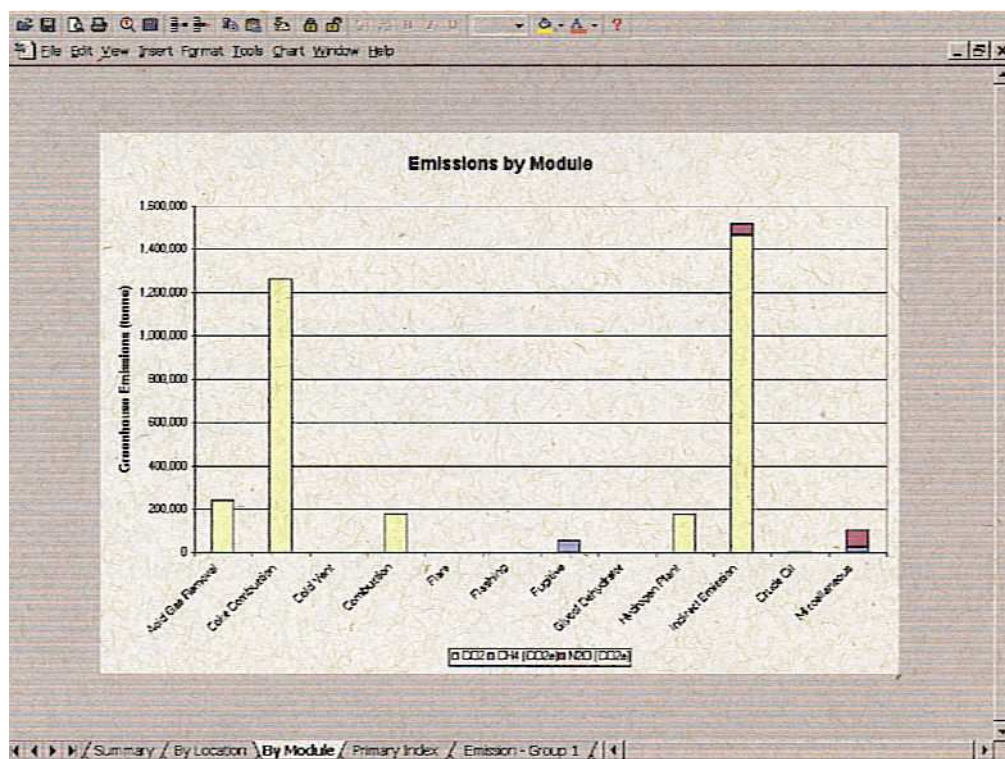


Figura 6.4 – Exemplo de saída gráfica do SANGEA

Fonte: Loreti et al.(2004).

Finalmente, através do uso de metodologias de estimativa padronizadas e consistentes com as diretrizes recentes para a contabilização e relato das emissões de GEE, a ferramenta SANGEA habilita as companhias a relatar suas emissões numa base consistente e padronizada para diversas operações ao redor do mundo (LORETI et al., 2004). Isto propicia a melhoria da credibilidade e fornece fundamentos para futuros esforços de cooperação entre companhias de petróleo, órgãos de regulação e outras indústrias (NORDRUM et al., 2004).

6.2 Quantificação de emissões de GEE para uma refinaria nacional

Descrição da instalação. Refinaria brasileira de petróleo, situada em Paulínia – SP, denominada de Refinaria de Paulínia ou REPLAN. Suas principais instalações são: duas unidades de destilação, duas unidades de craqueamento catalítico fluidizado, duas unidades de hidrotratamento de diesel (cada qual com uma planta de hidrogênio), duas unidades de coqueamento retardado, duas unidades de recuperação de enxofre, uma central termoeletrica e três sistemas de tocha.

Capacidade. A refinaria processa 57.200 m³/dia (360.000 bbl/dia) de petróleo e é responsável por 20% do refino de petróleo no Brasil. A maior parte do petróleo, cerca de 80%, é de origem nacional.

Operações. Praticamente todas as fontes de combustão queimam tanto gás de refinaria como gás natural. Algumas fontes também queimam óleo combustível por questão de confiabilidade operacional. A instalação também compra energia elétrica da concessionária local. As fontes de emissão de GEE da refinaria estão listadas na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Fontes de emissão de GEE da Refinaria de Paulínia

Categoria	Nº de unidades
Fontes de Combustão	
Fornos	17
Caldeiras	3
Caldeiras de recuperação de calor	2
Caldeiras de CO	2
Turbinas (Gás Natural)	2
Incineradores (Gás residual e gás amoniacal)	4
Tochas	3
Fontes de Processo	
Regeneradores de UCCF	2
Plantas de Hidrogênio (UGH)	2
Unidades de Recuperação de Enxofre	2
Fontes Fugitivas	
Fugitivas	Não disponível
Fontes Indiretas	
Compra de Energia Elétrica	

Fonte: Elaboração própria.

Módulos do SANGIA. A cópia do programa SANGIA usada nesta dissertação foi obtida em 17/03/2006, conforme o procedimento descrito na seção 6.1. Os módulos foram selecionados com o objetivo de determinar as mesmas parcelas de contribuição levantadas pelo inventário próprio da Petrobras que está mostrado na Tabela 6.6. Desta forma, os módulos usados foram: Combustão; Combustão de Coque; Plantas de Hidrogênio; Emissões Indiretas e Miscelânea.

O módulo de Combustão foi usado para determinar as emissões de GEE das fontes de combustão da refinaria listadas na Tabela 6.1. Os combustíveis considerados foram: gás de

refinaria, gás natural e óleo combustível. As emissões foram estimadas com base no consumo total de cada combustível. Nesse caso as estimativas foram feitas em duas etapas: a primeira baseada em combustíveis padronizados disponíveis no banco de dados do SANGEA, e a segunda baseada em especificações locais.

O módulo de Combustão de Coque foi usado para avaliar as emissões de GEE associadas com a combustão de coque nos regeneradores de duas unidades de craqueamento catalítico fluidizado (UCCF) da refinaria.

O módulo de Plantas de Hidrogênio foi escolhido para determinar as emissões de GEE das duas unidades de geração de hidrogênio (UGH) da refinaria. A carga de alimentação considerada foi o gás natural local.

O módulo de Emissões Indiretas foi usado para avaliar as emissões devido à compra de energia elétrica da concessionária local. Foram adotados os fatores de emissão de GEE da rede elétrica brasileira³⁶ da Tabela 4-13 do API (2004), a saber: 0,064 t CO₂/MWh; $2,36 \times 10^{-6}$ t CH₄/MWh e $1,10 \times 10^{-5}$ t N₂O/MWh. Foi considerada uma perda de transmissão de 8% conforme orientação do Battelle Memorial Institute (2004). Como as emissões indiretas são pouco significativas para a Refinaria de Paulínia, a intenção, nesta dissertação, foi explorar o banco de dados do SANGEA em detrimento do uso de valores reais da rede elétrica brasileira. No inventário da Petrobras, as emissões indiretas foram tratadas de forma totalizada e, portanto, não foi determinado um valor específico para a refinaria em estudo.

O módulo de Miscelânea foi selecionado para contabilizar as emissões referentes a parcelas pouco significativas e que exigem informações muito específicas para o cálculo³⁷, tais como

³⁶ Esses fatores foram determinados com base no anuário de geração elétrica de 2002 da Agência Internacional de Energia (IEA) e consideram o percentual de participação das diferentes fontes (renováveis e não-renováveis) na geração nacional de eletricidade.

³⁷ No inventário feito pela Petrobras, essas emissões foram determinadas da seguinte forma: (a) tochas: fator de emissão relacionado ao volume total de petróleo processado na refinaria; (b) URE: composição do gás de carga da unidade e sua respectiva combustão e (c) fontes fugitivas: contagem estimada de acessórios (flanges, conexões, válvulas, etc.) das tubulações das unidades de processo.

sistemas de tocha, unidades de recuperação de enxofre e fontes fugitivas³⁸. Nesse caso, os dados de emissão de CO₂ e CH₄ foram alimentados diretamente com base nos valores obtidos pela Petrobras (2005).

Dados de entrada. Foram obtidos no banco de dados da Petrobras com o ano de 2005 adotado como referência. Na Tabela 6.2 estão mostrados os consumos de combustíveis. Na Tabela 6.3 estão mostradas as especificações locais de combustíveis.

Tabela 6.2 – Consumos de combustíveis da Refinaria de Paulínia

Description				Units	Ano 2005
Petroleo Processado				10 ³ m3	19.399
Coke Combustion Sources Input Data					
Enter Monthly Data for Methods 1. & 2.					
Location	Source Description	Source Id	Input Parameter	Units	Ano 2005
Replan	Craqueamento Catalítico I	U220	Coke Burned	tonne	116.946
Replan	Craqueamento Catalítico II	U220A	Coke Burned	tonne	179.965
Combustion Sources Input Data					
Enter Monthly Usage for: Oleo Combustivel					
Location	Source Description	Source Id		Units	Ano 2005
Replan	Combustao de Oleo Combustivel	Combustao_OC		tonne	58.394
Enter Monthly Usage for: Gas de Refinaria					
Location	Source Description	Source Id		Units	Ano 2005
Replan	Combustao de Gas de Refinaria	Combustao_GR		tonne	386.042
Enter Monthly Usage for: Gas Natural					
Location	Source Description	Source Id		Units	Ano 2005
Replan	Combustao de Gas Natural	Combustao_GN		tonne	156.655
Hydrogen Plant Sources Input Data					
Enter Monthly Quantity of Each Feedstock to the Hydrogen Plant					
Location	Source Description	Source Id	Feedstock	Units	Ano 2005
Replan	Unidade Geracao Hidrogenio I	U241	Gas Natural de Carga	tonne	51.278
Replan	Unidade de Geracao Hidrogenio II	U241A	Gas Natural de Carga	tonne	58.706
Indirect Emission Sources Input Data					
Enter Monthly Data for Imported Energy					
Location	Source Description	Source Id	Energy Type	Units	Ano 2005
Replan	Eletricidade Comprada	CPFL	Electricity	kWh	104.154.141
Miscellaneous Sources Input Data					
Enter Monthly Data					
Location	Source Description	Source Id	Input Parameter	Units	Ano 2005
Replan	Direct Entry of CO2 Emission	Tocha	Direct Emission of CO2	tonne	53.910
Replan	Direct Entry of CO2 Emission	Unidade Recuperacao Enxofre	Direct Emission of CO2	tonne	10.138
Replan	Direct Entry of CH4 Emission	Fugitivas	Direct Emission of CH4	tonne	1.140

Fonte: Elaboração própria.

³⁸ Conforme descrito na seção 3.4.3, os sistemas de gás natural e de gás de refinaria são os únicos que apresentam potencial de emissões fugitivas de metano e, mesmo assim, elas são pouco significativas no inventário total de GEE da refinaria de acordo com API (2004). Além disso, a estimativa de emissões demanda uma exaustiva contagem de acessórios de tubulação.

Tabela 6.3 – Especificações locais de combustíveis

GÁS DE REFINARIA		
Metano	Fração volumétrica	0,523
Etano	Fração volumétrica	0,293
Propano	Fração volumétrica	0,023
Butano	Fração volumétrica	0,013
Pentano+	Fração volumétrica	0,000
Hidrogênio	Fração volumétrica	0,084
Sulfeto de Hidrogênio	Fração volumétrica	0,000
Dióxido de Carbono	Fração volumétrica	0,002
Monóxido de Carbono	Fração volumétrica	0,020
Inertes (N ₂)	Fração volumétrica	0,043
GÁS NATURAL		
Metano	Fração volumétrica	0,887
Etano	Fração volumétrica	0,061
Propano	Fração volumétrica	0,020
Butano	Fração volumétrica	0,009
Pentano+	Fração volumétrica	0,000
Hidrogênio	Fração volumétrica	0,001
Sulfeto de Hidrogênio	Fração volumétrica	0,000
Dióxido de Carbono	Fração volumétrica	0,015
Monóxido de Carbono	Fração volumétrica	0,000
Inertes (N ₂)	Fração volumétrica	0,007
ÓLEO COMBUSTÍVEL		
Poder Calorífico Inferior	kJ/kg	40.264
Poder Calorífico Superior	kJ/kg	42.407
Fator de emissão de CO ₂	kg/10 ⁶ kJ (PCS)	75,23
COQUE		
Carbono	Fração mássica	0,920
GÁS NATURAL DE CARGA DA UGH		
Carbono	Fração mássica	0,730

Fonte: Elaboração própria.

Demais composições de combustíveis e fatores de emissão necessários ao cálculo das emissões de GEE foram obtidos do banco de dados do API (2004).

6.3 Comparação de resultados

Os resultados obtidos através do programa aplicativo SANGEA para a Refinaria de Paulínia serão comparados aos resultados obtidos pelo SIGEA da Petrobras com o ano de 2005 adotado como referência.

No caso dos combustíveis e plantas de hidrogênio, as estimativas de emissões de CO₂ foram feitas em duas etapas: a primeira baseada em combustíveis padronizados disponíveis no banco de dados do SANGEA e a segunda baseada nas especificações locais mostradas na Tabela 6.3. Na Tabela 6.4 estão mostrados os resultados obtidos nas duas etapas. Deve ser lembrado que para as emissões de CH₄ e N₂O foram adotados os fatores de emissão originais disponíveis no SANGEA.

Tabela 6.4 – Comparação de emissões de CO₂ obtidas pelo SANGEA com combustíveis padronizados e locais (em t/ano)

Parcela	Petrobras (SIGEA) coluna (1)	Combustível padrão coluna (2)	Especificação local coluna (3)	Diferença entre colunas (3) e (1)
Combustão de óleo combustível	186.146	181.928	186.276	0,1%
Combustão de gás de refinaria	1.039.990	1.097.045	1.015.347	-2,4%
Combustão de gás natural	423.233	445.178	422.059	-0,3%
Plantas de Hidrogênio (UGH)	256.084	290.763	294.392	15,0%

Fonte: Elaboração própria.

A análise da Tabela 6.4 mostra que o uso das especificações locais fornece resultados de emissão de CO₂ mais consistentes com aqueles obtidos pelo SIGEA, com exceção da parcela de Plantas de Hidrogênio que será analisada com detalhes mais a frente.

Nas Tabelas 6.5 e 6.6 estão mostrados os resultados de emissões de GEE da Refinaria de Paulínia obtidos pelo SANGEA e pelo SIGEA, respectivamente. O valor de CO₂ Equivalente foi determinado de acordo com a equação 2-1 e está baseado nos valores de potencial de aquecimento global utilizados pelo API (2004): 21 para o CH₄ e 310 para o N₂O, de forma a proporcionar a comparabilidade dos resultados.

Na Tabela 6.7 estão mostradas as diferenças percentuais entre os dois grupos de resultados.

Tabela 6.5 – Emissões de GEE da refinaria nacional em 2005 (resultados do SANGA)

Parcela	CO₂ (t/ano)	CH₄ (t/ano)	N₂O (t/ano)	CO₂ Equivalente (t/ano)	CO₂ Equivalente (%)
Combustão de óleo combustível	186.276	7,1	3,7	187.568	6,2
Combustão de gás de refinaria	1.015.347	18,8	18,0	1.021.321	33,8
Combustão de gás natural	422.059	8,0	7,6	424.599	14,0
Sistemas de Tocha ⁽¹⁾	53.910	0	0	53.910	1,8
Regeneradores de UCCF	1.001.580	0	0	1.001.580	33,1
Plantas de Hidrogênio (UGH)	294.392	0	0	294.392	9,7
Unidades de Recuperação de Enxofre ⁽¹⁾	10.138	0	0	10.138	0,3
Fugitivas ⁽¹⁾	0	1139,5	0	23.930	0,8
Compra de Energia Elétrica	7.249	0,3	1,2	7.640	0,3
Total	2.990.951	1.174	30,6	3.025.078	100,0

Fonte: Elaboração própria.

Nota (1): Valores determinados pelo inventário da Petrobras.

Tabela 6.6 – Emissões de GEE da refinaria nacional em 2005 (resultados do SIGEA)

Parcela	CO₂ (t/ano)	CH₄ (t/ano)	N₂O (t/ano)	CO₂ Equivalente (t/ano)	CO₂ Equivalente (%)
Combustão de óleo combustível	186.146	2,2	4,13	187.471	6,3
Combustão de gás de refinaria	1.039.990	14,9	14,64	1.044.841	34,9
Combustão de gás natural	423.233	16,8	7,29	425.846	14,2
Sistemas de Tocha	53.910	0	0	53.910	1,8
Regeneradores de UCCF	984.521	0,5	0	984.531	32,9
Plantas de Hidrogênio (UGH)	256.084	7,0	6,60	258.277	8,6
Unidades de Recuperação de Enxofre	10.138	0	0	10.138	0,3
Fugitivas	0	1139,5	0	23.930	0,8
Compra de Energia Elétrica ⁽¹⁾	7.249	0,3	1,24	7.640	0,3
Subtotal (Petrobras) ⁽²⁾	2.954.022	1.180,8	32,66	2.988.943	
Total	2.961.271	1.181,1	33,90	2.996.583	100,0

Fonte: Elaboração própria.

Nota (1): Valor determinado pelo SANGA, visto que as emissões indiretas foram tratadas de forma totalizada no inventário da Petrobras.

Nota (2): O subtotal corresponde ao valor original apresentado pela Petrobras, que não contabiliza a compra de energia elétrica.

Tabela 6.7 – Diferença entre os resultados apresentados

Parcela	Diferença entre o valor do SANGEA e o valor do SIGEA (%)
Combustão de óleo combustível	0,05
Combustão de gás de refinaria	-2,25
Combustão de gás natural	-0,29
Sistemas de Tocha	0
Regeneradores de UCCF	1,73
Plantas de Hidrogênio (UGH)	13,98
Unidades de Recuperação de Enxofre	0
Fugitivas	0
Compra de Energia Elétrica	0
Total	0,95

Fonte: Elaboração própria.

A partir das Tabelas 6.5 e 6.6 chega-se às seguintes constatações:

- A maior fonte de contribuição individual da refinaria é a combustão de gás de refinaria (33,8%) seguida de perto pelos regeneradores de UCCF (33,1%);
- Em termos de categorias de fontes, as emissões ficam distribuídas da seguinte forma de acordo com o SANGEA: 55,8% combustão, 43,1% processo, 0,8% fugitivas e 0,3% indiretas;
- Com relação aos três combustíveis (óleo combustível, gás de refinaria e gás natural) as emissões de CO₂ e N₂O apresentaram grande concordância, porém as emissões de CH₄ destoaram bastante.

Com relação ao uso do SANGEA foi possível verificar dos dados apresentados na Tabela 6.7 que:

- As parcelas referentes ao consumo de combustíveis apresentam boa concordância desde que sejam usadas as especificações (composições) locais, mesmo que sejam médias anuais;

- A afirmação acima vale também para a parcela dos regeneradores de UCCF com relação ao teor médio anual de carbono do coque;
- A parcela das plantas de hidrogênio apresentou a maior diferença entre os dois grupos de resultados. Aparentemente, o motivo foi a diferença de metodologia de cálculo das emissões. Enquanto que o SANGEA calcula as emissões a partir da carga de alimentação da planta de hidrogênio (gás natural), o SIGEA faz o cálculo com base na combustão do gás de purga que é um gás intermediário formado no processamento do gás natural na planta de hidrogênio. Como nem sempre é possível conhecer a composição de um gás de processo, no caso o gás de purga, a diferença de metodologia foi mantida para fins didáticos. No caso do SANGEA, se a composição anual do gás de purga fosse informada, a determinação da emissão seria obtida de forma imediata e precisa através do módulo de Combustão;
- Entretanto, não deveria haver diferença entre as duas metodologias, pois ambas partem de um mesmo conteúdo de carbono que é aquele presente no gás natural na carga de alimentação da planta de hidrogênio. Portanto, a explicação para a diferença encontrada é de natureza técnica: erro de medição da vazão do gás de purga devido a problemas no medidor que é do tipo Annubar³⁹. Aliás, essa é uma das razões pela qual a validação de um inventário de GEE, por um organismo de certificação, envolve uma verificação das informações quanto à consistência e confiabilidade. Em consequência, deve ser feita uma verificação periódica da aferição de medidores de vazão. De acordo com Petrobras (2005), o inventário da empresa foi verificado pela ICF Consulting que seguiu as especificações do anteprojeto da norma *ISO 14064 – Part 3 – Specification with Guidance for the Validation and Verification of Greenhouse Gas Assertions*, publicada no início de 2005;

³⁹ De acordo com informações obtidas na Gerência de Otimização da REPLAN, a partir de 2006, os dados de vazão do gás de purga são ajustados através da técnica de reconciliação de dados, que se constitui em uma ferramenta de fechamento do balanço de massa da refinaria.

- As demais parcelas não apresentaram diferenças por terem sido usados os mesmos valores nos dois grupos de resultados (SANGEA e SIGEA);
- O valor total de emissão de GEE da refinaria obtido pelo SANGEA apresentou uma excelente concordância com o valor do SIGEA com uma diferença de apenas 1%.

Na Tabela 6.8 está mostrada a contribuição das emissões de GEE da Refinaria de Paulínia nos inventários do Abastecimento (Segmento de Refino) e da Petrobras com base no ano de 2005.

Tabela 6.8 – Contribuição das emissões de GEE da Refinaria de Paulínia em 2005

Órgão	CO ₂ Equivalente (t/ano)	Contribuição da Refinaria
Refinaria ⁽¹⁾	2.996.583	100%
Abastecimento	18.195.447	16,5%
Petrobras	51.259.569	5,8%

Fonte: Elaboração própria.

Nota (1): De acordo com a Tabela 6.6, a emissão da refinaria inclui a parcela de compra de energia elétrica.

6.4 Análise crítica

Finalizando este capítulo, a principal conclusão obtida é que o SANGEA é uma ferramenta adequada para conduzir o inventário de emissões de GEE da refinaria objeto de estudo, pois apresentou grande aderência ao inventário desenvolvido pela própria empresa.

Na verdade, o SANGEA e o SIGEA possuem a mesma base de referência que é a metodologia do API. A diferença é o que o SIGEA é baseado na versão piloto de 2001 do Compêndio do API e o SANGEA é baseado na revisão de 2004. Isto explica a diferença encontrada entre as emissões de CH₄ dos combustíveis.

A adoção da mesma base de referência ratifica o esforço que a indústria de óleo e gás tem realizado para a padronização de contabilização e relato das emissões de GEE.

A principal vantagem do SANGEA é o fato dele ser um programa aplicativo de domínio público, o que possibilita que outros setores da sociedade, como a academia, possam desenvolver um senso crítico sobre o assunto.

Capítulo 7

Gestão das emissões de GEE em uma refinaria

Neste capítulo são discutidas algumas opções para a incorporação de uma gestão de emissões de GEE no planejamento estratégico e na estrutura de negócios de uma refinaria nacional. Em relação à proposição de “Pensar globalmente e agir localmente!”, este capítulo representa a contribuição do autor para uma reflexão sobre o uso consciente da energia, e a conseqüente redução de emissão de GEE, em uma refinaria local.

7.1 Conservação de energia em refinarias

O estudo de Milosevic e Cowart (2002) apresenta um breve relato histórico da eficiência energética em refinarias. As diretrizes de projetos em refinarias mudaram com a elevação dos preços dos combustíveis advindas das duas crises de preços do petróleo na década de 1970, e projetos mais eficientes em termos energéticos substituíram os mais antigos, que eram menos eficientes. Tecnologias tais como as turbinas industriais a gás e a *Pinch Technology*, tiveram um impacto significativo dentro de um período relativamente curto. Na seqüência, a década de 1990 foi um período de economia variável e margens achatadas, em que ficou cada vez mais difícil justificar projetos de melhoria de eficiência energética. No entanto, a menor atratividade não foi a única razão para a reduzida atividade de conservação de energia na última década. Novas especificações de produtos e novos requisitos de processo forçaram as refinarias a investir na melhoria da tecnologia de processamento em detrimento da melhoria da eficiência do sistema de utilidades. Entretanto, as atuais preocupações ambientais podem reverter essas tendências, tornando os investimentos em economia de energia mais atrativos.

A alta dos preços mundiais de petróleo nos primeiros anos do século XXI trouxe um foco renovado na questão de eficiência energética. Além disso, limites ambientais mais restritivos para a qualidade dos combustíveis queimados em refinarias estão aumentando o custo de produção, o que gera um incentivo adicional para economizar energia.

A indústria de refino de petróleo sempre foi uma grande usuária de energia na forma de combustível, vapor e eletricidade. De acordo com Worrell e Galitsky (2005), 50% dos custos operacionais de uma refinaria são em energia, tornando-a o principal item de custo e, também, uma importante oportunidade de redução de despesas. O uso de energia é também a principal fonte de emissões da indústria do refino, o que faz com que a melhoria da eficiência energética seja uma oportunidade atraente para reduzir emissões.

Worrell e Galitsky (2005) afirmam que a eficiência energética deve ser um aspecto importante da estratégia ambiental de uma companhia. Soluções corretivas⁴⁰ podem ser caras e ineficientes, enquanto que a eficiência energética pode ser uma oportunidade barata para a redução da emissão de poluentes. Assim, a eficiência energética pode ser uma boa estratégia para viabilizar o desenvolvimento sustentável em seus três aspectos fundamentais, que são os aspectos sociais, econômicos e ambientais de uma estratégia de negócio.

As refinarias modernas têm desenvolvido sistemas mais complexos e integrados nos quais os hidrocarbonetos não são apenas destilados, mas também convertidos e misturados em amplos arranjos de produtos. A estrutura global da indústria do refino tem mudado nos últimos anos devido à demanda crescente de derivados leves e oferta crescente de petróleos mais pesados, como é o caso do Brasil. Isso conduz a refinarias mais complexas com capacidades crescentes de conversão, o que resulta em aumento do consumo específico de energia e, também, em produção de derivados de maior valor agregado.

Por exemplo, a necessidade de processar cargas de petróleo com características mais pesadas e maior acidez, adicionadas a maiores restrições da legislação aos teores de enxofre no

⁴⁰ Do inglês *end-of-pipe solutions*, que é uma expressão relacionada com soluções corretivas em oposição a soluções preventivas.

diesel e na gasolina⁴¹, levou a Petrobras a realizar grandes investimentos no seu parque de refino. As novas unidades de processo destinadas a elevar a produção destes produtos acabam por provocar uma natural elevação da demanda de utilidades na refinaria, como energia elétrica, vapor e água de resfriamento. Em consequência, a maior necessidade energética leva a uma maior emissão de GEE. Um estudo da CONCAWE (1999) demonstrou que para cada kg de enxofre removido de um produto ocorre emissão adicional de 10 kg de CO₂. Em outro estudo, Szklo e Schaeffer (2006) descrevem que a redução estipulada dos teores de enxofre do diesel e da gasolina, entre 2002 e 2009, deverá aumentar o uso de energia nas refinarias brasileiras em torno de 30% com efeitos na emissão de CO₂.

Sendo assim, a área tecnológica do Abastecimento da Petrobras, desenvolveu metodologias e ferramentas para definição de uma configuração ótima para atendimento a estas novas demandas energéticas, considerando os investimentos necessários, a confiabilidade do sistema, os custos operacionais e os impactos ambientais. Um exemplo de aplicação desta metodologia foi sua utilização no projeto da ampliação do sistema de utilidades para atendimento às novas unidades de processo da Refinaria do Vale do Paraíba (REVAP). A utilização da ferramenta acabou por apontar para uma alternativa de investimentos que provocou uma redução de 50 t/h de CO₂, além dos demais poluentes regulados.

A pergunta imediata que surge é: “Pode uma refinaria complexa ser também eficiente em termos energéticos?”.

Conforme descrito por Faagau, Seillier e Petela (2005), a resposta é positiva e demonstrada pelo exemplo da empresa norte-americana Valero, que tem identificado iniciativas fundamentais para eficiência energética baseadas nas melhores práticas identificadas ao longo das operações de suas 14 refinarias, conforme descrito na seção 2.5 desta dissertação. Para atingir a economia de energia desejada, a companhia desenvolveu um programa de investimentos baseado em governança, inovação tecnológica, integração energética e projetos essenciais.

⁴¹ Com a finalidade de atender o PROCONVE, programa federal que tem como objetivo a redução das emissões veiculares e a melhoria da qualidade do ar nos grandes centros urbanos.

Segundo Worrell e Galitsky (2005), em termos de consumo energético global, nos Estados Unidos, os principais processos usuários de energia em refinarias são, em ordem decrescente: destilação atmosférica, hidrotratamento, reforma catalítica, destilação a vácuo, alquilação e craqueamento catalítico.

O uso de energia em uma refinaria varia ao longo do tempo devido a mudanças no tipo de petróleo processado, no elenco de produtos, na complexidade da instalação, bem como no teor de enxofre dos produtos finais. Além disso, fatores operacionais como utilização da capacidade, práticas de manutenção e idade dos equipamentos afetam no uso de energia de uma refinaria.

Milosevic e Cowart (2002) afirmam que a indústria de refino como um todo pode ser classificada como ineficiente em termos energéticos. Segundo os autores, o consumo médio de energia de todas as refinarias do mundo é 95% maior do que o consumo de uma refinaria otimizada projetada e construída nos dias atuais. As principais razões para essa condição são as seguintes:

- As unidades foram projetadas quando o custo de energia era baixo;
- Expansão estagiada, isto é, novas unidades foram construídas isoladamente e não foram integradas energeticamente com as unidades existentes;
- Os sistemas de utilidades eram raramente modificados ou otimizados quando as ampliações internas eram feitas;
- Economia de capital, ou seja, as unidades foram projetadas para um custo mínimo de investimento;
- As refinarias foram projetadas para terem baixos níveis de aproveitamento das oportunidades de geração de eletricidade.

Todavia, em termos mundiais, o potencial médio de melhoria da eficiência energética é da ordem de 30% para refinarias. Desse potencial, 17% são atribuídos a cogeração e 13% correspondem à economia direta de combustível. Em 2001, a produção mundial de petróleo foi da ordem de 3.150 milhões t/ano. O consumo mundial de combustível das refinarias corresponde, de

forma conservativa, a 4% dessa produção, ou seja, 125 milhões t/ano, que correspondem a emissão de 265 milhões t/ano de CO₂. Isso representa 1,06% da emissão global de CO₂ dos combustíveis fósseis, que é igual a 25.000 milhões t/ano. Como conclusão, Milosevic e Cowart (2002) mostram que se programas genuínos de economia de combustível e cogeração fossem aplicados mundialmente nas refinarias, isto reduziria o consumo de combustível em 26 milhões t/ano, que representam 21% do consumo mundial de combustível em refinarias. A redução de CO₂ associada seria de 55 milhões t/ano.

Em outro estudo, Worrell e Galitsky (2005) afirmam que muitas refinarias norte-americanas podem melhorar sua eficiência energética em torno de 10 a 20%.

7.2 Indicador de Desempenho Energético

A gestão de eficiência energética das refinarias da Petrobras é acompanhada mensalmente através do indicador denominado Índice de Intensidade Energética (IIE). Esse índice adimensional, desenvolvido pela *Solomon Associates*, compara o consumo de fontes primárias de energia de uma refinaria com uma refinaria de referência de igual complexidade (IIE = 100), avaliando o seu desempenho energético. A redução do IIE implica menor consumo de energia para um mesmo patamar de produção e representa diretamente redução de emissões de GEE e de poluentes regulados. A vantagem do indicador é que o mesmo possibilita comparações entre refinarias de igual complexidade no mundo todo.

Na Tabela 7.1 estão mostrados valores do indicador de desempenho energético de refinarias ao redor do mundo no ano de 2002.

Tabela 7.1 – Indicador de desempenho energético de refinarias no mundo em 2002

Região	IIE
EUA	100
Canadá	104
América Latina	131
Europa Ocidental	92
Ásia	89
Melhor refinaria dos EUA	78

Fonte: Adaptado de Faagau, Seillier e Petela (2005).

Na Figura 7.1 está apresentada a evolução do indicador de desempenho energético das refinarias da Petrobras.

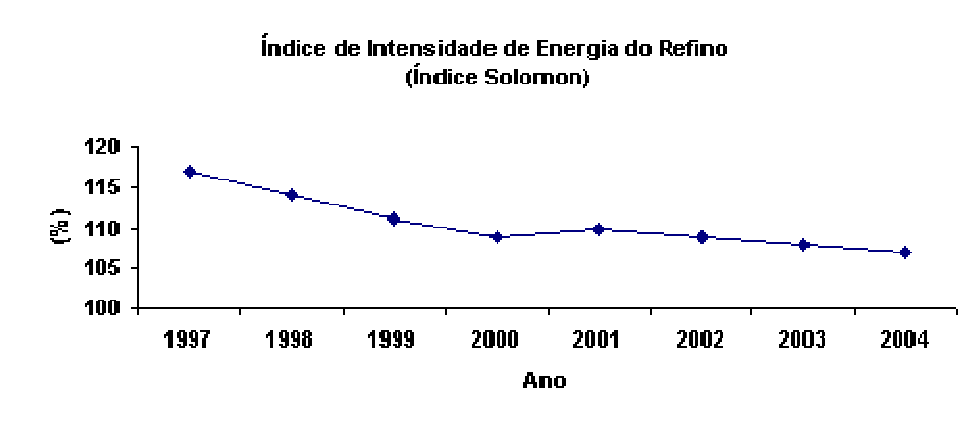


Figura 7.1 – Evolução do indicador de desempenho energético das refinarias da Petrobras
Fonte: Petrobras (2005).

A partir da análise dos dados expostos é possível concluir que o valor global do IIE igual a 107 das refinarias da Petrobras em 2004 pode ser muito melhorado. Apenas para efeito de comparação, a empresa Shell Canada Limited apresentava esse valor de IIE em meados de 1990 até atingir 87 em 2004. Esta é uma amostra do grande caminho a ser percorrido pela indústria de refino nacional. O IIE atual da REPLAN é igual a 100. A área de Abastecimento da Petrobras tem como meta atingir um valor de IIE igual a 95 em 2010. Apesar do melhor desempenho energético, o consumo de combustíveis aumentará cerca de 30-40% e, conseqüentemente, a emissão de GEE. O aumento do consumo de combustíveis será decorrente de ampliações de capacidade das refinarias e implantação de novas unidades de processo para atendimento das restrições ambientais relativas aos teores de enxofre da gasolina e do diesel.

7.3 Projetos típicos de conservação de energia em refinarias

A companhia Chevron (2006), como muitos analistas, acredita que a eficiência energética é a mais fácil, barata e confiável fonte de “nova energia” e uma das maneiras mais fáceis e baratas de reduzir emissões de GEE.

A justificativa econômica para um projeto de conservação de energia está diretamente relacionada ao custo do combustível.

O estudo de Worrell e Galitsky (2005) apresenta uma compilação das principais oportunidades de melhoria da eficiência energética em refinarias de petróleo. As principais áreas para a melhoria da eficiência energética são: utilidades (30%), fornos de aquecimento (20%), otimização de processo (15%), trocadores de calor (10%), motores e suas aplicações (10%) e outras áreas (10%). As áreas de utilidades, trocadores de calor e fornos de aquecimento são as que oferecem oportunidades de menor investimento. Todas as instalações são diferentes e é difícil a generalização. Desta forma, a seleção das melhores oportunidades deve ser feita de forma específica.

As refinarias têm aumentado o uso de práticas que melhoram a eficiência energética global tais como: integração energética da planta, recuperação de perdas de calor e implementação de programas de melhoria em governança e manutenção.

Na sequência serão descritas ações de melhoria da eficiência energética que foram aplicadas na Refinaria de Paulínia (REPLAN) ou na Petrobras e, quando possível, serão informadas também as respectivas economias de combustível e emissões evitadas de CO₂, adotando-se o óleo combustível como referência⁴².

7.3.1 Sistemas de gerenciamento de energia

Um programa de gerenciamento de energia cria fundamentos para melhoria e proporciona orientação para otimizar o uso da energia de forma corporativa. Nas companhias que não possuem um programa estabelecido, as oportunidades de melhoria podem ser desconhecidas ou podem não ser implementadas devido a barreiras organizacionais, tais como: comunicação deficiente, baixa percepção para fomentar projetos de eficiência energética e baixa conscientização do quadro de funcionários.

Um exemplo de programa de gerenciamento de energia é o Programa Interno de Conservação de Energia da Petrobras, que já foi discutido no Capítulo 4 desta dissertação.

⁴² Segundo Milosevic e Cowart (2002), a maioria das refinarias no mundo ainda queima óleo combustível como combustível substituto em caso de emergência. Isto ocorre porque o óleo combustível está normalmente disponível de imediato na refinaria, pelo fato dele poder ser armazenado em tanques.

Várias empresas de consultoria da área energética desenvolveram programas aplicativos integrados que auxiliam as companhias no gerenciamento e na otimização do uso da energia. Esses programas se baseiam em modelos de simulação em tempo real das unidades de processo e sistemas de utilidades da planta industrial. Os custos operacionais são minimizados pela redução global do consumo e pela identificação das fontes de suprimento mais econômicas. Esses programas oferecem uma oportunidade significativa para melhorar a eficiência energética e reduzir custos sem a necessidade de investimento de capital em equipamentos novos ou em modernização dos equipamentos existentes.

Faagau, Seillier e Petela (2005) relatam o caso da refinaria de Houston (EUA) da companhia Valero que adotou o sistema Aspen UtilitiesTM desenvolvido pela empresa Aspen Technology. A otimização da refinaria possibilitou uma redução de 12% no custo de energia e um ganho econômico de US\$ 2,7 milhões por ano.

Heyman e Accattatis (2006) descrevem que a empresa Shell Global Solutions desenvolveu o EnergizeTM, um programa de eficiência energética que identifica, desenvolve e ajuda clientes na implantação de pequenos projetos elaborados para reduzir o uso de energia e aumentar a eficiência energética em refinarias e instalações petroquímicas. No final de 2005, o programa foi implantado em 29 refinarias e instalações petroquímicas ao redor do mundo. Nas refinarias foi alcançada uma redução típica de 5 a 7% no consumo anual de energia com nenhum ou pequeno investimento. Os autores relatam que o programa foi aplicado em uma refinaria norte-americana altamente complexa na qual foi obtida uma redução de 5% no consumo energético, o que representa uma economia de US\$ 20 milhões por ano.

Corrêa e Fialho (2003) afirmam que na Petrobras, desde meados da década de 1980, foi desenvolvido um sistema de modelagem linear mista, denominado Butil – Balanço de Utilidades, cujo objetivo fundamental era e ainda é a expansão de forma otimizada do sistema termoeletrico das refinarias para o atendimento de ampliações e instalações de novas unidades de processo. Recentemente foi desenvolvido um trabalho no sentido de tornar o modelo linear mais amigável para utilização no acompanhamento e otimização operacional de curto prazo.

A metodologia foi aplicada ao projeto da ampliação do sistema de utilidades da refinaria de São José dos Campos (REVAP), onde as alternativas de investimentos adotadas possibilitaram redução de 50 t/h (438.000 t/ano) nas emissões de CO₂, além de reduções nos poluentes regulados (PETROBRAS, 2005).

7.3.2 Recuperação de energia

Worrell e Galitsky (2005) descrevem que vários processos operam em pressões elevadas, o que possibilita a oportunidade de recuperação de energia do gás efluente. A principal aplicação para recuperação de energia em uma refinaria está na Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado (UCCF). Projetos modernos de UCCF utilizam uma turbina de recuperação de energia, ou turbo-expansor. Esta energia pode ser usada para acionar o compressor de gases da UCCF ou para gerar eletricidade. Muitas refinarias da América do Norte e ao redor do mundo instalaram turbinas de recuperação. A companhia Valero recentemente modificou seus turbo-expansores nas refinarias de Houston e Corpus Christi (Texas) e Wilmington (Califórnia). Na refinaria de Houston o turbo-expansor foi substituído para permitir uma ampliação da UCCF, o que gerou uma economia de 22 MW e exportação adicional de 4 MW de eletricidade para a rede elétrica.

Lorenzo et al. (2006) explicam que os turbo-expansores são máquinas de alta eficiência que consistem em uma turbina de fluxo radial ou axial na qual expande um gás de processo. No caso da utilização do turbo-expansor na atividade de refino, este é utilizado para recuperar energia proveniente dos gases de combustão da UCCF devido a sua elevada vazão.

Atualmente, na Refinaria de Paulínia, os gases provenientes do regenerador do reator da UCCF são queimados numa caldeira, gerando vapor de alta pressão (8.924 kPa). Devido à diferença de pressão entre o regenerador e a caldeira, estes gases passam por uma câmara de orifícios, na qual a pressão é reduzida antes de sua queima, em um processo de expansão “quase isoentálpico”.

O vapor é utilizado para diversos fins, entre os quais, a geração de energia elétrica, fornecendo parte da energia elétrica consumida pela refinaria, sendo o restante suprido pela concessionária local.

Esta energia de pressão pode ser aproveitada para o acionamento de um turbo-gerador, tornando a refinaria mais otimizada energeticamente e auto-suficiente em energia elétrica.

Desta forma, o turbo-expansor é um equipamento que introduz maior eficiência na recuperação da energia (ganho energético) oriunda do processo da UCCF, pela substituição da câmara de orifício por uma turbina acoplada a um gerador elétrico. Os gases entram mais frios na caldeira recuperadora (caldeira de CO), porém a redução na recuperação de calor é compensada com vantagem pela geração direta de energia elétrica.

Resumidamente, a instalação de um turbo-expansor no sistema energético da refinaria tem como objetivos:

- Otimização energética;
- Auto-suficiência na geração de energia elétrica, com redução de custos e aumento da disponibilidade.

Atualmente, está sendo projetado um turbo-expansor para geração de 14 MW de energia elétrica a partir do gás efluente do regenerador de uma UCCF da Refinaria de Paulínia, previsto para entrar em operação no final de 2008. A estimativa de emissão evitada é da ordem de 30.000 t/ano de CO₂ (MOREIRA, 2006).

7.3.3 Geração e distribuição de vapor

Vapor é utilizado em toda a refinaria. Worrell e Galitsky (2005) estimam que 30% de toda a energia consumida nas refinarias dos EUA é utilizada na forma de vapor. O vapor pode ser gerado a partir de caldeiras convencionais, de recuperação de calor de processos e em sistemas de cogeração.

O vapor, como qualquer outro portador secundário de energia, é caro para ser produzido e distribuído. Portanto, é fortemente recomendado que o sistema de vapor seja avaliado quanto ao uso de níveis apropriados de pressão e esquemas de produção. Muitas refinarias operam diversas caldeiras. Através da otimização das caldeiras é possível economizar energia.

Cunha (2004) descreve que, em 2002, foi identificada na Refinaria de Paulínia a oportunidade de se trabalhar com a pressão do vapor de alta pressão o mais próximo da condição máxima, o que aumenta a eficiência do ciclo térmico, reduzindo a demanda para o acionamento de nove turbinas de grande porte que utilizam este vapor. Havia um problema relacionado à válvula de alívio de pressão (PSV) de uma caldeira de CO da UCCF que limitava a pressão de geração em 8.630 kPa. Durante a manutenção dessa caldeira, a PSV foi modificada e calibrada para abrir com uma pressão de 9.365 kPa e fechar com uma pressão superior a 9.022 kPa, fato até então considerado impraticável. Desta forma foi possível aumentar a pressão de geração do vapor⁴³ de 8.630 para 8.924 kPa, o que proporcionou uma economia de 46.700 t/ano de vapor nas nove turbinas de grande porte. Considerando o óleo combustível⁴⁴ como referência, a emissão evitada de CO₂ é da ordem de 10.640 t/ano.

7.3.4 Trocadores de Calor e Integração de Processo

Aquecimento e resfriamento são operações encontradas em toda a refinaria. Dentro de um simples processo, correntes múltiplas são aquecidas e resfriadas muitas vezes. O projeto e o uso otimizados de trocadores de calor é uma área fundamental para a melhoria da eficiência energética.

De acordo com Worrell e Galitsky (2005), a Integração de Processo, mais conhecida como *Pinch Technology*, é a exploração de sinergias potenciais que são inerentes a qualquer sistema constituído por diversos componentes trabalhando juntos. Em plantas que possuem demandas múltiplas de aquecimento e resfriamento, o uso de técnicas de Integração de Processo pode melhorar significativamente suas eficiências. A metodologia envolve a ligação de correntes quentes e frias de um processo de forma otimizada. A Integração de Processo é a arte de assegurar que todos os componentes estão bem ajustados em termos de tamanho, função e capacidade. A

⁴³ Não há aumento de consumo de combustível nas caldeiras. O efeito do aumento da pressão, sendo mantida a mesma temperatura, causa redução da entalpia do vapor e, por consequência, do consumo de combustível. A rigor, portanto, há redução do consumo de combustível, ainda que não muito significativa. Com o aumento de pressão de 8.630 para 8.924 kPa, há redução de 0,12 % no valor da entalpia do vapor.

⁴⁴ Dados típicos da Refinaria de Paulínia: 1 t de óleo combustível gera 14 t de vapor e 3,19 t CO₂.

Pinch Technology utiliza uma metodologia sistemática para identificar e corrigir a restrição limitante do desempenho, o chamado *pinch*, em qualquer processo de manufatura.

A Integração de Processo é especialmente importante na Unidade de Destilação Atmosférica (UDA), que é uma grande consumidora de energia por processar todo o petróleo que chega à refinaria⁴⁵. Worrell e Galitsky (2005) afirmam que projetos mais antigos têm potencial de redução de consumo de combustível da ordem de 10 a 19% para UDA, com tempos de retorno de investimento menores que dois anos. Uma oportunidade mais interessante é a integração das Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo (UDAV), o que pode levar a economia de combustível na faixa de 10 a 20% em comparação a unidades não integradas com tempos de retorno de investimento relativamente curtos. O retorno dependerá bastante da configuração da refinaria, mudanças necessárias na rede de trocadores de calor e preços dos combustíveis.

Em 2003, essa técnica foi aplicada na melhoria da bateria de pré-aquecimento dentro do escopo da ampliação da capacidade de uma UDAV de 27.000 para 30.000 m³/dia (REPLAN, 2002). Os resultados obtidos foram: economia de 27.760 t/ano de óleo combustível e emissão evitada de 88.550 t/ano de CO₂. De maneira análoga, a Integração de Processo também será aplicada na outra UDAV da Refinaria de Paulínia em 2007, com previsões de economia de 24.670 t/ano de óleo combustível e de emissão evitada de 78.710 t/ano de CO₂.

Quando a Integração de Processo é aplicada de forma sistemática numa refinaria inteira, ocorre a chamada *Total Site Pinch Analysis*. Worrell e Galitsky (2005) relatam que essa técnica já foi aplicada em mais de 40 refinarias ao redor do mundo, permitindo a identificação dos níveis ótimos de utilidades de toda a instalação através da integração das demandas de aquecimento e resfriamento de vários processos, bem como da integração da cogeração à análise. A análise de Integração de Processo de refinarias existentes deve ser realizada regularmente devido às constantes mudanças dos perfis e vazões de produção que podem fornecer novas oportunidades de eficiência energética.

⁴⁵ Ao chegar na UDA, o petróleo passa por uma rede de trocadores de calor, conhecida por bateria de pré-aquecimento, na qual ele é aquecido pelos diversos derivados produzidos que, por sua vez, necessitam ser resfriados antes de seguirem para os tanques de armazenamento.

As principais companhias que já aplicaram *Total Site Pinch Analysis* são: Amoco, Agip (Itália), BP, Chevron, Exxon (Holanda e Reino Unido) e Shell (várias refinarias na Europa). Os valores típicos de economia de combustível giram em torno de 20 a 30%, embora o potencial econômico fique limitado à faixa de 10 a 15%.

7.3.5 Fornos de processo

Worrell e Galitsky (2005) afirmam que mais de 60% de todo combustível usado numa refinaria é consumido em fornos e caldeiras. A eficiência térmica média de fornos é estimada na faixa de 75-90%. Considerando as inevitáveis perdas de calor e restrições associadas ao ponto de orvalho dos gases de combustão, a máxima eficiência teórica é de 92% com base no PCS. Isso sugere que, em média, um aumento de 10% na eficiência pode ser alcançado nos projetos de fornos e queimadores.

A eficiência de fornos pode ser aumentada com a melhoria das características de transferência de calor, instalação de pré-aquecedores de ar e melhoria de controles. Projetos de novos queimadores melhoram a mistura entre ar e combustível e as características de transferência de calor. Simultaneamente, os projetos de fornos e queimadores devem atender questões de segurança e meio ambiente. A mais notável delas é a redução de emissões de óxidos de nitrogênio (NOx), pois muitas refinarias estão instaladas em regiões com qualidade do ar saturada.

Manutenção regular dos queimadores, controle de tiragem e trocadores de calor são essenciais para a operação eficiente e segura de um forno de processo. Fornos sem manutenção adequada utilizam elevado excesso de ar, o que reduz a eficiência dos queimadores. O excesso de ar deve ser limitado a 2-3% de excesso de oxigênio para garantir a combustão completa. Worrell e Galitsky (2005) comentam que na refinaria da Valero, em Houston (EUA), foram instalados novos sistemas de controle para reduzir o excesso de ar de combustão em três fornos da UDA no ano de 2003. O controle permitiu operar os fornos com 1% de excesso de oxigênio ao invés do antigo valor de 3-4%. A redução do consumo de energia foi de 3-6% e a redução de emissão de NOx foi estimada em 10-25%. A economia de energia resultou ganho anual de US\$ 340 mil.

Sistemas similares serão instalados em outros 94 fornos de processo nas 12 refinarias da Valero e é esperada economia de US\$ 8,8 milhões por ano.

A recuperação da eficiência de fornos existentes contribui diretamente na redução de emissão de GEE. A eficiência dos fornos das duas UDAVs da Refinaria de Paulínia também pode ser melhorada principalmente pela manutenção adequada dos sistemas de ramonagem⁴⁶, que inexistente atualmente.

Os dois maiores fornos são os fornos de aquecimento da carga das torres de destilação atmosférica. A estimativa de ganho é de 16,7 GJ/h para cada forno atmosférico, totalizando 33,4 GJ/h. O ganho de eficiência por forno é de 4%. Os resultados esperados são: economia de 6.920 t/ano de óleo combustível e emissão evitada de 22.070 t/ano de CO₂.

Para os demais 15 fornos da refinaria a situação se repete, mas com ganhos menores devido ao menor porte dos mesmos.

7.3.6 Geração de eletricidade

As refinarias têm excelentes oportunidades de geração de eletricidade através da cogeração. A cogeração fornece a oportunidade de produzir eletricidade a partir do uso de combustíveis gerados internamente, o que permite maior independência operacional e até mesmo exportar eletricidade para a rede elétrica.

Segundo Worrell e Galitsky (2005), a indústria de refino de petróleo é uma das maiores usuárias da cogeração nos EUA com uma capacidade instalada de 6.000 MW. Ainda assim, apenas 10% de todo o vapor usado em refinarias é gerado em unidades de cogeração. Por esta razão, a indústria de refino de petróleo é também identificada como uma das indústrias com maior potencial de cogeração, questão analisada mais detalhadamente por Milosevic e Cowart (2002).

⁴⁶ Operação que consiste em dar um jato de vapor sobre a superfície externa dos tubos de uma caldeira ou um forno, em funcionamento, a fim de remover a fuligem neles depositada.

Em 1999, para atender a demanda energética adicional de novas plantas foram instalados dois sistemas de cogeração na Refinaria de Paulínia cada qual constituído por um turbo-gerador a gás natural de 19,5 MW de capacidade e uma caldeira de recuperação de calor para geração de 100t/h de vapor de alta pressão (8.924 kPa) (REPLAN, 2001).

Da produção total de 200 t/h de vapor das duas caldeiras de recuperação de calor, a estimativa é de que 70 t/h de vapor são produzidos a partir da energia dos gases exaustos das duas turbinas a gás. O restante é produzido a partir de combustível suplementar, geralmente gás natural.

O consumo atual de vapor da Refinaria de Paulínia é em torno de 550 t/h e a cogeração participa com 70 t/h conforme descrito acima. Portanto, 13% de todo o vapor usado é proveniente de cogeração, valor ligeiramente superior à média de 10% relatada por Worrell e Galitsky (2005).

Considerando o óleo combustível como referência, a geração de 70 t/h de vapor nos dois sistemas de cogeração corresponde à emissão evitada de 140.000 t/ano de CO₂.

Para atender as maiores restrições da legislação brasileira aos teores de enxofre no diesel e na gasolina a partir de 2009, já estão sendo projetados para a Refinaria de Paulínia mais dois sistemas de cogeração idênticos aos atuais com previsão de entrar em operação entre 2009 e 2010.

7.3.7 Mudança de acionamento de grandes máquinas

Muitas refinarias têm equipamentos que tanto podem ser acionados por motor elétrico ou por turbina a vapor. Exemplos típicos são bombas de água de alimentação de caldeiras e bombas de carga de petróleo. Historicamente tais sistemas foram construídos com acionamento mecânico para aumentar a confiabilidade. Hoje, a maioria das refinarias tem excelente conexão com a rede elétrica externa e a escolha entre usar um motor elétrico ou uma turbina a vapor pode ser feita por meio de fundamentos econômicos e não em função da confiabilidade.

Porém, muitas vezes é difícil de conceber essa quebra de paradigma. Um exemplo típico é o caso do soprador de ar da UCCF da Refinaria de Paulínia, uma máquina de grande porte e que exige alta confiabilidade operacional.

Na Refinaria de Paulínia, os compressores da UCCF são acionados por máquinas de contra-pressão e, por isso, não há demandas de resfriamento. Já o soprador da UCCF é acionado por uma turbina de condensação total, na qual é admitido vapor de alta pressão (8.924 kPa) e o exausto da turbina sai como vapor a 63 °C (22,8 kPa). O consumo atual de vapor de alta pressão nesta máquina é de 45 t/h. O calor rejeitado para as torres de resfriamento de água através da condensação do vapor exausto equivale a 96 GJ/h, correspondendo a cerca de 5% da capacidade dessas torres. A vazão de água evaporada nas torres de resfriamento, por conta deste calor rejeitado, é de cerca de 40 m³/h. Deste modo, a troca desta turbina por um motor elétrico teria como objetivos principais a redução da demanda de captação de água pela refinaria e a possibilidade de se evitar uma ampliação maior da capacidade de geração de vapor, com os empreendimentos futuros da refinaria (FAVARETTO, 2006).

O consumo evitado de 45 t/h de vapor proporciona os seguintes resultados: economia de 28.160 t/ano de óleo combustível e emissão evitada de 89.820 t/ano de CO₂. No entanto, devem ser considerados abatimentos nesses valores de acordo com a forma pela qual a energia elétrica será obtida.

7.3.8 Alteração na Matriz de Combustíveis

Em julho de 1999 ocorreu a interligação da Refinaria de Paulínia ao Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), possibilitando a substituição de 190.000 t/ano de óleo combustível por 163.000 t/ano de gás natural. A Refinaria de Paulínia, por sua demanda de gás natural, foi a empresa que viabilizou a operação do Gasoduto (REPLAN, 2001).

Do ponto de vista ambiental houve redução das emissões atmosféricas, principalmente, de óxidos de enxofre, óxidos de nitrogênio e material particulado. Em termos de óxidos de enxofre, a redução de emissão foi da ordem de 3.800 t/ano. Como o teor de carbono do gás natural é inferior ao do óleo combustível, também ocorreu uma redução de 170.000 t/ano de CO₂.

Do ponto de vista energético, a substituição de óleo combustível por gás natural possibilitou que os fornos e caldeiras operassem com menor excesso de ar e, em consequência, houve melhoria da eficiência energética.

Na Tabela 7.2 está mostrado um resumo dos casos descritos de melhoria da eficiência energética voltados para a Refinaria de Paulínia e suas respectivas emissões evitadas de CO₂.

Tabela 7.2 - Emissões evitadas de CO₂ na Refinaria de Paulínia

CASO	LOCAL	ANO OU PERÍODO DE IMPLANTAÇÃO	EMIÇÃO EVITADA DE CO₂ (t/ano)
Aplicação do sistema de modelagem Butil no projeto da ampliação do sistema de utilidades	REVAP ⁽¹⁾	2003	438.000
Substituição de óleo combustível por gás natural	REPLAN	1999	170.000
Cogeração (2 sistemas existentes)	REPLAN	1999	140.000
Aumento da pressão de geração do vapor de 8.630 para 8.924 kPa	REPLAN	2002	10.640
<i>Pinch Technology</i> para melhoria da bateria de pré-aquecimento da UDAV-II	REPLAN	2003	88.550
<i>Pinch Technology</i> para melhoria da bateria de pré-aquecimento da UDAV-I	REPLAN	2007	78.710
Recuperação de 4% da eficiência de dois fornos atmosféricos das UDAVs	REPLAN	2007-2008	22.070
Instalação de turbo-expansor na UCCF	REPLAN	2008	30.000
Cogeração (2 sistemas novos)	REPLAN	2009-2010	140.000
Mudança de acionamento do soprador da UCCF (grande máquina)	REPLAN	Sem previsão	89.820

Fonte: Elaboração própria.

Nota (1): Resultado alcançado na REVAP, mas com potencial de aplicação na REPLAN.

7.4 Verificação de oportunidades para obtenção de créditos de carbono em refinarias

Algumas empresas de petróleo, como BP e Shell, estabeleceram um sistema de comércio interno de créditos de emissões de GEE (IPIECA; OGP, 2002).

A prioridade atual da Petrobras na gestão das emissões de GEE é o monitoramento das mesmas. A obtenção dos créditos de carbono é uma questão complementar.

As diretrizes corporativas da Petrobras ainda estão em construção. Por exemplo, há aprovação para buscar créditos de carbono dentro do âmbito do MDL (Mercado Quioto), porém ainda não há recomendação expressa para entrar em mercados voluntários como a Bolsa de Chicago (Mercado Não-Quito).

Como para o Brasil e, em consequência, para a Petrobras ainda não há metas de redução de emissão de GEE, é importante ressaltar o aspecto voluntário das ações tomadas pela companhia.

Leme (2005) explica que para um projeto ser aprovado no âmbito do MDL, o mesmo deve passar por um processo de validação, registro e certificação, no qual são aferidos os critérios de elegibilidade definidos pelo Protocolo de Quioto. Ao todo, são considerados quatro critérios de elegibilidade, três dos quais expressamente previstos no parágrafo 5 do artigo 12: participação voluntária das partes envolvidas no projeto; benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo, relacionados à mitigação da mudança do clima; e adicionalidade. Somente a comprovação do desenvolvimento sustentável está implícita no texto do Protocolo, mas isto que não lhe tira o caráter obrigatório.

A adicionalidade consiste na comprovação de que a redução de emissões pelo projeto ocorre de forma adicional ao que haveria em sua ausência. Devido à dificuldade de aplicação desse critério, foi elaborado um documento pela UNFCCC (2005b) que estabelece uma série de passos para a avaliação da adicionalidade de um projeto candidato ao MDL.

Segundo explica Baumert (1998), a adicionalidade financeira diz respeito à aferição se o projeto seria econômica e financeiramente viável sem os proveitos oriundos do MDL. Parte-se do pressuposto de que, se viável economicamente, tal projeto seria realizado e, portanto, considerado como prática comum em seu setor produtivo, o chamado *business-as-usual*.

Deve ser notado que responder à questão da adicionalidade vai além de meramente avaliar a viabilidade econômico-financeira do projeto na ausência dos incentivos do MDL. Envolve essencialmente analisar as potenciais barreiras – políticas, institucionais e econômico-financeiras – à implementação do projeto em face de alternativas.

As oportunidades atingem os mais diversos ramos de atividades, desde indústrias, agroindústrias, projetos florestais, até atividades comerciais e de transporte. Algumas das principais oportunidades relacionadas com refinarias são:

- Substituição de combustíveis: seja na geração de vapor, eletricidade, energia térmica, potência mecânica, ou para outras finalidades. Por exemplo, substituição de combustíveis fósseis mais intensivos na emissão de gases de efeito estufa por outros, menos intensivos, como é o caso da substituição de óleo combustível por gás natural;
- Aumento da eficiência no uso da energia: a redução do consumo de energia elétrica obtida da rede elétrica ou de geração própria, a partir de combustíveis fósseis, pelo aumento da eficiência de processos e instalações, dá margem à obtenção de créditos. Oportunidades estão na substituição de equipamentos, mudanças de processo e racionalização do uso de eletricidade. Também o uso racional de energia que resulte em redução do consumo de combustíveis fósseis pode gerar créditos de carbono. Exemplos típicos são: cogeração de energia, substituição de equipamentos, otimização de sistemas a vapor, redução de perdas térmicas e conversão de ciclos simples em ciclos combinados.

7.5 Projetos com oportunidades para obtenção de créditos de carbono em refinarias

Dentro de uma iniciativa estratégica na gestão das emissões de GEE, a área de Abastecimento contratou, em 2006, uma empresa de consultoria para a indicação de projetos potenciais de MDL nas refinarias e para a execução do procedimento necessário para obtenção das RCEs. O principal desafio desse trabalho é a comprovação da adicionalidade nos diversos projetos da área de Abastecimento.

As duas principais oportunidades para obtenção de créditos de carbono identificadas na Refinaria de Paulínia são os projetos futuros do turbo-expansor e dos dois sistemas de cogeração. Além deles, vale mencionar também o novo processo H-Bio que está sendo testado em algumas refinarias da Petrobras, incluindo a Refinaria de Paulínia.

7.5.1 Turbo-expansor

Conforme descrito no item 7.3.2, está sendo projetado um turbo-expansor para geração de 14 MW de energia elétrica a partir do gás efluente do regenerador de uma UCCF da Refinaria de Paulínia, com previsão de entrar em operação no final de 2008. A estimativa de emissão evitada é da ordem de 30.000 t/ano de CO₂.

De acordo com a empresa de consultoria não existem barreiras (tecnológicas, financeiras e institucionais) para a implementação desse projeto e sua adicionalidade deverá ser demonstrada economicamente, devido ao fato do projeto do turbo-expansor situar-se no limiar de ser economicamente viável. Porém, a adoção da tecnologia não é prática comum em refinarias. Moreira (2006) afirma que, em 2004, havia 107 turbo-expansores instalados no mundo para um universo estimado de 750 refinarias.

A elaboração do Documento de Concepção do Projeto (PDD⁴⁷) partirá das seguintes informações:

- Objetivo: Redução de emissões de CO₂ devido à substituição de fontes geradoras de eletricidade que queimam combustíveis fósseis;
- Tecnologia: Gerador síncrono e turbo-expansor que aproveita os gases residuais provenientes da UCCF.

7.5.2 Cogeração

Para atender a demanda energética adicional de novas plantas de hidrotratamento de gasolina e diesel, serão instalados dois novos sistemas de cogeração na Refinaria de Paulínia com previsão de entrar em operação entre 2009 e 2010. Cada sistema será constituído por um turbo-gerador a gás natural de 19,5 MW de capacidade e uma caldeira de recuperação de calor para geração de 100t/h de vapor de alta pressão (8.924 kPa), como anteriormente mencionado.

⁴⁷ Do inglês *Project Design Document*.

Novamente, a principal dificuldade em enquadrar a cogeração como projeto de MDL é a comprovação da adicionalidade. Por outro lado, é prematuro afirmar que a cogeração é uma prática comum, pois, conforme discutido no item 7.3.6, o refino de petróleo é uma das indústrias com maior potencial de cogeração.

7.5.3 Processo H-Bio

A Petrobras está testando em algumas refinarias, inclusive na Refinaria de Paulínia, um novo processo de refino, denominado H-Bio, que consiste na produção de óleo diesel com o processamento de óleo vegetal, como por exemplo, óleo de soja. Nesse processo ocorre a adição de até 10% de óleo vegetal na carga das unidades de hidrotratamento de diesel. Portanto, trata-se de um processo para obtenção de óleo diesel que também utiliza biomassa como matéria-prima.

A importância do óleo vegetal, como de qualquer outra biomassa, nesse contexto, é seu uso como fonte de energia primária menos intensiva na emissão de gases de efeito estufa. Isso porque o CO₂ emitido em sua queima é absorvido pelo crescimento do novo estoque de biomassa, desde que ela seja de origem renovável, ou seja, provenha de fonte continuamente renovada à medida que é explorada e pouco intensiva no consumo de combustíveis fósseis ao longo de seu ciclo de vida.

Outra vantagem é com relação à balança comercial brasileira devido à redução de importação de diesel. A meta para 2008 é o processamento de cerca de 425.000 m³/ano de óleo vegetal, possibilitando uma redução de até 25% nas importações de diesel (que representam hoje 10% do total consumido no país).

Esse projeto tem grande possibilidade de ser elegível para MDL. A Petrobras está investigando o assunto, mas a questão da titularidade dos créditos de emissão nesse caso não é elementar.

7.6 Projetos de captura e armazenamento de CO₂ (CCS⁴⁸)

De acordo com White et al. (2003), o seqüestro de carbono consiste na remoção (captura) e armazenamento a longo prazo de CO₂ da atmosfera ou de fontes de emissão. As formações geológicas com maior potencial de armazenar CO₂ são reservatórios esgotados de petróleo e gás natural, veios de carvão profundos e não-exploráveis e aquíferos salinos profundos.

A captura e separação de CO₂ emitido por fontes antropogênicas móveis ou estacionárias é a primeira etapa do processo de seqüestro. Exemplos de fontes estacionárias incluem termoeletricas, produção de gás natural e refinarias de petróleo.

Com relação ao armazenamento geológico de CO₂, White et al. (2003) relatam que durante décadas as companhias de petróleo injetaram CO₂ em poços de óleo ativos para aumentar as taxas de produção e o tempo de vida útil do poço. Embora essa prática tenha sido motivada pela recuperação intensiva de óleo (EOR⁴⁹), descrita no Capítulo 3, há um potencial benefício adicional advindo do fato do CO₂ ficar aprisionado no subterrâneo durante o processo. De fato, devido aos benefícios econômicos para compensar o custo, é esperado que a EOR seja a metodologia pioneira de armazenamento de CO₂ a ser largamente empregada. No longo prazo, entretanto, a maior capacidade e vantagens de localização dos aquíferos salinos profundos os tornarão preferenciais como locais de armazenamento à medida que aumentar a quantidade de CO₂ a ser seqüestrada.

Segundo CONCAWE (1999), diferentemente de outros poluentes, não existe nenhuma tecnologia factível para o abatimento de CO₂ de gases efluentes de processo. Entretanto, algumas opções de disposição estão sob consideração científica. Devido aos aspectos técnicos, ecológicos e econômicos ainda não está disponível uma solução viável.

Algumas tecnologias emergentes em estudo são: (1) disposição no fundo de oceanos; (2) disposição em aquíferos profundos; (3) disposição em reservatórios esgotados de óleo e gás e (4) disposição como sólido em depósitos isolados.

⁴⁸ Do inglês *Carbon dioxide capture and storage*.

⁴⁹ Do inglês *Enhanced Oil Recovery*.

Os problemas ecológicos incluem a influência no meio biológico das áreas de injeção, o possível vazamento do gás para a atmosfera e atividade sísmica induzida. Qualquer que seja a opção considerada, ela por si só consumirá energia e contribuirá para a emissão de CO₂.

CONCAWE (1999) afirma que é difícil fazer uma comparação precisa das quatro tecnologias. Não há dúvida que a solidificação (carbonatação) requer mais energia e investimento.

IPCC (2005) observa que ainda há pouca experiência com a combinação de captura, transporte e armazenamento de CO₂ num sistema totalmente integrado de CCS. Apesar da técnica já ser empregada em algumas aplicações industriais, a CCS ainda não foi usada em plantas termelétricas de grande porte que é a aplicação com maior potencial. Estimativas dos custos de disposição de CO₂ estão mostradas na Tabela 7.3.

Tabela 7.3 - Custos de disposição de CO₂

Tecnologia	Custo (US\$/t CO₂)
Captura em planta termelétrica (carvão ou gás)	15-75
Captura na produção de hidrogênio ou processamento de gás	5-55
Transporte ⁽¹⁾	1-8
Armazenamento geológico ⁽²⁾	0,5-8
Armazenamento em oceanos ⁽³⁾	5-30
Carbonatação mineral ⁽⁴⁾	50-100

Fonte: adaptado de IPCC (2005).

Notas: (1) para trecho de 250 km em duto ou navio; (2) foi considerado somente o custo de injeção; (3) foi incluído transporte de 100-500 km; (4) foi incluído o uso de energia adicional para carbonatação.

Coninck (2006) relata que a COP 11, realizada no final de 2005 em Montreal, foi um momento especial na história da política climática, pois foi a primeira vez que os países que ratificaram o Protocolo de Quioto se encontraram oficialmente. A COP 11 também pode ser vista como o lançamento oficial da CCS no cenário internacional de política climática, pois foi a primeira reunião da UNFCCC em que essa questão foi proeminente na agenda. As respostas dos governos variaram de moderadamente positiva para muito entusiasmada. Porém, apesar da concordância em promover as tecnologias de CCS, ainda não existe um consenso de como essa

questão deveria ser tratada no âmbito do MDL. Nessa mesma ocasião, o IPCC (2005) lançou um relatório especial sobre CCS no qual apontou que as metodologias correntes são insuficientes para tratar as questões relativas ao caráter permanente dos benefícios. Esse assunto continuará em discussão e, com certeza, a inclusão de CCS no âmbito do MDL somente será implementada com o devido reconhecimento dos especialistas.

Apesar da questão de CCS ainda ser polêmica, existe a possibilidade de aplicação em alguns casos em que ocorrem relações sinérgicas. A seguir será relatado um caso típico de uma refinaria localizada próxima de uma região de produção.

Conforme descrito no Capítulo 6, os regeneradores da UCCF de uma refinaria são responsáveis por cerca de 1/3 das emissões de CO₂. Com base nesse fato, Pimenta (2006) descreve que existe um projeto no Centro de Pesquisas da Petrobras para estudar a viabilidade técnica e econômica de geração, na UCCF da Refinaria Landolfo Alves em Mataripe (BA), de uma corrente rica em CO₂ para utilização como agente de recuperação terciária de petróleo, em outras palavras, EOR, em campos maduros da região produtora do Recôncavo Baiano.

O CO₂ injetado em poços maduros é capaz de estimular a sua produção, conforme mostrado na Figura 7.2. A eficiência de recuperação é função da pressão no reservatório e da pureza da corrente de CO₂. Portanto, a corrente da UCCF deve ser previamente tratada numa coluna de absorção com aminas, por exemplo. Existem outras opções de tratamento em estudo.

Estimativas iniciais mostram uma necessidade de 6.500 t/dia de CO₂ na região de produção, o que possibilita uma recuperação de cerca de 5,8 milhões barris por ano de óleo leve para a Refinaria de Mataripe.

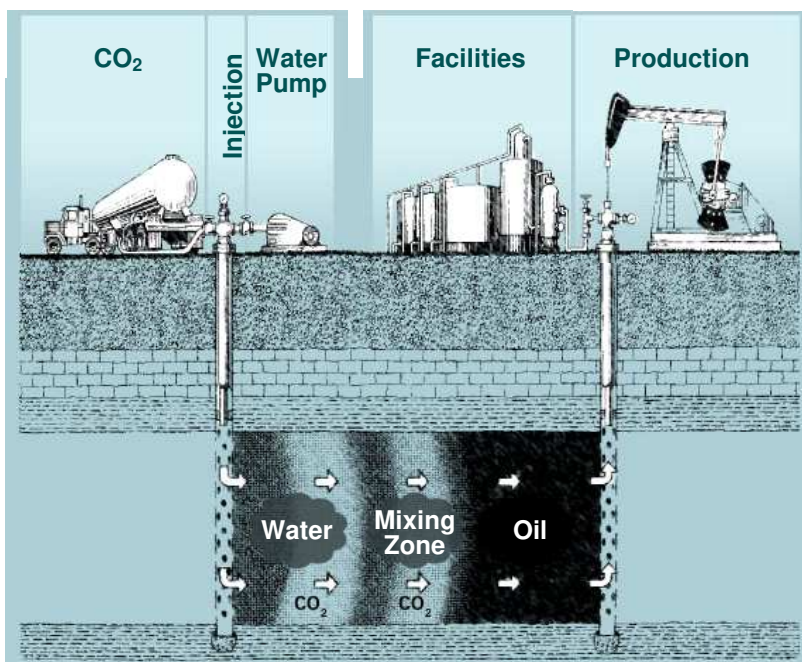


Figura 7.2 – Recuperação terciária de petróleo em campos maduros

Fonte: Pimenta (2006).

7.7 Projetos de modernização para atendimento de exigências ambientais

CONCAWE (1999) afirma que as principais exigências para alterar a qualidade de combustíveis veiculares devido a propósitos ambientais são:

- Redução intensa do teor de enxofre da gasolina e do diesel;
- Redução do teor de aromáticos da gasolina e do diesel;
- Redução da densidade;
- Aumento do número de cetano do diesel.

Essa pressão para reformulação dos combustíveis tem como consequência a necessidade de instalação de novas unidades de processo em refinarias. Essas unidades adicionais não aumentam a capacidade da refinaria, mas aumentam seu consumo de combustível.

Esse fato ressalta a necessidade dos formuladores de política estabelecer um balanço entre as novas exigências ambientais para combustíveis e a política de abatimento de CO₂.

CONCAWE (1999) enfatiza que o sucesso dos esforços para economizar energia nos últimos anos poderia ser anulado pelas exigências adicionais de processo e, portanto emissões adicionais de CO₂, provenientes da reformulação dos combustíveis. Um estudo da CONCAWE demonstrou que para cada kg de enxofre removido de um produto ocorre emissão de 10 kg de CO₂, conforme já mencionado. As emissões de CO₂ aumentam para níveis ainda maiores à medida que as especificações de enxofre dos combustíveis vão se tornando mais restritivas.

Existe também no Brasil uma demanda legal para melhorar a qualidade dos combustíveis veiculares dentro do âmbito do PROCONVE⁵⁰ - Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores. Para 2009 são esperadas as seguintes reduções nos teores de enxofre de combustíveis:

- Gasolina: de 1.000 para 50 partes por milhão (ppm);
- Diesel Interior: de 2.000 para 500 ppm;
- Diesel Metropolitano: de 500 para 50 ppm.

Conforme mencionado anteriormente, Szklo e Schaeffer (2006) descrevem que a redução estipulada dos teores de enxofre do diesel e da gasolina, entre 2002 e 2009, deverá aumentar o uso de energia nas refinarias brasileiras em torno de 30% com efeitos na emissão de CO₂.

As refinarias da Petrobras estão sendo modernizadas para atender essa demanda legal através dos projetos denominados de “Carteiras de Gasolina e Diesel”. No caso da Refinaria de Paulínia, na produção futura de gasolina e diesel a remoção total de enxofre esperada é de 57 t/dia (REPLAN, 2006). Com base no valor mencionado da CONCAWE haverá uma emissão adicional de CO₂ igual a 208.000 t/ano.

⁵⁰ Programa estabelecido pela Resolução nº. 18/86 do CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente, posteriormente complementada por outras Resoluções CONAMA.

7.8 Panorama das emissões de GEE de uma refinaria

O presente capítulo teve o intuito de mostrar como a questão do desafio das mudanças climáticas pode afetar a estratégia de negócios de uma refinaria.

O uso eficiente de energia ressurgiu nos últimos anos com nova visão. A melhoria da eficiência energética é uma oportunidade atraente para reduzir emissões de GEE além de reduzir custos operacionais. Porém, foi mostrado também que o sucesso dos esforços de economia de energia nos últimos anos poderia ser anulado pelas exigências ambientais para reformulação de combustíveis.

No caso da Refinaria de Paulínia, esse fato pode ser comprovado, a partir da Tabela 7.2, através da comparação do aumento estimado de 208.000 t CO₂/ano resultante dos Projetos das Carteiras de Gasolina e Diesel com o potencial de emissão evitada de 270.000 t CO₂/ano referente aos projetos da área energética para o período de 2007 a 2010.

Neste sentido, pode ser concluído que o aumento da eficiência energética melhora as emissões relativas de GEE, porém as emissões absolutas continuarão crescendo se houver demandas adicionais de aumento de capacidade de produção e/ou de atendimento de exigências ambientais.

Portanto, de acordo com Szklo e Schaeffer (2006), a indústria mundial de refino deve lidar simultaneamente com o abatimento de emissões de poluentes com impactos locais (devido a especificações dos combustíveis) e com o abatimento de emissões de poluentes com impactos globais (devido ao aumento do uso de energia nas refinarias para remover contaminantes dos combustíveis).

Esse fato ressalta a necessidade dos formuladores de política estabelecer um ponto de equilíbrio entre as políticas ambientais para combustíveis e de abatimento de CO₂, mesmo que o Brasil ainda não tenha compromissos oficiais de redução de emissões de GEE.

Capítulo 8

Conclusões e recomendações

Os objetivos principais desta dissertação foram quantificar as emissões de GEE e identificar oportunidades de redução das mesmas para uma refinaria brasileira. Através da utilização do programa aplicativo SANGEA foi possível quantificar as emissões da Refinaria de Paulínia. A revisão bibliográfica e a análise crítica das informações obtidas possibilitaram discutir algumas opções para a incorporação de uma gestão de emissões de GEE no planejamento estratégico e na estrutura de negócios de uma refinaria nacional.

Desta forma, é possível afirmar que o trabalho cumpriu o seu objetivo e, como resultado, foram obtidas as conclusões e recomendações explicitadas a seguir.

8.1 Conclusões

Os estudos de caso mostraram que as companhias de petróleo (exemplificadas pela Shell Canada Limited, Petrobras e Chevron) têm buscado identificar riscos e oportunidades associados com o desafio das mudanças climáticas.

A principal oportunidade de redução de emissões está associada à melhoria da eficiência energética e as três empresas atuam nesse sentido. O desempenho energético das refinarias tanto da Shell Canada Limited como da Chevron melhorou 24% num período de 14 anos. No período de 1997 a 2004, o desempenho energético das refinarias da Petrobras melhorou 10% e a empresa tem como meta melhorar outros 12% até 2010, atingindo um IIE igual a 95.

A melhoria da eficiência energética traz consigo dois desafios: o primeiro é atingir um patamar de redução coerente com a configuração existente das refinarias e o segundo é compensar as emissões adicionadas por aumentos de produção ou por restrições da legislação referente à qualidade dos produtos.

Apesar do negócio geotérmico da Chevron ser um ponto de destaque, em geral, os investimentos em fontes renováveis de energia das companhias ainda têm sido relativamente pequenos em comparação as suas operações com hidrocarbonetos. Da mesma forma, a opção de captura e armazenamento geológico de CO₂ ainda está no estágio inicial.

Em comparação às outras duas empresas, a Petrobras está situada dentro de um patamar diferente na gestão de emissões de GEE, principalmente pelo fato do Brasil não possuir metas de redução de emissões na primeira fase do Protocolo de Quioto. Nesse caso, é importante salientar o caráter voluntário das ações da empresa.

As emissões de GEE provenientes do processo produtivo de uma companhia de óleo e gás têm participação significativa no contexto nacional. As emissões do Abastecimento e da Refinaria de Paulínia correspondem a 7,8% e 1,3%, respectivamente, do contexto brasileiro de combustíveis fósseis. Todavia, essas contribuições podem aumentar devido à necessidade de adequação das refinarias da Petrobras para processar petróleos mais pesados e para atender as restrições ambientais referentes aos teores de enxofre no diesel e na gasolina.

A confecção de um inventário de emissões de GEE é um importante passo inicial que uma companhia deve tomar no sentido de construir uma estratégia efetiva para as mudanças climáticas.

Neste trabalho foi mostrado que o SANGIA é uma ferramenta adequada para conduzir o inventário de emissões de GEE da Refinaria de Paulínia, pois o valor total de emissão de GEE obtido pelo SANGIA apresentou uma diferença de apenas 1% em relação ao valor estimado pelo SIGEA da Petrobras. O SANGIA e o SIGEA possuem a mesma base de referência que é a metodologia do API.

A utilização do programa aplicativo SANGEA para a quantificação de emissões de GEE da Refinaria de Paulínia mostrou que a maior fonte de contribuição individual é a combustão de gás de refinaria (33,8%) seguida de perto pelos regeneradores de UCCF (33,1%). Em termos de categorias de fontes, as emissões ficam distribuídas da seguinte forma: 55,8% combustão, 43,1% processo, 0,8% fugitivas e 0,3% indiretas.

A principal vantagem do SANGEA é o fato dele ser um programa aplicativo de domínio público, o que possibilita que outros setores da sociedade, como a academia, possam desenvolver um senso crítico sobre o assunto.

Com relação à gestão das emissões de GEE para uma refinaria é importante incorporar na estrutura de negócios um conceito de emissões evitadas de CO₂ associado ao retorno financeiro proporcionado por projetos de racionalização do uso da energia. Isto porque a indústria de refino de petróleo é uma grande usuária de energia e a melhoria da eficiência energética é uma oportunidade atraente para reduzir emissões de GEE além de reduzir custos operacionais.

Apesar dos esforços despendidos, o desempenho energético das refinarias da Petrobras ainda possui um bom espaço de melhoria. No caso da Refinaria de Paulínia, com base na meta de IIE de 95 para 2010, é possível melhorar a eficiência numa ordem de 5%. Porém, tecnicamente é possível reduzir mais que isso.

Para a Refinaria de Paulínia, as principais oportunidades de ganho energético estão associadas a projetos de recuperação de energia (turbo-expansor), integração de processo para trocadores de calor (UDAV), aumento da eficiência térmica de fornos de processo e cogeração.

Na Refinaria de Paulínia foram identificadas duas oportunidades para obtenção de créditos de carbono que são os projetos futuros do turbo-expansor e dos dois sistemas de cogeração. A principal dificuldade para enquadrá-los como projetos de MDL é a comprovação da adicionalidade.

O sucesso dos esforços para economizar energia nos últimos anos pode ser anulado pelas exigências ambientais para adequação da qualidade dos produtos. No caso da REPLAN, esse fato pode ser comprovado através da comparação do aumento estimado de 208.000 t CO₂/ano

resultante dos Projetos das Carteiras de Gasolina e Diesel com o potencial de emissão evitada de 270.000 t CO₂/ano referente aos projetos da área energética para o período de 2007 a 2010.

Esse fato ressalta a necessidade dos formuladores de política estabelecer um balanço entre as novas exigências ambientais para combustíveis (com impactos locais) e a política de abatimento de CO₂ (com impactos globais).

A partir desse raciocínio surge um dilema: No curto prazo será que a sociedade vai preferir “pensar globalmente e agir localmente” (influenciando de forma global a sua qualidade de vida) ou “pensar e agir localmente” (influenciando diretamente a sua qualidade de vida)?

Finalmente, a essência da solução do problema das mudanças climáticas, assim como de toda questão ambiental, econômica e social, está na reavaliação dos valores que fundamentam o atual sistema de produção econômica. Por mais que se criem mecanismos jurídicos e econômicos para enfrentar o problema, sem essa necessária reflexão, provavelmente as mudanças, se acontecerem, serão em ritmo mais lento que o necessário para a sustentabilidade da vida humana na Terra.

Em outras palavras, o modo de vida da sociedade deve ser repensado. A manutenção da opção atual pelo uso intensivo dos combustíveis fósseis vai levar a sociedade a uma situação insustentável num futuro próximo.

Alcançar plenamente o desenvolvimento sustentável permanece como uma meta ideal e, talvez, inatingível. Uma estratégia menos ambiciosa, porém mais focalizada e factível, seria meramente se empenhar em “fazer um desenvolvimento mais sustentável”.

Essa conclusão também é válida para o Brasil. Apesar da contribuição do país para o efeito estufa derivar principalmente do desflorestamento e uso da terra, o grande projeto de redução de GEE no Brasil é relacionado ao setor de transporte que está, atualmente, concentrado de forma maciça no transporte rodoviário.

8.2 Recomendações

Através dessa dissertação foi dado um passo no estudo acadêmico de opções de gestão das emissões de GEE para uma refinaria nacional. Seguem recomendações para os próximos passos:

- Estabelecimento de um plano de gestão para uma refinaria nacional: definição da linha de base inicial para utilização de energia e emissões e, a partir daí, criação de metas de redução de emissão de GEE;
- Condução de um esforço maior de redução de consumo de energia na refinaria para equiparação às refinarias internacionais de referência, buscando oportunidades de otimização energética através da aplicação da Integração de Processo de forma sistemática numa refinaria inteira (*Total Site Pinch Analysis*);
- Análise da viabilidade técnica e econômica das ações propostas para a redução de emissão de GEE, inclusive implantação de novas tecnologias como o processo H-Bio e o seqüestro de carbono.

Referências

ABADIE, Elie. Curso de Engenharia de Processamento (CENPRO). Petrobras. **Processos de refinação**: apostila. Rio de Janeiro, 2006.

ALMEIDA, Fernando. **O bom negócio da sustentabilidade**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 2002. 191 p.

API. American Petroleum Institute. **Towards A Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Oil & Gas Industry Operations**. Washington, 2002.

API. American Petroleum Institute. **Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry**. Washington, 2004.

API. American Petroleum Institute. **SANGIA [trademark] Emissions Software**. Washington, 2005. Disponível em: <<http://ghg.api.org/home.asp>>. Acesso em: 01 dez. 2005.

ARPEL. Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe. **ARPEL Workshop Report: Flaring and Venting Reductions and Gas Recovery Opportunities in Latin América ant the Caribbean**. Montevideo, 2006. Disponível em: <<http://www.arpel.org/en/>>. Acesso em: 02 nov. 2006.

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

BATTELLE MEMORIAL INSTITUTE. **SANGIA [trademark] 3.03: GHG Emission Estimation and Reporting: User Guide 1.01**. Columbus, 2004. Disponível em: <<http://ghg.api.org/home.asp>>. Acesso em: 01 dez. 2005.

BAUMERT, Kevin A. Understanding additionality. In GOLDEMBERG, José; REID, Walter (Edit.). **Trends & baselines: promoting development while limiting greenhouse gas emissions**. UNDP; World Resources Institute, 1998, p. 135-144.

BEG, Noreen et al. Linkages between climate change and sustainable development. **Climate Policy**, v. 2, p. 129-144, 2002.

BP. **Sustainability Report 2003**. London, 2004. 49p.

BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. Relatórios de Referência. Emissões de Dióxido de Carbono por Queima de Combustíveis: Abordagem Top-Down.** Brasília, DF, 2002.

BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Inventário de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal: Comunicação Inicial do Brasil.** Brasília, DF, 2004. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/17351.html>>. Acesso em: 22 dez. 2006.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2005: Ano base 2004.** Rio de Janeiro: EPE, 2005. 188p.

BROWNE, John. Beyond Kyoto. **Foreign Affairs**, v. 83, n. 4, p. 20-32, 2004.

CHEVRON. **Corporate Responsibility Report 2005.** San Ramon, 2006. 34 p. Disponível em: <http://www.chevron.com/cr_report/2005/>. Acesso em: 25 jun. 2006.

CHRISTIANSEN, Atle C.; WETTESTAD, Jørgen. The EU as a frontrunner on greenhouse gas emissions trading: how did it happen and will the EU succeed? **Climate Policy**, v.3, n.1, p. 3-18, 2003.

COMISSÃO MUNDIAL SOBRE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO. **Nosso futuro comum.** 2.ed. Rio de Janeiro: Fundação Getulio Vargas, 1991. 430 p.

CONCAWE. Conservation of Clean Air and Water in Europe. **Best available techniques to reduce emissions from refineries.** Brussels, 1999. 185 p. (Document no. 99/01).

CONINCK, Helen de. CO₂ Capture and Storage launched in the Climate Change Community. **Greenhouse Issues**, n. 81, p. 5-7, 2006.

CORRÊA, Eduardo Coelho; FIALHO, Jorge Luiz de Arruda. Otimização energética e redução de emissões na ampliação e gestão do parque de refino. In: **ENERGY EFFICIENCY “REAL WORLD CASE STUDIES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY & GREENHOUSE GAS EMISSIONS REDUCTIONS”**, 2003, Buenos Aires. **Anais...** Buenos Aires: Asociación Regional de Empresas de Petroleo y Gas Natural en Latinoamerica y el Caribe, 2003.

CORTESE, Amy. As the earth warms, will companies pay? **Greenhouse Network.** 2002. Disponível em: <<http://www.greenhouse.org/news/Aug-2002/earthwarms.html>>. Acesso em: ago. 2002.

CUNHA, Kamyla Borges. **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: evolução do instrumento e perspectivas.** 2005. 190f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

CUNHA, Otaviano Luiz da (Org.). Aumento da Pressão de Geração do Vapor de 88,0 kgf/cm² para 91,0 kgf/cm². In: **Trabalhos de destaque do ano 2003 da Refinaria de Paulínia.** Paulínia: Refinaria de Paulínia, 2004.

DEFRA. **A summary guide to the UK Emissions Trading Scheme**. UK: Department for Environment, Food and Rural Affairs, 2001.

DJSI. Dow Jones Sustainability Indexes. **DJSI Industry Overview: Oil & Gas Producers**. Zurich, 2006. Disponível em: < <http://www.sustainability-indexes.com>>. Acesso em: 06 set. 2006.

ENERGY INTELLIGENCE GROUP. Green issues to wack big oil where it hurts most. **International Petroleum Finance**. 2002. Disponível em: <http://www.redlisted.com/feature_0208petrofin.pdf>. Acesso em: ago. 2002.

FAAGAU, Gary; SEILLIER, Darryl; PETELA, Eric. 21st Century energy efficiency. **Hydrocarbon Engineering**, v. 10, n. 1, p. 31-36, 2005.

FAUCHEUX, Sylvie; NOËL, Jean-François. **Economia dos recursos naturais e do meio ambiente**. Lisboa: Instituto Piageu, 1995.

FAVARETTO, Geraldo. **Estudo sobre a substituição do acionador do soprador SP-2201 da U-220**. Paulínia: Refinaria de Paulínia, jan. 2006. 6 p. Relatório técnico.

HEYMAN, Eva; ACCATTATIS, Livio. Achieving energy efficiency. **Hydrocarbon Engineering**, v. 11, n. 3, p. 31-33, 2006.

IEA. International Energy Agency. **World Enegy Outlook 2004**. Paris, 2004. Disponível em: <<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/weo2004.pdf>>. Acesso em: 31 jul. 2006.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate Change 1995: The Science of Climate Change. Contribution of Working Group I to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge: Cambridge University Press, 1996a. 572 p.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Greenhouse Gas Inventory Reference Manual: IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**, v. 3, 1996b. Disponível em: < <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6.htm>>. Acesso em: 11 ago. 2005.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate change 2001: Synthesis report. A Contribution of Working Groups I, II and III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge: Cambridge University Press, 2001a. 398p.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate change 2001: the scientific bases. A report of Working Group I of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Bonn, 2001b.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage**. Montreal, 2005. Disponível em: < <http://www.ipcc.ch/activity/srccs>>. Acesso em: 13 set. 2006.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Japan: Institute for Global Environmental Strategies, 2006. Disponível em: <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>>. Acesso em: 29 dez. 2006.

IPIECA. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. **Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions**. London, 2003. Disponível em: <http://www.ipieca.org/downloads/climate_change/GHG_Reporting_Guidelines.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2005.

IPIECA; OGP. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Petroleum; International Association of Oil and Gas Producers. **The oil and gas industry from Rio to Johannesburg and beyond**. London, 2002.

KOH, Peter. CO₂ market brings windfall profits for generators. **Euromoney**. v. 37, n. 444, p. 111-113, 2006.

LECOCQ, Franck. **State and trends of the carbon market 2004**. Washington: World Bank, 2004.

LEME, Rodrigo Marcelo. **Estimativa das emissões de poluentes atmosféricos e uso de água na produção de eletricidade com biomassa de cana-de-açúcar**. 2005. 144f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

LORENZO, Hugo Rotband Di et al. **Perspectivas de ganhos financeiros com a implantação de projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo em uma refinaria de petróleo no Brasil**. 2006. 91f. Monografia (Especialização em Engenharia de Processamento de Petróleo) – Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

LORETI, Christopher et al. Standardization of Petroleum Industry Greenhouse Gas Emissions Management using the SANGA [trademark] System. In: AIR AND WASTE MANAGEMENT ASSOCIATION'S ANNUAL MEETING AND EXHIBITION, 97., 2004, Indianapolis. **Anais...** Indianapolis: Air and Waste Management Association, 2004. p. 4853-4861.

MILOSEVIC, Zoran; COWART, Wade. Refinery energy efficiency and environmental goals. **PTQ SUMMER 2002**, n. Q3, p. 45-55, 2002.

MOREIRA, José Roberto. **Perspectivas de tecnologias futuras e potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa no Abastecimento**. In: SEMINÁRIO DE VERIFICAÇÃO DE OPORTUNIDADES DE PROJETOS NO ABASTECIMENTO DA PETROBRAS PARA OBTENÇÃO DE CERTIFICADOS DE CRÉDITOS DE CARBONO, 2., 2006, São Paulo. Apresentação em 30 ago. 2006.

MUNASINGHE, Monan. Analysing the nexus of sustainable development and climate change: an overview. **OECD. Organization for Economic Co-operation and Development**. 2003. Disponível em: < <http://www.oecd.org/dataoecd/32/54/2510070.pdf> >. Acesso em: 19 ago. 2005.

NAE. Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República. **Cadernos NAE**. nº 3, fev. 2005. Brasília: Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica, 2005.

NORDRUM, Susann et al. Development of a Consistent Approach to Estimating Greenhouse gas Emissions for the Petroleum Industry. In: THE SEVENTH SPE INTERNATIONAL CONFERENCE ON HEALTH, SAFETY, AND ENVIRONMENT IN OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION, 7., 2004, Calgary. **Anais...** Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2004. p. 1-7, ref. SPE 86609.

PETROBRAS. **Gestão de Emissões Atmosféricas: Relatório de Desempenho**. Rio de Janeiro, 2005. 35p. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/meio_ambiente/portugues/pdf/131205VersaoFinalPetrobrasInterneto.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2006.

PETROBRAS. Na vanguarda empresarial. **Revista Petrobras**, Rio de Janeiro, ano 12, n. 117, p. 10-13, set. 2006.

PETROLEUM INTELLIGENCE WEEKLY. **PIW's top 50: how the firms stack up**. New York, 2004. 3p. Disponível em: <<http://www.energyintel.com>>. Acesso em: 19 dez. 2006.

PIMENTA, Ricardo. Centro de Pesquisas da Petrobras. **Gaseificação do coque gerado nas UFCCs**. In: SEMINÁRIO DE VERIFICAÇÃO DE OPORTUNIDADES DE PROJETOS NO ABASTECIMENTO DA PETROBRAS PARA OBTENÇÃO DE CERTIFICADOS DE CRÉDITOS DE CARBONO, 1., 2006, São Paulo. Apresentação em 26 abr. 2006.

POINT CARBON. **Carbon 2006: Towards a truly global market**. Copenhagen, 2006. 60p. Disponível em: <<http://www.pointcarbon.com>>. Acesso em: 28 dez. 2006.

REPLAN. Refinaria de Paulínia. **Implantação das Unidades de Coqueamento Retardado e HDT – Hidrotratamento de Correntes Instáveis: Relatório Ambiental Preliminar**. Paulínia, nov. 2001, v. 1. 146 p.

REPLAN. Refinaria de Paulínia. **Ampliação das Unidades de Destilação Atmosférica U-200A e a Vácuo U-210A: Relatório Ambiental Preliminar**. Paulínia, jul. 2002, v. 1. 142 p.

REPLAN. Refinaria de Paulínia. **Projeto de Modernização da Refinaria de Paulínia: Estudo de Impacto Ambiental**. Paulínia, ago. 2006, v. 1, p. 26.

RITTER, Karin et al. The Road to Consistency in Greenhouse Gas Emissions Estimation and Reporting for the Oil & Gas Industry Sector. In: AIR AND WASTE MANAGEMENT ASSOCIATION'S ANNUAL MEETING AND EXHIBITION, 97., 2004, Indianapolis. **Anais...** Indianapolis: Air and Waste Management Association, 2004. p. 4841-4852.

RITTER, Karin et al. **Methodologies and tools for global consistency of greenhouse gas emissions estimation and reporting for the Oil & Gas Industry Sector**. Washington: API, 2005.

ROMEIRO, Ademar Ribeiro. **Desenvolvimento sustentável e mudança institucional: notas preliminares**. Campinas: UNICAMP/IE, 1999.

ROMEIRO, Ademar Ribeiro; SALLES FILHO, Sérgio. Dinâmica de inovações sob restrição ambiental. In ROMEIRO, Ademar Ribeiro; REYDON, Bastiaan Philip; LEONARDI, Maria Lucia Azevedo (Org.). **Economia do meio ambiente: teoria, políticas e a gestão de espaços regionais**. 2.ed. Campinas: UNICAMP/IE, 1999. p. 85-124.

SCHIEVELBEIN, Vernon; LEE, Arthur. Global greenhouse-gas-emissions inventory method. **Journal of Petroleum Technology**, v. 54, n. 7, p. 50-54, 1999.

SHELL CANADA LIMITED. **Managing GHG Emissions: Performance to the end of 2004 and forecast to 2008**, Calgary, 2005. 13p. Disponível em: <<http://www.shell.ca/code/values/climate/vcr.pdf>>. Acesso em: 26 jul. 2005.

SILVEIRA, Cíntia et al. **Emissões Atmosféricas de Óxidos de Nitrogênio em Refinarias de Petróleo**. 2006. 100f. Monografia (Especialização em Engenharia de Processamento de Petróleo) – Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

STELLING, Glenda R. R. **Estudo de Caso: Implantação e utilização de indicador de emissões atmosféricas como ferramenta de gestão em refinarias de petróleo**. 2004. 170 f. Dissertação (Mestrado Profissional em Sistemas de Gestão) – Escola de Engenharia, Universidade Federal Fluminense, Niterói.

SZKLO, Alexandre; SCHAEFFER, Roberto. Fuel specification, energy consumption and CO₂ emission in oil refineries. **Energy**, 2006. Artigo no prelo (recebido em 17 mai. 2006). Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com> >. Acesso em: 26 out. 2006.

SUAREZ, Miriam Liliana Hinostroza. **Avaliação dos impactos macroeconômicos quanto à implementação de uma eco-taxa no Brasil**. 1996. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

SUAREZ, Miriam Liliana Hinostroza. **Política Energética e Desenvolvimento Sustentável: taxa sobre o carbono para mitigação de gases de efeito estufa no Brasil**. 2000. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

SUNDIN, Heidi; RANGANATHAN, Janet. Managing business greenhouse gas emissions: the greenhouse gas protocol – a strategic and operational tool. **Corporate Environmental Strategy**, v. 9, n. 2, p. 137-144, 2002.

TOMAZ, E.; JARDIM, W. F. Curso de Especialização em Engenharia Ambiental. Faculdade de Engenharia Química. UNICAMP. **Controle de Efluentes Gasosos**: apostila. Campinas, 2000.

UNFCCC. United Nations Framework Convention on Climate Change. **Caring for climate: a guide to the Climate Change Convention and the Kyoto Protocol**. Bonn: Climate Change Secretariat (UNFCCC), 2005a.

UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change. **Tool for the demonstration and assessment of additionality (version 02)**. Bonn: UNFCCC, 2005b. Disponível em: < <http://www.unfccc.int>>. Acesso em: 29 dez. 2006.

USEPA. United States Environmental Protection Agency. **AP 42 Compilation of air pollutant emission factors: Volume I: Chapter 5 – Petroleum Industry**. 5th ed. Washington: USEPA, 1995. Disponível em: <<http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch05/>>. Acesso em: 25 jun. 2006.

USEPA. United States Environmental Protection Agency. Emission Inventory Improvement Program. **Volume II: Chapter 1 – Introduction to stationary point source emission inventory development**. Washington: USEPA, 2001.

VALERO ENERGY CORPORATION. **Environment: Greenhouse Gas Emissions Reduction**. San Antonio, 2006. Disponível em: < http://www.valero.com/EnvironmentAndSafety/Environment/Environment_Greenhouse_Gas>. Acesso em: 19 dez. 2006.

WBCSD/ WRI. World Business Council for Sustainable Development and World Resources Institute. **The Greenhouse Gas Protocol: a corporate accounting and reporting standard**. Washington, 2004.

WHITE, Curt M. et al. Separation and Capture of CO₂ from Large Stationary Sources and Sequestration in Geological Formations – Coalbeds and Deep Saline Aquifers. **Journal of the Air & Waste Management Association**. v. 53, p. 645-715, 2003.

WORRELL, Ernst; GALITSKY, Christina. **Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities For Petroleum Refineries**. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley, 2005. 114 p.